

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



Département d'hydraulique

Laboratoire de Recherches des Sciences de l'eau

**Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique**

**Optimisation de la production d'un champ de puits
pétrolier couplé à son réseau de collecte
Application au Nord-Ouest de Hassi Messaoud**

Amirouche YACINI et

Zakaria LABDI

Sous la direction de Mr Salim BENZIADA

Présenté et soutenu publiquement le 01/07/2019

Composition du jury :

Président : Mme Pr. Saida BENMAMMAR

Promoteur : Mr Salim BENZIADA

Examineur : Mr Rachid BOUTCHICHA

Examinatrice: Mme Ibtissem BELGACEM

Examineur: Mr Wissem KIRATI

ENP 2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



Département d'hydraulique

Laboratoire de Recherches des Sciences de l'eau

**Mémoire de projet de fin d'études
pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique**

**Optimisation de la production d'un champ de puits
pétrolier couplé à son réseau de collecte
Application au Nord-Ouest de Hassi Messaoud**

Amirouche YACINI et

Zakaria LABDI

Sous la direction de Mr Salim BENZIADA

Présenté et soutenu publiquement le 01/07/2019

Composition du jury :

Président : Mme Pr. Saida BENMAMMAR

Promoteur : Mr Salim BENZIADA

Examineur : Mr Rachid BOUTCHICHA

Examinatrice: Mme Ibtissem BELGACEM

Examineur: Mr Wissem KIRATI

ENP 2019

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Mes chers parents qui, sans eux, tout ceci n'aurai jamais vu le jour, je le dédie également à mon grand frère Aghiles qui était et reste toujours pour moi la boussole qui ne perd pas son nord .

Mes dédicaces s'adressent également à mon cher frère Lounis et mes sœurs Lydia, Nassima, Amel

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

Amirouche.

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents et ma chère sœur Naziha qui m'a beaucoup aidé et à mon grand frère Ahmed Walid je le dédie très chaleureusement à mon binôme Amirouche .

Zakaria.

Remerciements

Nous remercions dieu de nous avoir béni jusqu'à la réalisation de ce travail.

On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire de fin d'étude.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur

Mr : BENZIADA Salim, mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.

Un grand merci à nos familles respectives

Nous profitons de l'occasion pour remercier Mr Mohamed Zaoui pour son aide durant la période de stage .

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى تحسين إنتاج حقل نفط يقع شمال غرب حاسي مسعود بناءً على مفاهيم ميكانيكا الموائع. نستخدم نهجاً معروفاً في صناعة النفط باسم "التحليل العقدي" للتنبؤ بتأثير التغيير في أحد مكونات نظام إنتاج الهيدروكربون على فقد الضغط في هذا النظام. وحول إنتاج هذا الأخير ، باستخدام برنامج PIPESIM لنمذجة النظام ، ودراسة مدى حساسية المعلمات المختلفة والتنبؤ بتطور الإنتاج مع مرور الوقت.

الكلمات الدالة: التحسين ، الإنتاج ، التحليل العقدي ، انخفاض الضغط ، برنامج PIPESIM

Abstract :

The objective of this study is to optimize the production of an oilfield located in northwest of Hassi Messaoud based on fluid mechanics concepts. We use an approach known in the oil industry as "Nodal Analysis method" to predict the effect that would have a change in a component of the hydrocarbon production system on the head losses In that system and on its production, using the PIPESIM software to model the system, study its sensitivity to different parameters and to predict the evolution of production over time..

Key words: optimization ,production , nodal analysis, pressure drops, PIPESIM

Résumé :

Cette étude a pour objectif l'optimisation de la production d'un champ pétrolier situé au Nord-Ouest de Hassi Messaoud en se basant sur les notions de la mécanique des fluides. Nous utilisons une approche connue dans l'industrie pétrolière sous le nom de "l'Analyse Nodale" pour prédire l'effet qu'aurait le changement dans une composante du système de production d'hydrocarbure sur les pertes de charge dans ce système et sur la production de ce dernier. En utilisant le code de calcul Pipesim pour modéliser le système et étudier sa sensibilité par rapport différents paramètres afin de prévoir l'évolution de la production dans le temps .

Mots clés : optimisation ,production , analyse nodale , pertes de charge , PIPESIM

Table des matières

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS

| | |
|----------------------------|----|
| Introduction générale..... | 15 |
|----------------------------|----|

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

| | |
|---|----|
| I.1 Introduction..... | 17 |
| I.2 Présentation général de l'entreprise SONATRACH..... | 17 |
| I.3 Historique du champ | 17 |
| I.4 Situation géographique | 17 |
| I.5 Situation géologique : | 18 |
| I.6 Zonation du champ | 19 |
| I.7 Description du réservoir..... | 19 |
| 1.7.1.Caractéristique des fluides | 19 |

CHAPITRE II : PARTIE THEORIQUE

| | |
|---|----|
| II.1 Performances de réservoir | 22 |
| II.1.1 Introduction..... | 22 |
| II.1.2 Construction de l'IPR | 22 |
| II.1.2.1 Indice de productivité | 22 |
| II.1.2.2 Méthode de Vogel | 24 |
| II.1.2.2.1 Application de la méthode de Vogel | 24 |
| II.1.2.4 Méthode de Wiggins..... | 25 |
| II.1.2.5 Méthode de Fetkovich | 25 |
| II.1.2.6 Méthode de Johns, Blout et Glaze | 25 |
| II.1.3 Le point de fonctionnement d'un puits | 26 |
| II.1.3.1 La courbe VLP..... | 26 |

| | |
|--|----|
| II.2 : Régimes d'écoulement et perte de charge | 27 |
| II.2.1 Introduction..... | 27 |
| II.2.2 Régimes d'écoulement diphasiques..... | 27 |
| II.2.2.1 Régimes d'écoulements diphasiques verticaux | 27 |
| II.2.2.2 Ecoulement diphasique horizontal | 29 |
| II.2.2.3.Ecoulement multiphasique à travers la duse | 31 |
| II.2.3.1 Régime critique..... | 31 |
| II.2.3.2 Régime transitoire..... | 32 |
| II.2.3.3 Régime non critique..... | 32 |
| II.3 Pertes de charge | 33 |
| II.3.1 Introduction..... | 33 |
| II.3.2 Les corrélations des pertes de charge dans un écoulement verticale | 34 |
| II.3.3 Les corrélations des pertes de charge dans un écoulement horizontal | 35 |
| II.4 : Réseau de collecte | 36 |
| II.4.1 Introduction..... | 36 |
| II.4.2 Plans du réseau de collecte | 36 |
| II.4.2.1 Liaison individuelle | 36 |
| II.4.2.1.1 Les avantages techniques..... | 36 |
| II.4.2.1.2 Les inconvénients | 36 |
| II.4.2.2 liaison par collecteur..... | 36 |
| II.4.2.2.1 Les avantages techniques..... | 36 |
| II.4.2.2.2 Les inconvénients | 37 |
| II.4.3 Les accessoires des collectes | 38 |
| II.4.4 Implantation..... | 38 |
| II.5 : Séparation | 39 |
| II.5.1 Introduction..... | 39 |
| II.5.2 Séparation | 39 |
| II.5.2.1 Le but de séparation..... | 40 |
| II.5.2.2 Les paramètres de séparation..... | 41 |
| II.5.2.3 Effets physiques influant la séparation | 41 |
| II.5.2.4 Mécanismes de séparation | 42 |
| II.5.3 Les Types de séparateurs | 43 |
| II.6: Pompe | 47 |
| II.6.1 Introduction..... | 47 |

| | |
|---|----|
| II.6.2.Généralités sur les pompes | 47 |
| II.6.2.1. Les turbopompes..... | 47 |
| II.7.L'analyse nodale..... | 54 |
| II.7.1.Introduction..... | 54 |
| II.7.2.Concept de l'analyse nodale | 54 |
| II.7.3.Objectifs de l'analyse nodale | 54 |
| II.7.4.Application de l'analyse nodale | 55 |
| II.7.5.Procédure d'application de l'analyse nodale..... | 55 |
| II.7.6. Les différentes positions du nœud | 56 |
| II.7.7 Aperçu sur le logiciel (PIPESIM)..... | 58 |
| II.7.7.1 La procédure de modélisation et simulation des puits par PIPESIM | 58 |
| II.8.Conclusion..... | 58 |

CHAPITRE III : MODELISATION DES PUITES

| | |
|--|----|
| III.1.Introduction | 60 |
| III.2. la modélisation des puits | 60 |
| III.2.1.Collect des données | 60 |
| III.3. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité..... | 67 |
| III.4.Conclusion..... | 70 |

CHAPITRE IV : MODELISATION DU RESEAU DE COLLECTE

| | |
|--|----|
| IV.1.Introduction..... | 72 |
| IV.2.Structure de réseau | 72 |
| IV.3.Choix de la corrélation..... | 73 |
| IV.4.Procédure de travail | 73 |
| IV.5. Résultat de la simulation du réseau actuel | 74 |
| IV.5.1.Réseau actuel MFD W1F et MFD W1F' | 74 |
| IV.5.2.Réseau actuel MFD OMN332 | 75 |
| IV.6.Scénarios envisagés..... | 76 |
| IV.6.1.Première variante..... | 76 |

| | |
|--|----|
| IV.6.2.Deuxième variante..... | 76 |
| IV.6.3.Troisième variante..... | 77 |
| IV.6.4.Quatrième variante..... | 78 |
| IV.6.5.Cinquième variante..... | 78 |
| IV.6.6.Sixième variante..... | 79 |
| IV.7.Résultats de la simulation des variantes..... | 79 |
| IV.7.1.Première variante..... | 79 |
| IV.7.2.Deuxième variante..... | 81 |
| IV.7.3.Troisième variante..... | 84 |
| IV.7.4.Quatrième variante..... | 86 |
| IV.7.5.Cinquième variante..... | 90 |
| IV.7.7.Sixième variante..... | 93 |
| IV.7.8.Gain en production de chaque variante..... | 94 |
| IV.8.Conclusion..... | 95 |

CHAPITRE V : DESIGN DE LA POMPE

| | |
|--|-----|
| V.1.Introduction..... | 96 |
| V.2 Calcul du débit de la pompe..... | 96 |
| V.2.1. Diamètres des conduites..... | 96 |
| V.2.2 Perte de charge coté aspiration..... | 97 |
| V.2.3 Calcul de la pression à la bride d'aspiration PA..... | 97 |
| V.2.4 Calcul de la pression de refoulement..... | 97 |
| V.2.5 Calcul de la hauteur manométrique..... | 98 |
| V.3.Condition de fonctionnement sans cavitation ($NPSH_{disponible}$)..... | 98 |
| V.3.1 Résultat :..... | 99 |
| V.4 Choix du type de la pompe..... | 99 |
| V.4 Conclusion..... | 100 |

CHAPITRE VI :ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

| | |
|---|-----|
| VI.1.Introduction | 102 |
| VI.2.Hypothèses de calcul | 102 |
| VI.3.Couts d'investissement du projet | 102 |
| VI.4.Délai d'amortissement du projet | 103 |
| VI.4.1.Délai d'amortissement..... | 103 |
| VI.4.2.Délai d'amortissement..... | 103 |
| VI.6.Conclusion | 105 |
| | |
| Conclusion et recommandations | 106 |
| Bibliographie | 107 |
| Annexe A : Les corrélations de l'écoulement vertical des puits..... | 108 |
| Annexe B : Courbes Inflow et Outflow après calage | 118 |
| Annexe C : Profil de pression après calage | 133 |

Liste des tableaux

| | |
|---|-----|
| Tableau II.1 : Pourcentage des termes de perte de charge selon le type du puits..... | 33 |
| Tableau II.2 : Corrélations des pertes des charges verticales..... | 34 |
| Tableau III.1 : Données des essais des puits..... | 61 |
| Tableau III.2 : Données jaugeages..... | 62 |
| Tableau III.3 : corrélations de l'écoulement vertical..... | 62 |
| Tableau III.4 : Données jaugeages récentes..... | 63 |
| Tableau IV.1 : Résultat simulation réseau actuel MFD W1F et MFD W1F' (Pipesim).... | 74 |
| Tableau IV.2 : Vérification des résultats simulés MFD W1F et MFD W1F'..... | 74 |
| Tableau IV.3 : Résultat simulation réseau actuel MFD OMN332 (Pipesim)..... | 75 |
| Tableau IV.4 : Résultat simulation réseau actuel MFD OMN332 (Pipesim)..... | 75 |
| Tableau IV.5 : Résultat simulation de la 1 ^{er} variante..... | 80 |
| Tableau IV.6 : Résultat simulation de la 2 ^{eme} variante..... | 82 |
| Tableau IV.7 : Résultat simulation de la 3 ^{eme} variante..... | 86 |
| Tableau IV.8 : Résultat simulation de la 4 ^{eme} variante..... | 88 |
| Tableau IV.9 : Résultat de simulation de la 5 ^{eme} variante (cas de base et cas simulé)..... | 90 |
| Tableau IV.10 : Résultat simulation de la 5 ^{eme} variante..... | 91 |
| Tableau IV.11 : Résultat simulation de la 6 ^{eme} variante..... | 93 |
| Tableau VI.1 : Coûts d'investissement du projet..... | 102 |
| Tableau VI.2 : Délai d'amortissement..... | 103 |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure I.2 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud | 18 |
| Figure I.5 Carte de zonation du champ de HMD | 19 |
| Figure II.1 Variation de PI en fonction de régime d'écoulement..... | 23 |
| Figure II.2 IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé..... | 25 |
| Figure II.3 IPR et VLP dans un système de production..... | 26 |
| Figure II.4 : le point de fonctionnement d'un puits..... | 27 |
| Figure II.5 Régimes d'écoulement diphasique dans le tubing (vertical). | 28 |
| Figure II.6 différents régimes d'écoulements diphasiques verticaux. | 29 |
| Figure II.7 Différents régimes d'écoulements diphasiques horizontaux. | 30 |
| Figure II.8 Différents régimes d'écoulements diphasiques horizontaux dans une pipe..... | 31 |
| Figure II.9 Ecoulement à travers la duse... .. | 31 |
| Figure II.10 Régimes d'écoulement à travers la Duse..... | 32 |
| Figure II.11. Réseau de collecte de liaison par ligne individuelle. | 37 |
| Figure II.12 Réseau de collecte de liaison par collecteur..... | 37 |
| Figure II.13 Le séparateur dans un système de production..... | 39 |
| Figure II.14 la résultante des forces..... | 44 |
| Figure II.15 Séparateur Vertical..... | 44 |
| Figure II.16 la résultante des forces..... | 45 |
| Figure II.17 Séparateur horizontal..... | 45 |
| Figure II.18 Séparateur sphérique..... | 46 |
| Figure II.19 Pompe centrifuge, vue de face et en coupe..... | 47 |
| Figure II.20 Courbe caractéristique d'une courbe centrifuge..... | 48 |
| Figure II.21 domaine de fonctionnement de la pompe..... | 50 |
| Figure II.22 turbine endommagée par la cavitation..... | 51 |
| Figure II.23 Pompe à piston..... | 52 |
| Figure II.24 Point de fonctionnement..... | 55 |
| Figure II.25 Les différentes positions du nœud..... | 55 |
| Figure III.1 Les corrélations de l'écoulement vertical puits OMM32..... | 65 |
| Figure III.2. Profil de pression puits OMM32..... | 65 |
| Figure III.3 IPR & VLP puits OMM32..... | 66 |
| Figure III.4. Point de fonctionnement du puits calibré puits OMM32..... | 66 |

| | |
|---|-----|
| Figure III.4. Sensibilité sur le GOR pour le puits OMM32..... | 67 |
| Figure III.5 Sensibilité sur le diamètre de la duse pour le puits OMM32..... | 68 |
| Figure III.6 Sensibilité sur la PG pour le puits OMM32..... | 69 |
| Figure III.7 Sensibilité sur la Pt pour le puits OMM32..... | 70 |
| Figure IV.1 Structure du réseau dans le PIPESIM (GIS map)..... | 72 |
| Figure IV.2 Réseau MFD W1F..... | 76 |
| Figure IV.3 Réseau MFD W1F'..... | 76 |
| Figure IV.4 Réseau MFD LDMP OMN332..... | 77 |
| Figure IV.5 Réseau MFD W1F + MFD W1F'..... | 78 |
| Figure IV.6 Réseau de collecte MFD W1F + MDF W1F' + MFD OMN332..... | 78 |
| Figure IV.7 Histogramme du Gain de la 1 ^{ère} variante..... | 80 |
| Figure IV.8 Histogramme du Gain de la 2 ^{er} variante..... | 83 |
| Figure IV.9 Histogramme du Gain de la 3 ^{ème} variante..... | 86 |
| Figure IV.10 Histogramme du Gain de la 4 ^{ème} variante..... | 89 |
| Figure IV.11.1 Freinage dans le réseau..... | 89 |
| Figure IV.11.2 Solution proposé avec collecteur 14''..... | 90 |
| Figure IV.12 Histogramme du Gain de la 5 ^{ème} variante..... | 92 |
| Figure IV.13 Histogramme du Gain de la 6 ^{ème} variante..... | 95 |
| Figure IV.14 Histogramme du Gain des variantes..... | 96 |
| Fig.V.1 Domaines d'utilisation des différents types de pompe..... | 99 |
| Figure VI.1. Délai d'amortissement Psép= 10 bar..... | 104 |
| Figure VI.2. Délai d'amortissement Psép= 6 bar..... | 104 |

Liste des abréviations

AOFP: Absolute Open Flow Potential [m^3/h]
API: American Petroleum Institute
Bo: facteur volumétrique d'huile [-]
D: diamètre du pipe [m]
DP : Division de Production
F: facteur de frottement [-]
Fm : facteur de frottement [-]
F(x) : fonction du rapport P_p/P_t [-]
g: accélération de la gravité [m/s^2]
gc : facteur de conversion
GOR: Gas Oil Ratio [-]
IPR: Inflow Performance Relationship
J: indice de productivité [m^3/bar]
K: la perméabilité [md]
LDBP: ligne directe bas pression
LDHP: ligne directe haute pression
NPSH disponible: Net Positive Suction Head
Pb : pression de bulle [bar]
Pasp: pression d'aspiration de la pompe
Pfd : pression de fond dynamique [bar]
Pfs : pression de fond statique [bar]
Pnoeud : la pression au point nodale [bar]
Pr : pression de réservoir [bar]
Pwf : pression de fond [bar]
Pt : pression de tête [bar]
Pp : pression de pipe [bar]
Psep: pression de séparateur [bar]
Qo : débit d'huile [m^3/h]
rm: la densité du mélange [-]
rw : rayon du puits [**ft**]
SNREPAL : Société Nationale de Recherche de Pétrole en Algérie
VLP : Vertical Lift Performance
Tv: tension de vapeur du liquide véhiculé [Pascale]
Vm: la vitesse d'écoulement du mélange [m/s]

ρ_m : masse volumique du mélange [Kg/m^3]

μ_0 : viscosité d'huile [cp]

\varnothing : diamètre de la duse [mm]

Introduction générale

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme à notre époque et une des matières premières indispensables à de nombreuses industries. La demande sur ces deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements, ce qui devient de plus en plus difficile et coûteux, soit l'optimisation de la production des champs déjà découverts. En fait, la production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mis en place pour l'exploiter.

L'objectif de cette étude est d'améliorer la production par l'installation d'un séparateur et d'une unité de pompage. La création d'un modèle intégré puits-réseau-station a pour but d'optimiser la production tout en étudiant les scénarios possibles.

Les démarches suivies dans cette étude se résument dans les points suivants :

- Modélisation des potentiels des puits en utilisant le logiciel PIPESIM (WELL).
- Modélisation du Réseau Collecte en utilisant le logiciel PIPESIM (NETWORK).
- Simulation des variantes (scénarios) possibles suivant la pression de séparation.
- Déterminer la solution la plus rentable.
- Design de la pompe à installer.
- Etude économique pour évaluer la rentabilité du projet (temps d'amortissement).

CHAPITRE 1
PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI
MESSAOUD

Chapitre I :Présentation du champ de Hassi Messaoud

I.1 Introduction

Le sud Algérien possède des richesses naturelles, parmi lesquelles nous citons les réserves en hydrocarbures d'où la présence d'une large gamme de produits relatifs aux gisements de pétrole et de gaz. Pour la séparation de ces produits et de leurs dérivés, notre pays a investi dans ce domaine dont la nécessité est d'acquérir et installer de grands complexes de traitement qui sont répartis en plusieurs unités. Hassi Massoud découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

I.2 Présentation général de l'entreprise SONATRACH

La SONATRACH est une entreprise nationale par son histoire et son orientation, d'un grand poids économique, et internationale par son domaine d'activité, industrie pétrolière et gazière.

Elle se situe au premier plan par l'importance de ses activités (prospection, forage, production,...ect). La gestion de ses activités est assurée par des branches opérationnelles qui sont des directions fonctionnelles qui élaborent et veillent à l'application de la politique et de la stratégie de groupe. Elles fournissent l'expertise et l'appui nécessaire aux activités [1].

I.3 Historique du champ

Le 16 janvier 1956, la Société nationale de recherches de pétrole en Algérie (SNREPAL) à découvert l'immense gisement de Hassi Messaoud par le premier forage MD1.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien [1].

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN.REPAL).

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

I.4 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 780 km au Sud Est d'Alger et à 300km de la frontière Tunisienne.

Il est limité :

- Nord Ouest par les gisements de Haoud-Berkaoui, Benkahla et Guellala
- Sud Ouest par les gisements d'EL-Gassi ,Zotti et EL-Agreb.

- Sud Est par les gisements de Rourd El-Baguek et Mesdar.
- Est par le Bassin de Berkine[1].

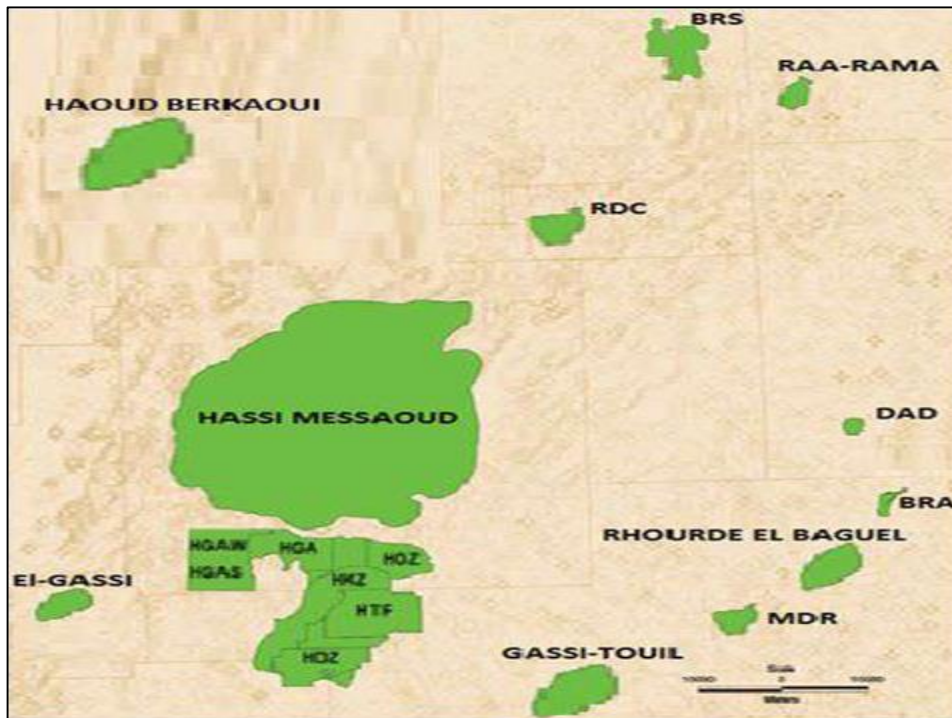


Figure I.4 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [DP-SONATRACH 2018]

- Sa localisation en coordonnées géographique :
 - Latitude : 31°40'49" Nord
 - Longitude : 6°04'22" Est
 - L'altitude par rapport au niveau de la mer : 152 m

I.5 Situation géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves.

Géologiquement, il est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'Oude M'ya.
- Au Sud par le mole d'Amguid EL Biad.
- Au Nord par la structure djamaa, Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar , Rhourde El Bagual.et Ghadames.[3]

I.6 Zonation du champ

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production (FigI.6), d'extension variables. 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 établi. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [1]

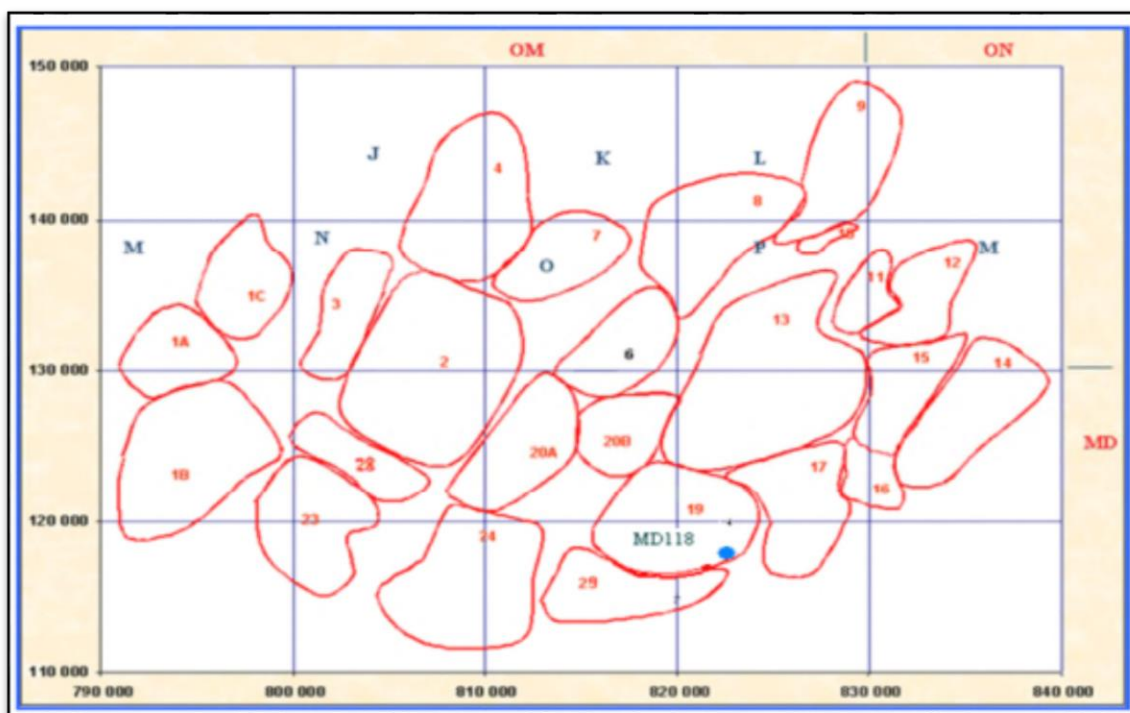


Fig I.6 : Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH]

Notre zone d'étude couvre les trois zones: 3 , 1C , 1A .

I.7 Description du réservoir

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par son réservoir cambro-ordovicien. Les accumulations prouvées s'étalent sur une superficie de 3300Km² avec une profondeur d'environ 3400m et d'une épaisseur allant jusqu'à 250m.

I.7.1.Caractéristique des fluides

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg /cm² pour un rapport gaz / huile de dissolution Rs égal à 240 stm³ / m³. A

l'Ouest il peut descendre jusqu'à un 140 kg / cm^2 pour un rapport de gaz / huile de dissolution égal à $160 \text{ scm}^3 / \text{m}^3$.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents qui coule dans le réservoir de Hassi Messaoud.

A- Les caractéristiques des huiles : sont les suivantes :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 120 à 400 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C .
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus : cas d'OML 63 et 633).
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10% .
- La perméabilité est assez faible .
- La viscosité est de 0,2 Cp.

B- Les caractéristiques de gaz associé : Pour un point de bulle de 160 kg / cm^2 on a :

Une viscosité de gaz de 0.02 cp et une compressibilité de 0.8 (bar)^{-1} .[2]

CHAPITRE 2
PARTIE THEORIQUE

Chapitre II : Partie théorique

II.1 Performances de réservoir

II.1.1 Introduction

L'écoulement vers un puits dépend du gradient de pression entre le réservoir et le fond du puit $P_r - P_{wf}$ (draw down).

La relation entre le débit et la chute de pression dans un milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, de sa saturation en fluide, du régime d'écoulement des fluides et la compressibilité du fluide. Cette relation est représentée graphiquement par la courbe IPR.

II.1.2 Construction de l'IPR [4]

IPR "Inflow Performance Relationship" est une représentation graphique de la relation entre le débit d'huile et la pression au fond du puits.

Si toutes les variables dans les équations du flux d'entrée pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy pourraient être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, à cause de l'indisponibilité des informations pour appliquer ces équations, des méthodes empiriques doivent être employées pour établir les IPR.

II.1.2.1 Indice de productivité

C'est la quantité de pétrole (exprimée en unités de volume : m^3 ou barils STB) mesurée dans les conditions du stockage que peut produire un puits dans une unité de temps (le jour, généralement) pour une baisse de pression égale à l'unité (bar, ou lbs/sq/in). Entre celle qui règne dans le gisement et celle qui règne dans le puits, en cours de débit sous régime permanent (et non en régime transitoire). L'indice de productivité est en fait une image de la perméabilité aux abords du puit

L'indice de productivité est utilisé généralement pour mesurer la capacité d'un puits à produire. Il est défini par le symbole J qui est le rapport entre le débit entrant au puits et la chute de pression dans le réservoir pour une production de l'huile sans eau, il est donné par la relation :

$$j = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \dots \dots \dots (II.1)$$

Où

q : le débit de production de l'huile, STB/jour.

j : L'indice de productivité, STB/jour/psi.

P_r : La pression moyenne de l'aire de drainage (pression statique), psi.

P_{wf} : La pression de fond, psi.

L'indice de productivité est mesuré généralement pendant un essai de production sur le puits. Il est important de noter que l'indice de productivité est une mesure valide du potentiel de productivité de puits seulement si l'écoulement dans le puits est en régime transitoire (pseudo-steady state). Ce qui est illustré par le schéma (Fig. II.1)

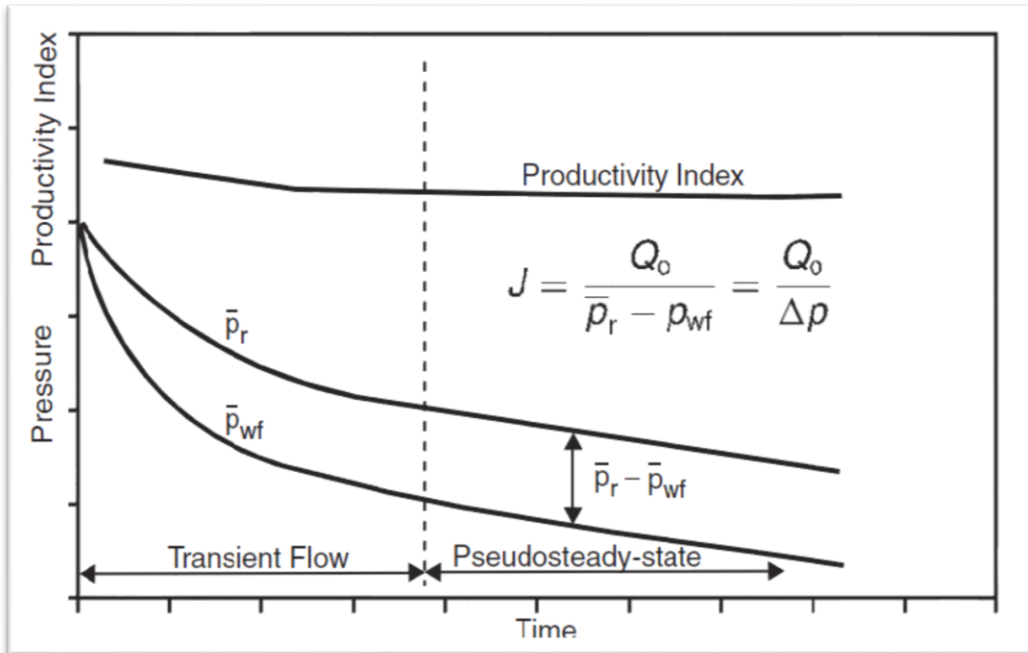


Fig. II.1 Variation de PI en fonction de régime d'écoulement.[4]

On peut exprimer l'indice de productivité par la relation :

$$j = \frac{0,00708.k_o.h}{\mu_o.B_o.\ln(0,47.\frac{r_e}{r_w})} \dots \dots \dots (II.2)$$

Avec :

J : Indice de productivité

Ko : perméabilité effective à l'huile [md]

h : épaisseur du réservoir [ft]

Pe : pression dynamique de fond [psia]

re : rayon dynamique de fond [ft]

rw : rayon du puits [ft]

μ_o : viscosité de l'huile [cp]

B_o : facteur volumétrique de l'huile [bbl/STB]

L'équation (II.2) est valable seulement si la fonction de pression est constante.

L'indice de productivité peut être toujours exprimé comme suit :

$$j = \frac{0,00708.k_o.h}{(Pr-Pwf).\ln(0,472.\frac{r_e}{r_w})} \cdot \int_{Pw}^{Pr} \frac{k}{u.B} dP \dots \dots \dots (II.3)$$

II.1.2.2 Méthode de Vogel

Vogel (1968) a réalisé une étude dans laquelle un modèle mathématique de réservoir a été utilisé pour générer des IPR pour plusieurs réservoirs d'huile saturés produisant sous un éventail de conditions. Vogel a normalisé l'IPR calculé et exprimé les rapports en forme de paramètres adimensionnels.

$$\text{Pression adimensionnelle} = \frac{P_{wf}}{P_r} \dots\dots\dots (II.4)$$

$$\text{Débit adimensionnelle} = \frac{q_0}{q_{0max}} \dots\dots\dots (II.5)$$

Tant que le pétrole est produit seul sans gaz ni eau, l'IP sera pratiquement indépendant du "draw-down" et la formule (II.3) reste applicable. L'IP sera affecté si de l'eau est produite ou si la pression dans la formation est inférieure au point de bulle de l'huile du réservoir. La saturation en gaz dans le réservoir, en réduisant la perméabilité à l'huile et l'augmentation de la viscosité de l'huile conduiront à une réduction de l'IP. Il sera encore fortement réduit aux grands débits à cause des turbulences qui se produiront à l'approche du puits. Guilbert fut le premier à mettre en évidence cette relation entre les performances d'un réservoir et sa pression de fond en débit. Il traça des courbes d'IPR (Inflow Performance Relationship) en utilisant des mesures de test.

Une méthode généralisée pour estimer la productivité d'un réservoir a été proposée par J.V. Vogel. Décrite par la relation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots (II.6)$$

Où q_{max} est le débit maximum avec une pression nulle au fond en écoulement.

En utilisant la courbe IPR de Vogel, Il est possible de calculer le débit maximum que le réservoir peut produire. Il correspond à une pression de fond d'écoulement nulle ($P_{wf} = 0$). A ce point, le "draw-down" sur la formation est maximum et est égal à la pression statique du réservoir P_r . Cette valeur est théorique et ne peut jamais être atteinte.

II.1.2.2.1 Application de la méthode de Vogel

1. Réservoir saturé : ($P_r \leq P_b$)

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2 \dots\dots\dots (II.7)$$

2. Réservoir sous saturé : ($P_r \geq P_b$)

Pour $P_{wf} \geq P_b$

$$j = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \dots\dots\dots (II.8)$$

Pour $P_{wf} \leq P_b$

$$q_0 = J \cdot (\bar{P}_r - P_{wf}) + \frac{J+P_b}{1.8} \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (II.9)$$

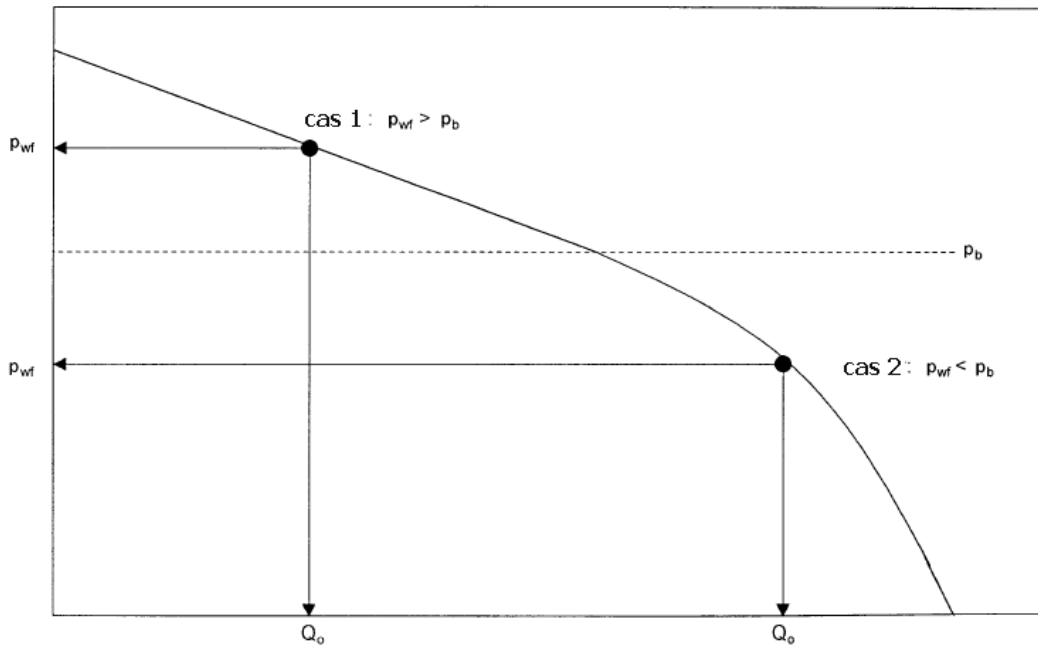


Figure II.2 IPR selon Vogel pour un réservoir sous saturé.[4]

II.1.2.4 Méthode de Wiggins

Wiggins a présenté une méthode simple pour générer l'IPR pour un écoulement triphasé, qui est semblable à la méthode de Vogel.

$$\frac{q_0}{q_{max}} = 1 - 0.52 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (II.10)$$

$$\frac{q_0}{q_{w. max}} = 1 - 0.52 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (II.11)$$

II.1.2.5 Méthode de Fetkovich

Fetkovich propose une méthode pour déterminer la performance d'inflow pour les puits d'huile en utilisant les mêmes types d'équations utilisées pour analyser les puits de gaz.

$$q_0 = C \cdot (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (II.12)$$

II.1.2.6 Méthode de Johns, Blout et Glaze

En 1976, Johns, Blout et Glaze publient une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcien) sur la performance du puits :

$$P_r - P_{wf} = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \quad \text{cas huile} \dots\dots\dots (II.13)$$

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = A. q_0 + B. q_0^2 \quad \text{cas gaz} \quad \dots\dots\dots(II.14)$$

II.1.3 Le point de fonctionnement d'un puits [4]

L'écoulement du réservoir vers le puits dépend du gradient de pression entre le réservoir et le fond du puit $P_r - P_{wf}$ (draw down). Ce qui est représenté graphiquement par la courbe IPR. Alors que l'IPR représente ce que le réservoir peut fournir au fond du puits, le VLP (Vertical Lift Performance Relationship) représente ce que le puits peut fournir à la surface.

II.1.3.1 La courbe VLP

Le VLP (Vertical Lift Performance Relationship) nommée aussi flux de sortie (Outflow), décrit la variation de la pression au fond du puits en fonction du débit. La VLP dépend de nombreux facteurs, notamment les propriétés du PVT fluide, la profondeur du puits, le diamètre du tubing, la pression à la surface, la coupure d'eau et la proportion de gaz. Il décrit l'évolution du flux du fond à la tête de puits.

Les relations de performance d'entrée IPR et de performance d'élévation verticale VLP associent la pression d'écoulement du puits de forage au taux de production en surface.

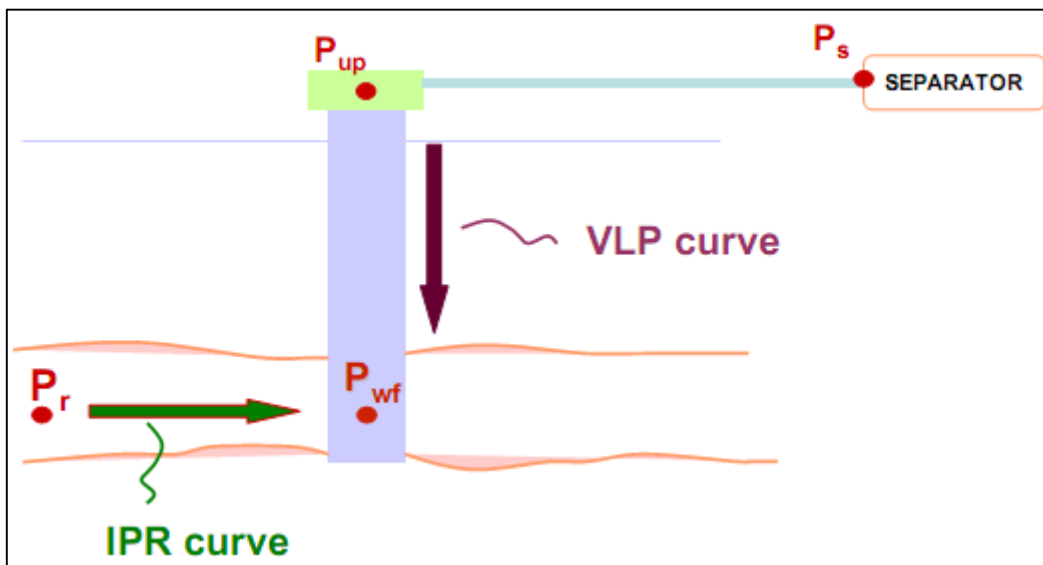


Fig. II.3 : IPR et VLP dans un système de production.[4]

L'intersection de l'IPR avec le VLP donne le point de fonctionnement, ce point correspond au débit et à la pression du fond relatifs à la production réelle d'un puits pour des conditions de fonctionnement données (P_r , P_i , WC , GOR , diamètre du tubing...).

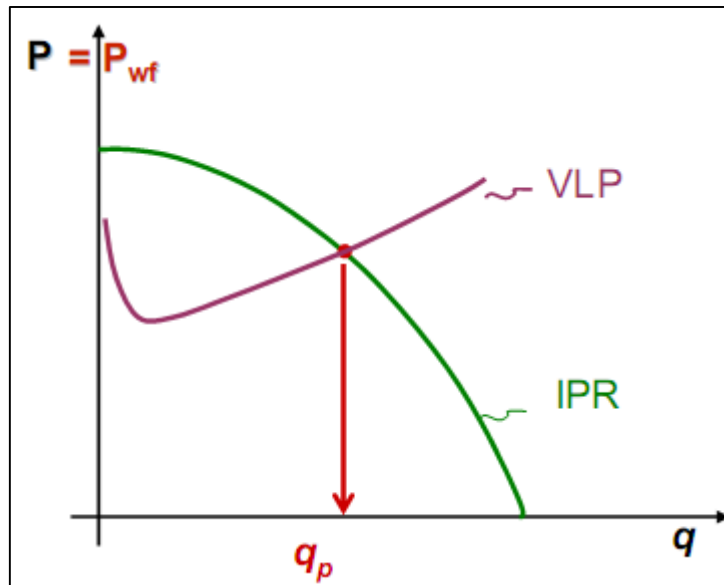


Fig. II.4 : le point de fonctionnement d'un puits [4]

II.2 : Régimes d'écoulement et perte de charge

II.2.1 Introduction

Le fluide multiphasique composé d'huile, de gaz et d'eau qui sort du réservoir de pétrole subit un écoulement à travers des conduites vertical et horizontal. On peut observer plusieurs régimes d'écoulement en fonction de la quantité de gaz et d'huile.

II.2.2 Régimes d'écoulement diphasiques

A chaque fois que deux fluides de propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il se crée une large gamme de régimes d'écoulement. La détermination de ces régimes est d'une extrême importance. Les corrélations empiriques utilisées pour estimer les pertes de charge varient avec eux.

II.2.2.1 Régimes d'écoulements diphasiques verticaux [5]

La détermination du régime d'écoulement qui a lieu à une position donnée dans le puits est d'une extrême importance. Les corrélations empiriques utilisées pour estimer les pertes de charges varient avec le régime d'écoulement.

Pour les écoulements multiphasiques ascendants, la majorité des auteurs reconnaissent l'existence de quatre régimes d'écoulement.

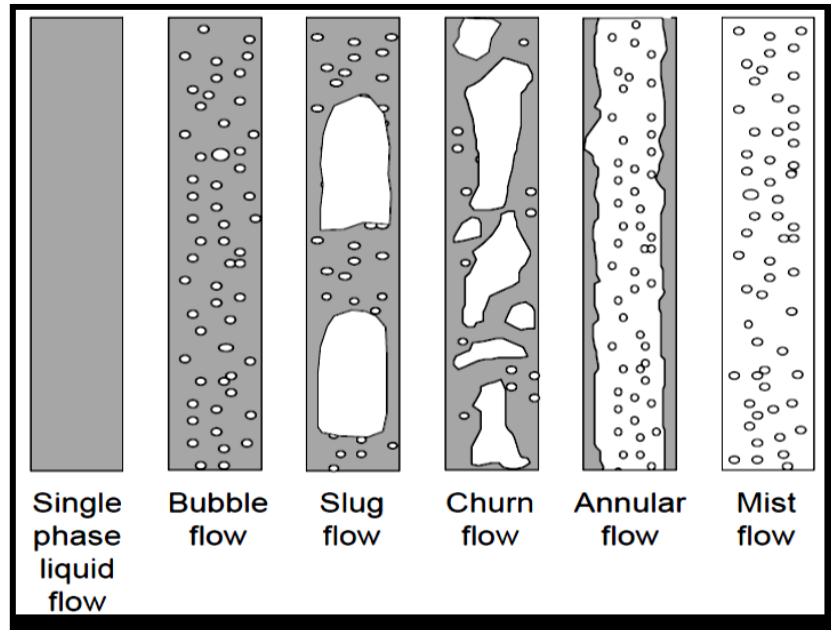


Fig. II.5 Régimes d'écoulement diphasique dans le tubing (vertical).

- **Écoulement en bulles (bubble flow)**

Ce type d'écoulement est caractérisé par une phase gazeuse uniformément répartie sous formes de bulles séparées dans une phase liquide continue.

- **Écoulement en bouchons (slug flow)**

Il est caractérisé par une série d'unités de bouchons. Chaque unité est composée d'une poche de gaz appelée "bulle de Taylor", un bouchon de liquide appelé "slug" et un film liquide autour de la bulle de Taylor. La bulle de Taylor est une bulle gazeuse axialement symétrique ayant la forme d'une balle, cette bulle occupe presque toute la section de la conduite. Le bouchon liquide transporte les bulles de gaz et sépare deux bulles consécutives.

- **Écoulement transitoire (transition)**

C'est un écoulement chaotique dans lequel les formes des bulles de Taylor et des bouchons liquides sont déformées. Aucune phase n'est continue. La continuité de la phase liquide est toujours interrompue par des zones à forte concentration du gaz.

- **Écoulement annulaire ou brumeux (annular mist)**

Il est caractérisé par une continuité axiale de la phase gazeuse. Le liquide s'y présente sous forme de film couvrant les parois du tubing ainsi que sous forme de gouttelette dispersées dans le gaz. A des débits de gaz élevés, plus de liquide devient dispersé, laissant un film liquide très fin s'écoulant le long des parois.

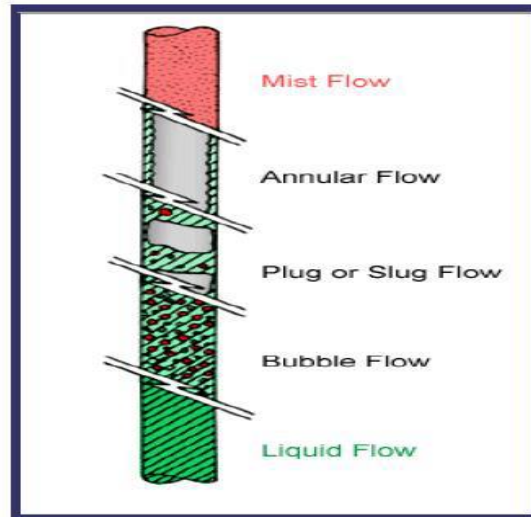


Fig. II.6 différents régimes d'écoulements diphasiques verticaux.[5]

Les régimes d'écoulement sont les mêmes que pour l'écoulement vertical et horizontal, à l'exception d'une absence de l'écoulement stratifié et de l'apparition du régime de brassage. Qui est un régime intermédiaire entre le régime avec bouchons et le régime annulaire. En plus le régime d'écoulement avec bouchons est un peu différent, ces bouchons restent plus ou moins centrés dans le puits qu'à la surface.

II.2.2.2 Ecoulement diphasique horizontal [5]

Quand un mélange liquide-gaz s'écoule dans une conduite horizontale, les deux phases tendent à se séparer l'une de l'autre par différence de densité. Le type du régime d'écoulement dépend des vitesses superficielles des deux phases, de la géométrie du système et des propriétés du mélange.

- **Ecoulement stratifié (Stratified flow)**

Ces bouchons deviennent plus longs avec l'augmentation du rapport huile gaz GOR jusqu'à ce que les deux phases s'écoulent en stratification.

- **Ecoulement en vagues (Wavy)**

Au-delà d'un point, l'augmentation du (GOR) provoquera des ondulations de l'interface liquide-gaz.

- **Ecoulement en vagues moutonnantes (Slug)**

Les ondulations deviennent plus importantes avec le GOR, jusqu'à ce que leurs crêtes touchent le toit de la conduite et forment des bouchons de liquide qui seront poussés vers l'aval par le gaz derrière eux.

- **Ecoulement annulaire (Annular)**

C'est le cas d'un mouvement centrifuge du liquide.

- **Ecoulement en brouillard (Spray ou Mist)**

La phase liquide se disperse dans la phase gazeuse, c'est le cas d'un GOR très élevé.

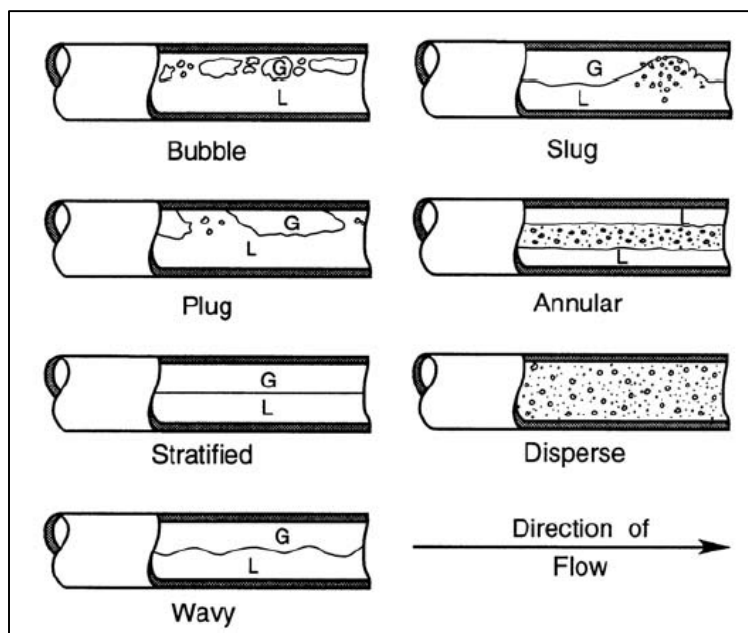


Fig. II.7 Différents régimes d'écoulements diphasiques horizontaux.[5]

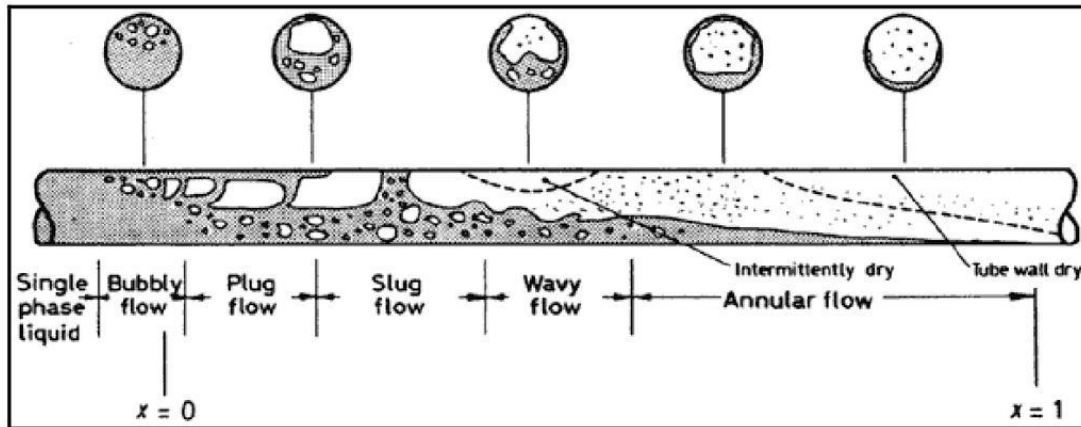


Fig. II.8 Différents régimes d'écoulements diphasiques horizontaux dans une pipe.[5]

II.2.2.3. Ecoulement multiphasique à travers la duse [6]

La duse est une vanne réglable, avec une zone restreinte calibrée à travers laquelle le fluide s'écoule et subit une grande dissipation d'énergie, pour ce faire le fluide se contracte. Cette restriction a pour effet de forcer le fluide dans un jet étroit et d'augmenter la turbulence de l'écoulement, ce qui génère une grande perte de charge. Ainsi, l'objectif de la duse est un contrôle du débit de production.

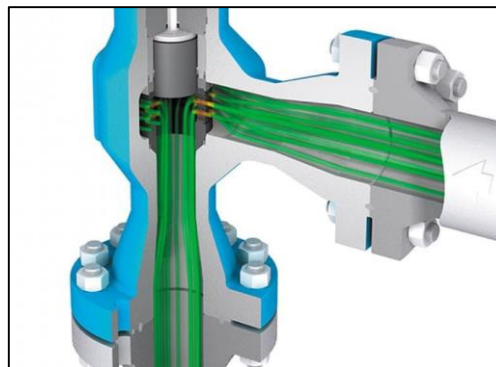


Fig. II.9 Ecoulement à travers la duse

II.2.3.1 Régime critique

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en aval (P_{pipe}) de la duse sur la pression en amont ($P_{\text{tête}}$) est inférieur au point critique. Quoique dans la littérature on prend une valeur de 0,5 la valeur de ce point dépend de plusieurs paramètres (GOR, F_{duse} , WOR, ρ_g , ρ_o , ρ_w ...). Dans ce cas, le débit est fonction de la pression de tête seulement : $Q = A \cdot P_t$. Au niveau de Hassi Messaoud, l'équation suivante est utilisée:

$$Q = \frac{\phi^{1.8}}{1000 \cdot K} \cdot P_t \dots \dots \dots (II.15)$$

Avec:

Q : débit d'huile (m³/h).

Ø : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

II.2.3.2 Régime transitoire

C'est la zone où le point critique n'est pas bien déterminé. Il apparaît dans l'intervalle $0.5 \leq P_{\text{pipe}}/P_{\text{tête}} \leq 0.75$

II.2.3.3 Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, toute variation de la pression de pipe influe proportionnellement sur la pression de pipe, et donc une variation du débit à travers la duse. Ce qui nous donne un écoulement non stable et une perturbation sur le réseau. En général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P_p / P_t) est supérieur ou égal à 0,75. L'équation empirique utilisée au champs de Hassi Messaoud est :

$$Q = \frac{F(x) \cdot \phi^{1.8}}{1000 \cdot K} \cdot P_t \dots\dots\dots (II.16)$$

Avec $F(x)$: fonction du rapport P_p/P_t .

$$F(x) = 2.667 * \frac{P_p}{P_t * \sqrt{1 - \frac{P_t}{P_p}}}$$

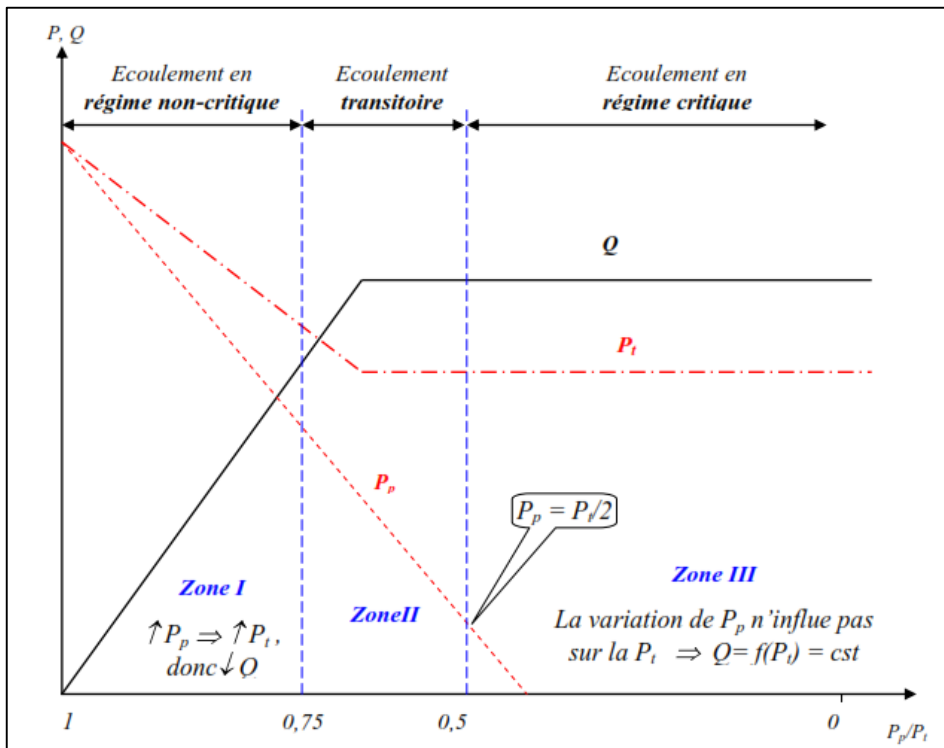


Fig. II.10 Régimes d'écoulement à travers la Duse.[6]

II.3 Pertes de charge

II.3.1 Introduction

Pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est identique à un écoulement monophasique. Les pertes de charge totales d'un fluide sont dues aux variations de l'énergie potentielle et cinétique de ce fluide, mais également aux frottements sur les parois d'une conduite. Par conséquent, l'équation générale des pertes de charge est la suivante :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{gravité} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{frottement} \dots\dots(II.17)$$

Où : $\left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération}$: Perte de charge due à l'accélération

$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{gravité}$: Perte de charge due à la gravité

$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{frottement}$: Perte de charge due au frottement

Ces termes, dans un écoulement multiphasique sont exprimés comme suit :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{totale} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2g_c D} + \frac{\rho_m V_m dV_m}{g_c dl} \dots\dots(II.18)$$

ρ_m : la densité du mélange.

V_m : la vitesse du mélange.

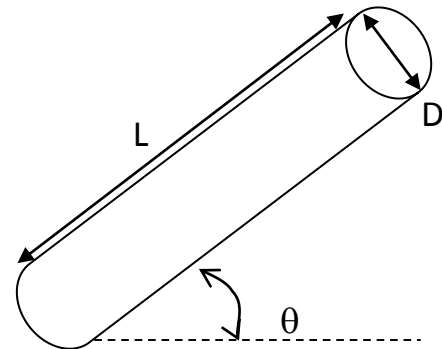
D : diamètre de la pipe.

g_c : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange. Il est en fonction de Re , ϵ , D.

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

θ : pente de la conduite.



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

| Composante | Puits à huile | Puits à gaz |
|--------------|---------------|-------------|
| Gravité | 70% - 90% | 20% - 50% |
| Frottement | 10% - 30% | 30% - 50% |
| Accélération | 0% - 10% | 0% - 10% |

Tab II.1 pourcentage des termes de perte de charge selon le type du puits [7]

II.3.2 Les corrélations des pertes de charge dans un écoulement verticale [7]

Une corrélation désigne un système d'équations décrivant un schéma de l'écoulement réel. On peut classer ces corrélations par le nombre d'équations prises en compte : plus le modèle considéré est compliqué, plus le nombre d'équations du modèle sera important et moins on aura eu besoin de faire d'hypothèses simplificatrices. Ces hypothèses permettent : soit de négliger des termes dans les équations, soit de remplacer certaines équations d'évolution par des formules de fermeture. Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories :

- Catégorie A: Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d'écoulement.
- Catégorie B : Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d'écoulement.
- Catégorie C: Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d'écoulement.

Le tableau (III.1) suivant donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements diphasiques verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent. On se limitera sur les corrélations nécessaires pour réaliser le travail pratique.

| Catégorie | Auteurs | Hypothèses | But |
|-----------|---|--|---|
| A | Poettman/Carpenter Baxendell and Thomas Fancher and Brown | -Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique | Une corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique |
| B | Hagerdorn/Brown Gray Asheim | -Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement | Corrélation permet la détermination de : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique |
| C | Corrélation permet la détermination de : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique | -glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement | Des corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement |

Tab. II.2 Corrélations des pertes des charges verticales [7]

II.3.3 Les corrélations des pertes de charge dans un écoulement horizontal [7]

La détermination des pertes de charge dans les conduites horizontales concerne deux opérations principales de l'industrie pétrolière :

- ✓ Le dimensionnement des lignes de transport des mélanges d'huile et gaz.
- ✓ Le dimensionnement des collectes de transport du brut depuis la tête de puits jusqu'au centre de traitement.

Plusieurs études ont été réalisées pour estimer les pertes de charges dans les conduites horizontales. La première publication dans ce domaine était en 1949 par **Lockhart & Martinelli**, puis plusieurs corrélations ont été publiées. Elles sont basées sur des études expérimentales afin de définir des équations générant l'écoulement polyphasique dans les conduites horizontales. Parmi ces corrélations les plus répandues sont :

- Ovid Baker (1954)
- Dukler
- Eaton
- Lockhart & Martinelli (1949)
- Beggs & Brill (1973)

A noter qu'il est difficile de juger laquelle de ces corrélations est la plus fiable pour n'importe quel type de fluide et de pipe, car chaque corrélation a été réalisée dans des conditions spécifiques et pour des hypothèses bien déterminées. Les corrélations les plus utilisées pour l'évaluation des pertes de charge dans les réseaux de collecte de Hassi Messaoud sont

- BBM – Beggs & Brill - Moody.
- DEF – Dukler-Eaton-Flanigan.

La corrélation de BBM tend en générale à sous-estimer les pertes de charges dans le système, surtout quand les lignes ont des points de dépression qui causent l'accumulation et la stagnation du liquide. Par contre, la corrélation de DEF surestime généralement les pertes de charge dans les pipelines sans ondulations ou des points de dépression.

La corrélation de Dukler-Eaton-Flanigan utilise la corrélation corrigée de Flanigan, dont le terme d'élévation dans le gradient de pression total est négligé pour des faibles côtes. Cette corrélation utilise la corrélation de Dukler pour le calcul des pertes de charge par friction, et la corrélation d'Eaton pour le calcul du hold-up liquide HL.

II.4 : Réseau de collecte

II.4.1 Introduction

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculées par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

II.4.2 Plans du réseau de collecte

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

II.4.2.1 Liaison individuelle

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

II.4.2.1.1 Les avantages techniques

- 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.[8]

II.4.2.1.2 Les inconvénients

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

II.4.2.2 liaison par collecteur

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels sorte à ce que les lignes individuelles soient les plus courtes possibles.

II.4.2.2.1 Les avantages techniques

Avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est éloigné. Ceci n'est pas adapté pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est souvent préférable.

II.4.2.2.2 Les inconvénients

- Inconvénients financiers : Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement est engagé avant le champ n'ait rien produit.
- Inconvénients techniques :
 - La production entière peut être polluée par celle émettant de l'eau.
 - L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai ; une perte de temps gênante quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.
- La conduite et la surveillance de l'exploitation impose des navettes fréquentes du personnel entre les Manifolds et le centre de traitement ce qui entraîne une augmentation des frais d'exploitation.

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

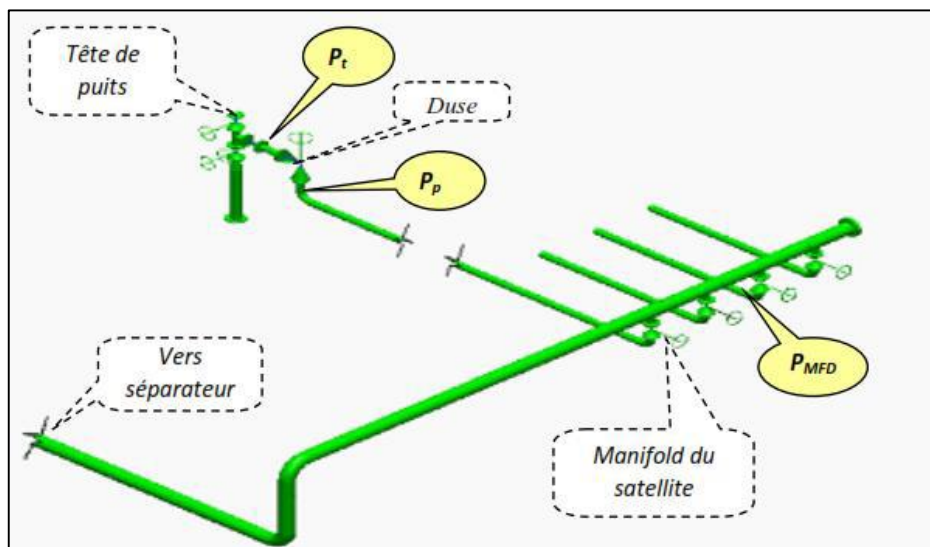


Fig. II.11. Réseau de collecte de liaison par ligne individuelle.

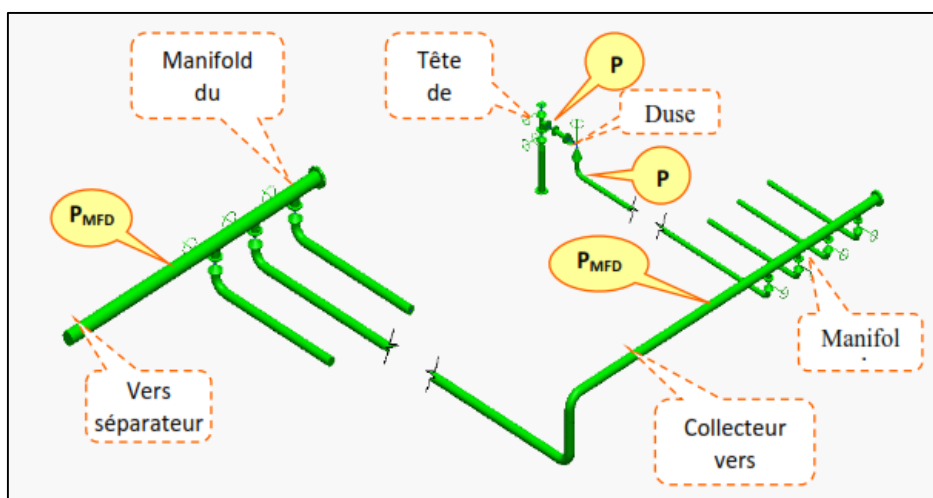


Fig. II.12 Réseau de collecte de liaison par collecteur.

II.4.3 Les accessoires des collectes

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

II.4.4 Implantation

- Dans les zones habitées : la collecte est enterrée.
- Dans les zones désertiques : enterrées ou en surface.
- En offshore (mer ou lac) : se posant sur le fond.

II.5 : Séparation

II.5.1 Introduction

Le brut est un mélange d'hydrocarbures et de matière non hydrocarbures provenant d'un gisement. L'effluent est caractérisé par sa composition et par ses caractéristiques physicochimiques variables suivant les bruts et suivant le temps.

L'effluent d'un puits en production est un mélange qui se présente le plus souvent sous forme diphasique :

- Une phase liquide constituée par des hydrocarbures lourds stables dans les conditions de traitement, des hydrocarbures légers vaporisables et de l'eau de gisement.
- Une phase gazeuse formée de gaz et de vapeurs d'hydrocarbures légers.

II.5.2 Séparation [9]

Le séparateur est l'équipement utilisé pour faire la séparation pour dissocier le pétrole, les gaz et l'eau contenus dans l'effluent à la sortie du puits de production en agissant sur leur densité.

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes. Un séparateur est une capacité sous pression, incorporée à un circuit, sur lequel elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. Il se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement ou horizontalement. Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins important.

Selon l'usage on distingue :

- Les séparateurs de détente utilisés pour le traitement des gaz à condensat ;
- Les séparateurs gaz / huile ;
- Les séparateurs d'eau libre
- Les scrubbers (ex : ballon de torche) et filtres.

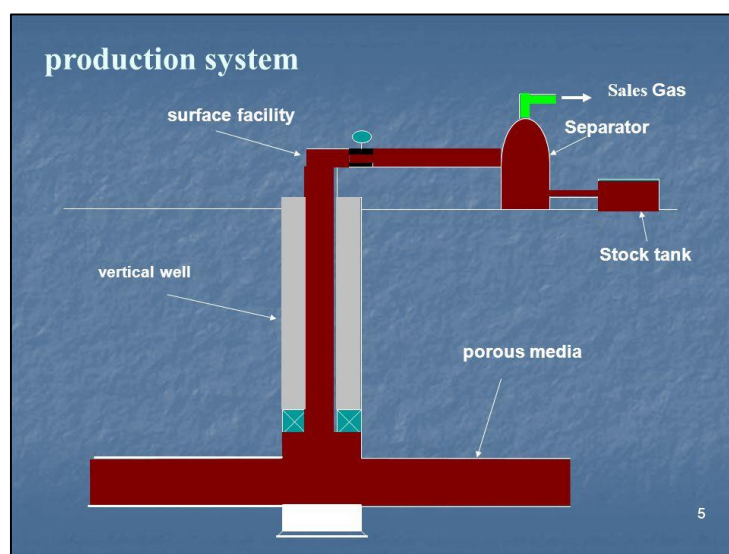


Fig . II.13 Le séparateur dans un système de production. [9]

II.5.2.1 Le but de séparation

- **Pour des raisons sécurité**
 - ✓ H₂S : est un danger pour l'homme
 - ✓ Stabiliser : Limiter le dégazage et réduire ainsi les risques d'explosion.
- **Pour des raisons techniques :**
 - ✓ Produits stables (spécification de tension de vapeur à respecter; pour cela on doit stabiliser le brut). Un produit stable signifiant qu'il n'évoluera pas dans le temps. Plus il est stabilisé, plus faible sera son dégazage.
 - ✓ Produits mesurables (c'est à dire que l'on peut le compter, sans eau, sans sédiments, sans gaz afin de connaître exactement les quantités vendues)
 - ✓ Produits pompables (il faut véhiculer le brut du terminal au pétrolier, et du pétrolier à la raffinerie)
 - ✓ Produits non incrustants (c'est à dire que ces produits n'ont pas la propriété de recouvrir les corps des tuyaux, des citernes, d'une couche minérale sous forme de dépôts de sulfates carbonates etc....)
- **Pour des raisons commerciales :**
 - ✓ Produits anhydres (les clients ne veulent pas transporter de l'eau)
 - ✓ Produits non corrosifs (protection du pétrolier, des raffineries et des clients :sels - H₂S)
- **Pour assurer :**
 - ✓ Le transport en toute sécurité (ça veut dire limiter les dégazages dans les pétroliers avec les risques d'explosion qui peuvent en découler)
 - ✓ La fourniture régulière des hydrocarbures produits (bien traiter par exemple, les moussages, les émulsions pour éviter l'arrêt de la chaîne de traitement)
 - ✓ Pour rejeter dans le milieu environnant, sans pollution, les constituants sans valeur commerciale

Alors, afin de permettre la livraison au client d'un produit conforme à des normes bien définies en termes de :

- Densité
- Viscosité
- B.S.W (Basic and sediment water)
- Salinité
- Tension de vapeur

Par ailleurs dans les installations de traitement, il est indispensable de protéger certains équipements contre certains fluides comme par exemple :

- Les gaz contenant des particules ou solides à des compresseurs centrifuges qui risquent d'être sérieusement endommagés.
- Les pompes centrifuges qui risquent de caviter s'il y a présence de poches de gaz dans le liquide pompé.

II.5.2.2 Les paramètres de séparation

La pression

C'est un paramètre d'optimisation de la récupération, de plus elle détermine le débit du liquide dans les conditions de séparation, une diminution de celle-ci entraîne une variation très sensible de la vitesse du gaz d'où le risque d'entraînement de liquide

La pression de séparation a été fixée par le procédé. Elle doit être maintenue constante (il ne s'agit pas d'une variable opératoire).

La température

C'est un paramètre d'optimisation, il est en général moins sensible que la pression sur le comportement du dégazage, lorsqu'on réchauffe le fluide, on augmente le dégazage (baisse de TVR) et le vice versa.

C'est une variable opératoire lorsqu'il y a un réchauffeur ou un refroidisseur.

Le temps de rétention

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

Pour un séparateur à 3 phases et un fluide caractérisé par de faibles densités et de viscosité, le temps de rétention est de 3 min.

II.5.2.3 Effets physiques influant la séparation

La séparation du brut est fortement influencé par :

- **Effet de la gravité :** La force de la gravité prévaut sur la force d'entraînement, l'eau et l'huile se séparent d'elles même par gravité, le gaz plus léger s'échappe vers la partie haute.
- **Effet de la force centrifuge** Le fluide est soumis à un mouvement rotatif tourbillonnaire, les particules lourdes acquièrent une force centrifuge apte à vaincre la force d'entraînement. Par conséquent, elles se dirigent vers la partie inférieure de l'appareil sur laquelle elles se heurtent et s'arrêtent.
- **Effet de l'inertie :** La présence d'un obstacle oblige le fluide portant à dévier, les particules lourdes (l'eau et l'huile) avancent par inertie jusqu'à heurter cet obstacle.
- **La détente :** A condition que le mélange à traiter contienne du gaz, on améliore le rendement en provoquant une chute de pression à l'entrée du séparateur. La détente s'accompagne toujours d'une baisse de température, elle permet la condensation d'hydrocarbure comme gazoline.

II.5.2.4 Mécanismes de séparation [9]

Toute séparation s'opère par un jeu des différences de densité existant entre les fluides non miscibles. Le calcul du volume d'un séparateur et l'étude de son architecture interne ramènent à une recherche de moyens propres à favoriser ce phénomène.

1. Extraction du gaz libre de l'huile

L'huile déposée au fond de cuve contient encore du gaz libre dans les conditions de pression et de température du séparateur. Ce gaz sorti de solution doit cheminer sous forme de petites bulles vers la surface du liquide. La libération se réalise si le temps imparti suffisant. Ce temps de rétention utile du liquide, qui est la donnée de base du calcul de capacité, est fonction de la pression dans l'enceinte, de la viscosité de l'huile, de la hauteur du niveau liquide, de l'étendue du plan d'interface liquide/gaz. Normalement et suivant les cas, il est compris entre 50 secondes et 5 minutes.

2. Récupération de l'huile entraînée par le gaz

La turbulence dans les conduites et la diffusion par les duses font qu'après entrée séparateur, des gouttelettes de liquide restent en suspension dans le gaz sous forme de brouillard. Le temps nécessaire pour les plus fines de ces gouttelettes atteignent, en tombant, la surface du liquide décanté serait beaucoup trop grand, aussi doit-on aider le processus par le recours à des artifices.

3. Projection contre les parois

Dès l'entrée dans le séparateur, les fluides sont projetés contre une paroi, sous la force impact, les particules liquides s'écrasent, se rassemblent, et, entraînées par leur poids, ruissellent vers le bas.

4. Cheminement contrarié

On met en profit la force d'inertie des liquides plus grande que celle du gaz. Le courant est contrarié dans son cheminement par un réseau de chicanes. Il subit des changements de direction, des accélérations et des ralentissements successifs qui provoquent la ségrégation des phases.

5. Centrifugation

C'est aussi une utilisation des forces d'inertie. Le courant pénètre dans le séparateur par une entrée tangentielle ou bien est dévié latéralement par un déflecteur. Il prend une allure tourbillonnaire rapide. Le liquide se porte à la périphérie, mouille la paroi et s'écoule vers le bas.

6. Coalescence

Les paquets de fusion ont des moyens efficaces de la séparation et enlèvent la brume liquide d'un jet du gaz naturel. Une de leurs utilisations la plus appropriées est le déplacement du liquide embrumé du gaz dans des systèmes de transmission et de distribution là où la quantité de liquide dans le gaz est basse. Des paquets de fusion peuvent être faits de selle de Berl, Raschig anneaux, treillis métallique tricoté, et d'autres tels matériaux des emballages. Les paquets emploient une combinaison d'impact, changement de la direction, changement de vitesse, et coalescence pour séparer et enlever la brume liquide du gaz. Ceux-ci les paquets fournissent une grande superficie pour la collection et coalescence du liquide de brume.

7. Filtration par tamis

Des tamis tressés sont interposés devant la sortie de gaz. Dans la pratique ces tamis sont établis pour retenir les gouttelettes de brouillard jusqu'à une finesse de 10μ . On peut assimiler à des tamis les bourrages de matériaux divers et les filtres poreux. Le principal défaut des filtres est qu'ils se saturent et se bouchent facilement, aussi leur emploi est-il limité au traitement des gaz propres et ne transportant que peu de liquides. Les filtres équipent surtout des scrubbers où le gaz admis est déjà partiellement asséché.

II.5.3 Les Types de séparateurs

A- Séparateur vertical

A.1 Fonctionnement

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par des fonds bouchés. L'arrivée de l'effluent s'effectue en général tangentielle à une circonférence et à peu près à mi-hauteur du séparateur. Le mélange se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de la paroi et le gaz montant à la partie supérieure. Le gaz traverse un tamis extracteur de gouttelettes et est évacué à la partie supérieure en passant à travers une vanne automatique de contrôle de pression. L'huile est évacuée à la partie inférieure à travers une vanne automatique d'huile commandée par un flotteur. La capacité des séparateurs verticaux atteint entre 500 et 850 m³/j avec des pressions pouvant atteindre 420 bars. [6].



Fig. II.14 la résultante des forces.

A.2 Avantages

- Traitement possible des hydrocarbures salés.
- Nettoyage aisé.
- Faible encombrement.
- Hydrocarbures pauvres en liquides.
- Utilisé en moyenne et haute pression.

A.3 Inconvénients

- Cout assez élevé.
- Transport difficile.
- Séparation tri phasique difficile.
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants.

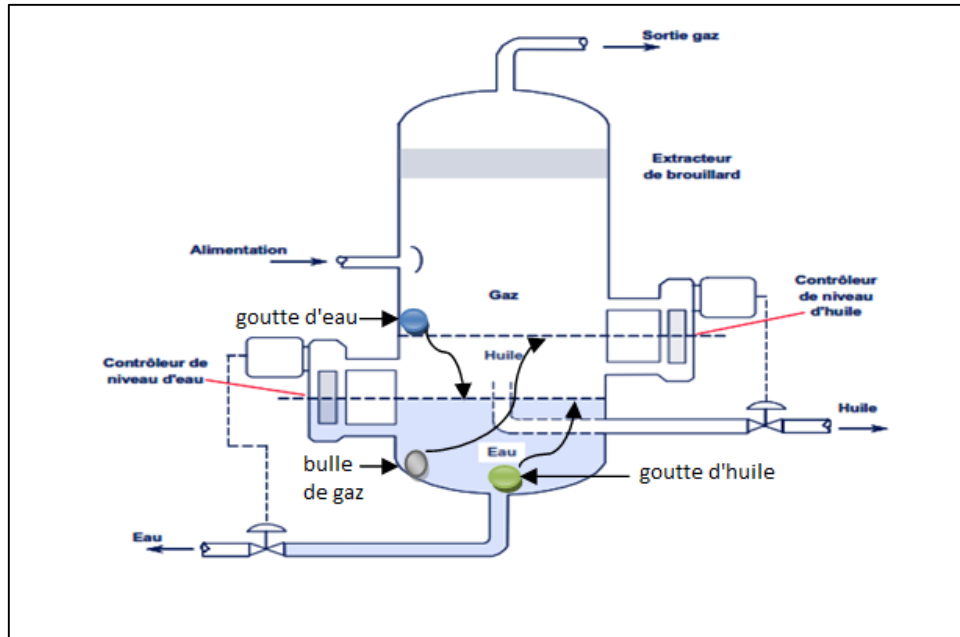


Fig. II.15 Séparateur Vertical.

B- Séparateur horizontal

B.1 Fonctionnement

C'est un récipient cylindrique horizontal contenant différents éléments pour réaliser le fonctionnement. Le mélange d'hydrocarbures arrive à une extrémité, il est projeté sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumulant dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicane qui retiennent les gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit, extracteur de brouillard, avant de partir par une sortie supérieure, l'huile est soutirée à la partie inférieure. Il est à noter qu'un tel appareil travaille à une certaine pression (sélectionnée pour obtenir la récupération maximale). Cette pression fournit l'énergie nécessaire pour chasser l'huile à la partie inférieure. Afin de conserver toujours une garde d'huile. Cette sortie est contrôlée par une vanne automatique sur la sortie gaz, commandée par un contrôleur de pression. Sa capacité des va généralement jusqu'à 5000m³/j, avec des pressions pouvant atteindre 420 bars. Au moyen orient, on retrouve des séparateurs horizontaux de très grande capacité pouvant aller jusqu'à 20000m³/j . [9]

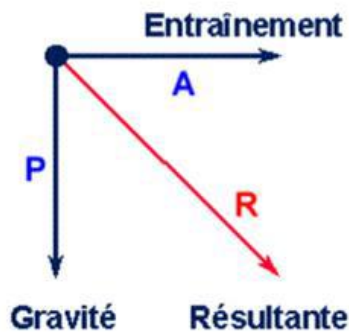


Fig. II.16 la résultante des forces.

B.2 Avantages

- Solution économique.
- Transport facile.
- Séparation tri phasique aisée.
- Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.
- Si le puits débite par bouchons de gaz, les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénients.

B.3 Inconvénients

- Limité aux moyennes et basses pressions.
- Nettoyage malaisé en cas de production de sédiments

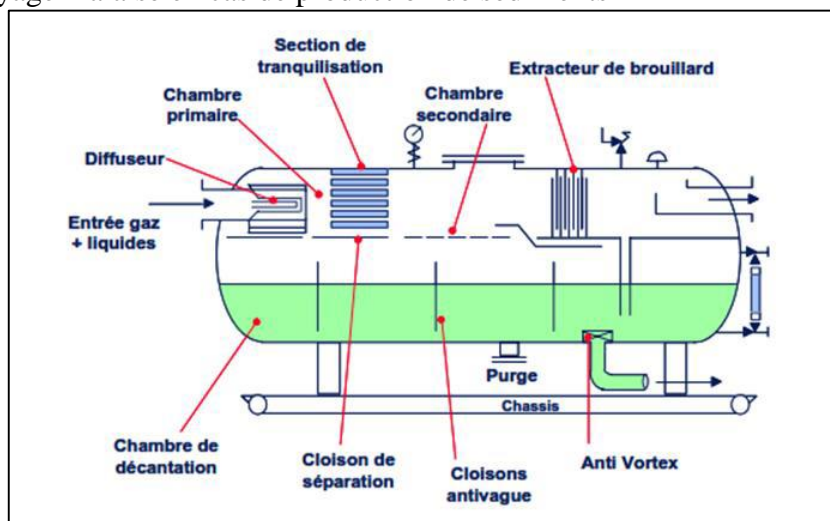


Fig. II.17 Séparateur horizontal.

C.1 Fonctionnement

Le mélange d'hydrocarbure rentre du sommet du séparateur et prend un mouvement circulaire sous l'effet d'un déflecteur de forme spirale à l'entrée. Le liquide se répand en nappe sur une calotte semi sphérique à l'intérieur permettant une séparation initiale rapide (liquide – gaz) .Le liquide tombe dans la section d'accumulation, le gaz séparé descend entre la calotte et le corps du séparateur puis change de direction et traverse l'extracteur de brouillard pour sortir par la sortie gaz située sous la calotte. Le double changement de direction permet au gaz de se

débarrasser de ses particules liquides. Le liquide s'accumule dans la partie intérieure du séparateur assurant un bon dégazage. [9]

C.2 Avantage

- Utilisation possible sur une unité de production OFFSHORE
- Utilise à des très hautes pressions.

C.3 Inconvénients

- Séparation 3 phases difficile
- Cout très élevé
- Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbure moussant
- L'utilisation de ce séparateur n'est pas courant

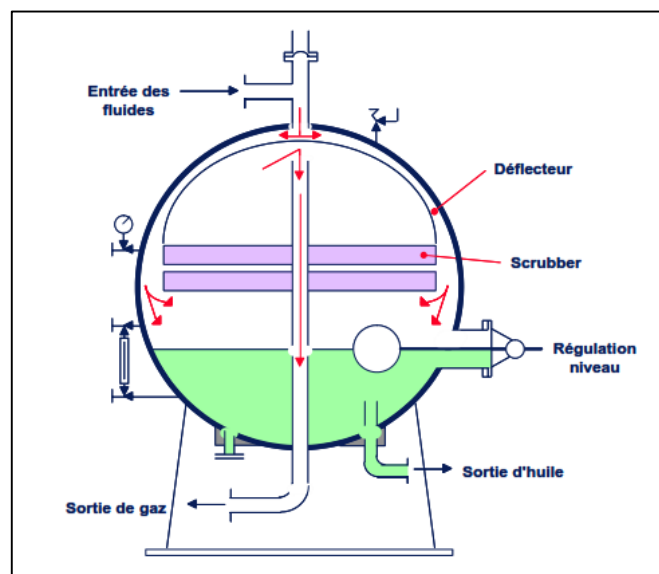


Fig. II.18 Séparateur sphérique.

II.6: Pompe

II.6.1 Introduction

Les pompes occupent une place très importante dans l'industrie particulièrement dans le domaine des hydrocarbures où près de 30% de l'équipement est constitué de pompes. Parmi ces dernières, les pompes centrifuges sont de très loin les plus utilisées. Le transport du pétrole par oléoducs, la réinjection de liquides dans les gisements ainsi que tous les procédés de raffinage utilisent ce type de pompes.

II.6.2. Généralités sur les pompes

On entend par pompe ou machine hydraulique réceptrice un appareil transformateur d'énergie mécanique fournie en énergie cinétique ou de pression.

Les pompes se subdivisent en deux (02) catégories ou familles, qui se composent de 02 types de pompes chacune :

- Les turbopompes :

- ✓ Les pompes centrifuges
- ✓ Les pompes axiales
- Les pompes volumétriques :
 - ✓ Les pompes à pistons
 - ✓ Les pompes rotatives.

II.6.2.1. Les turbopompes

Dans les turbopompes, une roue munie d'aubes ou d'ailettes animée d'un mouvement de rotation fournit aux liquides de l'énergie cinétique dont une partie est ensuite transformée[10]

A- Les pompes centrifuges

Une pompe centrifuge est une machine rotative qui pompe un liquide en le forçant au travers d'une roue à aube ou d'une hélice appelée impulseur (souvent nommée improprement turbine). C'est le type de pompe industrielle le plus commun. Par l'effet de la rotation de l'impulseur, le fluide pompé est aspiré axialement dans la pompe, puis accéléré radialement, et enfin refoulé tangentiellement.

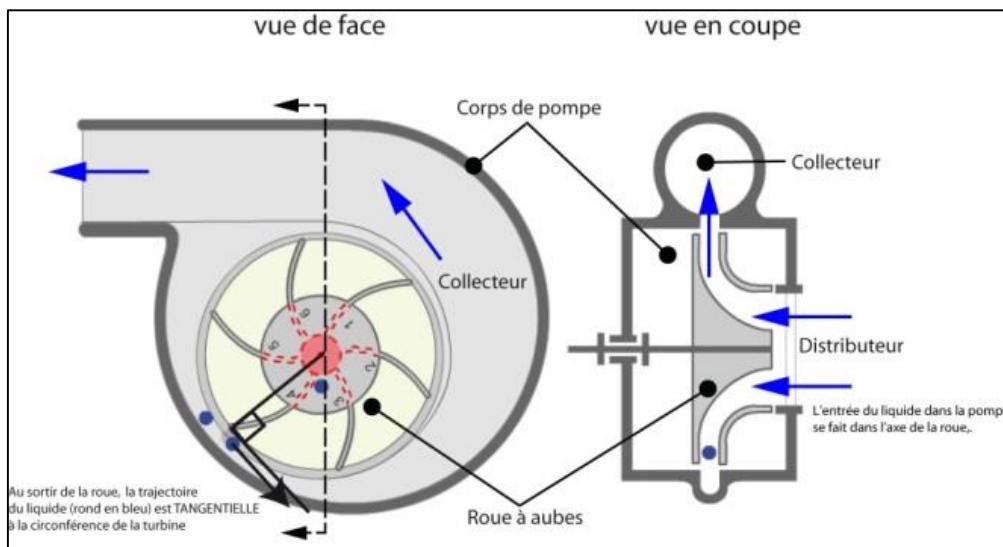


Fig.II.19 Pompe centrifuge, vue de face et en coupe

A.1.Principe de fonctionnement

Une pompe centrifuge accélère le fluide qui la traverse en lui communiquant un mouvement de rotation, donc une certaine puissance hydraulique. Cette énergie hydraulique peut être vue comme la somme d'une énergie cinétique déterminée par le mouvement liquide dans le tube et d'une énergie potentielle stockée soit sous la forme d'un accroissement de pression soit sous celle d'une augmentation de hauteur (théorème de Bernoulli).

La puissance hydraulique fournie par la pompe est donnée par la relation :

$$P_{\text{hydraulique}} = \rho g Q h \dots \dots \dots (II.19)$$

Dans laquelle :

- $P_{\text{hydraulique}}$ est exprimée en watts
- ρ est la masse volumique du liquide (kg/m^3)
- g est l'accélération de pesanteur soit $9,81 \text{ m/s}^2$
- Q est le débit volumique du liquide exprimé en m^3/s
- h est la hauteur manométrique de la pompe exprimée en mètres de colonne d'eau

La hauteur manométrique est la hauteur d'une colonne de liquide qui déterminerait une pression statique égale à la pression de refoulement.

La puissance mécanique à fournir à la machine est bien évidemment toujours supérieure à la puissance hydraulique fournie au liquide et on appelle rendement de la pompe le coefficient η de proportionnalité qui lie ces deux paramètres.

On appelle puissance à l'arbre la puissance mécanique requise pour faire fonctionner la pompe. On a donc la relation :

$$P_{\text{hydraulique}} = \eta P_{\text{à l'arbre}} \dots\dots\dots(\text{II.20})$$

Le rendement varie en fonction du point de fonctionnement, et dépend également de la machine. Pour les machines usuelles, les catalogues de constructeurs indiquent qu'il se situe le plus souvent entre 70 % et 90 %.

Une pompe centrifuge ne délivre ni une quantité de liquide fixée, ni une pression déterminée : le point de fonctionnement est déterminé par la résistance du circuit connecté à la pompe. Elle augmente simultanément ces deux paramètres, en sorte que le débit obtenu dépend de la pression selon une certaine relation qui définit dans un graphique débit – pression une courbe qu'on appelle courbe caractéristique de la pompe

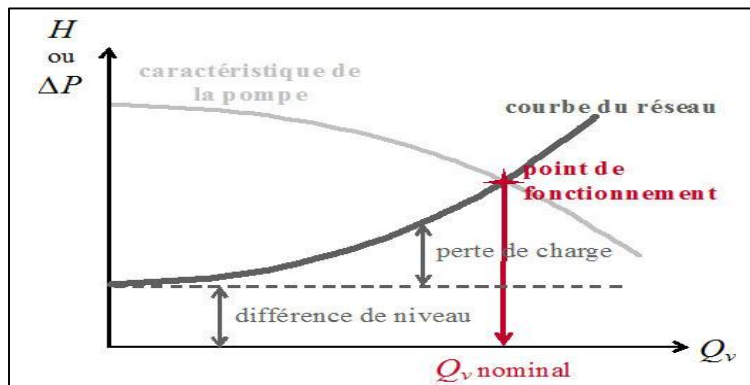


Fig II.20. Courbe caractéristique d'une pompe centrifuge

A.2 Le couplage des pompes centrifuges

A.2.1 Couplage en parallèle

Il a pour but d'augmenter le débit par une installation des pompes en parallèle.

A.2.2 Couplage en série

Il a pour but d'augmenter la pression tout en maintenant le débit constant. Dans ce cas, il est plus simple, moins encombrant, et surtout économique de construire une pompe à un ou plusieurs impulseurs qui représente en réalité un couplage en série

D'une manière analogue, ici on procède à la somme géométrique des hauteurs le long de l'axe H.

A.3 Le phénomène de cavitation

Lors de l'exploitation, au cas où la pression absolue à l'entrée de la pompe atteint une valeur minimale, correspondant à la tension de vapeur du liquide à la température ambiante, alors à cet endroit du courant, il se produit une évaporation et un dégagement intense de gaz, c'est l'ébullition locale du liquide c'est à dire ,une partie de la phase liquide se transforme en phase gazeuse.

Cette ébullition locale causée par la diminution locale de la pression s'appelle la cavitation. Dans la zone de pression élevée, la phase gazeuse reprend brusquement son état liquide dont le volume est beaucoup plus inférieur à celui des bulles de gaz, laissant ainsi des cavités vides (vacuum). Le liquide alors se dirige de tous côtés pour occuper le vide et alors, il se produit des milliers d'implosions et coups de bélier. [7]

C'est milliers d'implosions provoquant des ondes vibratoires très puissantes

La cavitation se caractérise par :

- Une augmentation de température
- La vibration de la pompe
- Un bruit de claquement caractéristique
- Une diminution du rendement de la pompe

A.3.1 La notion de NPSH

En hydraulique, **NPSH** est un sigle pour *net positive suction head*. En un point d'un circuit hydraulique, la valeur NPSH mesure la différence entre la pression absolue totale du liquide en ce point et sa pression de vapeur saturante.

Le NPSH est un paramètre important à prendre en compte dans la conception d'un circuit : lorsque la pression d'un liquide descend sous la valeur de la pression de vapeur, le liquide se vaporise. Ce phénomène est très dangereux à l'intérieur d'une pompe centrifuge car il crée une cavitation (implosion de bulles de vapeur) qui endommage le corps de pompe tout en réduisant le rendement.

Le NPSH se calcule comme suit :

$$NPSH = \frac{P_0 - P_v}{\rho \cdot g} + H - \Delta H \quad \dots\dots\dots (II.21)$$

- P_0 est la pression à l'entrée de la pompe elle peut être à la surface du réservoir ou la pression atmosphérique
- H est la hauteur géométrique (dans le cas d'une pompe, elle est positive si la pompe est en charge et négative si aspiration) ;
- ΔH est la perte de charge totale (linéaire et singulière)
- P_v est la pression de vapeur saturante
- ρ est la masse volumique du fluide
- g est l'accélération de la pesanteur

A.3.1.1 Le NPSH requis

Le NPSH requis est donc l'intervalle défini par $(P_r - P_v) / \rho g$ qui constitue l'intervalle de sécurité qui évite l'apparition de la cavitation.

A.3.1.2 Le NPSH disponible

C'est la valeur du NPSH dont dispose la pompe de par les conditions d'installation. Il dépend donc des conditions d'installation et d'exploitation qui sont : la nature du liquide, la pression,

la température, la hauteur géométrique, le diamètre et formes des conduites. Il est indépendant de la construction de la pompe.

$$\frac{P_{atm}}{\rho g} = \frac{P_1}{\rho g} + \frac{v_1^2}{2g} + \Delta Z + \sum h_{01}$$

$$NPSH_{disp} = \frac{P_1}{\rho g} - \frac{P_v}{\rho g} = \frac{P_{atm}}{\rho g} - \frac{v_1^2}{2g} - \Delta Z - \sum h_{01} - \frac{P_v}{\rho g} \dots \dots (II.22)$$

A.3.2 Lutte Anti-Cavitation

Pour qu'une pompe centrifuge fonctionne correctement, sans cavitation, il faut que:

$$NPSH \text{ disponible} > NPSH \text{ requis}$$

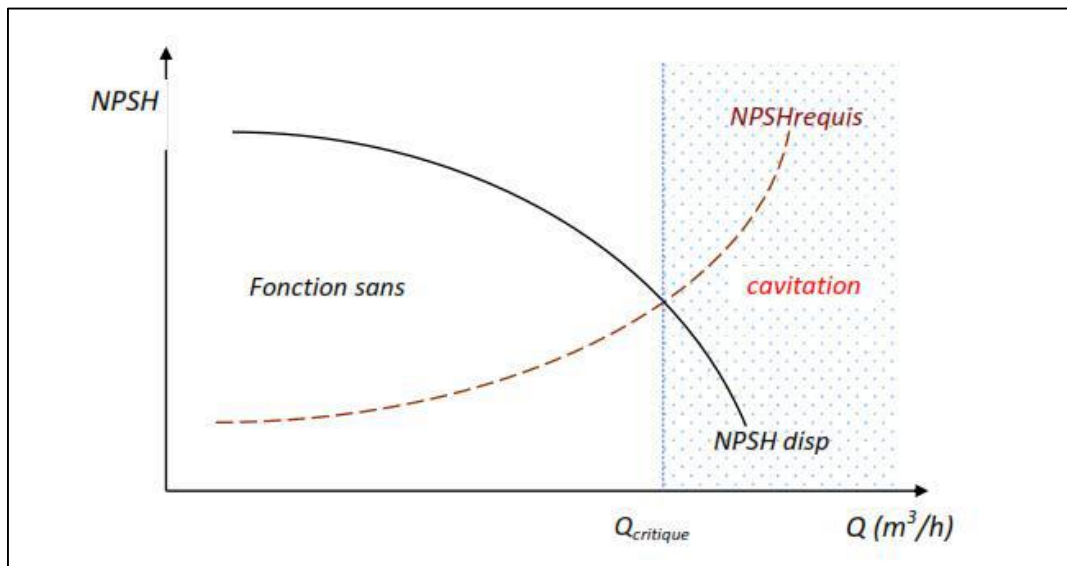


Fig. II.21 domaine de fonctionnement de la pompe.

Pour éviter la cavitation, il faut satisfaire cette condition. Le NPSH requis étant constant, on doit donc agir sur le NPSH disponible pour augmenter sa valeur. Les mesures de lutte anti-cavitation ne sont qu'une intervention sur chacun des termes de la relation du NPSH disponible. Ces mesures sont :

- Augmentation de la pression dans le bac d'aspiration en utilisant une pression artificielle P_0 au lieu de P_{atm} .
- Utilisation d'un bac a toit flottant
- Installation d'une pompe d'alimentation pour remplacer P_{atm} par une pression. P_0
- Limiter le débit et la vitesse de rotation pour limiter $\frac{v_1^2}{2g}$ et Δh_{01} .
- Diminution de la hauteur géométrique pour diminuer ΔZ . Il est possible de rendre ΔZ positive en mettant la pompe au-dessus du bac d'aspiration.
- Augmenter le diamètre de la conduite d'aspiration, ce qui diminue Δh_{01} .



Fig. II.22 turbine endommagée par la cavitation.

II.6.3 les pompes volumétriques

Une pompe volumétrique est une pompe dans laquelle une transformation de l'énergie mécanique fournie par le moteur en énergie de pression s'effectue au cours du processus de refoulement périodique du liquide des chambres d'aspiration et de refoulement sous l'action d'un élément de refoulement tels que le piston, vis, engrenage, palette, etc...

Les pompes volumétriques se classent en deux principales catégories :

- Les pompes à pistons
- Les pompes rotatives

A . La pompe à pistons

Une pompe à pistons se compose de 02 parties distinctes, la partie mécanique qui a pour rôle de transformer le mouvement de rotation du moteur en un mouvement de translation du piston et la partie hydraulique qui constitue la pompe.

A.1 La partie hydraulique

La partie hydraulique constitue en réalité la pompe, elle reçoit la puissance mécanique sous forme de déplacement du piston transformant cette puissance en énergie de pression.

La tige de piston entraînée par le mécanisme excentrique (manivelle) et bielle se déplace à l'intérieur de la pompe à travers un boîtier presse-étoupe empêchant les fluides de fuir.

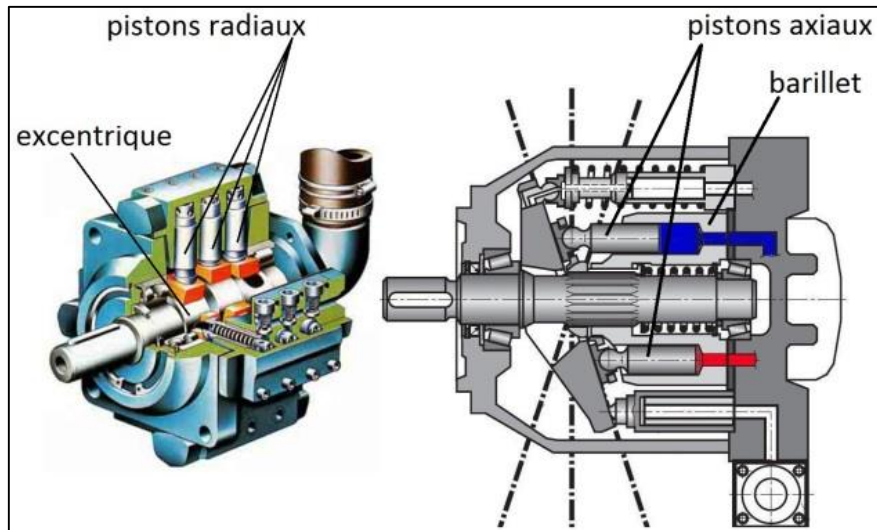


Fig. II.23 Pompe à piston

A.1.2 Domaine d'application des pompes à pistons

Les pompes à pistons trouvent une large application dans le domaine du forage des puits. On les rencontre donc sur toutes les sondes de forage, ce sont les pompes à boue destinées à donner la grande pression nécessaire pour véhiculer la boue sur un chemin considérable à savoir la descente jusqu'au trépan puis la remontée des déblais jusqu'à la surface.

Les pompes à pistons répondent à cette fonction du fait qu'elles sont capables de véhiculer des liquides abrasifs, contrairement aux pompes centrifuges qu'on aurait souhaité utiliser du fait de leur rendement meilleur et encombrement plus faible.

B. Les pompes rotatives

Ces pompes se caractérisent par des pressions élevées, des débits faibles. Elles restent très utilisées dans les engins de travaux publics, le domaine de l'aviation et autres industries, dans les domaines de la commande hydraulique des vérins.

II.7.L'analyse nodale

II.7.1.Introduction

L'analyse nodale est l'une des méthodes d'étude de la performance des puits, elle nous permet d'analyser les problèmes de production et améliorer la productivité.

N'importe quel puits de production est foré et équipé d'une complétion pour extraire de l'huile, du gaz, ou de l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface. Pour surmonter des pertes de charge (par frottement par exemple) dans le système de production (tubing, collectes) pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée. Les fluides doivent se déplacer à partir du réservoir (milieu poreux), le système de conduites (tubing, collectes) en s'écoulant finalement dans les séparateurs.

II.7.2.Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure II.7.6 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique.

Il faut noter que dans le système, il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système. [4]

II.7.3.Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement le débit de production). [4]

II.7.4. Application de l'analyse nodale

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'Inflow et de l'Outflow. L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants :

- L'endommagement du puits (skin).
- Pression de tête du puits (à partir le choix du diamètre de la duse de surface) et de séparateur.
- Diamètre du tubing.
- L'effet de la complétion.

II.7.5. Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la Figure II.7.6 Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- Le débit entrant égal à celui sortant.
- Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- Inflow : $P_{noeud} = P_r - \Delta P \dots \dots \dots (II.23)$

- Outflow : $P_{noeud} = P_{sep} + \Delta P$ ou $P_{noeud} = P_{tete} + \Delta P \dots \dots (II.24)$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation. [4]

La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow.

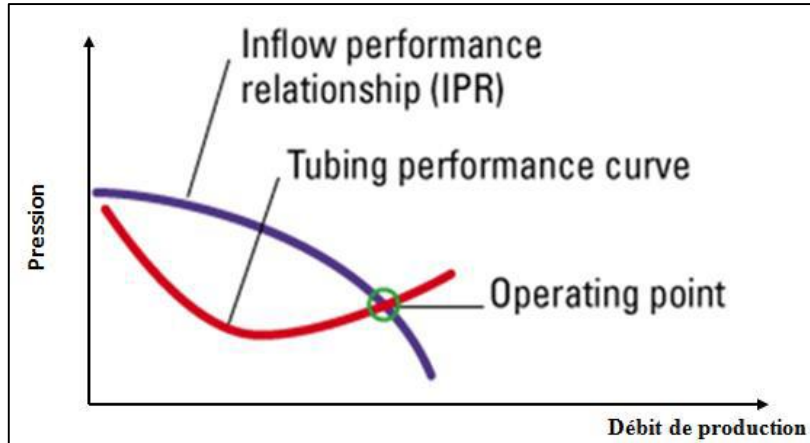


Fig II.24 Point de fonctionnement.

II.7.6. Les différentes positions du nœud

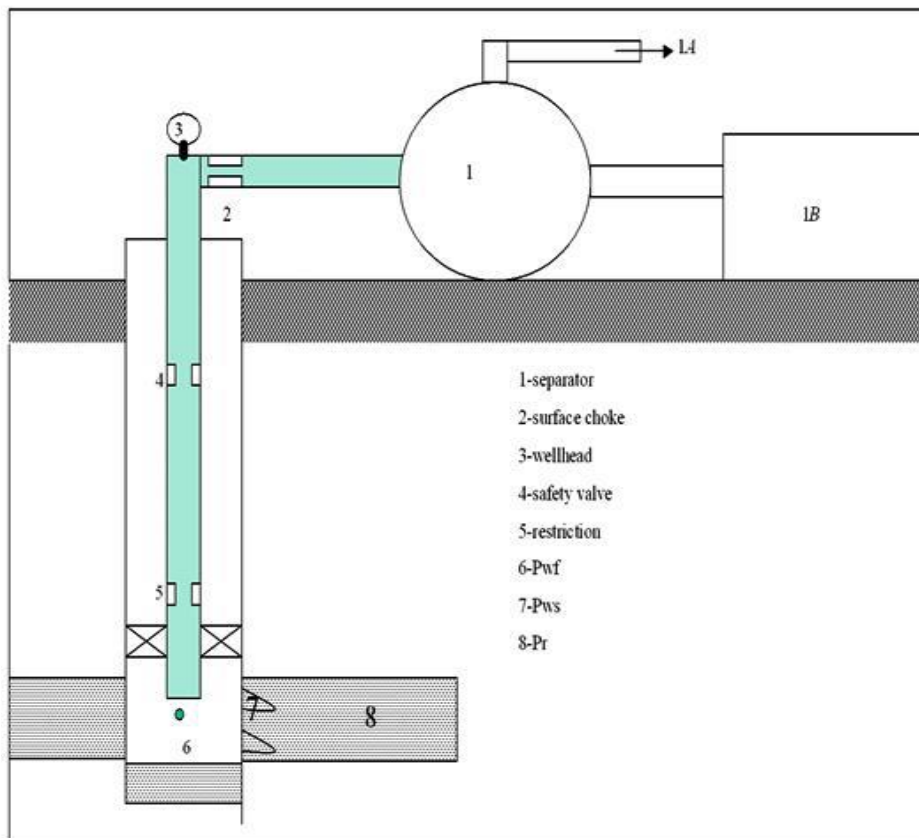


Fig. II.25 Les différentes positions du nœud [4].

◆ Nœud 1: (séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression du séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont:

- (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le trou du puits. IPR
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

◆ Nœud 2:(duse)

L'emplacement du nœud 2 (duse) nous permet d'étudier son effet, et de contrôler le débit de production.

Les données nécessaires sont:

- IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression en fonction de débit.

◆ Nœud 3: Tête de puits (well head)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte à la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR mesuré dans le puits
- chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- Pression du séparateur.

◆ Nœud 6: (fond du puits):

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et du diamètre de tubing sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- Courbe IPR mesurée dans le trou de puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop versus rate)
- Pression de séparateur (séparation).

◆ Nœud 8: (réservoir):

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont:

- IPR mesuré dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.
- Pression de séparateur (séparation).

◆ **Nœud 7: (au niveau des perforations):**

Le nœud au niveau de perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

Les données nécessaires sont:

- *IPR* de formation avant les perforations.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte.
- Pression de séparateur (séparation)

a. Nœud au fond du puits : (bottomhole node):

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits **Nœud 6 (P_{wf})** où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l' *IPR* (Inflow Performance Relationship) et du *TPC* (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe *IPR* mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

II.7.7 Aperçu sur le logiciel (PIPESIM)

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'analyse des performances des puits.
- L'optimisation de la production.
- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'analyse des puits multilatéraux.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction machining.

PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ. PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modéliser le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.[11]

II.7.7.1 La procédure de modélisation et simulation des puits par PIPESIM [

- Construction d'un modèle physique.
- Input data (les données de système).
- Le choix de la corrélation pour l'écoulement verticale.
- Nodal analysis (*IPR* & *VLP*).[11]

II.8 Conclusion

On a présenté dans cette partie les fondements théoriques d'un système de production d'hydrocarbure, on a exposé les méthodes d'évaluation de la performance du réservoir, les corrélations utilisées pour le calcul des pertes de charge, on a ensuite décrit le réseau de collecte et d'expédition du brut avec tous les équipements qui s'y rattachent à savoir les pompes et les séparateurs tout en définissant les mécanismes de séparation, on a défini le concept de l'analyse nodale qui nous permet d'étudier les performances de tout le système et d'y prédire l'effet du changement des paramètres, enfin on a présenté l'outil Pipesime qui nous servira dans les chapitres suivants pour modéliser les puits et le réseau afin de simuler l'écoulement et quantifier les changements en terme de débit dans notre système .

CHAPITRE 3

MODELISATION DES PUIITS

Chapitre III : Modélisation des puits

III.1.Introduction

L'objectif dans ce chapitre est de modéliser les performances de chaque puits présents dans le champ Hassi Messaoud Nord-Ouest avant de les intégrer dans le modèle du réseau, pour cela nous avons utilisé le logiciel Pipesime

III.2. la modélisation des puits

La procédure de modélisation comporte les étapes suivantes:

- Collection des données (les données des essais de puits, Complétion, et les tests de Jaugeage)
- Le choix et le calage de la corrélation qui sera utilisée pour le calcul des pertes de charge dans l'écoulement vertical dans le tubing.
- La modélisation et calage des courbes du flux d'entrée inflow (IPR) et du flux de sortie outflow (VLP) pour obtenir le point de fonctionnement (Q, Pfd).
- Le calage et l'actualisation du modèle sur les données de dernier Jaugeage.

III.2.1.Collect des données

A. les données des essais de puits :

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

Pour corriger ces mesures nous allons procéder comme suit :

$$P_{\text{corrigé}} = P_{\text{mesurée}} + \frac{dP}{dh} * (Cote_{\text{perfor}} - Cote_{\text{mesure}})$$

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Chapitre III : Modélisation des puits

| Puits | Cote (m) | | P mesurée (bar) | | | P corrigée (bar) | | IP (m ³ /bar.h) |
|---------|----------------------------------|--------------------------|-----------------|--------|--------|------------------|----------|-------------------------------|
| | Au niveau des perforations | Au point de mesure | Pt | PG | PFD | PG | PFD | |
| OMM32 | 3451,5 | 3370 | 39,8 | 332,98 | 241,94 | 337,87 | 246,83 | 0,081 |
| OMM33 | 3445 | 3252,15 | 25,2 | 297 | 197,61 | 308,6 | 209,181 | 0,035 |
| OMM202 | 3444,5 | 3122,18 | 33,5 | 297,29 | 143,62 | 316,62 | 162,95 | 0,042 |
| OMM50 | 3431,5 | 3142 | 25,2 | 287,97 | 173,44 | 305,34 | 190,81 | 0,035 |
| OMM413 | 3461,65 | 3148 | 42 | 311,56 | 186,86 | 330,37 | 205,67 | 0,094 |
| MD413 | 3420 | 3200 | 58,3 | 310,86 | 246,58 | 324,06 | 259,78 | 0,101 |
| OMM402 | 3419 | 3419 | 71,4 | 338,5 | 294,97 | 338,5 | 294,97 | 0,181 |
| OMM412 | 3454,5 | 3166 | 88,4 | 287,7 | 137 | 305,01 | 154,31 | 0,015 |
| OMM652 | 3484 | 3182 | 44 | 360 | 243,27 | 378,12 | 261,39 | 0,050 |
| OMM85 | 3532,5 | 3200 | 28 | 204,28 | 188,47 | 224,23 | 208,42 | 0,256 |
| OMM741 | 3423,5 | 3159 | 17 | 357,38 | 217,97 | 373,25 | 233,84 | 0,019 |
| OMM653 | 3460 | 3156,61 | 20,85 | 391,18 | 242,43 | 409,38 | 260,63 | 0,025 |
| OMM772 | 3495 | 3200 | 39,5 | 458 | 246,28 | 475,7 | 263,98 | 0,017 |
| OMM812 | 3351 | 3058,82 | 43 | 307,43 | 218,35 | 324,96 | 235,88 | 0,053 |
| OMM842 | 3366 | 3240 | 19,5 | 334,6 | 173,49 | 342,16 | 181,05 | 0,012 |
| OMMZ77 | 3436 | 2858,08 | 26,7 | 290,6 | 188,1 | 325,27 | 222,77 | 0,027 |
| OMMZ751 | 3422 | 2811 | 32 | 376,84 | 213,25 | 413,5 | 249,91 | 0,021 |
| OMN14 | 3336 | 3200 | 33,9 | 210,11 | 186,46 | 218,27 | 194,62 | 0,166 |
| OMN22 | 3392 | 3109,8 | 31,9 | 173,37 | 65,26 | 190,302 | 82,192 | 0,020 |
| OMN24 | 3300 | 3200 | 15,1 | 209 | 90,04 | 215 | 96,04 | 0,049 |
| OMN202 | 3317 | 3166 | 21,85 | 282,53 | 81,79 | 291,59 | 90,85 | 0,010 |
| OMN212 | 3357,6 | 2926,16 | 29,9 | 214,43 | 75,91 | 240,3164 | 101,7964 | 0,013 |
| OMN243 | 3310 | 3100 | 21,5 | 257,44 | 82,58 | 270,04 | 95,18 | 0,022 |
| OMN322 | 3413 | 3200 | 48,45 | 321,74 | 249,62 | 334,52 | 262,4 | 0,078 |
| OMN332 | 3350 | 3100 | 20,4 | 227,2 | 82,41 | 242,2 | 97,41 | 0,017 |
| OMNZ102 | 3320 | 2832,41 | 33,01 | 243,76 | 210,48 | 273,0154 | 239,7354 | 0,152 |
| OMNZ142 | 3347 | 3110,61 | 33 | 282,23 | 181,11 | 296,4134 | 195,2934 | 0,035 |
| OMNZ232 | 3386 | 3163 | 42 | 233,54 | 128,46 | 246,92 | 141,84 | 0,041 |
| OMNZ242 | 3360 | 3110 | 55,5 | 231,16 | 191,56 | 246,16 | 206,56 | 0,283 |

Tab III.1: Données des essais des puits

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

B. les données du jaugeage

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur du rapport gaz/huile GOR, la pression de tête Pt et le débit Qh. Pour ces puits on a utilisé les données du test Build up à une date donnée, donc le jaugeage utilisé sera la plus proche de cette date.

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

| Puits | P _t (bar) | P _p (bar) | Q _O (m ³ /h) | GOR | W _{cut} | Ø _{duse} (mm) |
|---------|----------------------|----------------------|------------------------------------|------|------------------|------------------------|
| OMM32 | 39,8 | 14,3 | 7,45 | 130 | 0 | 12 |
| OMM33 | 25,2 | 15,5 | 3,48 | 99 | 0 | 9,5 |
| OMM202 | 33,53 | 16,3 | 6,5 | 151 | 0 | 12,5 |
| OMM50 | 25,2 | 15,6 | 4,1 | 129 | 0 | 13,89 |
| OMM413 | 36 | 14 | 11,8 | 223 | 0 | 16,6 |
| MD403 | 142,5 | 14 | 6,51 | 1448 | 0 | 12,7 |
| OMM402 | 32,8 | 12,6 | 3,36 | 171 | 0 | 12,7 |
| OMM412 | 91,9 | 18 | 2,63 | 3933 | 0 | 15,08 |
| OMM652 | 46 | 23,2 | 5,86 | 180 | 0 | 9,53 |
| OMM85 | 28,1 | 6 | 4,05 | 137 | 0 | 9,53 |
| OMM741 | 19,5 | 14 | 2,77 | 95 | 0 | 12,5 |
| OMM763 | 22,7 | 17,4 | 3,86 | 125 | 0 | 12,7 |
| OMM772 | 39,3 | 31,8 | 3,61 | 86 | 0 | 8,5 |
| OMM812 | 43 | 4,9 | 4,84 | 158 | 0 | 9,53 |
| OMM842 | 19,5 | 19 | 1,97 | 37 | 0 | 9,5 |
| OMMZ77 | 26,7 | 20,3 | 2,81 | 108 | 0 | 9 |
| OMMZ751 | 32 | 23,5 | 2,99 | 75 | 0 | 9 |
| OMN14 | 33,9 | 10 | 3,93 | 133 | 0 | 9,53 |
| OMN22 | 31,9 | 16,8 | 2,19 | 749 | 0 | 15 |
| OMN24 | 15 | 12 | 5,93 | 509 | 0 | 28,5 |
| OMN202 | 23,8 | 22 | 2,58 | 185 | 0 | 12,7 |
| OMN212 | 29,5 | 21,8 | 1,8 | 2252 | 0 | 18,8 |
| OMN243 | 24 | 18,2 | 4,68 | 358 | 0 | 20 |
| OMN322 | 48,1 | 31,5 | 3,53 | 128 | 0 | 9,5 |
| OMN332 | 28,8 | 18,8 | 1,9 | 88 | 0 | 9,53 |
| OMNZ102 | 33,1 | 10 | 5,08 | 119 | 0 | 9,53 |
| OMNZ142 | 33 | 22,1 | 3,61 | 115 | 0 | 12 |
| OMNZ232 | 38,7 | 28 | 8,89 | 468 | 0 | 15,8 |
| OMNZ242 | 54,2 | 25,7 | 10,56 | 228 | 0 | 12,7 |

Tableau III.2: Données jaugeages

C. Le choix de corrélation de l'écoulement vertical :

Pour construire un modèle fiable du puits, nous devons choisir la corrélation adéquate à l'écoulement vertical se produisant dans ce puits, pour ce faire on choisit la corrélation qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. Le choix de corrélation pour l'écoulement diphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. Ça détermine par la suite le taux d'exactitude des prédictions des pertes de charge dans les tubings.

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

| Corrélation | Abréviation |
|--------------------------|-------------|
| Ansari | ANS |
| Beggs and Brill original | BBO |
| Beggs and Brill revised | BBR |
| Duns and Ros | DR |
| Hagedorn and Brown | HBR |
| Mukherjee and Brill | MB |

Tableau III.3 corrélations de l'écoulement vertical

Chapitre III : Modélisation des puits

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

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

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

D. Reproduction des performances actuelles des puits

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

On a choisi la date de 25/02/2019 comme une date référence pour caler les modèles de tous les puits à cause de la disponibilité des données des jaugages. Ces dernières sont présentées dans le tableau suivant :

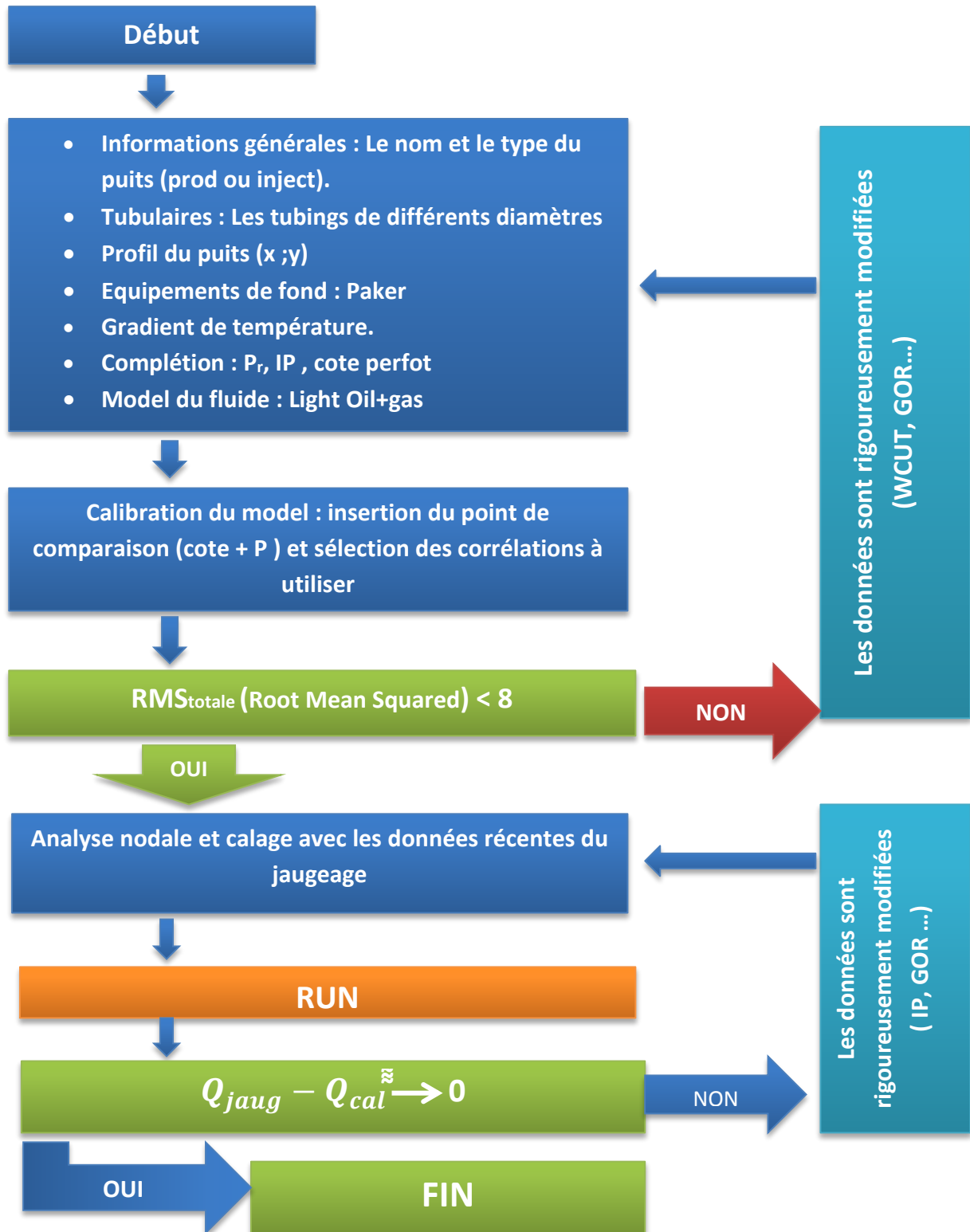
| Puits | P _i (bar) | P _p (bar) | Q _O (m ³ /h) | GOR | W _{cut} | Ø _{duse} (mm) |
|---------|----------------------|----------------------|------------------------------------|-------|------------------|------------------------|
| OMM32 | 112 | 30 | 4,07 | 14.1 | 14 | 13 |
| OMM33 | 99 | 24,6 | 3,68 | 15,5 | 0 | 10 |
| OMM202 | 90 | 26.5 | 3 | 14.5 | 0 | 9 |
| OMM50 | 70 | 15,3 | 3,58 | 13 | 0 | 14 |
| OMM413 | 168 | 23 | 7,59 | 14 | 0 | 16 |
| MD403 | 323 | 28,1 | 1,6 | 14,3 | 10 | 10 |
| OMM402 | 337 | 40 | 1.2 | 15 | 0 | 8 |
| OMM412 | 498,3 | 70 | 2,39 | 17,5 | 0 | 18 |
| OMM652 | 95 | 40 | 5,2 | 23,5 | 0 | 9 |
| OMM85 | 353 | 33,76 | 7,52 | 19,51 | 0 | 16 |
| OMM741 | 97 | 21 | 2,81 | 15 | 0 | 10 |
| OMM763 | 108 | 24.1 | 2.22 | 19.8 | 0 | 9 |
| OMM772 | 34 | 20 | 1.99 | 15 | 0 | 8 |
| OMM812 | 978 | 34,5 | 3,49 | 19,4 | 0 | 15 |
| OMM842 | 267,7 | 29,5 | 1,6 | 18 | 0 | 18 |
| OMMZ77 | 108 | 25.4 | 2.37 | 21.7 | 0 | 9 |
| OMMZ751 | 124 | 21,3 | 2,51 | 17 | 24 | 10 |
| OMN14 | 490 | 30.7 | 2.36 | 19.06 | 0 | 13 |
| OMN22 | 492 | 23,2 | 2,35 | 19,1 | 0 | 14 |
| OMN24 | 486 | 26,9 | 4,63 | 19,64 | 0 | 18 |
| OMN202 | 148 | 20.5 | 2 | 18 | 0 | 12.7 |
| OMN212 | 474,9 | 35,79 | 1,27 | 24,41 | 0 | 18,8 |
| OMN243 | 185,7 | 24,5 | 0,8 | 19,6 | 0 | 14 |
| OMN322 | 467 | 33,17 | 3,1 | 22,31 | 0 | 12,5 |
| OMN332 | 907 | 41,81 | 2,97 | 22,73 | 0 | 12,7 |
| OMNZ102 | 172 | 31,1 | 2,66 | 23,9 | 0 | 9 |
| OMNZ142 | 473 | 34,19 | 5,13 | 21,11 | 0 | 16 |
| OMNZ232 | 489 | 36,5 | 5,23 | 18,2 | 28 | 17 |
| OMNZ242 | 129,6 | 70 | 4,34 | 23,5 | 8 | 15 |

Tableau III.4: Données jaugages récentes

Exemple de calcul

Nous allons prendre le puit OMM32 comme exemple méthodologique pour expliquer les étapes de la modélisation des puits via Pipesime.

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



Les corrélations choisies ont généré les courbes ci-dessous, à partir desquelles on choisit la corrélation qui donne la valeur d'erreur RMS la plus basse

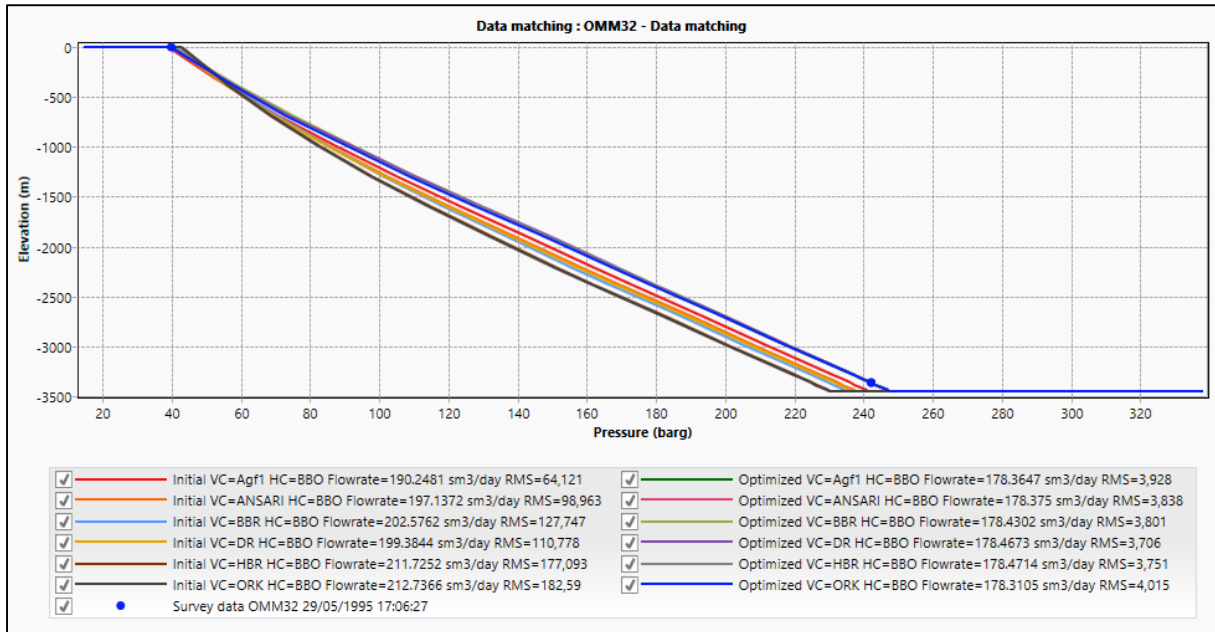


Figure III.1. Les corrélations de l'écoulement vertical puits OMM32

➤ Interprétation

A partir des résultats obtenues on peut dire que :

Pour la construction de la courbe (VLP), le calcul des pertes de charge verticale (dans la colonne de production) sera basé sur la corrélation Duns & Ros pour le puits OMM32 (RMS = 3,706).

Celle-ci génère le profil de pression suivant

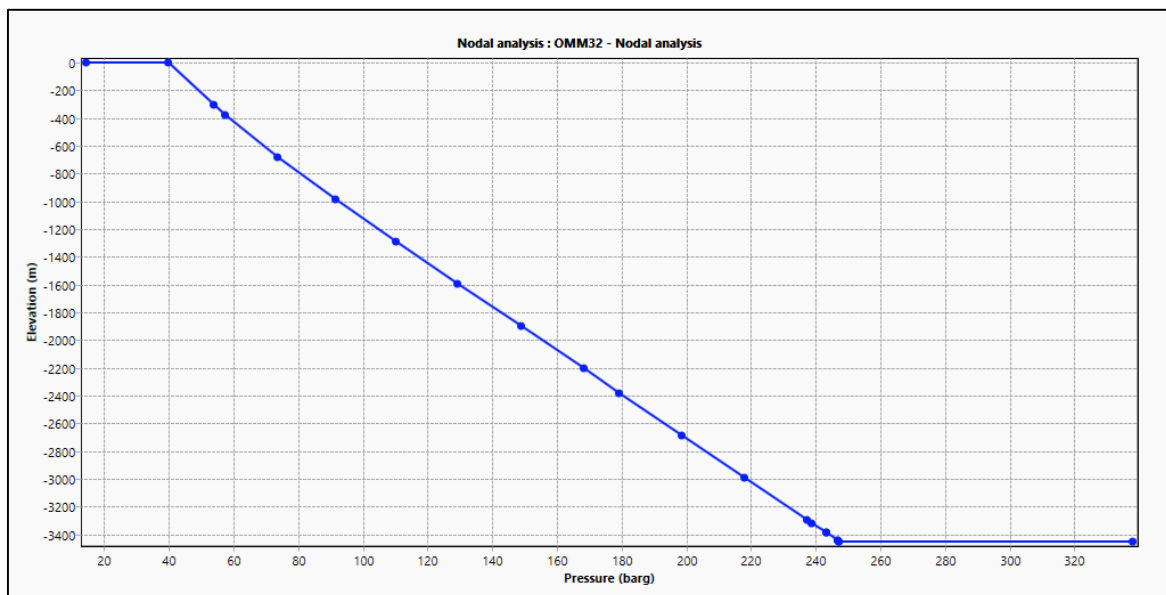


Figure III.2. Profil de pression puits OMM32

3. L'analyse nodal

On sélectionne l'opération « Nodal analysis », en fixant la pression de pipe « Outlet pressure », PP=14.3 bars, puis on exécute le modèle. On a obtenu les résultats suivants :

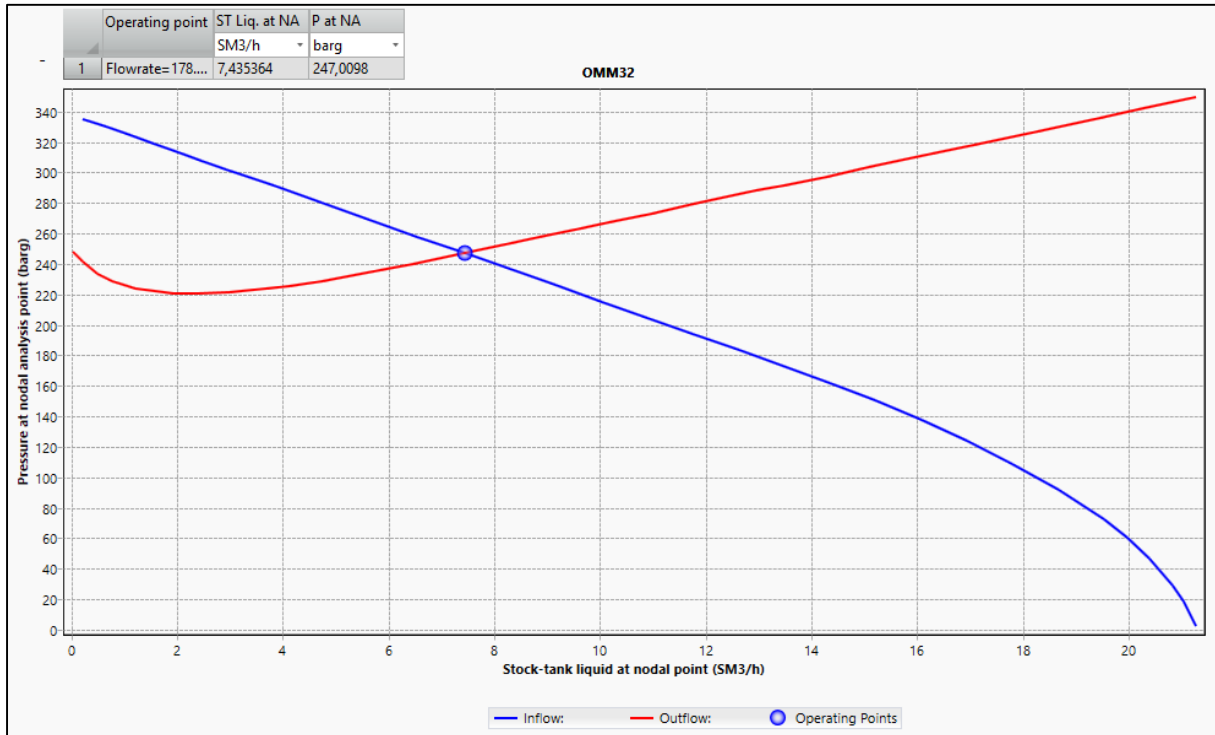


Figure III.3.IPR & VLP puits OMM32

Actualisation du modèle

Après l'actualisation du modèle précédent avec le dernier jaugeage, on obtient les figures suivantes :

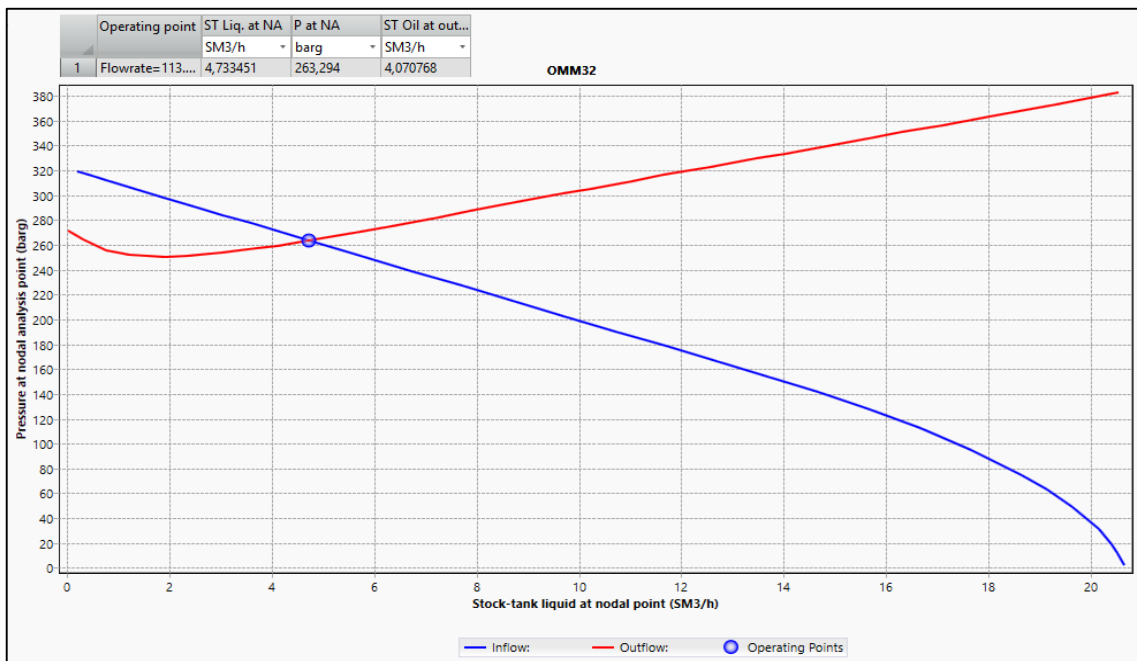


Figure III.4.Point de fonctionnement du puits calibré puits OMM32

L'analyse nodale a donné des points de fonctionnement qui correspondent aux débits de fonctionnement et les pressions aux points nodaux.

III.3. Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité

Après le calage du modèle actualisé, on a fait des différentes sensibilités sur le GOR, le diamètre du duse, PG et la Pt. Ces sensibilités donnent des courbes inflow avec des courbes outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

La simulation de l'état de la production avec ces paramètres de sensibilité est représentée par les figures ci-dessous :

- **Sensibilité sur le GOR**

| | Operating point | ST Liq. at NA | P at NA | ST Oil at out... |
|----|---|---------------|----------|------------------|
| | | SM3/h | barg | SM3/h |
| 1 | GOR=112 sm3/sm3 Flowrate= 113.6028 sm3/day | 4,733451 | 263,294 | 4,070768 |
| 2 | GOR=212 sm3/sm3 Flowrate= 131.3089 sm3/day | 5,471203 | 254,2785 | 4,705235 |
| 3 | GOR=312.01 sm3/sm3 Flowrate= 130.0433 sm3/day | 5,418469 | 248,7742 | 4,659883 |
| 4 | GOR=412 sm3/sm3 Flowrate= 131.0061 sm3/day | 5,458588 | 246,8112 | 4,694386 |
| 5 | GOR=512.01 sm3/sm3 Flowrate= 130.7279 sm3/day | 5,446995 | 246,9893 | 4,684416 |
| 6 | GOR=612 sm3/sm3 Flowrate= 128.642 sm3/day | 5,360084 | 248,3215 | 4,609673 |
| 7 | GOR= 712 sm3/sm3 Flowrate= 125.8732 sm3/day | 5,244716 | 250,0804 | 4,510456 |
| 8 | GOR=811.99 sm3/sm3 Flowrate= 122.7267 sm3/day | 5,113614 | 252,0665 | 4,397708 |
| 9 | GOR=912 sm3/sm3 Flowrate= 119.4562 sm3/day | 4,977341 | 254,1167 | 4,280513 |
| 10 | GOR=1012 sm3/sm3 Flowrate= 116.1577 sm3/day | 4,839905 | 256,1701 | 4,162319 |
| 11 | GOR=1112 sm3/sm3 Flowrate= 112.8968 sm3/day | 4,704033 | 258,1863 | 4,045469 |
| 12 | GOR=1200 sm3/sm3 Flowrate= 110.09 sm3/day | 4,587083 | 259,9109 | 3,944892 |

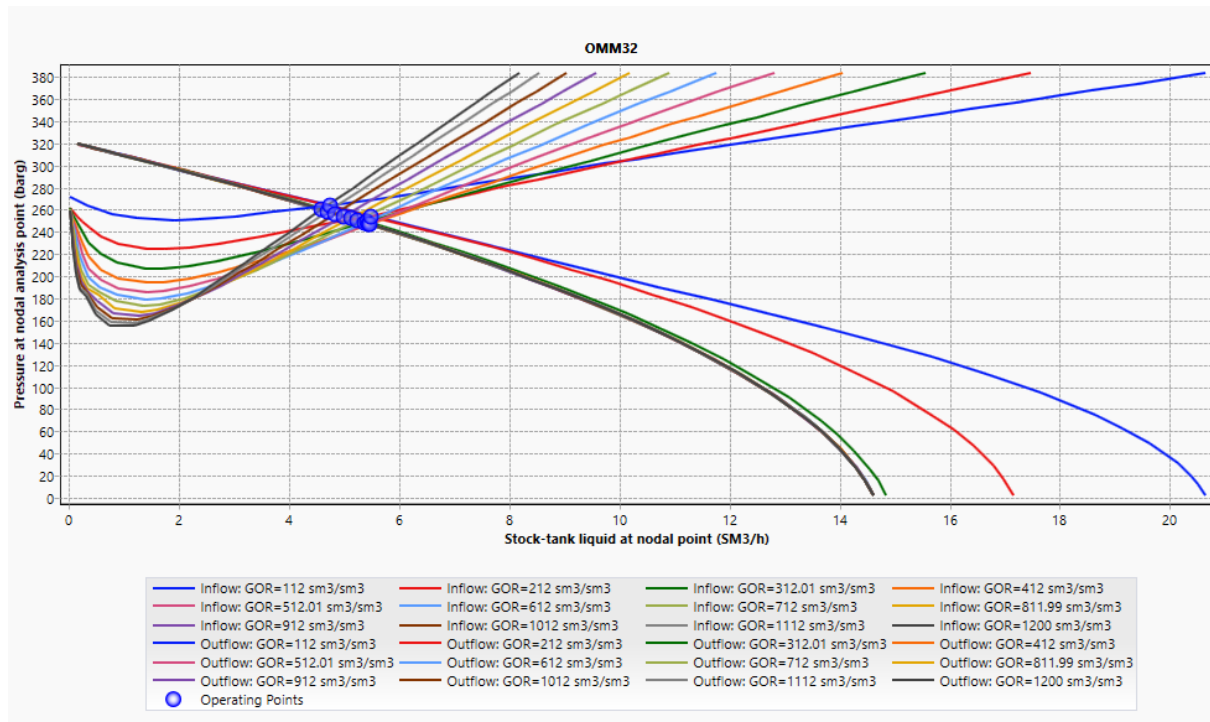


Figure III.4. Sensibilité sur le GOR pour le puits OMM32

❖ Interprétation des résultats

Pour le puits OMM32 : on remarque pour une augmentation de GOR jusqu'à 811 sm³/sm³ on aura une augmentation de débit d'huile jusqu'à 4,39m³/h mais au-delà de cette valeur le débit d'huile diminue.

• Sensibilité sur le diamètre de la duse

| | Operating point | ST Liq. at NA SM ³ /h | P at NA barg | ST Oil at out... SM ³ /h |
|---|--|-------------------------------------|-----------------|--|
| 1 | DBEAN= 8 mm Flowrate=70.47371 sm ³ /day | 2,936405 | 285,2541 | 2,525308 |
| 2 | DBEAN= 10 mm Flowrate=89.87672 sm ³ /day | 3,744864 | 275,3746 | 3,220583 |
| 3 | DBEAN= 12 mm Flowrate= 106.3861 sm ³ /day | 4,432752 | 266,9686 | 3,812167 |
| 4 | DBEAN= 13 mm Flowrate= 113.5921 sm ³ /day | 4,733005 | 263,2994 | 4,070384 |
| 5 | DBEAN= 14 mm Flowrate= 120.1738 sm ³ /day | 5,007241 | 259,9482 | 4,306227 |
| 6 | DBEAN= 16 mm Flowrate= 131.5759 sm ³ /day | 5,48233 | 254,1426 | 4,714804 |
| 7 | DBEAN= 18 mm Flowrate= 140.8867 sm ³ /day | 5,870279 | 249,4018 | 5,04844 |

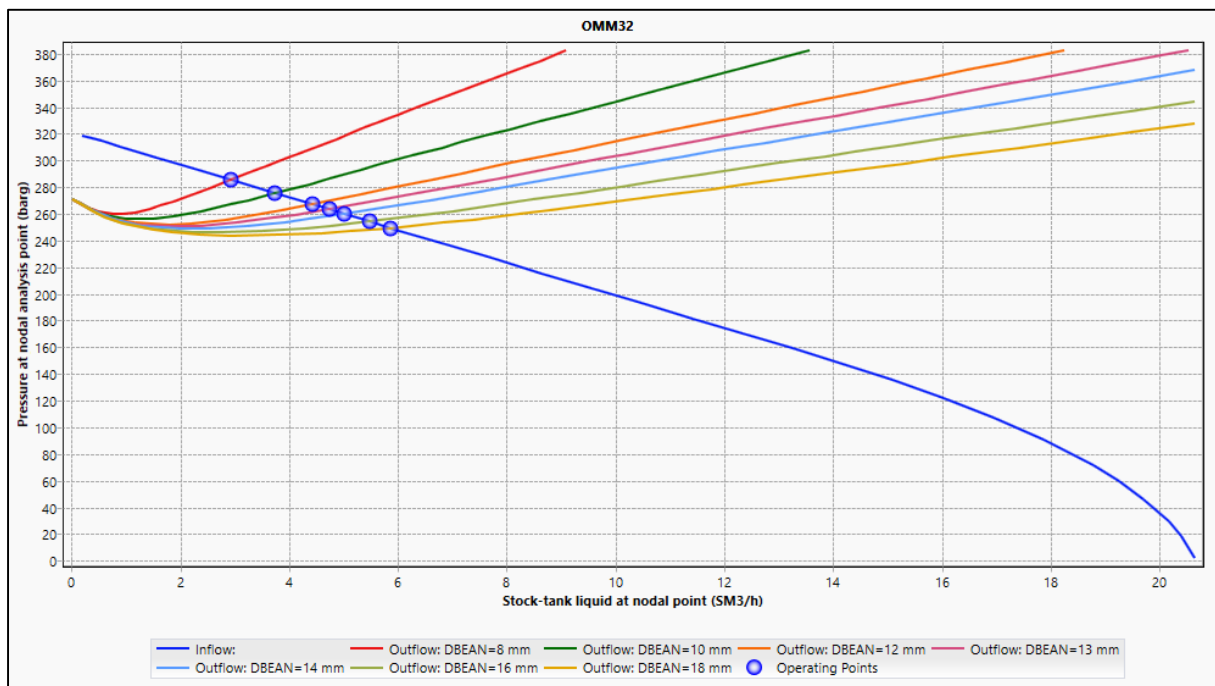


Figure III.5.Sensibilité sur le diamètre de la duse pour le puits OMM32

❖ Interprétation des résultats

On remarque que le débit d'huile augmente avec l'augmentation du diamètre de la duse pour le puits OMM32.

- **Sensibilité sur la pression de gisement**

| Operating point | ST Liq. at NA SM3/h | P at NA barg | ST Oil at out... SM3/h |
|---|------------------------|-----------------|---------------------------|
| 1 UNCONVERGED PWSTATIC=251.01 Bara Flowrate=5.1019... | | | |
| 2 UNCONVERGED PWSTATIC=261.01 Bara Flowrate=19.408... | | | |
| 3 PWSTATIC=271.01 Bara Flowrate=38.14207 sm3/day | 1,589253 | 250,5781 | 1,366758 |
| 4 PWSTATIC=281.02 Bara Flowrate=57.26672 sm3/day | 2,386113 | 250,8446 | 2,052057 |
| 5 PWSTATIC=291.01 Bara Flowrate=72.11894 sm3/day | 3,004956 | 253,2797 | 2,584262 |
| 6 PWSTATIC=301.01 Bara Flowrate=86.08568 sm3/day | 3,586903 | 256,1656 | 3,084737 |
| 7 PWSTATIC=311.02 Bara Flowrate=99.53908 sm3/day | 4,147462 | 259,3198 | 3,566817 |
| 8 PWSTATIC=321.01 Bara Flowrate=112.172 sm3/day | 4,673834 | 262,8849 | 4,019497 |
| 9 PWSTATIC=322.15 Bara Flowrate=113.617 sm3/day | 4,73404 | 263,2868 | 4,071275 |

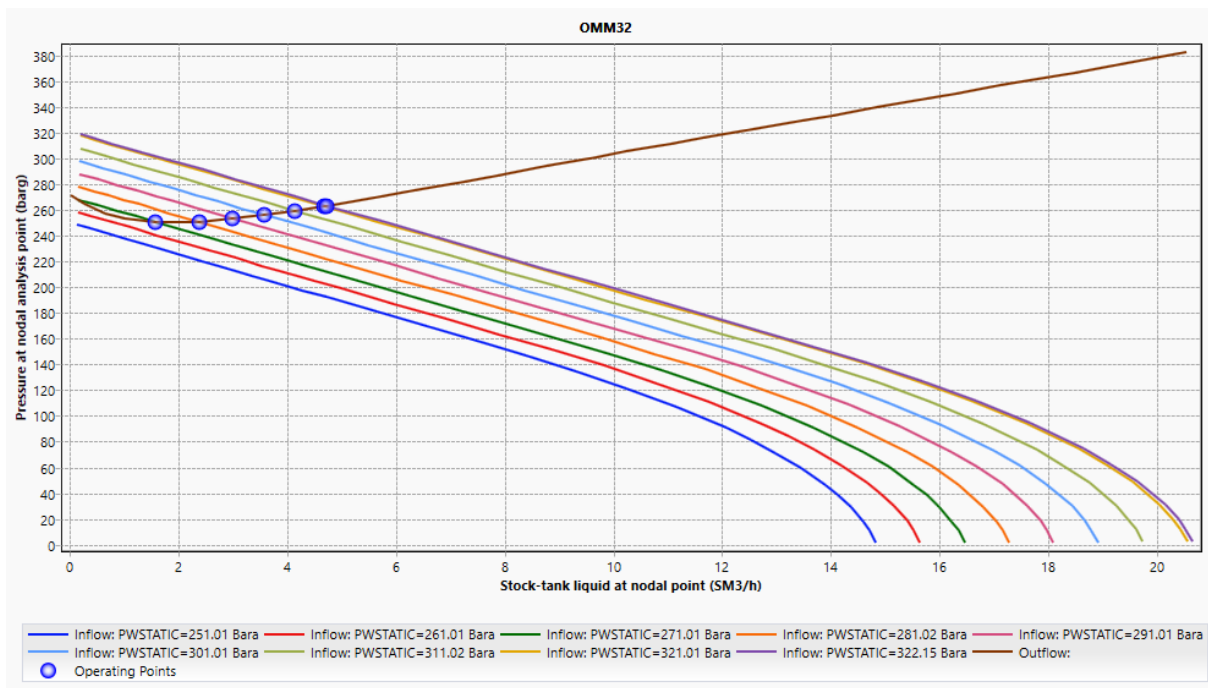


Figure III.6.Sensibilité sur la PG pour le puits OMM32

❖ **Interprétation des résultats**

D’après les résultats obtenus, on remarque que le puits OMM32 est devenu non éruptif quand la pression de gisement est égale à 260 bars. Dans ce cas la solution la plus adéquate pour l’exploitation de ce puits est le maintien de pression soit par les puits injecteurs de gaz ou d’eau dans la mesure du possible.

- **Sensibilité sur la pression de tête**

| | Operating point | ST Liq. at NA | P at NA | ▲ ST Oil at out... |
|---|-----------------|---------------|----------|--------------------|
| | | SM3/h | barg | SM3/h |
| 1 | POUT=21.013... | 6,242692 | 244,8508 | 5,368715 |
| 2 | POUT=26.013... | 5,464625 | 254,3589 | 4,699577 |
| 3 | POUT=31.013... | 4,756 | 263,0184 | 4,09016 |
| 4 | POUT=36.013... | 4,104739 | 270,9769 | 3,530076 |
| 5 | POUT=41.013... | 3,500566 | 278,36 | 3,010487 |

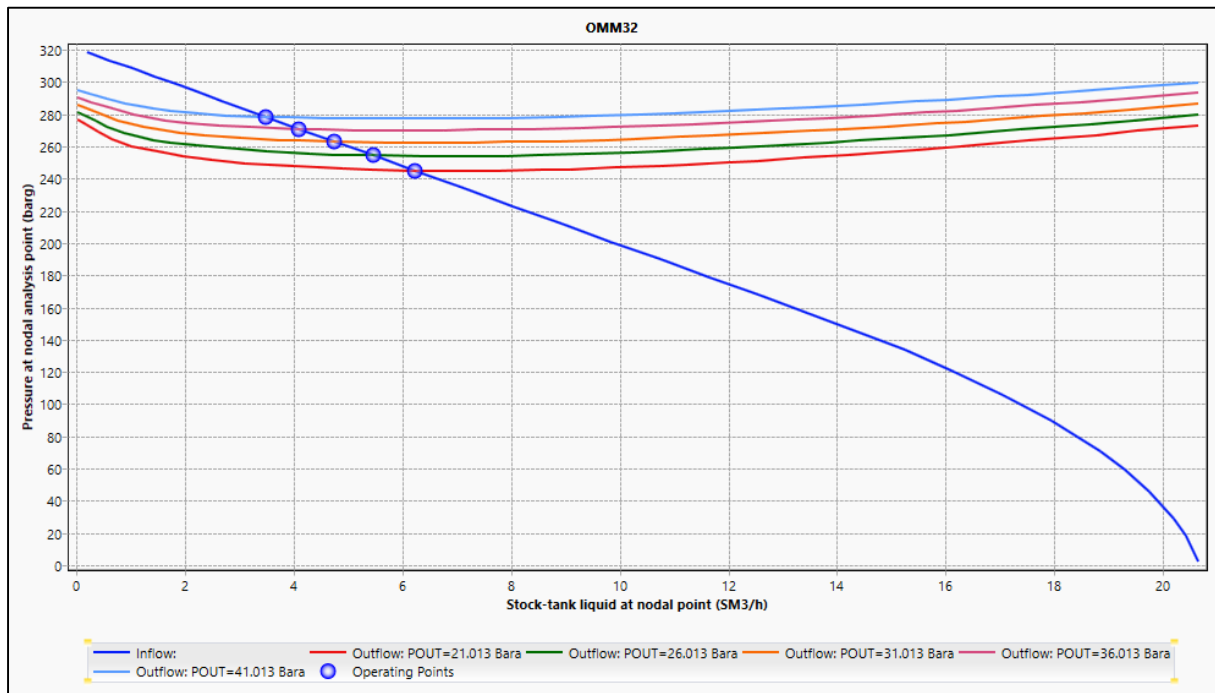


Figure III.7.Sensibilité sur la Pt pour le puits OMM32

❖ **Interprétation des résultats**

On remarque que le débit d'huile augmente lorsque la pression de tête diminue donc il est très sensible à la variation de la pression de tête.

III.4.Conclusion

La modélisation des performances des puits est une étape très importante pour la suite du travail. Après la simulation de l'état de production de ces puits avec leurs sensibilités pour les différents paramètres. Il a été constaté que le diamètre de la duse, le GOR, pression de tête et la pression de gisement jouent un rôle très important dans l'augmentation de débit d'huile.

CHAPITRE 4

MODELISATION DU RESEAU DE COLLECTE

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du réseau de collecte

IV.1.Introduction

L'objectif de la modélisation et l'optimisation du réseau de collecte est non seulement de calculer les pertes de charges sur tout le parcours du fluide actuel, mais aussi pour construire un nouveau réseau de collecte. Il servira à améliorer la production par l'installation d'un nouveau séparateur situé au niveau du champ, Le logiciel de simulation "PIPESIM" sera une nouvelle fois sollicité pour créer un modèle de production intégrée (puits & réseau de collecte). Il reliera les modèles des puits déjà créés dans le chapitre précédent avec le réseau de collecte. Une fois le modèle créé sur PIPESIM, le software permet la prédiction des effets de futur changement de la pression de séparation ou le dimensionnement des pipes en minimisant les pertes de charges afin de maximiser le débit des puits.

La création de ce modèle nécessite de recueillir des données de pression concernant tous les puits est le réseau de collecte existant sur le champ et les données de production : concernant Q_h , GOR, WOR, seront déterminés à partir de la base des données des Jaugeages.

IV.2.Structure de réseau

Le réseau étudié est composé de 29 puits ouverts et 3 manifolds (collecteur) nommés : MFD W1F, MFD W1F' et MFD OMN332

Ces puits sont disposés comme suit :

- **17 puits** (OMM402, OMM842, MD403, OMM772,OMM763, OMM412, OMMZ751,OMMZ77, OMM741, OMM202, OMM812, OMM50, OMM33, OMM32, OMM652,OMM85, OMM413) reliés aux manifolds W1F et W1F'
- **12 puits** (OMN243,OMN212,OMN202,OMN14,OMN22,OMNZ102 ,OMN332, OMN322,OMNZ242,OMN24,OMNZ232,OMNZ1042) reliés au manifold OMN332

On utilise le module NETWORK (arcGIS) dans le PIPESIM pour modéliser le réseau



Figure IV.1.Structure du réseau dans le PIPESIM (GIS map)

IV.3.Choix de la corrélation

Le logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charges dans les conduites horizontales, comme déjà fait pour les écoulements verticaux.

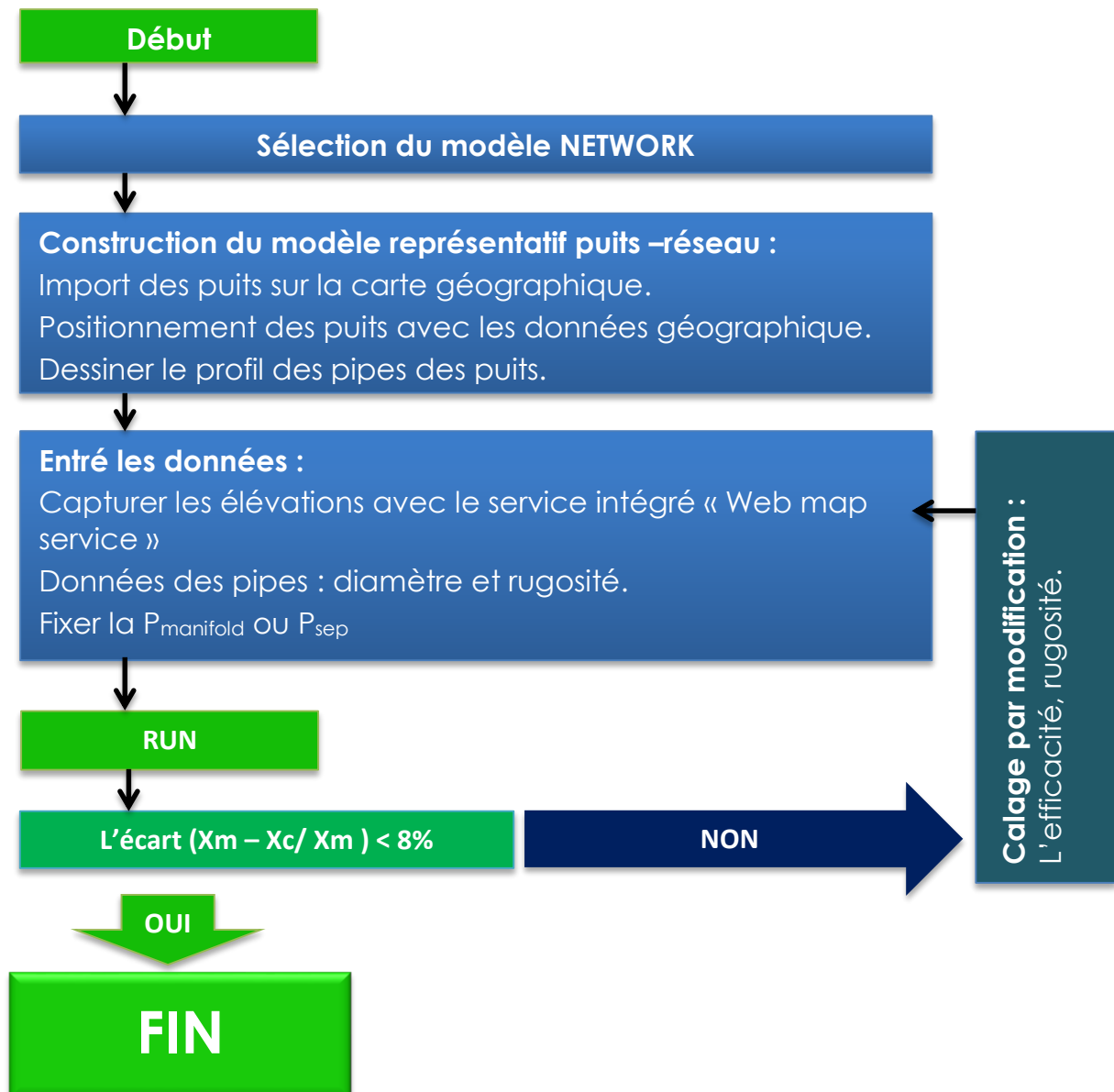
Parmi les corrélations figurant dans PIPESIM on site :

- Beggs and Brill revised
- Ledal FLOW
- Dukler Aga and Flanagan
- OLGAS

On a choisi la corrélation « Beggs and Brill revised » qui donne des bons résultats pour notre réseau.

IV.4.Procédure de travail

L'algorithme suivant résume la procédure de la modélisation :



IV.5. Résultat de la simulation du réseau actuel

IV.5.1. Réseau actuel MFD W1F et MFD W1F'

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant :

| Name | ST Oil at... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|------------------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m3/h | m3/h | sm3/d | sm3/sm3 | % | barg |
| 1 OMM402 | 1,237522 | 0 | 5643,258 | 190,0052 | 0 | 39,99455 |
| 2 OMM842 | 1,597144 | 0 | 83662,81 | 2182,614 | 0 | 29,79999 |
| 3 MD403 | 1,614494 | 0,6594412 | 10461,67 | 269,9933 | 29 | 28,04912 |
| 4 OMM772 | 1,916134 | 0 | 2575,313 | 56,00059 | 0 | 21,52666 |
| 5 OMM763 | 2,254299 | 0 | 6059,527 | 111,9994 | 0 | 23,13239 |
| 6 OMM412 | 2,396079 | 0 | 241522,3 | 4199,955 | 0 | 70,80187 |
| 7 OMMZ751 | 2,531994 | 0,5003341 | 6137,525 | 100,9995 | 16,5 | 21,01304 |
| 8 OMMZ77 | 2,575247 | 0 | 5253,512 | 85,00007 | 0 | 25,14969 |
| 9 OMM741 | 2,780808 | 0 | 7341,288 | 109,9993 | 0 | 22,17537 |
| 10 OMM202 | 2,964539 | 0 | 6403,377 | 89,99955 | 0 | 26,65965 |
| 11 OMM812 | 3,501968 | 0 | 52949,97 | 630,0022 | 0 | 33,70293 |
| 12 OMM50 | 3,522034 | 0 | 7100,499 | 84,00089 | 0 | 15,67432 |
| 13 OMM33 | 3,649772 | 0 | 9162,466 | 104,6008 | 0 | 24,70281 |
| 14 OMM32 | 4,056737 | 0,660399 | 10904,46 | 111,9994 | 14 | 30,29377 |
| 15 J 25_J 20 | 4,491382 | 0 | 7828,825 | 72,62818 | 0 | 17,96993 |
| 16 OMM652 | 5,372126 | 0 | 10959,15 | 85,00007 | 0 | 38,27295 |
| 17 J 34_MFD W1F P | 6,282776 | 0 | 60291,26 | 399,8446 | 0 | 16,62795 |
| 18 J 20_J 17 | 6,74568 | 0 | 13888,35 | 85,78541 | 0 | 16,60979 |
| 19 OMM85 | 7,53055 | 0 | 42229,98 | 233,6591 | 0 | 33,90296 |
| 20 OMM413 | 7,546817 | 0 | 23546,22 | 130,0007 | 0 | 23,27335 |
| 21 J_ Junction | 7,706509 | 0,660399 | 20066,92 | 108,4955 | 7,892987 | 13,98239 |
| 22 J 22_MFD W1F P | 9,12816 | 0 | 125899,2 | 574,6829 | 0 | 16,6459 |
| 23 J 17_MFD W1F P | 9,277674 | 0,5003341 | 20025,88 | 89,93752 | 5,116932 | 16,60999 |
| 24 MFD W1F P_ Junction | 30,06074 | 0,5003341 | 217175,5 | 301,023 | 1,637162 | 16,64602 |
| 25 MFD W1F | 57,04873 | 1,820174 | 531919,8 | 388,4978 | 3,091911 | 14,00008 |

Tableau IV.1 : Résultat simulation réseau actuel MFD W1F et MFD W1F' (Pipesim)

| MFD | Pression (bar) | | | Qh (m3/h) | | |
|----------|----------------|--------|--|-----------|--------|--|
| | Mesuré | Simulé | $\frac{P_{mesuré} - P_{simulé}}{P_{mesuré}}$ | Mesuré | Simulé | $\frac{Q_{mesuré} - Q_{simulé}}{Q_{mesuré}}$ |
| MFD W1F | 14 | 14 | 0% | 27,11 | 26,98 | 0,4% |
| MFD W1F' | 16 | 16,64 | 4% | 29,71 | 30,06 | 1,1% |

Tableau IV.2 : Vérification des résultats simulés MFD W1F et MFD W1F'

La simulation du réseau actuel (MFD W1F et MFD W1F') nous a permis d'avoir un modèle représentatif fiable du système.

IV.5.2. Réseau actuel MFD OMN332

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant :

| Name | ST Oil at... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|-------------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m3/h | m3/h | sm3/d | sm3/sm3 | % | barg |
| 1 OMN243 | 0,8167259 | 0 | 37212,82 | 1898,474 | 0 | 25,39898 |
| 2 OMN212 | 1,283503 | 0 | 133574,5 | 4336,26 | 0 | 37,09169 |
| 3 OMN202 | 1,939243 | 0 | 9396,352 | 201,8904 | 0 | 24,43602 |
| 4 OMN14 | 2,377483 | 0 | 29264,44 | 512,8747 | 0 | 29,56214 |
| 5 OMN22 | 2,424291 | 0 | 37908,78 | 651,5437 | 0 | 29,07342 |
| 6 OMNZ102 | 2,799702 | 0 | 10885,22 | 161,9995 | 0 | 33,82067 |
| 7 OMN332 | 3,015882 | 0 | 44743,07 | 618,1587 | 0 | 40,13149 |
| 8 OMN322 | 3,180228 | 0 | 30342,87 | 397,5455 | 0 | 32,27187 |
| 9 OMNZ242 | 4,341576 | 0,7067681 | 142118,7 | 1363,93 | 14 | 69,97494 |
| 10 OMN24 | 4,669024 | 0 | 50645,85 | 451,9665 | 0 | 26,87292 |
| 11 J 14_J 13 | 4,739451 | 0 | 20283,74 | 178,3234 | 0 | 20,32341 |
| 12 OMNZ232 | 5,108024 | 0,4201405 | 57408,52 | 468,2867 | 7,6 | 35,17076 |
| 13 OMNZ142 | 5,178462 | 0 | 48614,54 | 391,1595 | 0 | 33,74286 |
| 14 J 13_ junction | 6,024243 | 0 | 153891,2 | 1064,388 | 0 | 20,34276 |
| 15 J 35_ junction | 7,05381 | 0 | 79993,11 | 472,5169 | 0 | 18,05255 |
| 16 J 9_ junction | 10,61949 | 0 | 131277 | 515,0784 | 0 | 18,05222 |
| 17 J 8_ junction | 12,63004 | 1,126927 | 229873,8 | 758,3565 | 8,191686 | 18,05167 |
| 18 MFD OMN332 | 37,14637 | 1,12699 | 632283,1 | 709,2244 | 2,94458 | 17,99973 |

Tableau IV.3 : Résultat simulation réseau actuel MFD OMN332 (Pipesim)

| MFD | Pression (bar) | | | Qh (m3/h) | | |
|------------|----------------|--------|--|-----------|--------|--|
| | Mesuré | Simulé | $\frac{P_{mesuré} - P_{simulé}}{P_{mesuré}}$ | Mesuré | Simulé | $\frac{Q_{mesuré} - Q_{simulé}}{Q_{mesuré}}$ |
| MFD OMN332 | 18 | 18 | 0% | 36,84 | 37,14 | 0,8% |

Tableau IV.4 : Résultat simulation réseau actuel MFD OMN332 (Pipesim)

La simulation du réseau actuel (MFD OMN332) nous a permis d'avoir un modèle représentatif fiable du système.

IV.6. Scénarios envisagés

IV.6.1. Première variante

Elle consiste à la mise en place d'un séparateur et d'une pompe dans le MFD W1F, où l'huile sera séparée et pompée vers l'unité de prétraitement W1C.

- ❖ Cas de base: Réseau sans séparateur à MFD W1F avec pression manifold 14 bar.
- ❖ Cas proposé: séparateur en marche au MFD W1F avec une pompe, les scénarios possibles des pression de séparation varient de $P_{sép} = 14$ bar à 8 bar.



Figure IV.2. Réseau MFD W1F

IV.6.2. Deuxième variante

Consiste de la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD W1F', ou l'huile sera séparée et pompée vers l'unité de prétraitement W1C via le collecteur W1F.

- ❖ Cas de base: Réseau sans séparateur à MFD W1F' avec pression manifold 16 bar.
- ❖ Cas proposé : Séparateur en marche au MFD W1F' avec une pompe, les scénarios possibles des pression de séparation varient de $P_{sép} = 16 \text{ bar}$ à 8 bar .



Figure IV.3. Réseau MFD W1F'

IV.6.3. Troisième variante

Consiste à la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, où l'huile sera séparée et pompée vers le centre industriel de traitement CINA via le collecteur MFD OMO13.

- ❖ Cas de base: Réseau sans séparateur à MFD OMN332 avec pression manifold 18 bar.
- ❖ Cas proposé : séparateur en marche au MFD OMN332 avec une pompe, les scénarios possibles des pression au séparateur : $P_{sép}$ de 16 bar à 8 bar.



Figure IV.4. Réseau MFD OMN332

IV.6.4. Quatrième variante

Consiste à la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD W1F, où l'huile des deux manifolds (MFD W1F+ MFD W1F') sera séparée et pompée vers W1C.

- ❖ Cas de base: Réseau sans séparateur à MFD W1F avec pression manifold 14 bar.
- ❖ Cas proposé : Séparateur en marche au MFD W1F avec une pompe, les scénarios possibles des pression au séparateur : $P_{sép}$ de 14 bar à 8 bar.



Figure IV.5. Réseau MFD W1F + MFD W1F'

IV.6.5. Cinquième variante

La mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD W1F, ou l'huile de trois manifolds (MFD W1F+ MFD W1F'+ MFD OMN332) sera séparée et pompée vers W1C.

- ❖ Cas proposé : séparateur en marche au MFD W1F avec une pompe, les scénarios possibles des pression séparateur : $P_{sép} =$ de 10 bar et 6 bar.

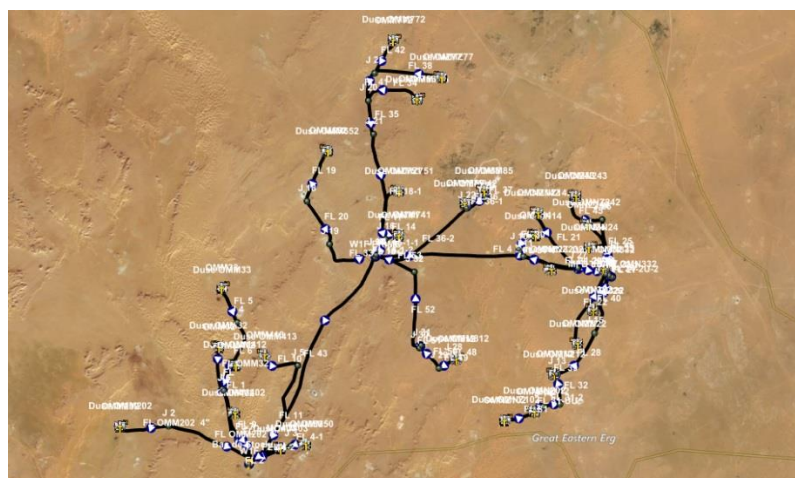


Figure IV.6. Réseau de collecte MFD W1F + MFD W1F' + MFD OMN332

IV.6.6. Sixième variante

La mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, ou l'huile de trois manifolds (MFD W1F+ MFD W1F'+ MFD OMN332) sera séparée et pompée vers CINA via MFD OMO13.

- ❖ Cas proposé : séparateur en marche au MFD OMN332 avec une pompe, les scénarios possibles des pression au séparateur : $P_{sép} =$ de 10 bar et 6 bar.

| Name | ST Oil at out... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|--------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m3/h | m3/h | sm3/d | sm3/sm3 | % | barg |
| 1 J_Junction | 8,996331 | 0,7384448 | 23390,05 | 108,3314 | 7,585637 | 6,136204 |
| 2 MD403 | 2,119262 | 0,8656142 | 13732,49 | 269,9933 | 29 | 27,19169 |
| 3 OMM202 | 3,750467 | 0 | 8100,973 | 89,99955 | 0 | 23,50872 |
| 4 OMM32 | 4,536167 | 0,7384458 | 12193,16 | 111,9994 | 14 | 26,26612 |
| 5 OMM33 | 4,460176 | 0 | 11196,92 | 104,6008 | 0 | 20,4762 |
| 6 OMM402 | 2,066702 | 0 | 9424,423 | 190,0052 | 0 | 49,09522 |
| 7 OMM412 | 2,455583 | 0 | 247520,3 | 4199,955 | 0 | 65,55533 |
| 8 OMM413 | 8,570988 | 0 | 26741,65 | 130,0007 | 0 | 19,59197 |
| 9 OMM50 | 4,662752 | 0 | 9400,214 | 84,00089 | 0 | 10,48314 |
| 10 W1F | 32,62209 | 1,604059 | 338310,1 | 432,1075 | 4,686648 | 6,000097 |

Le tableau suivant résume les résultats de la simulation de la première variante

| Cas de base (Sans separateur) | | Avec un séparateur | | | |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 12 (bar) | à 10 (bar) | à 8 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF W1F | 26,995 | 28,469 | 29,905 | 31,330 | 32,622 |
| Gain (m³/h) | | 1,474 | 2,91 | 4,335 | 5,627 |

Tableau IV.5 : Résultat de la simulation de la 1^{ère} variante

Dans la première variante, la comparaison entre le cas de base et le cas de la mise en place du séparateur et la pompe dans le MFD W1F, on enregistre un gain important en fonction de la pression de séparation, variant de 1,474 à 5,627 m³/h.

Sur l'histogramme en dessous on a présenté le gain pour les différents paliers de Psép, pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

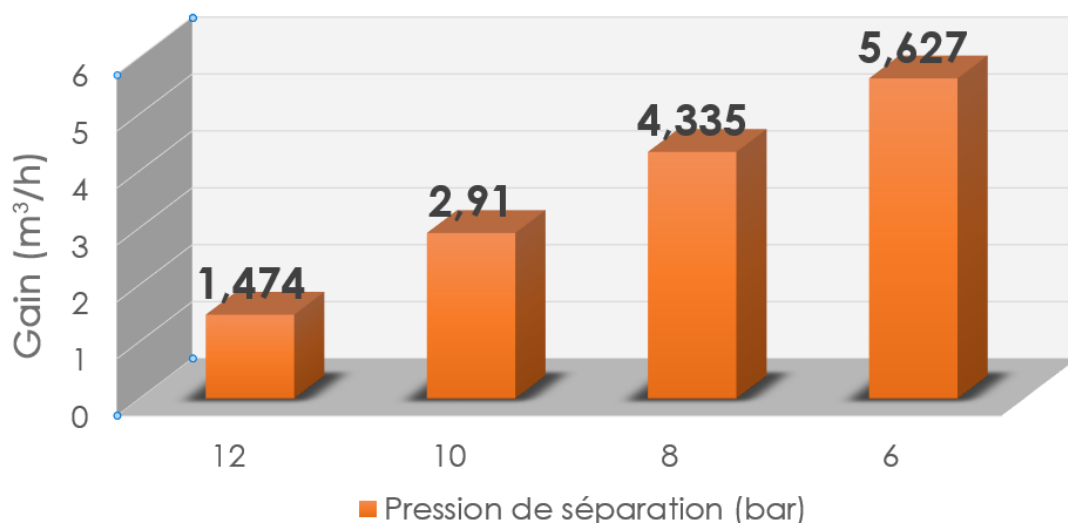


Figure IV.7. Histogramme du Gain de la 1^{ère} variante

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du réseau de collecte

| Name | ST Oil at out... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|-----------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m3/h | m3/h | sm3/d | sm3/sm3 | % | barg |
| 1 J 17_Junction | 11,19494 | 0,5633409 | 23863,62 | 88,8184 | 4,791012 | 8,007812 |
| 2 J 20_J 17 | 8,344098 | 0 | 16953,2 | 84,65661 | 0 | 8,007875 |
| 3 J 22_Junction | 9,621839 | 0 | 127849,8 | 553,6438 | 0 | 7,93457 |
| 4 J 25_J 20 | 5,840934 | 0 | 10224,73 | 72,9387 | 0 | 9,399769 |
| 5 J 34_Junction | 6,790571 | 0 | 64521,84 | 395,9031 | 0 | 8,00301 |
| 6 OMM652 | 5,947498 | 0 | 12132,91 | 85,00007 | 0 | 31,76674 |
| 7 OMM741 | 3,057037 | 0 | 8070,527 | 109,9993 | 0 | 15,56614 |
| 8 OMM763 | 2,503165 | 0 | 6728,476 | 111,9994 | 0 | 16,32099 |
| 9 OMM772 | 2,429342 | 0 | 3265,072 | 56,00059 | 0 | 15,41312 |
| 10 OMM812 | 3,733542 | 0 | 56451,38 | 630,0022 | 0 | 29,00812 |
| 11 OMM842 | 1,625122 | 0 | 84602,87 | 2169,141 | 0 | 24,28785 |
| 12 OMM85 | 8,031469 | 0 | 43708,69 | 226,7573 | 0 | 28,8127 |
| 13 OMMZ751 | 2,850846 | 0,5633409 | 6910,42 | 100,9995 | 16,5 | 14,39734 |
| 14 OMMZ77 | 3,411592 | 0 | 6959,657 | 85,00007 | 0 | 20,09415 |
| 15 W1F P | 33,55485 | 0,5633408 | 228368,1 | 283,5755 | 1,651145 | 8,000266 |

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 6$ bar

| Name | ST Oil at out... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|-----------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m3/h | m3/h | sm3/d | sm3/sm3 | % | barg |
| 1 J 17_Junction | 11,57412 | 0,5737712 | 24598,37 | 88,55374 | 4,723217 | 6,022634 |
| 2 J 20_J 17 | 8,670487 | 0 | 17560 | 84,38584 | 0 | 6,021793 |
| 3 J 22_Junction | 9,734194 | 0 | 128626,3 | 550,5772 | 0 | 6,008783 |
| 4 J 25_J 20 | 6,123141 | 0 | 10711,82 | 72,89159 | 0 | 7,550685 |
| 5 J 34_Junction | 6,892654 | 0 | 65275,47 | 394,5954 | 0 | 6,01037 |
| 6 OMM652 | 6,056539 | 0 | 12355,36 | 85,00007 | 0 | 30,62717 |
| 7 OMM741 | 3,120324 | 0 | 8237,606 | 109,9993 | 0 | 14,44403 |
| 8 OMM763 | 2,548779 | 0 | 6851,084 | 111,9994 | 0 | 15,09937 |
| 9 OMM772 | 2,556663 | 0 | 3436,194 | 56,00059 | 0 | 14,46756 |
| 10 OMM812 | 3,77233 | 0 | 57037,86 | 630,0022 | 0 | 28,19169 |
| 11 OMM842 | 1,62941 | 0 | 84746,95 | 2167,116 | 0 | 23,40762 |
| 12 OMM85 | 8,109245 | 0 | 43938,28 | 225,7621 | 0 | 27,97248 |
| 13 OMMZ751 | 2,90363 | 0,5737712 | 7038,367 | 100,9995 | 16,5 | 13,19265 |
| 14 OMMZ77 | 3,566478 | 0 | 7275,625 | 85,00007 | 0 | 19,19984 |
| 15 W1F P | 34,2575 | 0,5737712 | 230855,5 | 280,7844 | 1,647287 | 6,000097 |

On a résumé tous les résultats dans le tableau suivant :

| Cas de base (Sans séparateur) | | Avec un séparateur | | | | |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 14 (bar) | à 12 (bar) | à 10 (bar) | à 8 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF W1F' | 30,239 | 31,150 | 32,050 | 32,835 | 33,554 | 34,257 |
| Gain (m³/h) | | 0,911 | 1,811 | 2,596 | 3,315 | 4,018 |

Tableau IV.6 : Résultat de la simulation de la 2^{ème} variante

Dans la deuxième variante, la comparaison entre le cas de base et le cas avec un séparateur et une pompe dans le MFD W1F', on enregistre un gain important en fonction de la pression de séparation, variant de 0,911 à 4,018 m³/h.

Sur l'histogramme ci-dessous, dans lequel est représenté le gain pour différents paliers de P_{sep} . Toute diminution de la pression de séparation correspond à une augmentation considérable du gain.

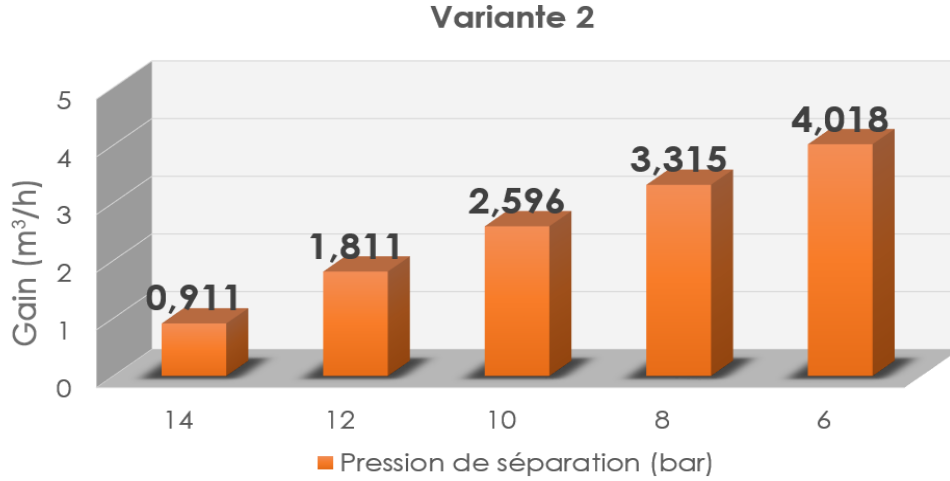


Figure IV.8. Histogramme du Gain de la 2^{er} variante

IV.7.3. Troisième variante

- Cas actuel 16 bar

| Name | ST Oil at... m³/h | ST Water at... m³/h | ST Gas at ou... sm³/d | ST GOR at o... sm³/sm³ | ST WCut. at... % | P at WH barg |
|------------------|----------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------|
| 1 OMN243 | 0,8167259 | 0 | 37212,82 | 1898,474 | 0 | 25,39898 |
| 2 OMN212 | 1,283503 | 0 | 133574,5 | 4336,26 | 0 | 37,09169 |
| 3 OMN202 | 1,939243 | 0 | 9396,352 | 201,8904 | 0 | 24,43602 |
| 4 OMN14 | 2,377483 | 0 | 29264,44 | 512,8747 | 0 | 29,56214 |
| 5 OMN22 | 2,424291 | 0 | 37908,78 | 651,5437 | 0 | 29,07342 |
| 6 OMNZ102 | 2,799702 | 0 | 10885,22 | 161,9995 | 0 | 33,82067 |
| 7 OMN332 | 3,015882 | 0 | 44743,07 | 618,1587 | 0 | 40,13149 |
| 8 OMN322 | 3,180228 | 0 | 30342,87 | 397,5455 | 0 | 32,27187 |
| 9 OMNZ242 | 4,341576 | 0,7067681 | 142118,7 | 1363,93 | 14 | 69,97494 |
| 10 OMN24 | 4,669024 | 0 | 50645,85 | 451,9665 | 0 | 26,87292 |
| 11 J 14_J 13 | 4,739451 | 0 | 20283,74 | 178,3234 | 0 | 20,32341 |
| 12 OMNZ232 | 5,108024 | 0,4201405 | 57408,52 | 468,2867 | 7,6 | 35,17076 |
| 13 OMNZ142 | 5,178462 | 0 | 48614,54 | 391,1595 | 0 | 33,74286 |
| 14 J 13_junction | 6,024243 | 0 | 153891,2 | 1064,388 | 0 | 20,34276 |
| 15 J 35_junction | 7,05381 | 0 | 79993,11 | 472,5169 | 0 | 18,05255 |
| 16 J 9_junction | 10,61949 | 0 | 131277 | 515,0784 | 0 | 18,05222 |
| 17 J 8_junction | 12,63004 | 1,126927 | 229873,8 | 758,3565 | 8,191686 | 18,05167 |
| 18 MFD OMN332 | 37,14637 | 1,12699 | 632283,1 | 709,2244 | 2,94458 | 17,99973 |

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 16$ bar

| Name | ST Oil at... m³/h | ST Water at... m³/h | ST Gas at ou... sm³/d | ST GOR at o... sm³/sm³ | ST WCut. at... % | P at WH barg |
|------------------|----------------------|------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------|-----------------|
| 1 OMN243 | 0,8493243 | 0 | 37580,53 | 1843,647 | 0 | 23,67965 |
| 2 OMN212 | 1,288691 | 0 | 133973 | 4331,685 | 0 | 35,63716 |
| 3 OMN202 | 1,955809 | 0 | 9408,28 | 200,4344 | 0 | 23,29338 |
| 4 OMN22 | 2,482721 | 0 | 37978,9 | 637,3867 | 0 | 27,31928 |
| 5 OMN14 | 2,494072 | 0 | 29963,95 | 500,5859 | 0 | 28,13536 |
| 6 OMNZ102 | 3,045821 | 0 | 11842,13 | 161,9995 | 0 | 33,75824 |
| 7 OMN332 | 3,063982 | 0 | 45297,18 | 615,9898 | 0 | 38,27707 |
| 8 OMN322 | 3,268857 | 0 | 30491,77 | 388,6647 | 0 | 30,53541 |
| 9 OMNZ242 | 4,454666 | 0,7251782 | 145169,4 | 1357,839 | 14 | 68,89733 |
| 10 OMN24 | 4,733296 | 0 | 50792,39 | 447,1193 | 0 | 25,3118 |
| 11 J 14_J 13 | 5,001376 | 0 | 21249,33 | 177,0289 | 0 | 19,15068 |
| 12 OMNZ232 | 5,168393 | 0,4251059 | 57614,25 | 464,4756 | 7,6 | 33,66976 |
| 13 OMNZ142 | 5,250058 | 0 | 48941,03 | 388,4163 | 0 | 32,05944 |
| 14 J 13_junction | 6,290065 | 0 | 155222,3 | 1028,223 | 0 | 18,90557 |
| 15 J 35_junction | 7,227407 | 0 | 80756,77 | 465,57 | 0 | 16,06331 |
| 16 J 9_junction | 10,79761 | 0 | 132227,5 | 510,2496 | 0 | 16,06308 |
| 17 J 8_junction | 12,89214 | 1,150304 | 233279,5 | 753,9455 | 8,191623 | 16,0622 |
| 18 MFD OMN332 | 38,05949 | 1,150393 | 639116 | 699,6892 | 2,933937 | 16,00025 |

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 14$ bar

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 6$ bar

| Name | ST Oil at... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|----------------|----------|
| | m ³ /h | m ³ /h | sm ³ /d | sm ³ /sm ³ | % | barg |
| 1 OMN243 | 0,9370058 | 0 | 38569,6 | 1715,107 | 0 | 18,95943 |
| 2 OMN212 | 1,298742 | 0 | 134744,9 | 4322,928 | 0 | 32,01138 |
| 3 OMN202 | 2,023791 | 0 | 9457,227 | 194,7093 | 0 | 18,62932 |
| 4 OMN22 | 2,632631 | 0 | 38158,79 | 603,9391 | 0 | 22,77408 |
| 5 OMN14 | 2,790627 | 0 | 31743,22 | 473,9557 | 0 | 24,54522 |
| 6 OMN332 | 3,198426 | 0 | 46845,98 | 610,2735 | 0 | 33,00659 |
| 7 OMN322 | 3,571526 | 0 | 31000,25 | 361,6595 | 0 | 24,77231 |
| 8 OMNZ242 | 4,7796 | 0,7780744 | 153934,8 | 1341,942 | 14 | 65,67791 |
| 9 OMNZ102 | 4,826603 | 0 | 18765,79 | 161,9995 | 0 | 37,97734 |
| 10 OMN24 | 4,932769 | 0 | 51247,19 | 432,8803 | 0 | 20,3301 |
| 11 OMNZ232 | 5,360477 | 0,440905 | 58268,87 | 452,9202 | 7,6 | 28,69055 |
| 12 OMNZ142 | 5,490651 | 0 | 50038,16 | 379,7222 | 0 | 26,42462 |
| 13 J 14_J 13 | 6,84721 | 0 | 28209,9 | 171,6629 | 0 | 12,80507 |
| 14 J 35_junction | 7,723489 | 0 | 82991,42 | 447,7217 | 0 | 6,17774 |
| 15 J 13_junction | 8,146703 | 0 | 162969,8 | 833,5158 | 0 | 12,79468 |
| 16 J 9_junction | 11,32291 | 0 | 135057,3 | 496,9909 | 0 | 6,178248 |
| 17 J 8_junction | 13,71142 | 1,218963 | 243200,8 | 739,045 | 8,164313 | 6,177814 |
| 18 MFD OMN332 | 41,84154 | 1,218964 | 662789,1 | 660,0185 | 2,830816 | 6,000098 |

Les résultats sont résumé dans le tableau suivant :

| Cas de base (Sans séparateur) | | Avec un séparateur | | | | | |
|-------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 14 (bar) | à 14 (bar) | à 12 (bar) | à 10 (bar) | à 8 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF OMN332 | 37,146 | 38,059 | 39,059 | 39,753 | 40,574 | 41,213 | 41,841 |
| Gain (m³/h) | | 0,913 | 1,913 | 2,607 | 3,428 | 4,067 | 4,695 |

Tableau IV.7 : Résultat de la simulation de la 3^{ème} variante

Dans la troisième variante la comparaison entre le cas de base et le cas de séparateur et la pompe dans le MFD OMN332, on enregistre un gain important en fonction de la pression de séparation, variant de 0,913 à 4,695 m³/h.

Sur l'histogramme en dessous on a aussi présenté le gain pour les différents paliers de Psép, pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain

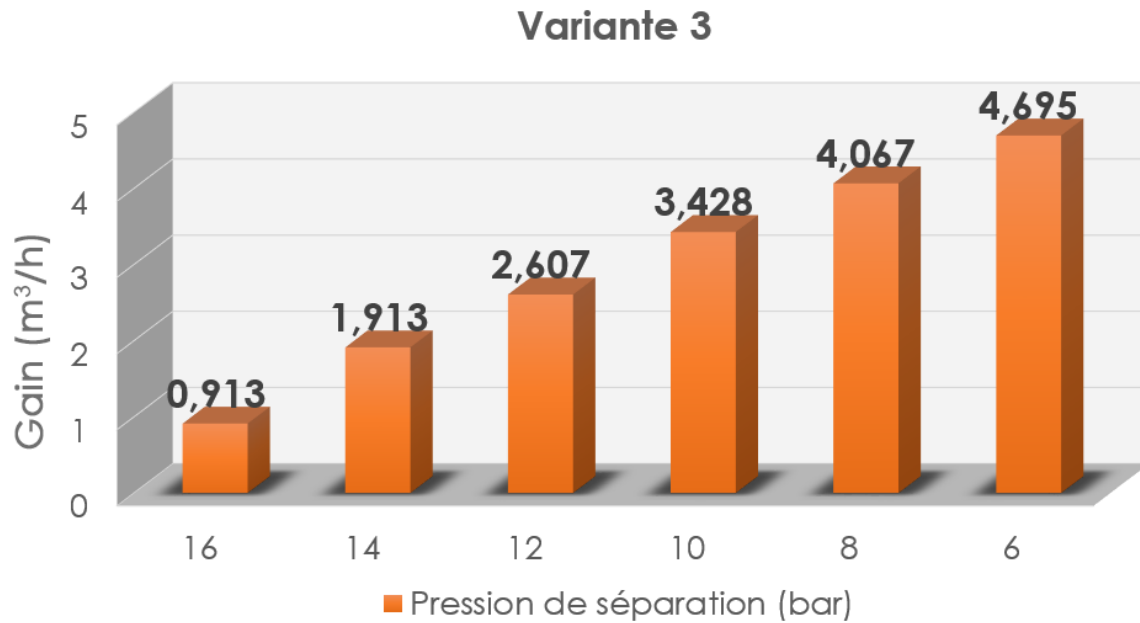


Figure IV.9. Histogramme du Gain de la 3^{ème} variante

IV.7.4. Quatrième variante

- Cas actuel 16 bar

| Name | ST Oil at... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|-----------------------|--------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|----------|
| | m³/h | m³/h | sm³/d | sm³/sm³ | % | barg |
| 1 OMM402 | 1,237522 | 0 | 5643,258 | 190,0052 | 0 | 39,99455 |
| 2 OMM842 | 1,597144 | 0 | 83662,81 | 2182,614 | 0 | 29,79999 |
| 3 MD403 | 1,614494 | 0,6594412 | 10461,67 | 269,9933 | 29 | 28,04912 |
| 4 OMM772 | 1,916134 | 0 | 2575,313 | 56,00059 | 0 | 21,52666 |
| 5 OMM763 | 2,254299 | 0 | 6059,527 | 111,9994 | 0 | 23,13239 |
| 6 OMM412 | 2,396079 | 0 | 241522,3 | 4199,955 | 0 | 70,80187 |
| 7 OMMZ751 | 2,531994 | 0,5003341 | 6137,525 | 100,9995 | 16,5 | 21,01304 |
| 8 OMMZ77 | 2,575247 | 0 | 5253,512 | 85,00007 | 0 | 25,14969 |
| 9 OMM741 | 2,780808 | 0 | 7341,288 | 109,9993 | 0 | 22,17537 |
| 10 OMM202 | 2,964539 | 0 | 6403,377 | 89,99955 | 0 | 26,65965 |
| 11 OMM812 | 3,501968 | 0 | 52949,97 | 630,0022 | 0 | 33,70293 |
| 12 OMM50 | 3,522034 | 0 | 7100,499 | 84,00089 | 0 | 15,67432 |
| 13 OMM33 | 3,649772 | 0 | 9162,466 | 104,6008 | 0 | 24,70281 |
| 14 OMM32 | 4,056737 | 0,660399 | 10904,46 | 111,9994 | 14 | 30,29377 |
| 15 J 25_J 20 | 4,491382 | 0 | 7828,825 | 72,62818 | 0 | 17,96993 |
| 16 OMM652 | 5,372126 | 0 | 10959,15 | 85,00007 | 0 | 38,27295 |
| 17 J 34_MFD W1F P | 6,282776 | 0 | 60291,26 | 399,8446 | 0 | 16,62795 |
| 18 J 20_J 17 | 6,74568 | 0 | 13888,35 | 85,78541 | 0 | 16,60979 |
| 19 OMM85 | 7,53055 | 0 | 42229,98 | 233,6591 | 0 | 33,90296 |
| 20 OMM413 | 7,546817 | 0 | 23546,22 | 130,0007 | 0 | 23,27335 |
| 21 J_Junction | 7,706509 | 0,660399 | 20066,92 | 108,4955 | 7,892987 | 13,98239 |
| 22 J 22_MFD W1F P | 9,12816 | 0 | 125899,2 | 574,6829 | 0 | 16,6459 |
| 23 J 17_MFD W1F P | 9,277674 | 0,5003341 | 20025,88 | 89,93752 | 5,116932 | 16,60999 |
| 24 MFD W1F P_Junction | 30,06074 | 0,5003341 | 217175,5 | 301,023 | 1,637162 | 16,64602 |
| 25 MFD W1F | 57,04873 | 1,820174 | 531919,8 | 388,4978 | 3,091911 | 14,00008 |

- Cas avec un séparateur Psep = 12 bar

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 6 \text{ bar}$

| | Name | ST Oil at... | ST Water at... | ST Gas at ou... | ST GOR at o... | ST WCut. at... | P at WH |
|----|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------------------------------|----------------|----------|
| | | m ³ /h | m ³ /h | sm ³ /d | sm ³ /sm ³ | % | barg |
| 1 | OMM842 | 1,620362 | 0 | 84442,93 | 2171,4 | 0 | 25,25309 |
| 2 | OMM402 | 2,066658 | 0 | 9424,224 | 190,0052 | 0 | 49,09482 |
| 3 | MD403 | 2,11921 | 0,865593 | 13732,15 | 269,9933 | 29 | 27,19181 |
| 4 | OMM772 | 2,286719 | 0 | 3073,384 | 56,00059 | 0 | 16,50632 |
| 5 | OMM763 | 2,446653 | 0 | 6576,571 | 111,9994 | 0 | 17,69075 |
| 6 | OMM412 | 2,455583 | 0 | 247520,3 | 4199,955 | 0 | 65,55534 |
| 7 | OMMZ751 | 2,781795 | 0,549696 | 6743,04 | 100,9995 | 16,5 | 15,91834 |
| 8 | OMM741 | 2,992866 | 0 | 7901,118 | 109,9993 | 0 | 16,83567 |
| 9 | OMMZ77 | 3,255673 | 0 | 6641,582 | 85,00007 | 0 | 21,015 |
| 10 | OMM812 | 3,705209 | 0 | 56022,99 | 630,0022 | 0 | 29,59982 |
| 11 | OMM202 | 3,751287 | 0 | 8102,745 | 89,99955 | 0 | 23,5054 |
| 12 | OMM33 | 4,460024 | 0 | 11196,54 | 104,6008 | 0 | 20,47699 |
| 13 | OMM32 | 4,536095 | 0,738434 | 12192,97 | 111,9994 | 14 | 26,26668 |
| 14 | OMM50 | 4,662359 | 0 | 9399,42 | 84,00089 | 0 | 10,48478 |
| 15 | J 25_J 20 | 5,542391 | 0 | 9714,966 | 73,03526 | 0 | 11,92354 |
| 16 | OMM652 | 5,884715 | 0 | 12004,84 | 85,00007 | 0 | 32,43748 |
| 17 | J 34_MFD W1F P | 6,698072 | 0 | 63924,08 | 397,652 | 0 | 10,60178 |
| 18 | OMM85 | 7,963278 | 0 | 43507,39 | 227,6458 | 0 | 29,53617 |
| 19 | J 20_J 17 | 7,989044 | 0 | 16291,54 | 84,96807 | 0 | 10,59844 |
| 20 | OMM413 | 8,570988 | 0 | 26741,65 | 130,0007 | 0 | 19,59197 |
| 21 | J_Junction | 8,996119 | 0,738434 | 23389,5 | 108,3314 | 7,585701 | 6,139409 |
| 22 | J 22_MFD W1F P | 9,583641 | 0 | 127950,3 | 556,2876 | 0 | 10,61068 |
| 23 | J 17_MFD W1F P | 10,77084 | 0,549696 | 23034,58 | 89,10851 | 4,855742 | 10,59844 |
| 24 | MFD W1F P_Junction | 32,93727 | 0,549696 | 226913,8 | 287,0529 | 1,641522 | 10,61069 |
| 25 | MFD W1F | 65,55947 | 2,153723 | 565223,9 | 359,2308 | 3,180655 | 6,000097 |

Les résultats dans le tableau suivant :

| Cas de base (Sans séparateur) 14 bar | | Avec un séparateur | | | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 12 (bar) | à 10 (bar) | à 8 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF W1F | 57,048 | 59,348 | 61,602 | 63,661 | 65,559 |
| Gain (m³/h) | | 2,3 | 4,554 | 6,613 | 8,511 |

Tableau IV.8 : Résultat simulation de la 4^{ème} variante

Dans la quatrième variante la comparaison entre le cas de base et le cas de séparateur et la pompe dans le MFD W1F, on enregistre un gain très important en fonction de la pression de séparation, variant de 2,3 à 8,511 m³/h.

Sur l'histogramme en dessous on a aussi présenté le gain pour les différents paliers de P_{sep} , pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

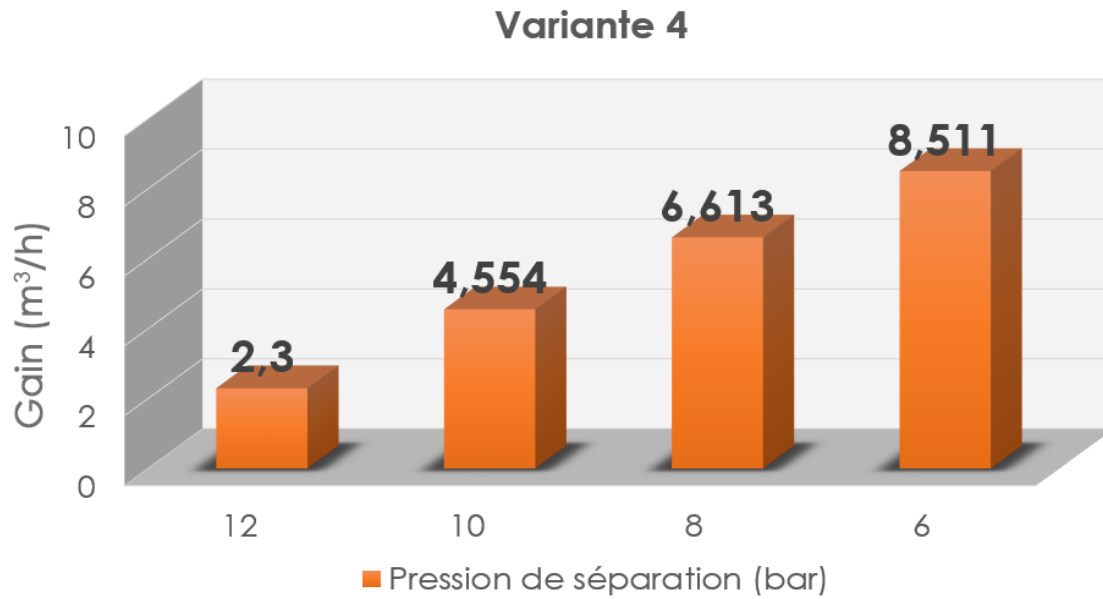


Figure IV.10. Histogramme du Gain de la 4^{ème} variante

IV.7.5. Cinquième variante

- Cas de base P=14 bar

| | | | | | | | | |
|-----|-----------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F | 20,35645 | 28,95836 | 0,4767034 | 213377,7 | 307,0177 | 1,619508 | 386,7645 |
| 113 | MFD LDMP OMN332 | 23,49328 | 35,59467 | 1,117658 | 624929 | 731,5333 | 3,044367 | 1056,107 |
| 114 | MFD W1F | 14,00008 | 91,53856 | 2,914092 | 1153044 | 524,8442 | 3,085241 | 3207,629 |

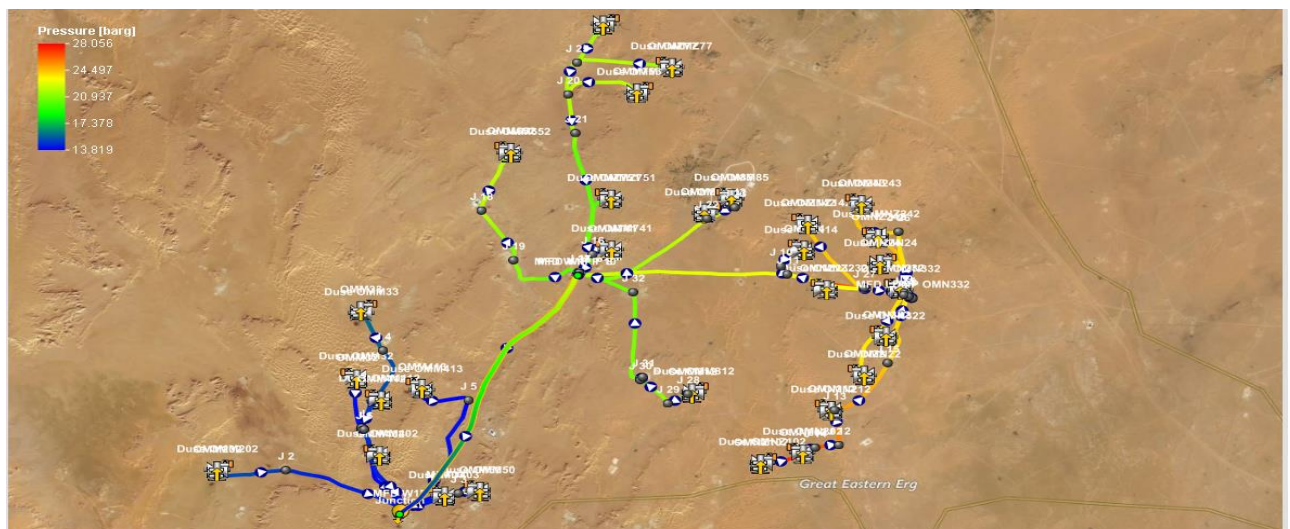


Figure IV.11.1 Freinage dans le réseau

Chapitre IV : Modélisation et optimisation du réseau de collecte

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

| Cas de base (estimé) 14 bar | | Cas de base (simulé) 14 bar Sans modification | |
|--------------------------------|------------------------|---|------------------------|
| MFD | Qh (m ³ /h) | MFD | Qh (m ³ /h) |
| MDF W1F | 94,34 | MDF W1F | 91,538 |
| Gain (m³/h) | | -2,802 | |

Tableau IV.9 : Résultat de la simulation de la 5^{ème} variante (cas de base et cas simulé)

Dans la cinquième variante la comparaison entre le cas de base estimé et le cas simulé. On enregistre un freinage « backflow » qui a causé une perte importante du débit estimé a 2.802 m³/h.

Afin de remédier à ce problème, On a proposé une solution qui consiste à raccorder les deux manifolds MFD OMN332 et MFD W1F avec un collecteur de 14''.

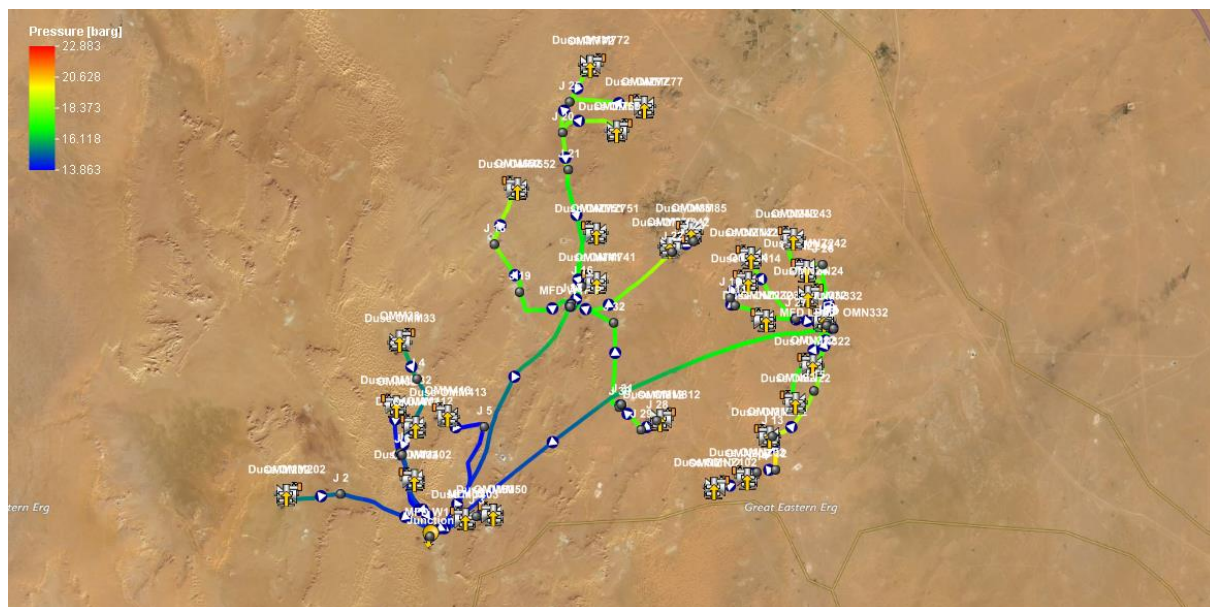


Figure IV.11.2 Solution proposé avec collecteur 14''

❖ **Résultat apres la modification :**

❖ **Cas de base P= 14 bar**

| | | | | | | | |
|-----|-----------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F P | 16,65233 | 30,05968 | 0,500887 | 217170,7 | 301,0268 | 1,638998 |
| 113 | MFD LDMP OMN332 | 16,85854 | 37,37865 | 1,128708 | 633268,7 | 705,9158 | 2,931149 |
| 114 | MFD W1F | 14,00008 | 94,42369 | 2,949319 | 1165176 | 514,1609 | 3,028888 |

❖ **Cas avec un séparateur P_{sep} = 10 bar**

| | | | | | | | |
|-----|-----------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F P | 13,34867 | 31,66473 | 0,5307458 | 219926,8 | 289,3949 | 1,648511 |
| 113 | MFD LDMP OMN332 | 13,57217 | 40,00679 | 1,199342 | 653680,6 | 680,8012 | 2,91059 |
| 114 | MFD W1F | 9,999746 | 101,5892 | 3,202496 | 1200555 | 492,4059 | 3,05606 |

- **Cas avec un séparateur $P_{sep} = 6$ bar**

| | | | | | | | |
|-----|-----------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F P | 10,57339 | 32,95011 | 0,5501655 | 224209,3 | 283,521 | 1,642272 |
| 113 | MFD LDMP OMN332 | 10,6494 | 41,17227 | 1,215444 | 660421,4 | 668,3513 | 2,867445 |
| 114 | MFD W1F | 6,000097 | 106,7413 | 3,36949 | 1222932 | 477,3732 | 3,060089 |

On a résumé les résultats dans le tableau suivant :

| Cas de base (Sans séparateur) 14 bar | | Avec un séparateur | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 10 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF W1F | 94,423 | 101,589 | 106,741 |
| Gain (m³/h) | | 7,166 | 12,318 |

Tableau IV.10 : Résultat de la simulation de la 5^{ème} variante

Dans la cinquième variante la comparaison entre le cas de base et le cas avec un séparateur et une pompe dans le MFD W1F pour une séparation de la production des 3 manifolds, on enregistre un gain très important en fonction de la pression de séparation, variant de 7,166 à 12,318 m³/h.

Sur l'histogramme en dessous on a aussi présenté le gain pour les différents paliers de P_{sep} , pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

Variante 5

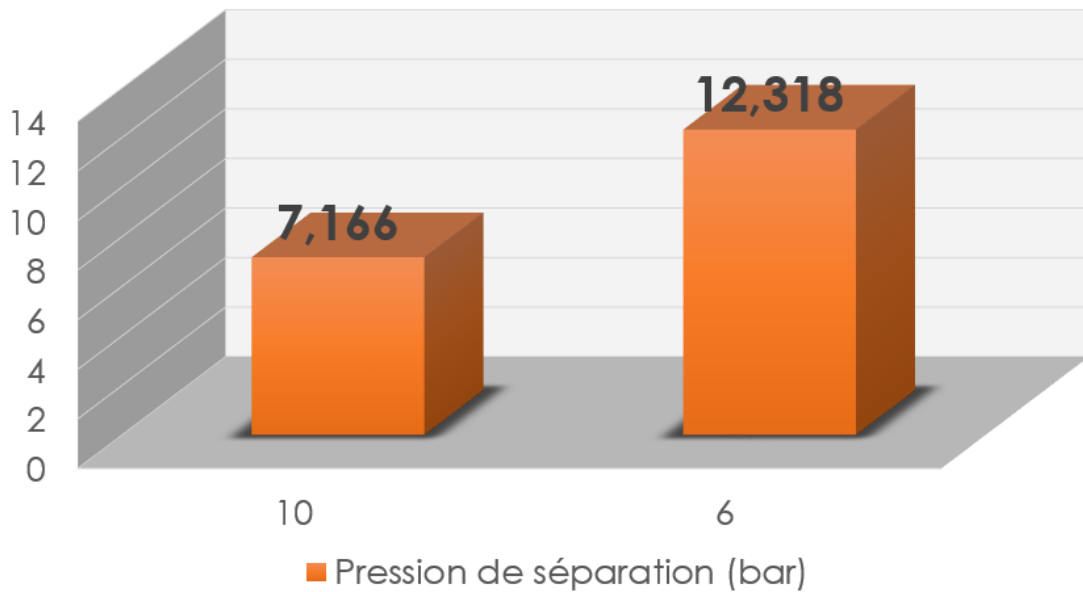


Figure IV.12. Histogramme du Gain de la 5^{ème} variante

IV.7.7.Sixième variante

Dans cette variante, un collecteur de 12'' est aussi proposé entre W1F et MFD OMN332.

• Cas avec un séparateur Psep = 10 bar

| | | | | | | | |
|-----|------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F | 12,2427 | 28,95139 | 1,435782 | 324225,1 | 466,6224 | 4,724962 |
| 113 | MFD W1F P | 11,97087 | 32,05093 | 0,5391052 | 221113,5 | 287,4506 | 1,654202 |
| 114 | Junction | 10,00366 | 101,8113 | 3,17822 | 1202515 | 492,1335 | 3,027178 |
| 115 | MFD OMN332 | 9,999746 | 101,8113 | 3,17822 | 1202515 | 492,1335 | 3,027178 |

• Cas avec un séparateur Psep = 6 bar

| | | | | | | | |
|-----|------------|----------|----------|-----------|----------|----------|----------|
| 112 | MFD W1F | 8,633708 | 31,74114 | 1,575052 | 335884,5 | 440,916 | 4,727587 |
| 113 | MFD W1F P | 8,446602 | 33,50666 | 0,5645291 | 225702,9 | 280,6689 | 1,65691 |
| 114 | Junction | 6,003753 | 107,3779 | 3,358667 | 1225942 | 475,7113 | 3,033023 |
| 115 | MFD OMN332 | 6,000097 | 107,3779 | 3,358667 | 1225942 | 475,7113 | 3,033023 |

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

| Cas de base (Sans séparateur) 14 bar | | Avec un séparateur | |
|---|------------------------|------------------------|------------------------|
| | | à 10 (bar) | à 6 (bar) |
| MFD | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) | Qh (m ³ /h) |
| MDF OMN332 | 94,36 | 101,811 | 107,377 |
| Gain (m³/h) | | 7,388 | 12,954 |

Tableau IV.11 : Résultat simulation de la 6^{ème} variante

Dans la sixième variante la comparaison entre le cas de base et le cas avec un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332. On enregistre un gain très important en fonction de la pression de séparation, variant de 7,388 à 12,954 m³/h.

Sur l’histogramme ci dessous est représenté le gain pour les différents paliers de Psép, pour toute diminution de la pression de séparation on a une augmentation considérable du gain.

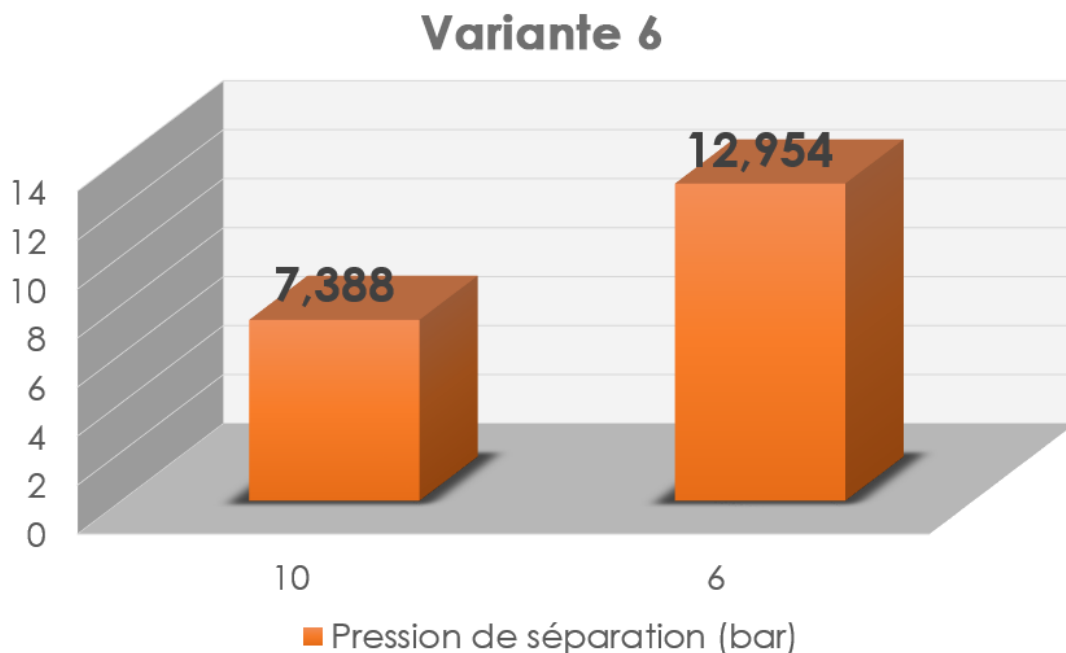


Figure IV.13. Histogramme du Gain de la 6^{ème} variante

IV.7.8. Gain en production de chaque variante

L’histogramme ci-dessous représente le gain des six variantes pour deux paliers de pression de séparation (Psép= 10 bar et 6 bar). Pour toute diminution de la pression de séparation, une

augmentation considérable du gain de chaque variante est observée. Et ainsi la 6^{ème} et la 5^{ème} variante sont les plus favorables.

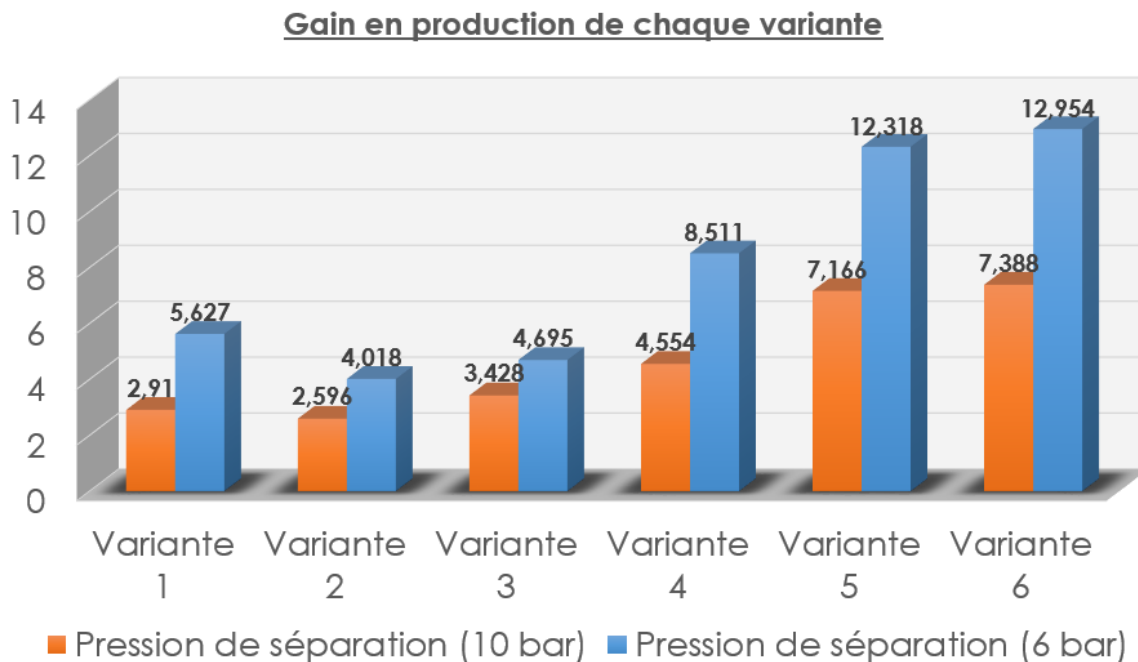


Figure IV.14. Histogramme du Gain des variantes

IV.8.Conclusion

Après avoir simulé l'écoulement pour différents scénarios choisis, et en comparant entre le cas de base et le cas avec un séparateur et une pompe au manifold. Il a été enregistré des gains en terme du débit plus ou moins importants selon les pressions de séparation.

Les gains les plus importants sont enregistrés dans la 5^{ème} et la 6^{ème} variante, qui pourront être recommandés comme variante choisie, moyennant une étude technico-économique qui sera traitée par la suite et qui fixera définitivement le choix.

CHAPITRE 5

DESIGN DE LA POMPE

Chapitre V : Design de la pompe à installer

V.1.Introduction

Après avoir prétraité le brut il est obligatoire d'installer une pompe pour pouvoir expédier le brut vers le centre industriel de traitement CINA

Il est évidemment absurde de rechercher des critères de fiabilité qui conduit à surdimensionner inutilement les installations et les rendre trop coûteuses. Inversement, des marges trop faibles peuvent conduire à des troubles générateurs des pertes de disponibilité des équipements.

Le choix d'une pompe nécessite la définition d'un cahier des charges techniques regroupant au minimum les points suivants :

- La zone du débit de fonctionnement de la pompe.
- La structure du groupe motopompe (vertical/horizontal, en aspiration ou en charge...).
- La durée d'utilisation prévue avec fréquence d'utilisation dans chaque zone.
- La nature du fluide pompé (composition physico-chimique, degré de pollution...)
- Le type d'exploitation prévue (pompes en série ou en parallèle)
- Le type d'entraînement requis, moteur électrique, diesel ou turbine.
- Le (NPSH)disp préalablement déterminé.
- Le service à assurer.
- Température.
- Hauteur manométrique total de refoulement.
- Pression d'aspiration et de refoulement.
- Viscosité et densité à la température de pompage

V.2 Calcul du débit de la pompe

La production des puits pour la solution trouvée est de 107.5 m³/h (variante 6 avec Psep=6bar).

Débit design = Débit normal + Marge de design
Marge de design recommandée est de 20 %.

$$Q_{\text{huile}} = 129 \text{ m}^3/\text{h.}$$

V.2.1. Diamètres des conduites

Le diamètre des conduites d'aspiration et de refoulement d'huile sont définie à partir des

vitesses d'écoulement. $V = \frac{Q_o}{S} \Rightarrow \phi = \sqrt{\frac{4Q}{\pi.V}}$

- Coté aspiration : $V_{asp} = 1 \text{ à } 1,5 \text{ m/s.} \Rightarrow \phi = \sqrt{\frac{4 \cdot 129}{3600 \cdot 3.14 \cdot 1}} \Rightarrow \phi = 0.214 \text{ m}$

Soit 8.43 pouce $\Rightarrow \boxed{\phi_{asp} = 8.43''}$

- Coté refoulement : $V_{ref} = 2 \text{ à } 4 \text{ m/s.} \Rightarrow \phi = \sqrt{\frac{4 \cdot 129}{3600 \cdot 3.14 \cdot 2}} \Rightarrow \phi = 0.15 \text{ m}$

Soit 5.9 pouce $\Rightarrow \boxed{\phi_{ref} = 5.9''}$

On choisit les diamètres le plus proche de ces valeurs

Dasp : diamètre d'aspiration, en pouce.

Dref : diamètre de refoulement, en pouce.

En principe, pour assurer en toute sécurité la continuité du service, les pompes sont doublées, c'est à dire que la pompe principale est jumelée à une pompe homologue qui doit toujours être prête pour prendre le relais soit par commande manuelle, soit par un dispositif automatique.

La pompe de secours à démarrage automatique doit être maintenue pleine de liquide grâce à une dérivation de faible diamètre prise sur le refoulement du clapet de retenue.

V.2.2 Perte de charge coté aspiration

Ils sont donnés sur des abaques et des tableaux en fonction du débit et du diamètre. Un coefficient correcteur doit être appliqué selon la viscosité du liquide.

D'après l'abaque, pour un débit de $129 \text{ m}^3/h$ et un diamètre de $9''$

On a $h' = 0,73 \text{ m}$

V.2.3 Calcul de la pression à la bride d'aspiration PA

$$P_{asp} = P_{sép} - \Delta P_{asp} \dots \dots \dots (XI.5)$$

ΔP_{asp} : perte de charge coté aspiration, en bar = $\rho * g * h'$

ρ : la masse volumique du liquide, en kg/m^3 , pour le brent, elle est comprise entre 0.6 g/ml et 0.8 g/ml

H' : perte de charge coté aspiration, en m

g : la pesanteur 9.81 m/s^2 .

$$P_{asp} = P_{sép} - \Delta P_{asp} = 6 \cdot 10^5 - 800 \cdot 9.81 \cdot 0.73 = 594270.96 \text{ pa}$$

$$P_{asp} = 5.94 \text{ bar}$$

V.2.4 Calcul de la pression de refoulement

Pipesime permet d'avoir la pression calculée juste après la pompe
Techniquement on la multiplie par un coefficient (1,5).

$$P_{ref} = P_{cal} * 1,5 = 19,2 * 1,5$$

Pref = 28,8 bar

V.2.5 Calcul de la hauteur manométrique

La hauteur manométrique est déterminé en fonction des caractéristiques de l'installation, Si on considère que Pasp est la pression lue (en bar absolu) à l'aspiration de la pompe et Pref celle au refoulement, la HMT exprimée en m de la pompe est de manière simplifiée définie par :

$$\mathbf{H_{man}} = (Pref - Pasp) / \rho \cdot g = \frac{(28.8 - 5.94) \cdot 10^5}{800 \cdot 9.81}$$

H_{man} = 291.3 m

V.3. Condition de fonctionnement sans cavitation (NPSH disponible)

Un fonctionnement sans incident de cavitation des pompes centrifuges n'est possible qu'à la condition qu'aucune formation de vapeur ne se produise à l'intérieur de la pompe, pour cela la hauteur d'élévation de la charge du fluide à l'aspiration doit produire une pression piézométrique à l'entrée de la pompe supérieur à la pression de vapeur du liquide véhiculé.

Le point de référence pour le NPSH est le centre de la roue, c'est-à-dire le point d'intersection de l'axe de l'arbre de la pompe avec le plan vertical des points extérieurs du bord d'entrée de l'aube.

Le (NPSH) requis est la valeur minimale nécessaire, exprimée en mètre, pour garantir un fonctionnement de la pompe sans cavitation et sans dégradation. En pratique, on ajoute une marge de sécurité de 0,5 m.

$$\mathbf{(NPSH) disponible \geq (NPSH) requis + 0,5 \quad [m\grave{e}tre].}$$

Le (NPSH) disponible doit être calculer selon la formule suivante :

$$\mathbf{NPSH_{disp} = Z + (P_0 + P_{atm} - T_v) / \rho \cdot g - \Delta P_{asp}.}$$

Z : hauteur géométrique de charge entre le niveau du fluide dans le réservoir et le plan de référence[m].

P₀ : Pression absolue à la surface libre du réservoir d'aspiration [Pascale].

P_{atm}: Pression atmosphérique [Pascale].

T_v : Tension de vapeur relatif du fluide véhiculé [Pascale].

ρ : Masse volumique à la température de service [Kg/m³].

g : Accélération de la pesanteur [m/s²].

ΔP_{asp} : Pertes de charge dans la conduite d'aspiration [m].

$$\mathbf{On \grave{a} : \quad (NPSH) disponible \geq (NPSH) requis + 0,5}$$

$$\mathbf{C.a.d : \quad Z + (P_0 + P_{atm} - T_v) / \rho \cdot g - \Delta P_{asp} \geq (NPSH) requis + 0,5}$$

$$\mathbf{C.a.d : \quad Z \geq (NPSH) requis - (P_0 + P_{atm} - T_v) / \rho \cdot g + \Delta P_{asp} + 0,5.}$$

Pour une séparation parfaite la T_v est considérée égale à la P_{sép}, et on a P₀ + P_{atm} = P_{sép}

Ceci nous amène à écrire : **Z ≥ (NPSH) requis + ΔP_{asp} + 0,5.**

C'est la condition pour l'élimination de l'effet de la cavité.

La valeur de NPSH requis pour des pompes travaillant dans des conditions similaires à notre cas varie dans un intervalle compris entre 2m à 3,5m. On va prendre 3,5m comme le cas le plus défavorable.

V.3.1 Résultat :

La hauteur géométrique de charge entre le niveau du fluide dans le réservoir et le plan d'aspiration de la pompe dans la cuve doit être supérieure ou égale à **4,73 mètre**.

$$\text{Ou : } 4,73 = 0,5 + 0,73 + 3,5$$

V.4 Choix du type de la pompe

La sélection d'une pompe peut se faire à partir de la figure en dessous qui donne les domaines de travail des divers types à partir des coordonnées, débit-hauteur totale de refoulement.

Evidemment, il existe sur ce diagramme des régions d'interférence où le choix nécessitera une étude économique entre des types de pompes, en prenant en considération :

- La puissance absorbée.
- La surface occupée au sol, l'entretien, le mode de régulation.
- Et bien entendu le prix de l'appareil avec des amortissements variables.

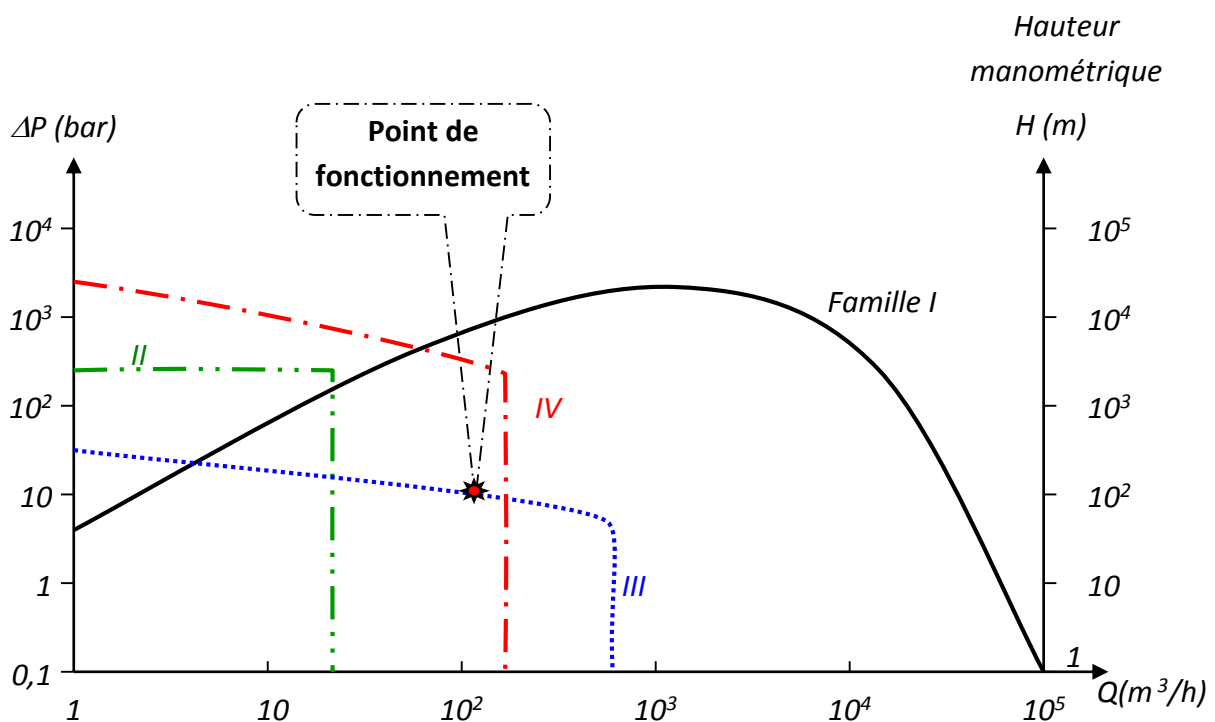


Figure V.1 Domaines d'utilisation des différents types de pompe.

*Technique de l'ingénieur, tome "BL3" / fascicule: B4 300.

- Famille I : Pompes rotodynamiques (centrifuge).
- Famille II : Pompes à canal latéral rotodynamiques.
- Famille III : Pompes volumétrique à rotor tournant (pompes à engrenages, palettes...).
- Famille IV : Pompes volumétriques alternatives (à pistons).

La position du point de fonctionnement de la pompe a installée ($Q \approx 129 \text{ m}^3/\text{h}$, $\Delta P \approx 22.86 \text{ bar}$) indique qu'on a le choix entre deux types de pompe :

1. Pompes rotodynamiques (centrifuge).
2. Pompes volumétriques alternatives (à pistons).

V.4 Conclusion

Pour un débit de $129 \text{ m}^3/\text{h}$ et pour $HMT = 291.3 \text{ m}$, la pompe qui est choisie est de type volumétrique à rotor tournant (pompes à engrenages).

CHAPITRE 6
ETUDE TECHNICO ECONOMIQUE

VI. Etude technico-économique

VI.1 Introduction

Bien que les considérations économiques ne suffisent pas pour justifier des décisions dans des projets réels, l'analyse économique peut être utilisée pour aider le processus de prise de décisions rationnelles, et de savoir si l'option technique sera rentable pour l'entreprise ou non, afin d'attribuer le budget nécessaire pour le nouveau projet.

La résolution d'un problème technique industriel doit tenir compte d'un grand nombre de contraintes de natures différentes : techniques, financières, juridiques, humaines ...etc. Dans tous les cas, elle doit prendre en compte les coûts de la solution proposée et son délai de réalisation.

VI.2 Hypothèses de calcul

Il existe deux méthodes pour l'estimation des coûts :

1^{er} méthode : -Faire la liste de tout le matériel requis pour les travaux.
 -Estimer la main-d'œuvre et les délais pour la réalisation.

2^{ème} méthode : Comparer le coût d'installation de ce système avec d'autre système récemment installé on se basant sur des éléments de comparaison.

❖ On a choisi la 2^{ème} car elle est plus complète.

VI.3 Coûts d'investissement du projet

C'est la somme des dépenses envisagées pour la réalisation de l'installation.

| Var | Unité de pompage | Unité de séparateur | Pipe | | | | Totale \$ |
|----------|------------------|---------------------|------|------------------|----------|----------------|------------------|
| | | | Ø | Coût unitaire \$ | Longueur | Coût totale \$ | |
| 1 | 750 000 | 1 700 000 | - | - | - | - | 2 450 000 |
| 2 | 750 000 | 1 700 000 | - | - | - | - | 2 450 000 |
| 3 | 750 000 | 1 700 000 | - | - | - | - | 2 450 000 |
| 4 | 900 000 | 1 850 000 | - | - | - | - | 2 750 000 |
| 5 | 1 000 000 | 2 000 000 | 14'' | 63 | 9817m | 618 471 | 3 618 471 |
| 6 | 1 000 000 | 2 000 000 | 12'' | 58 | 9817m | 569 386 | 3 569 386 |

Tableau VI.1 : Coûts d'investissement du projet

VI.4. Délai d'amortissement du projet

VI.4.1. Délai d'amortissement

C'est le temps nécessaire qu'il faut pour récupérer les dépenses effectuées pour la réalisation du projet. Ce temps est en fonction du gain de production et le coût total de réalisation.

$$T_{am} = \text{coût total du projet} / \text{revenues totales par unité de temps}$$

VI.4.2. Délai d'amortissement

Sur le tableau suivant on a présenté le délai d'amortissement de chaque variante pour un séparateur de Psep=10 bar et Psep=6 bar pour un prix de baril varie entre 52.52\$ et le prix actuel 62.05\$ du jour 16/06/2019.

| Var | Psep (Bar) | Gain m3/h | Gain en bbl/jour | Gain \$/jour | | Cout d'investissement (\$) | T _{amortissement} (Jours) | |
|-----|------------|-----------|------------------|--------------|-----------|----------------------------|------------------------------------|--------|
| | | | | 52,52 | 62,05 | | 52,52 | 62,05 |
| 1 | 6 | 5,627 | 849,45192 | 44613,21 | 52708,49 | 2450000 | 54,92 | 46,48 |
| | 10 | 2,91 | 439,2936 | 23071,70 | 27258,17 | 2450000 | 106,19 | 89,88 |
| 2 | 6 | 4,018 | 606,55728 | 31856,39 | 37636,88 | 2450000 | 76,91 | 65,10 |
| | 10 | 2,596 | 391,89216 | 20582,18 | 24316,91 | 2450000 | 119,04 | 100,75 |
| 3 | 6 | 4,695 | 708,7572 | 37223,93 | 43978,38 | 2450000 | 65,82 | 55,71 |
| | 10 | 3,428 | 517,49088 | 27178,62 | 32110,31 | 2450000 | 90,14 | 76,30 |
| 4 | 6 | 8,511 | 1284,82056 | 67478,78 | 79723,12 | 2750000 | 40,75 | 34,49 |
| | 10 | 4,554 | 687,47184 | 36106,02 | 42657,63 | 2750000 | 76,16 | 64,47 |
| 5 | 6 | 12,318 | 1859,52528 | 97662,27 | 115383,54 | 3618471 | 37,05 | 31,36 |
| | 10 | 7,166 | 1081,77936 | 56815,05 | 67124,41 | 3618471 | 63,69 | 53,91 |
| 6 | 6 | 12,954 | 1955,53584 | 102704,74 | 121341,00 | 3569386 | 34,75 | 29,42 |
| | 10 | 7,388 | 1115,29248 | 58575,16 | 69203,90 | 3569386 | 60,94 | 51,58 |

Tableau VI.2 : Délai d'amortissement

Sur l'histogramme en dessous on a aussi présenté les délais d'amortissement des différentes variantes avec le prix estimé de baril 52.52\$ et le prix actuel 62.05\$ pour une pression de séparation 10 bar et 6 bar.

- Cas Psép= 10 bar

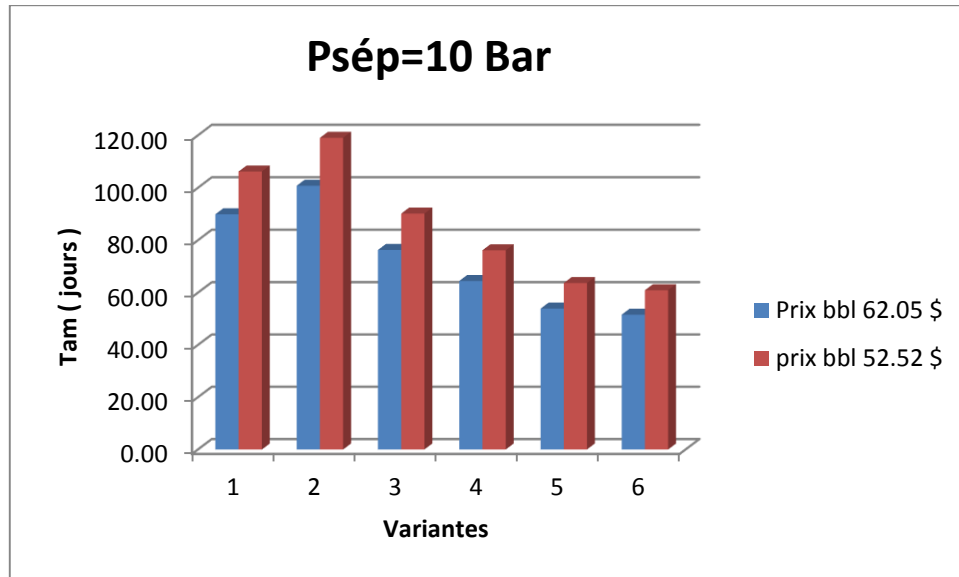


Figure VI.1.Délai d'amortissement Psép= 10 bar

- Cas Psép= 6 bar

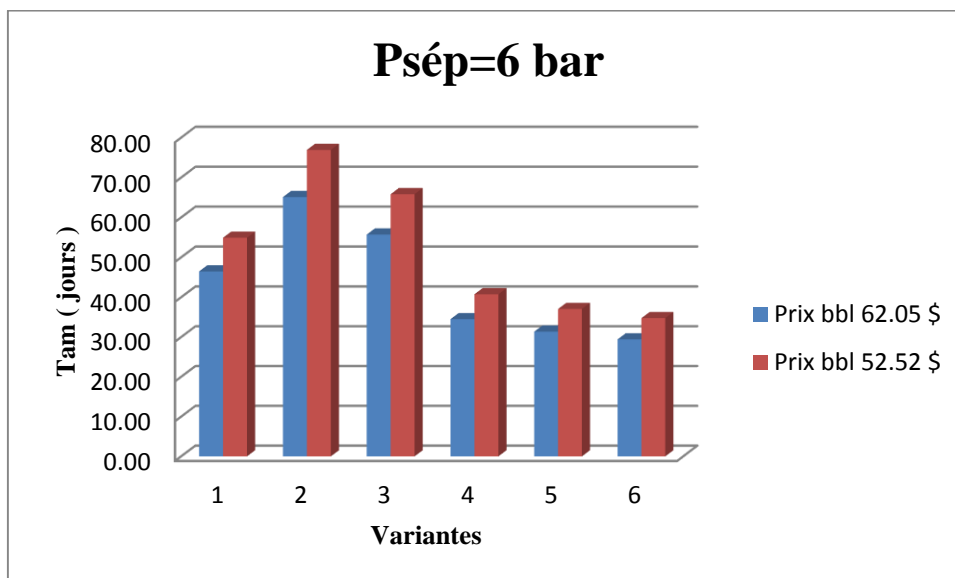


Figure VI.2.Délai d'amortissement Psép= 6 bar

VI.6 Conclusion

Sur la base des résultats présentés dans le tableau VI.2 , on peut voir que la volatilité des prix du pétrole brut affecte directement le temps d'amortissement :

- La période de récupération de l'investissement devrait être seulement de 30 jours, pour le cas le plus probable estimé (Prix du pétrole brut en cours).
- Cette période est prévue (environ 35 jours) pour le cas le plus pessimiste.

De ce fait, on peut affirmer que le temps d'amortissement est trop court et notre projet est économiquement rentable.

Conclusion :

L'optimisation de la production du champ pétrolier HMD Nord-ouest par une modélisation des potentiels des puits et du réseau de collecte, a permis de choisir les éléments de base entrant dans le design du séparateur et de la pompe qui s'y rattache.

Les résultats de cette modélisation des potentiels des puits nous ont permis de localiser les puits candidats à une augmentation de débits dans le cas d'une diminution de la pression du manifold. L'installation d'un séparateur avec une unité de pompage a généré un gain important en production. De même que la sixième variante est celle qui a permis d'aboutir aux avantages suivants :

- ✓ Un gain en production estimé à 310 m³/j.
- ✓ Un faible investissement estimé à 3 569 386\$.
- ✓ Un délai d'amortissement inférieur à 30 jours.
- ✓ Un soulagement du réseau de collecte par l'installation d'un oléoduc raccordant les deux manifolds OMN332 et W1F

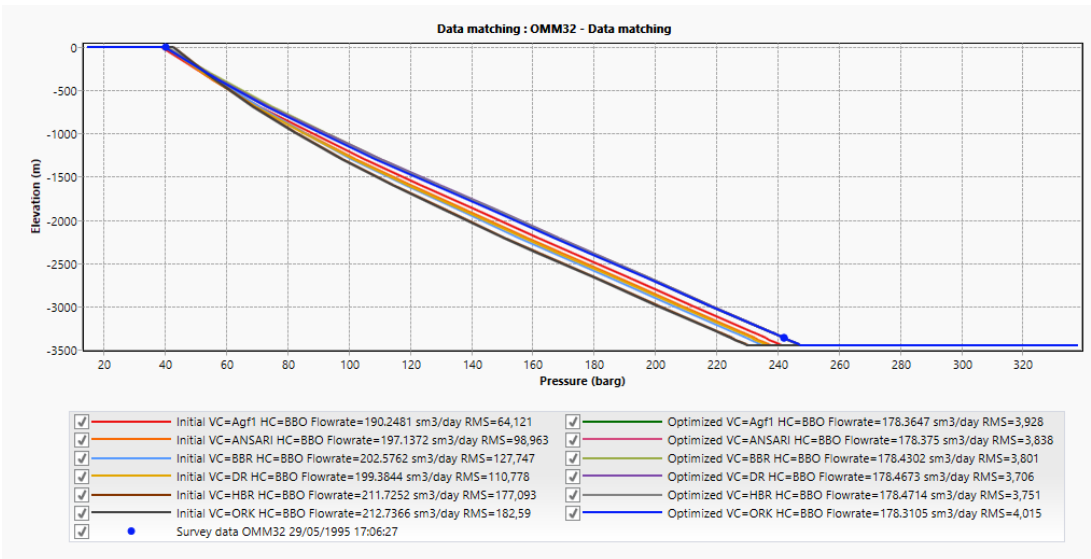
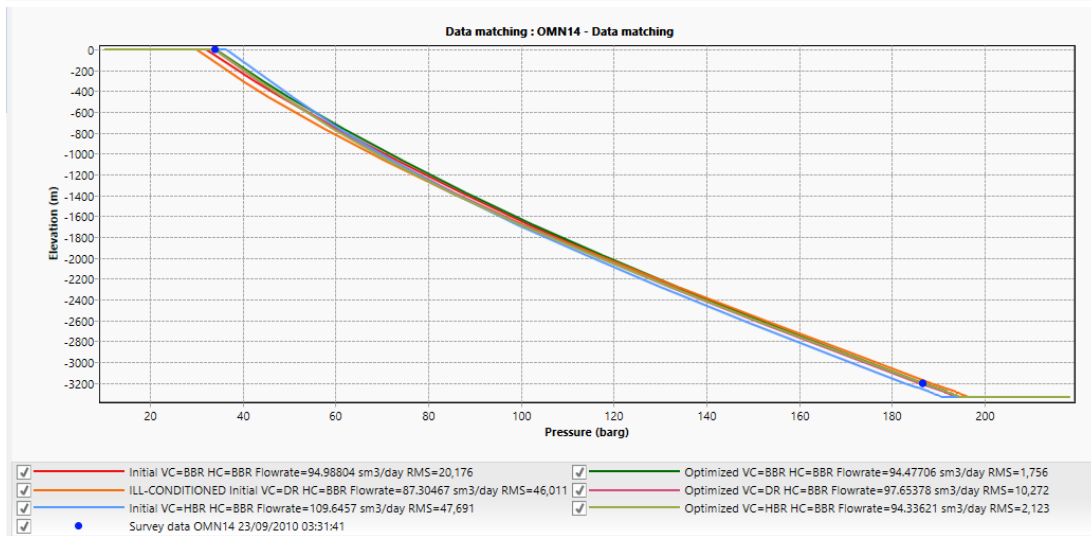
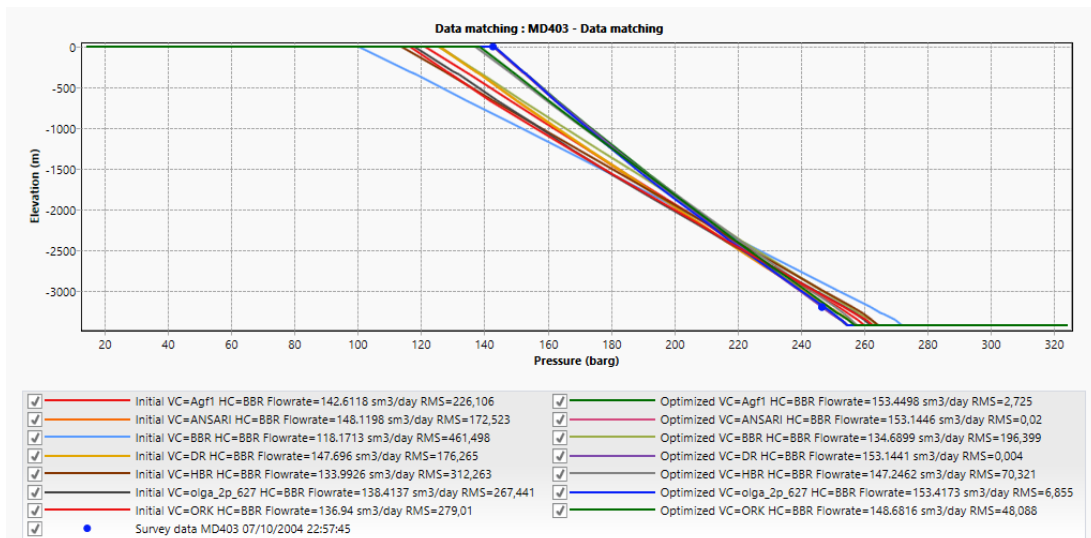
Ainsi que l'installation d'un séparateur au niveau du manifold OMN332, en maintenant une pression de séparation de 6 bars, l'installation d'une pompe volumétrique à rotor tournant (pompe à engrenages) sur une hauteur géométrique qui doit dépasser 4.73 mètres, et enfin par l'installation d'une ligne 12'' du MFD W1F vers OMN33.

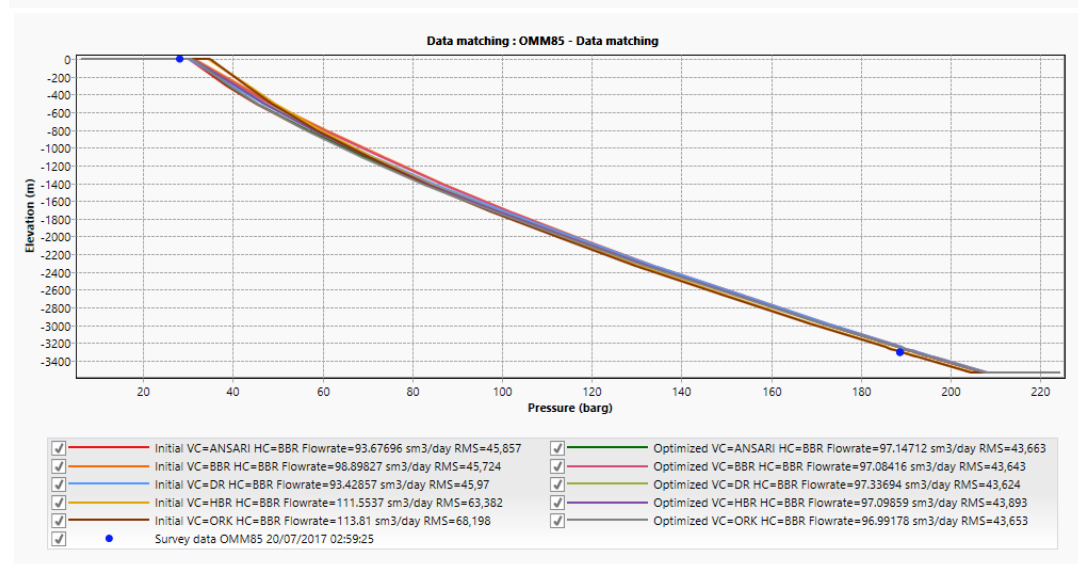
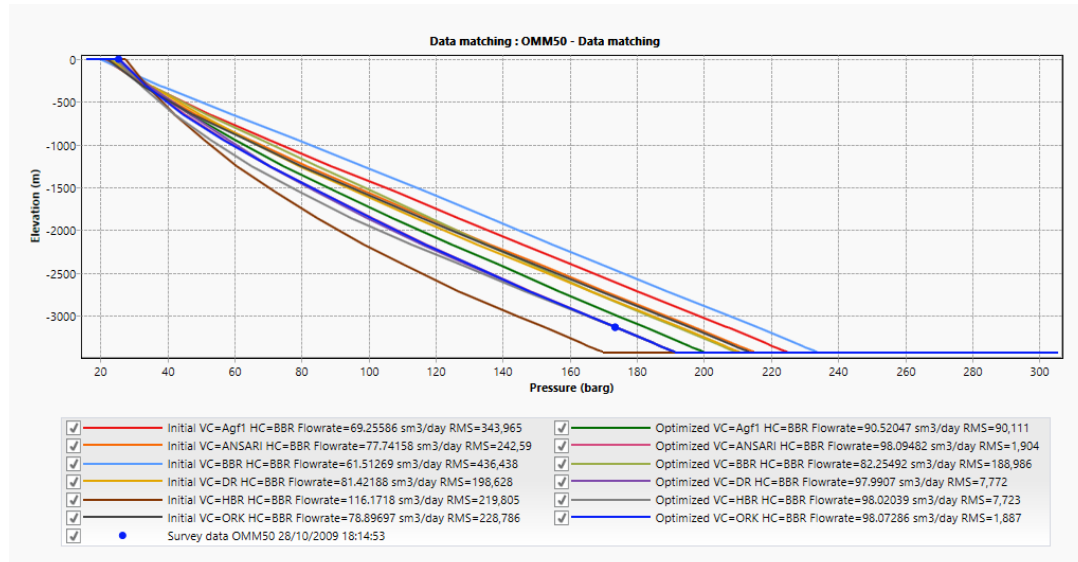
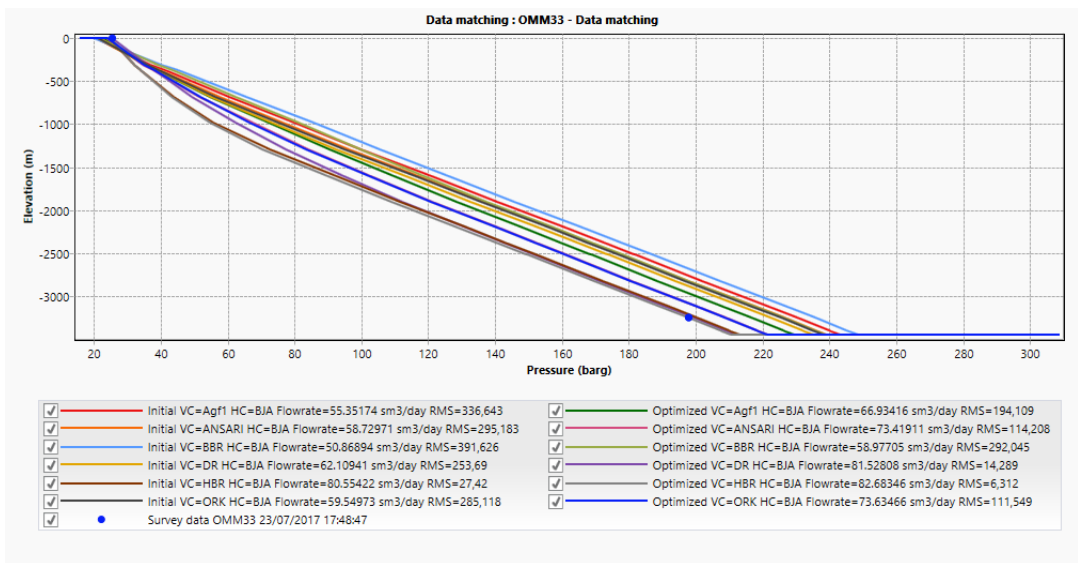
La démarche suivie pour la mise en œuvre de notre modèle pour le système (réservoir, puits, réseau) permet la mise à jour de la simulation et le suivi de l'effet de changement des paramètres.

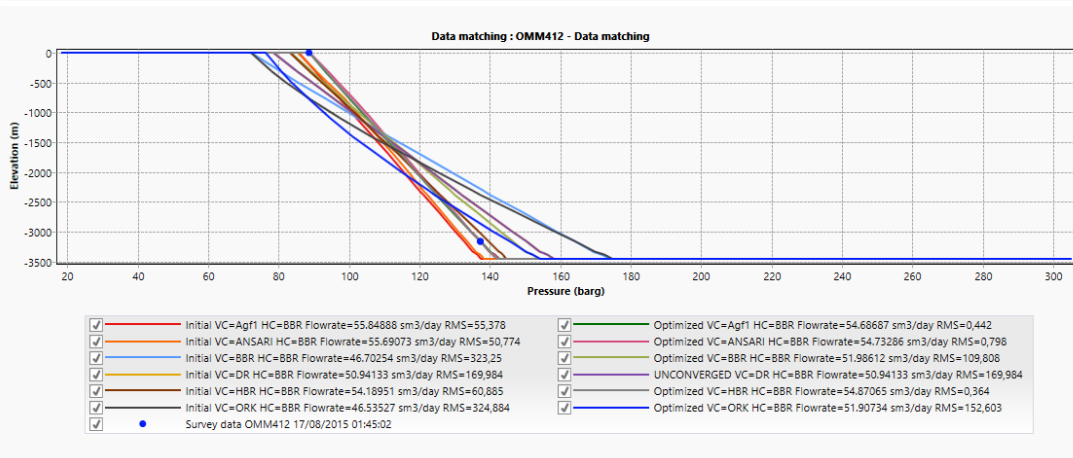
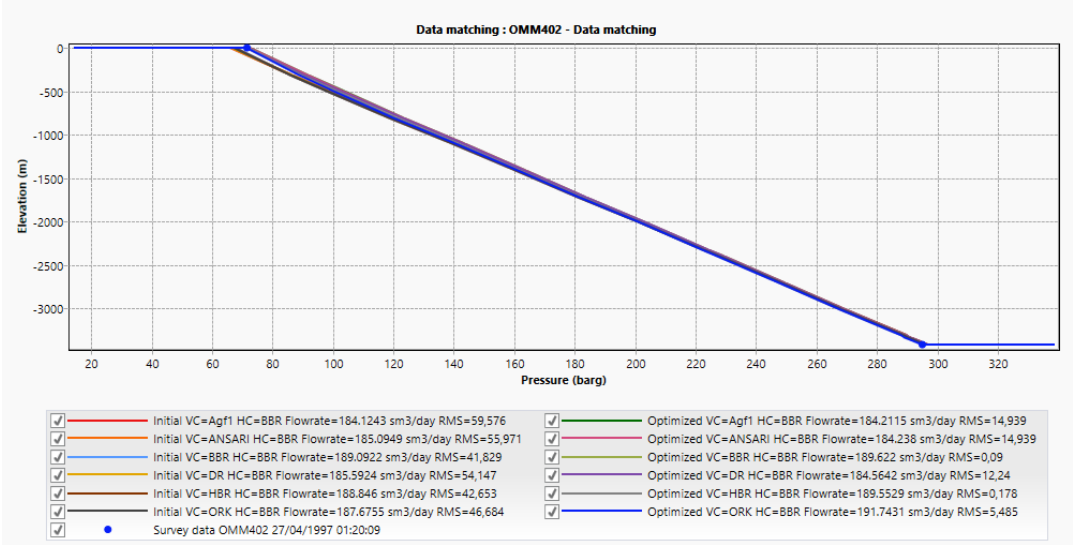
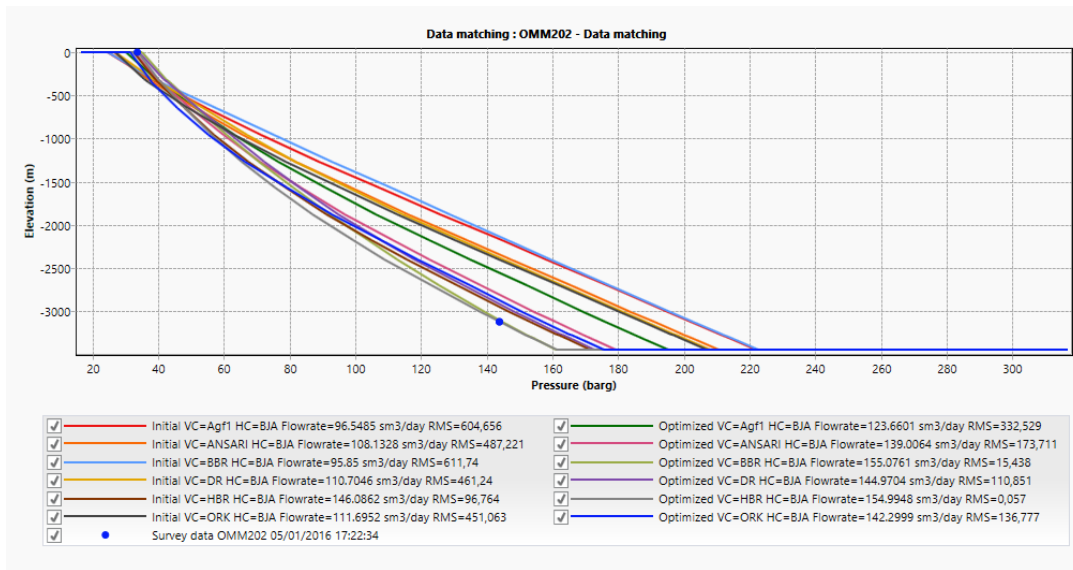
Bibliographie

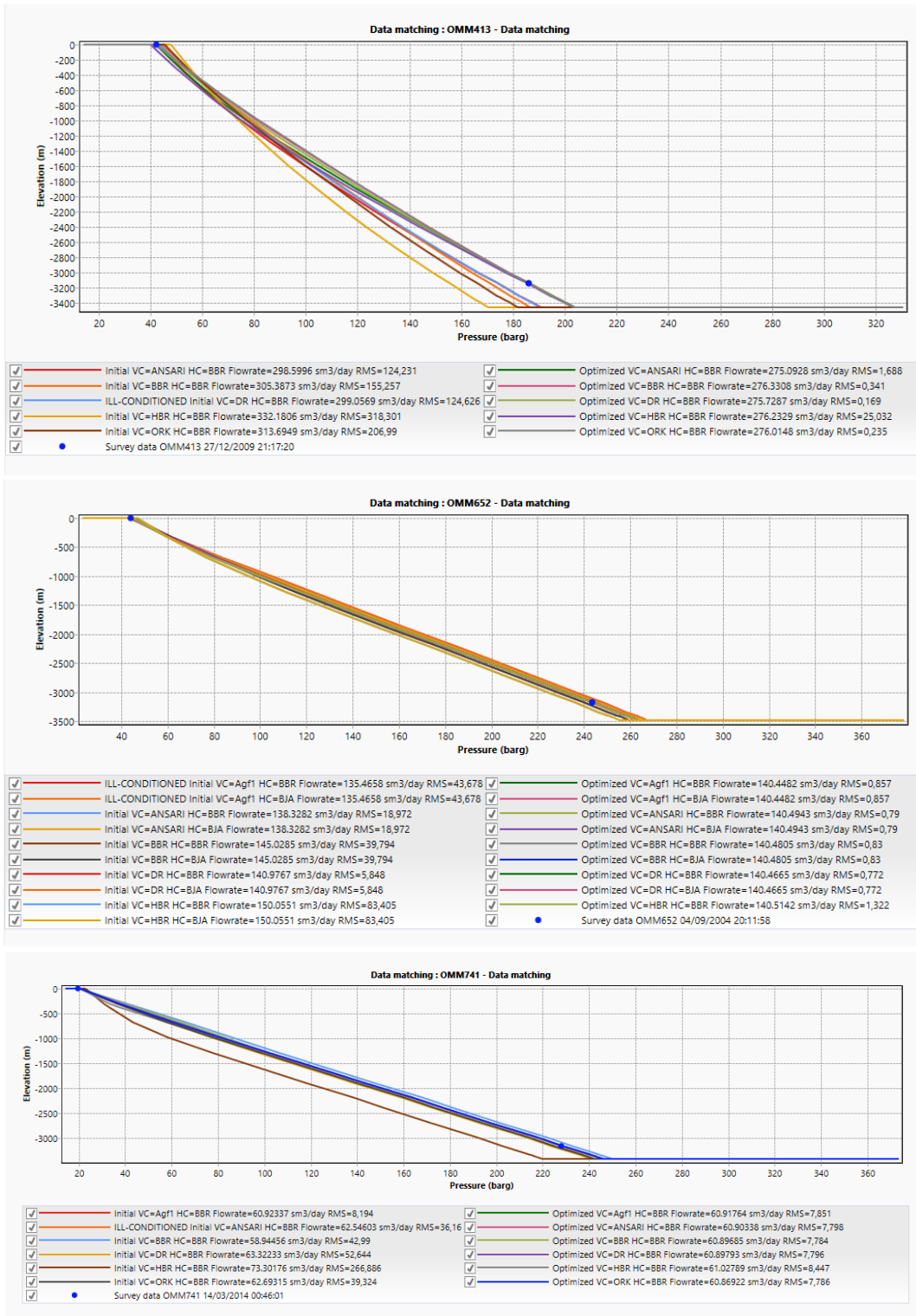
- [1] Université Kasdi Merbah Ouargla. Image.[en ligne]. [consulté le 20/05/2019].
Disponible sur < <https://it.univ-ouargla.dz/images/.../Presentation--SH-DP-HMD.pdf> >
- [2] BENAICHA Hani. Etude d'installation d'un séparateur et une pompe au niveau di champs Hassi Tarfa : présentation du champs de Hassi Messaoud. 137p.
Mémoire master : Faculté des hydrocarbures : Université de Boumerdès : 2008.
- [3] : KRARROUBI Ratiba. Problème de coincement au niveau du turonien sur le champ de HMD : partie théorique. 126p .
Mémoire master : Faculté des hydrocarbures : Université de Boumerdès : 2006.
- [4] : H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis. 2003. 154p. OGCI and Petroskills publications.
- [5] BENOIT, Oesterlé. Ecoulements multiphasiques : Des fondements aux méthodes d'ingénierie: sous-titre. Lavoisier. Paris : Editeur : Hermes Science Publications, 2006. 320p. ISBN-10: 2746214695, ISBN-13: 978-2746214699
- [6] : GABOR Takacs. Gas Lift Manual. Tulsa. Oklahoma. Penn Well Corporation, 2005.
- [7] : Dr C. Charlier. ISILF. Modélisation des pertes de charge dans des conduites pour des écoulements multiphasiques *appliquée à des systèmes de production de pétrole*. 2011. n°25, p. 402-411
- [8] : BOUCHAMA, Brahim. Etude de l'optimisation de la production d'un champs pétrolier : généralité sur le réseau de collecte. 123p.
Mémoire master : Département d'Hydrocarbures : Faculté des sciences technologie et science de la matière 2013.
- [9] : Institut français du pétrole et de moteurs à combustion internes. La séparation [en ligne]. [Consulté le 04/06/2019].
Disponible sur < www.mem.gov.ma/Sitessets/PTexteReg/hydrocarb/Codehydroca.>
- [10] : M. Simon CYR : Machines Tournantes, Formation professionnalisant PRO / EXP1, IFP Training.
- [11] : NEXT, a Shlumberger company PIPESIM Workflow/Solutions Training [en ligne]. 2014. [consulté le 17/03/2019].
Disponible sur : <https://fr.scribd.com/document/378011033/PIPESIM-2014-Fundamentals-Training-and-Exercise-Guide-DownloadLy-ir>

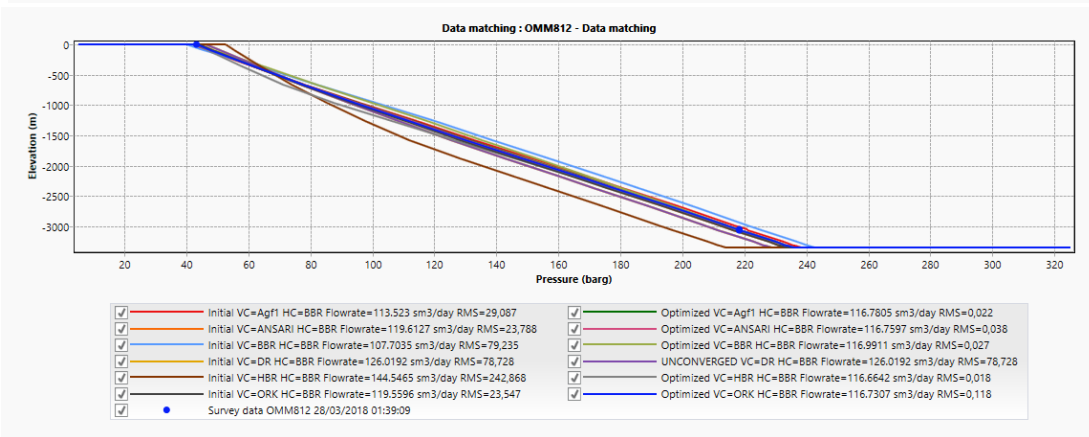
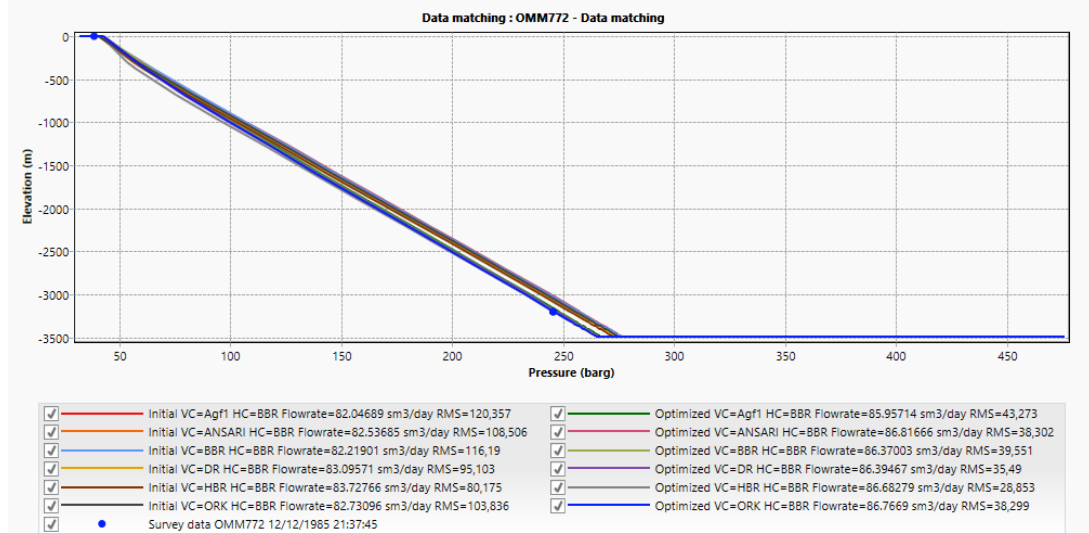
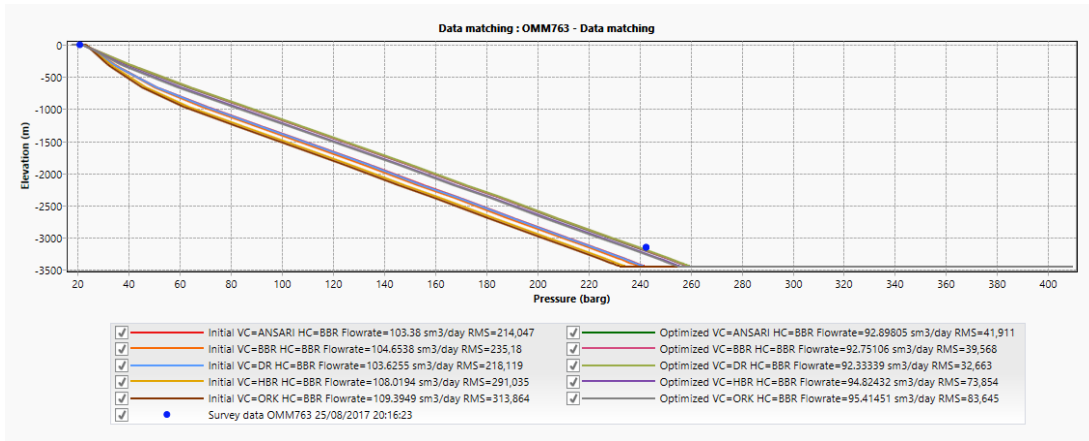
Annexe A : Les corrélations de l'écoulement vertical des puits

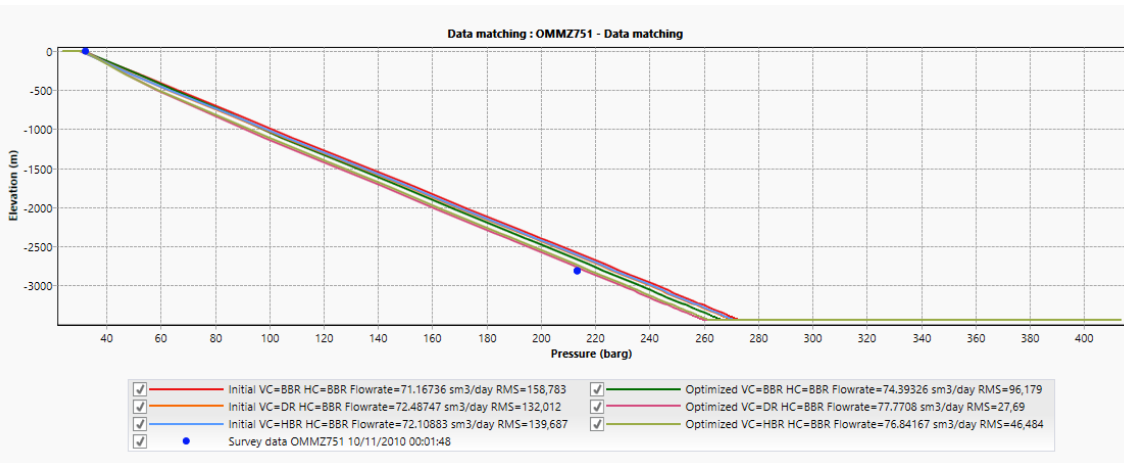
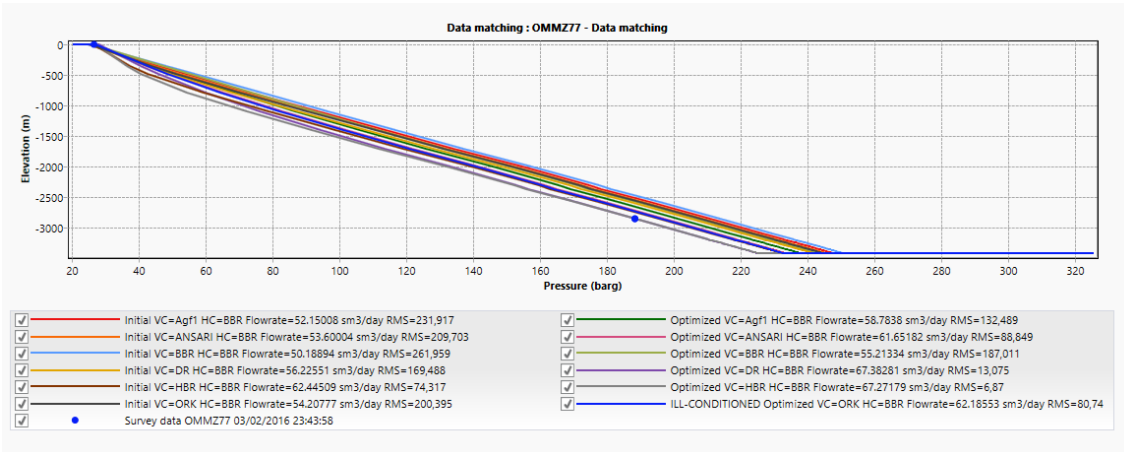
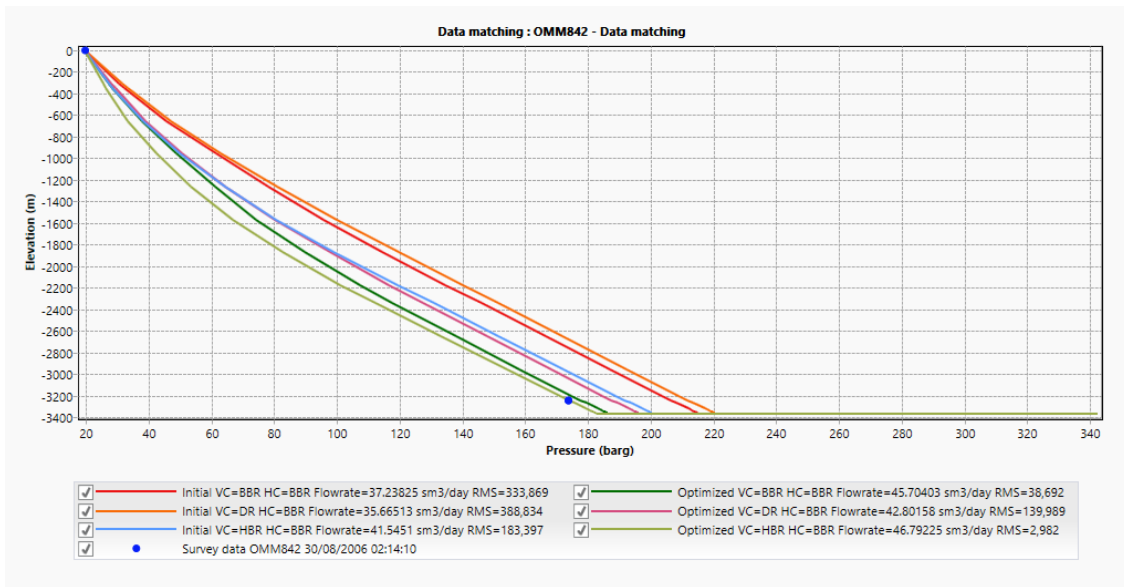


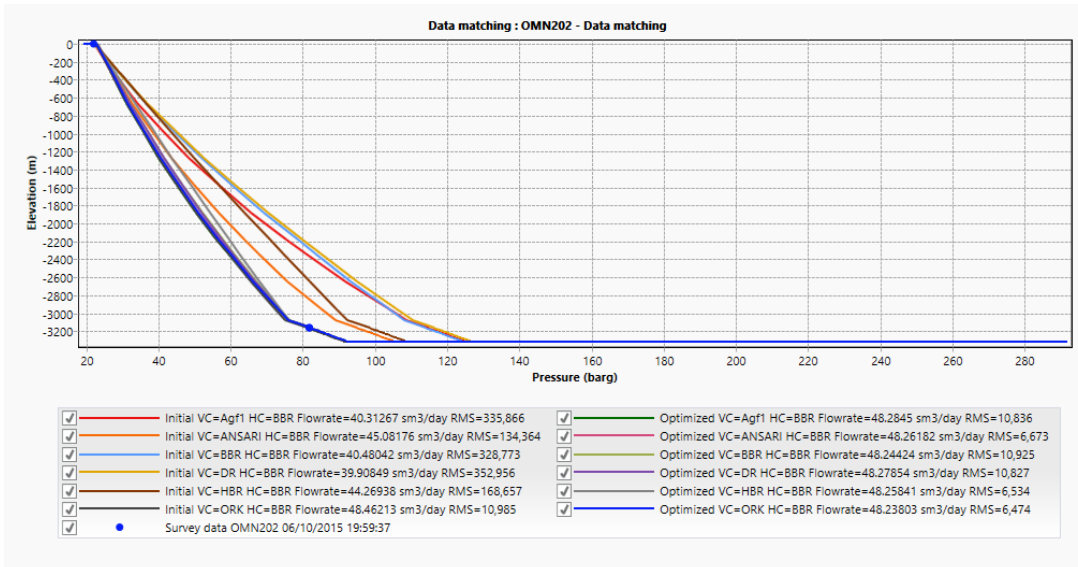
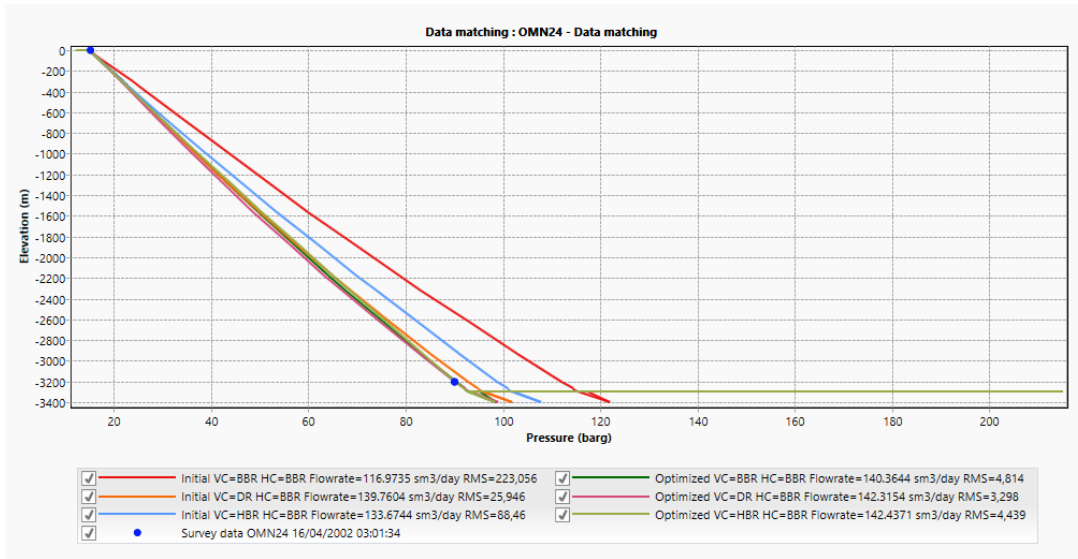
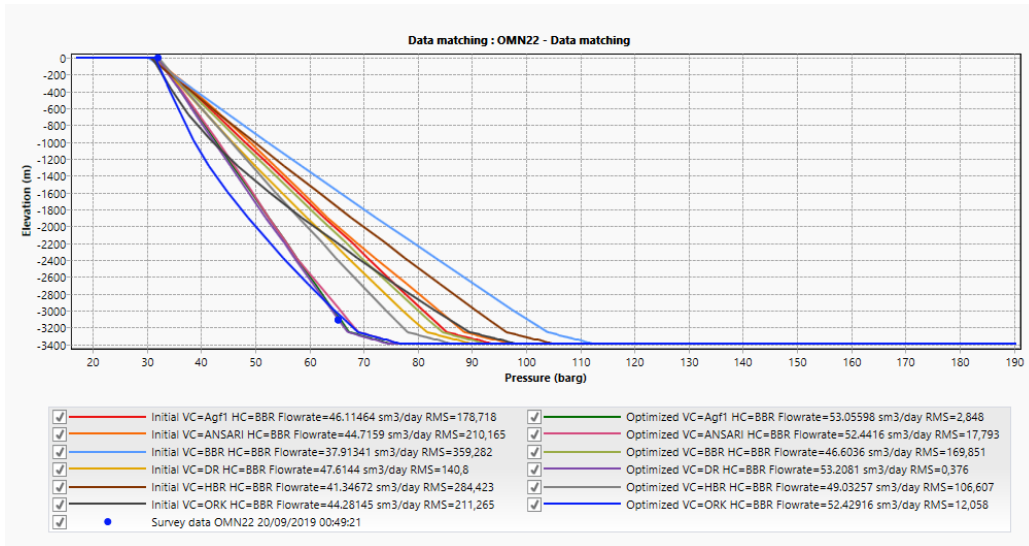




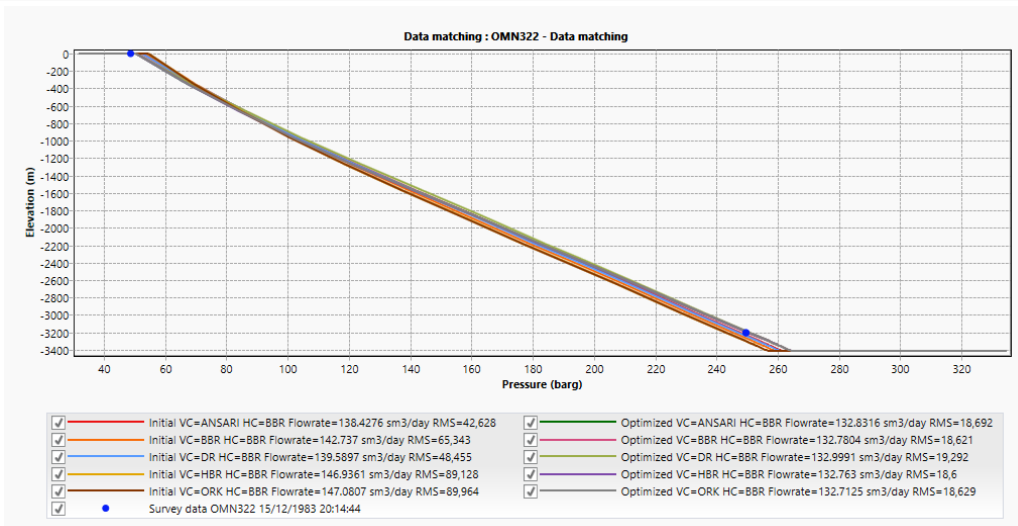
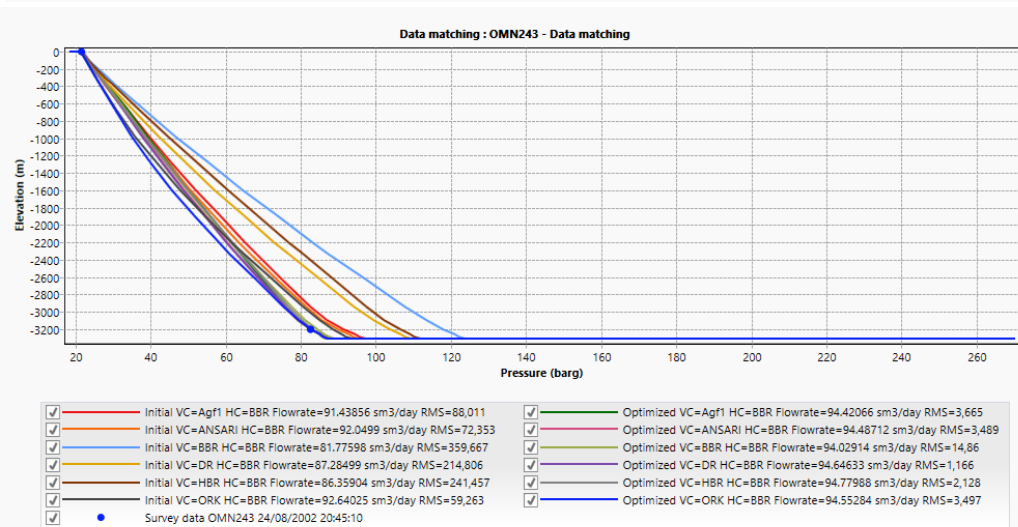
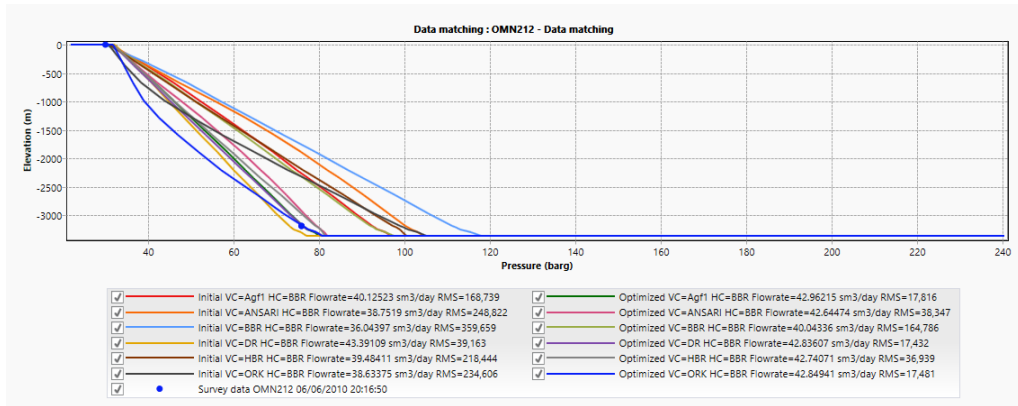


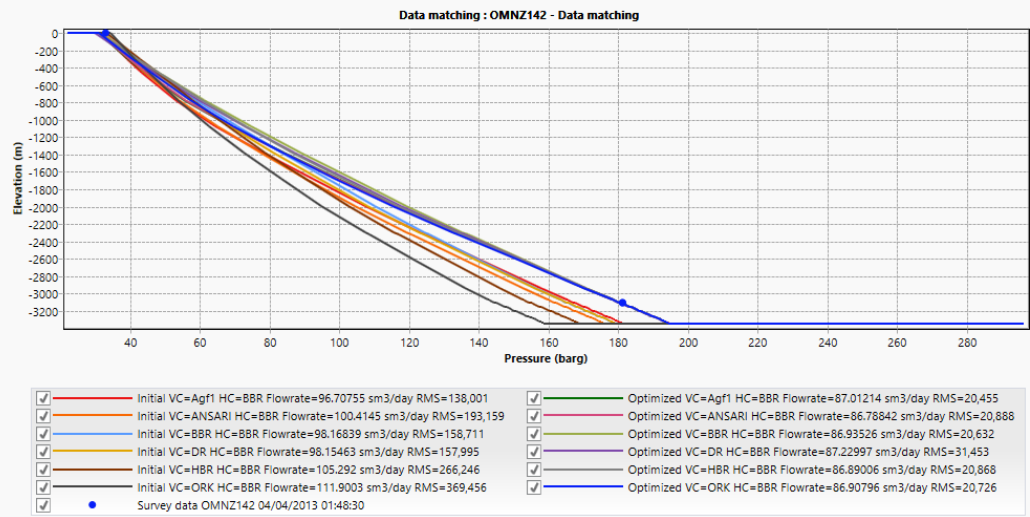
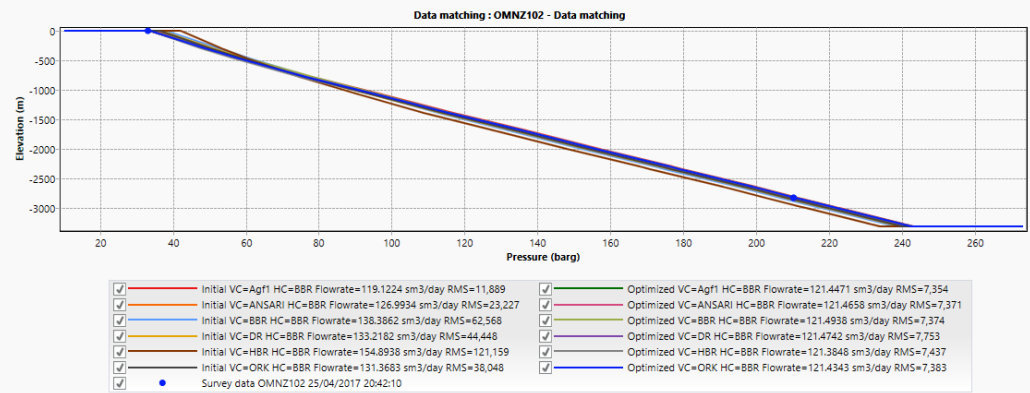
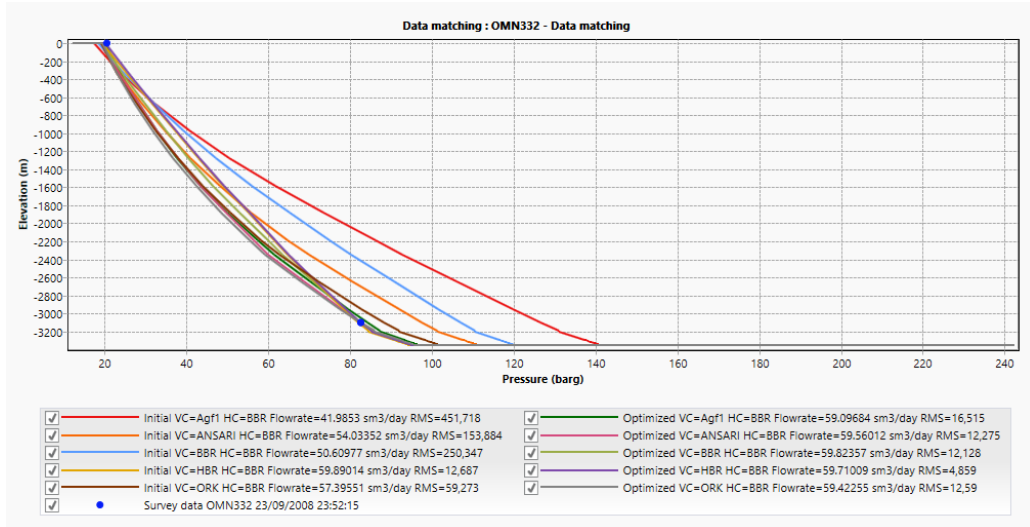


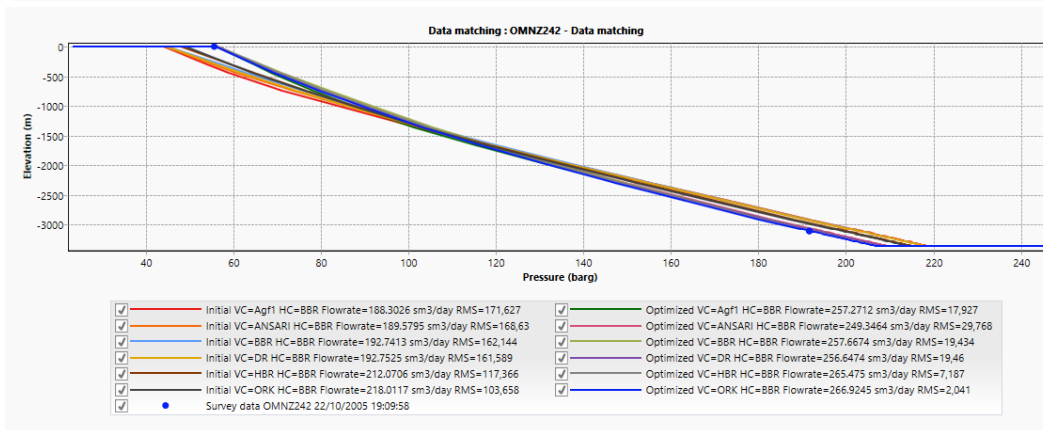
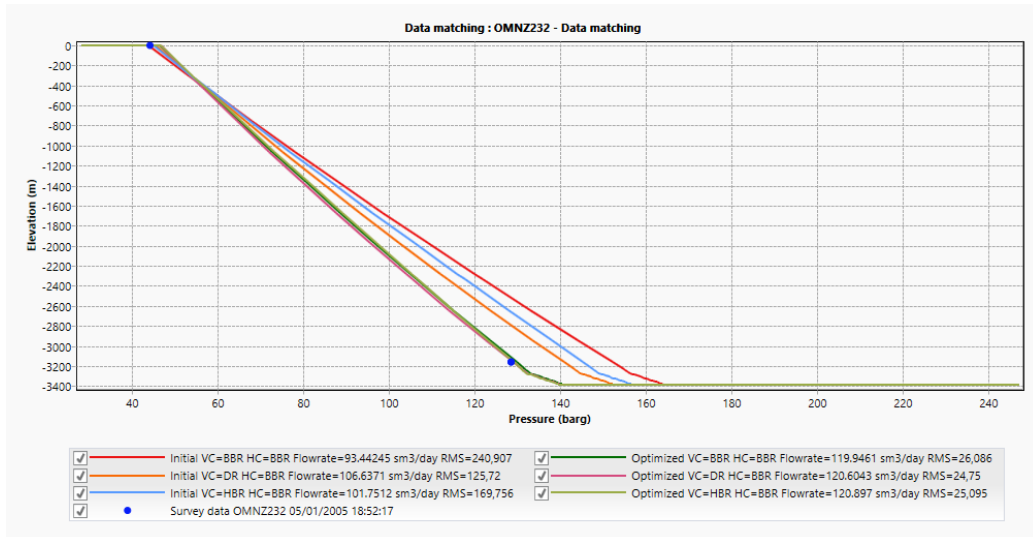




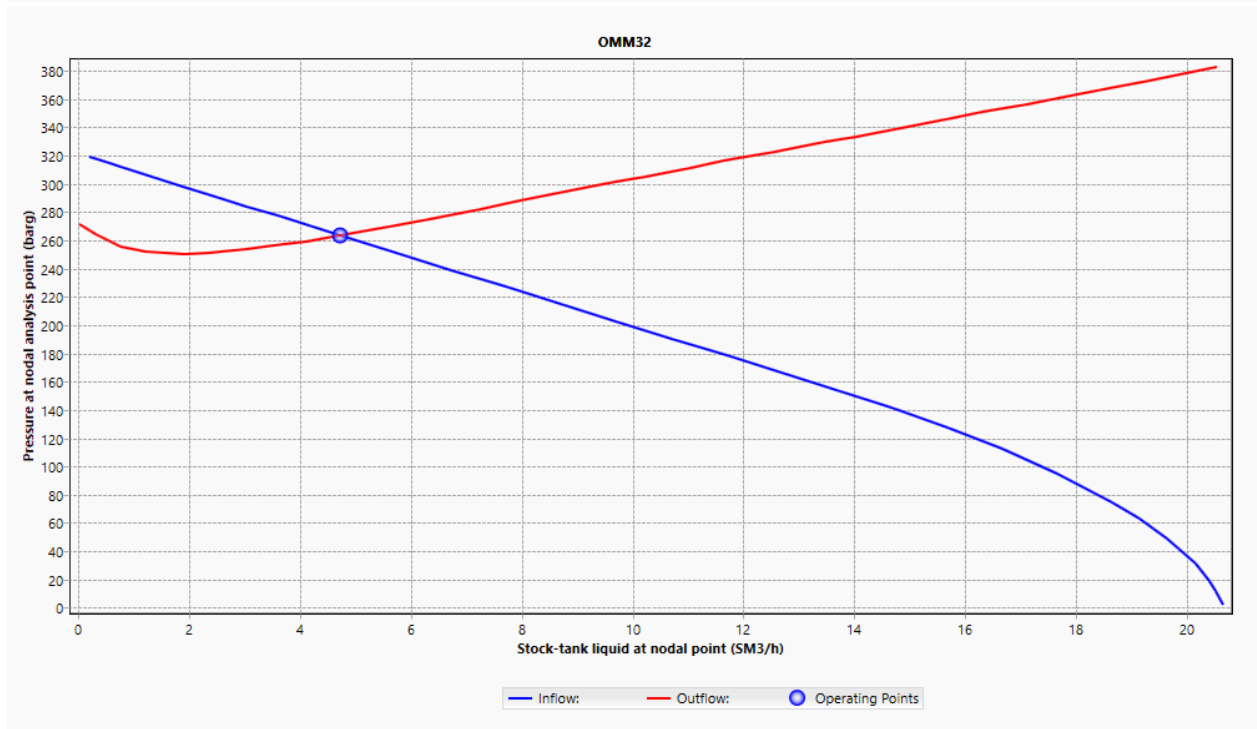
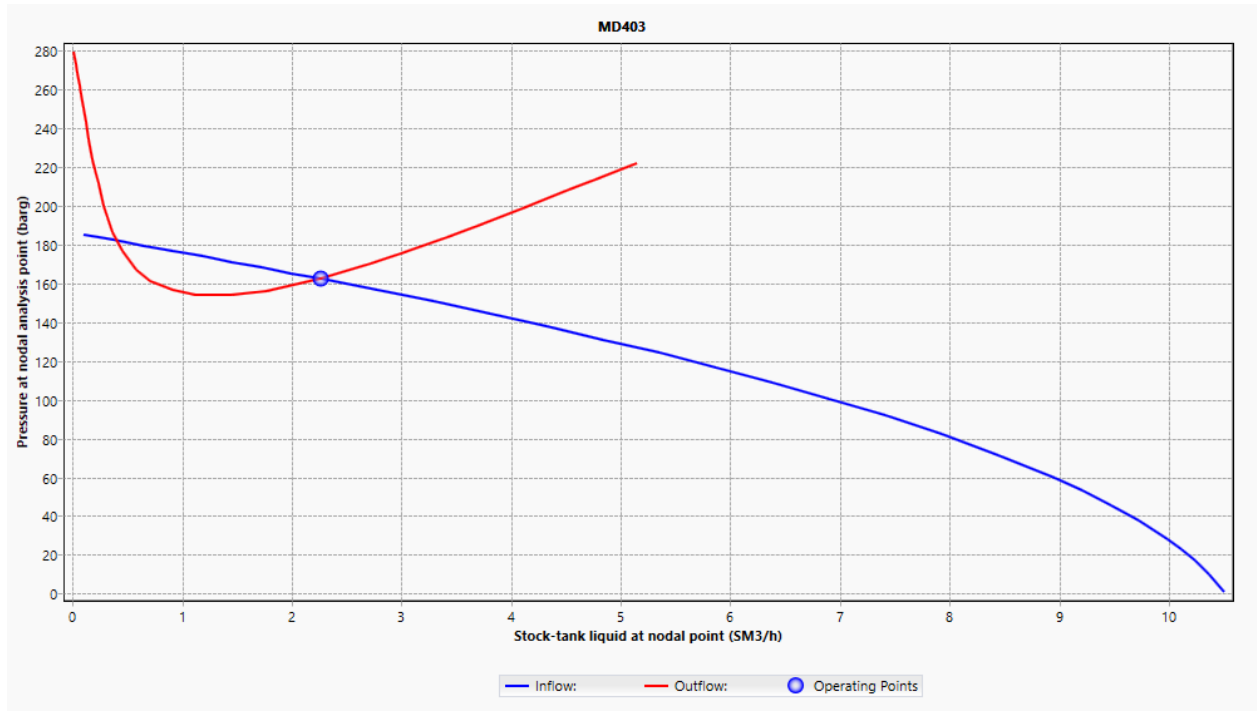
Annexe A : Les corrélations de l'écoulement vertical des puits

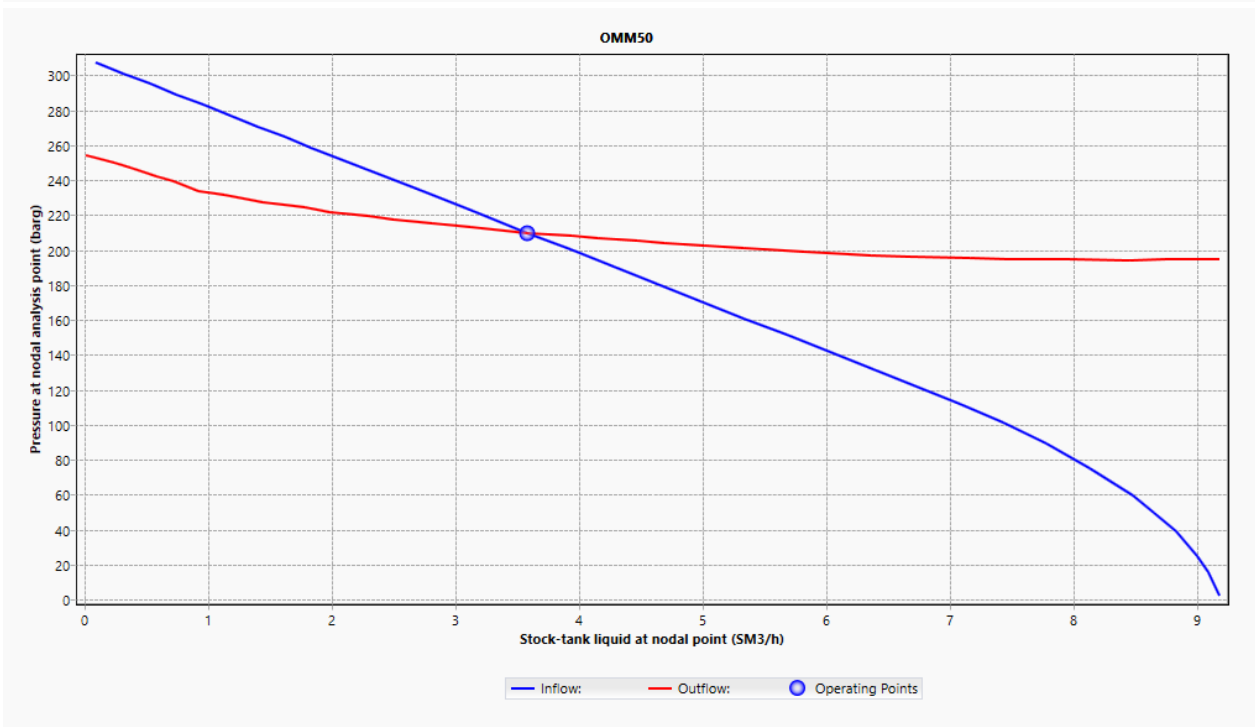
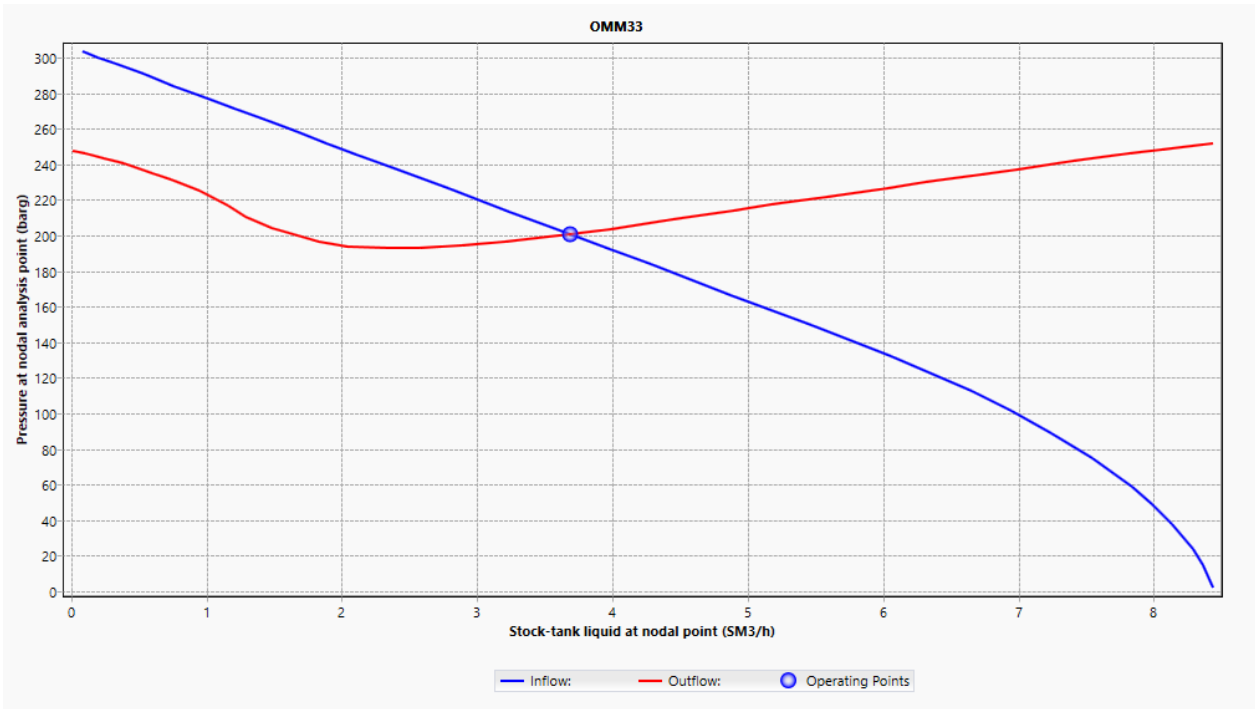


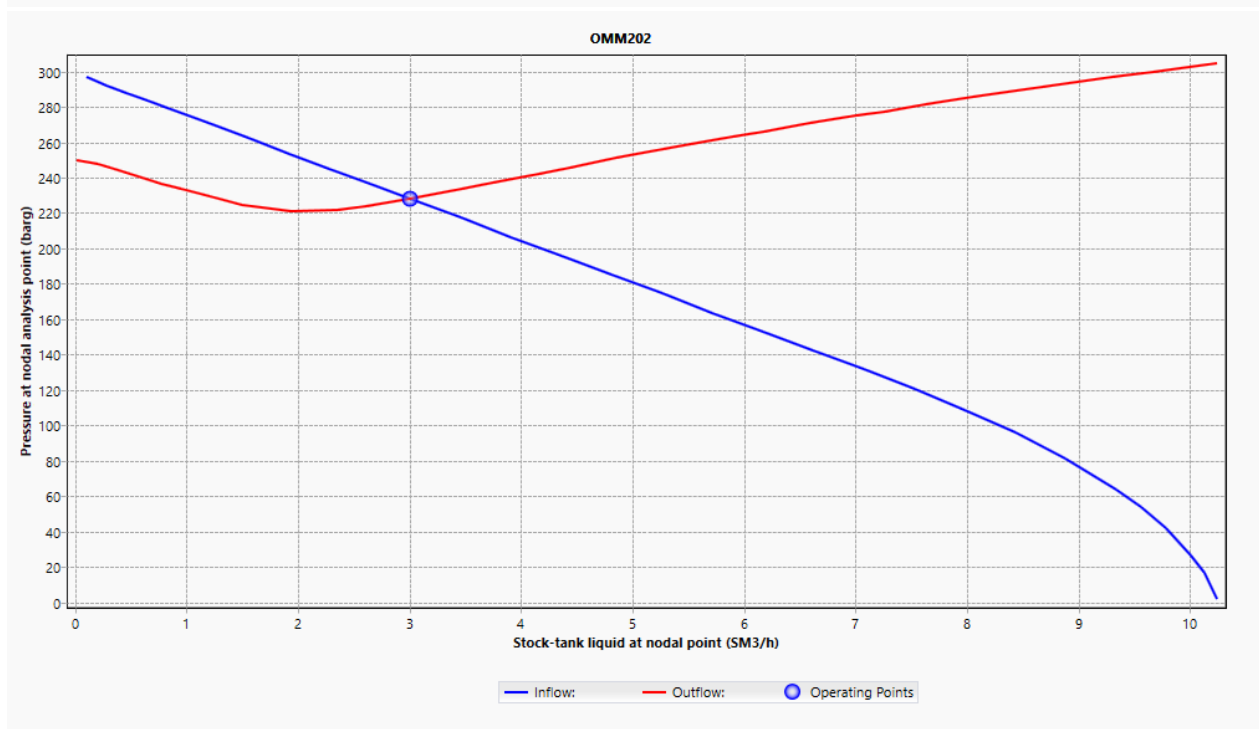
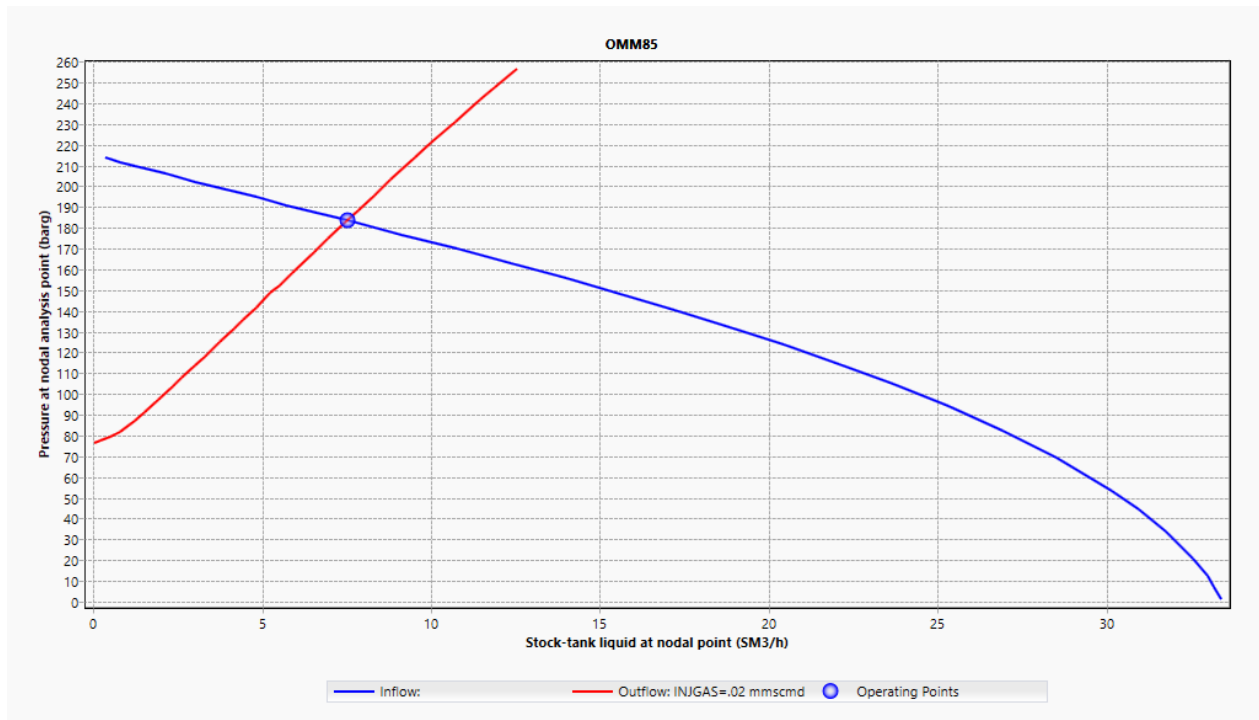


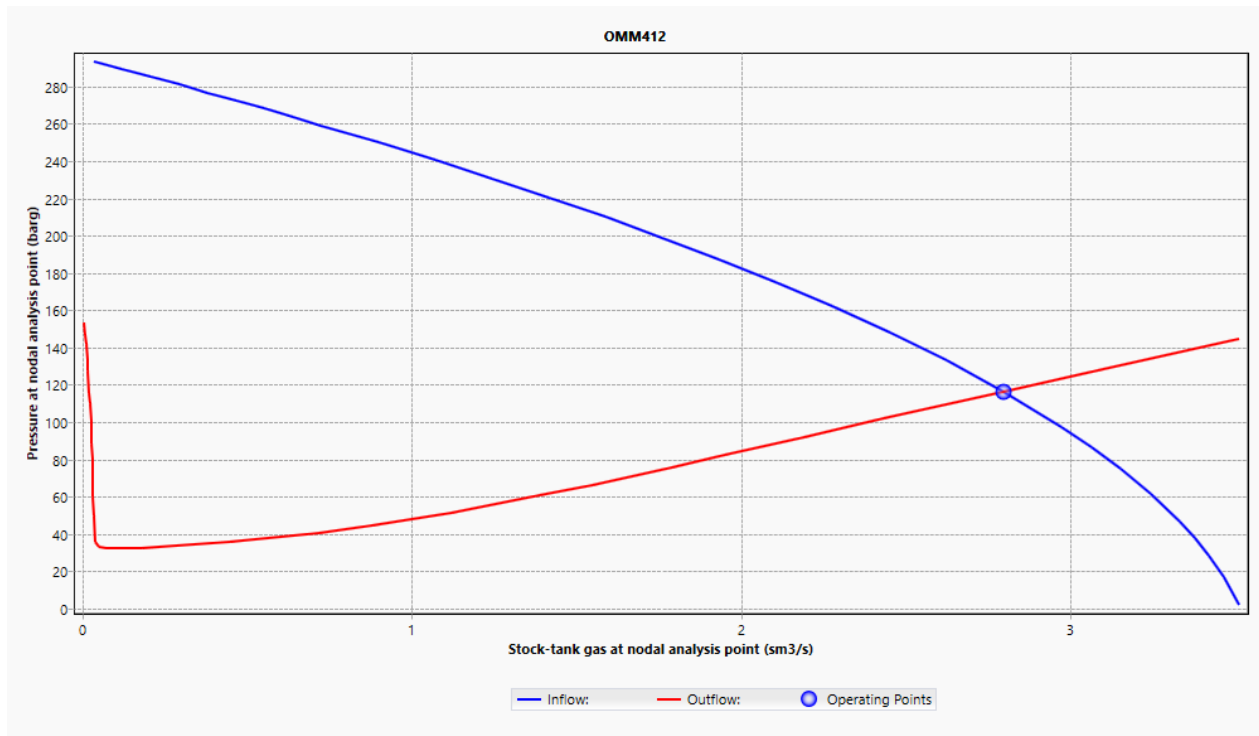
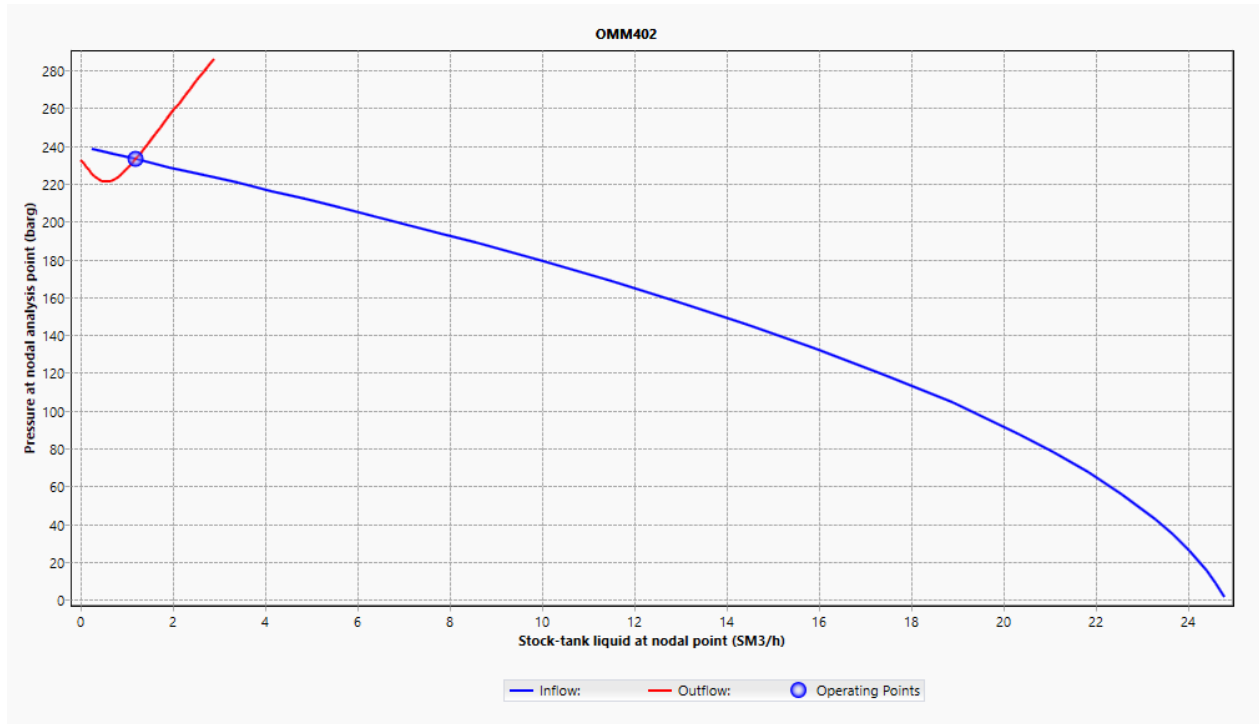


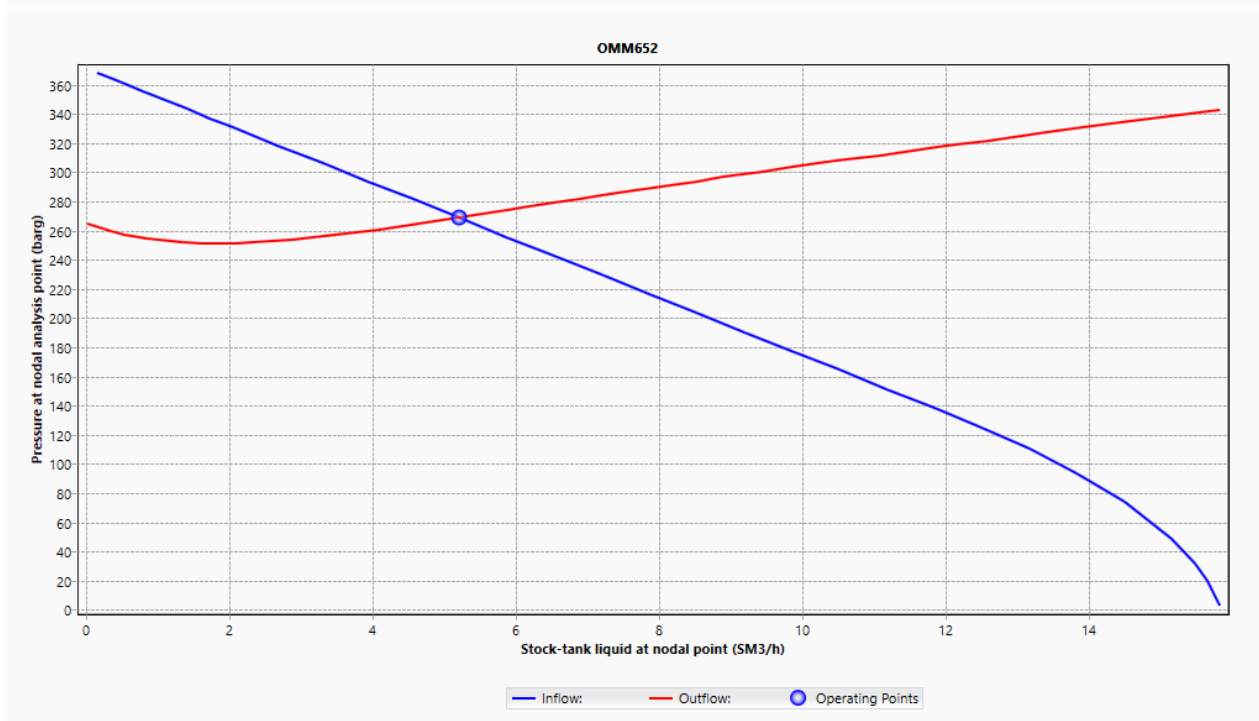
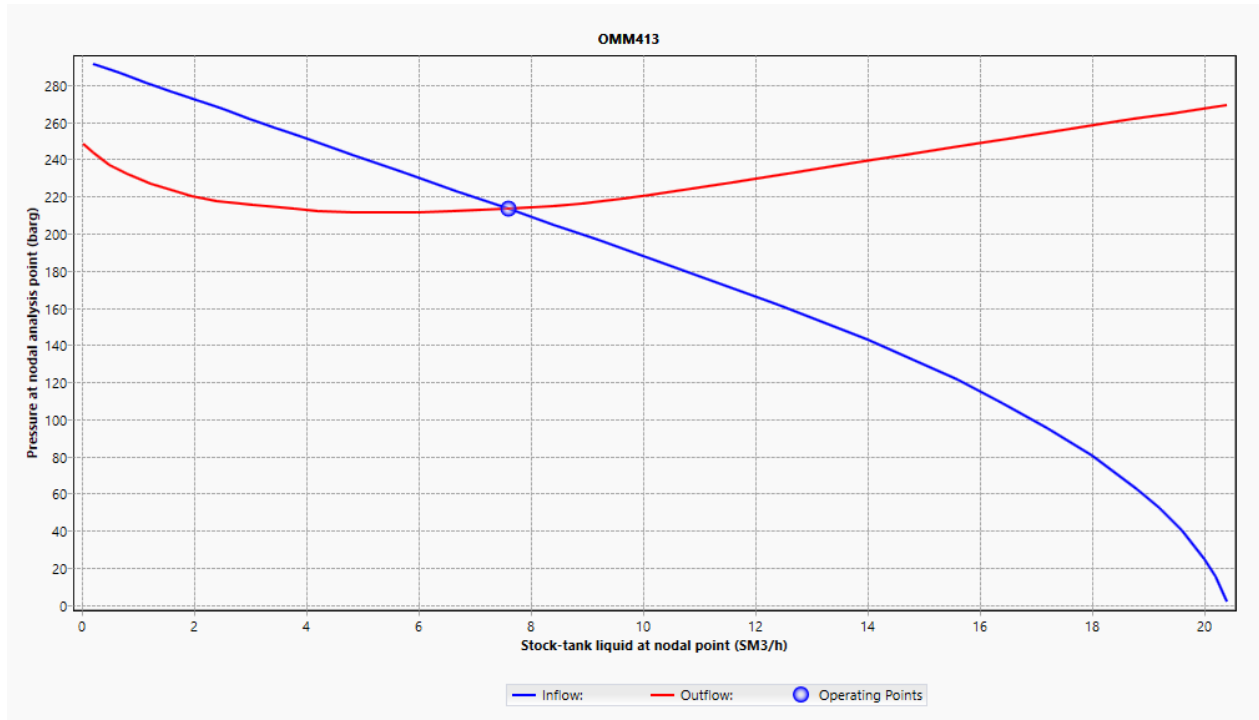
Annexe B : Courbes Inflow et Outflow après calage

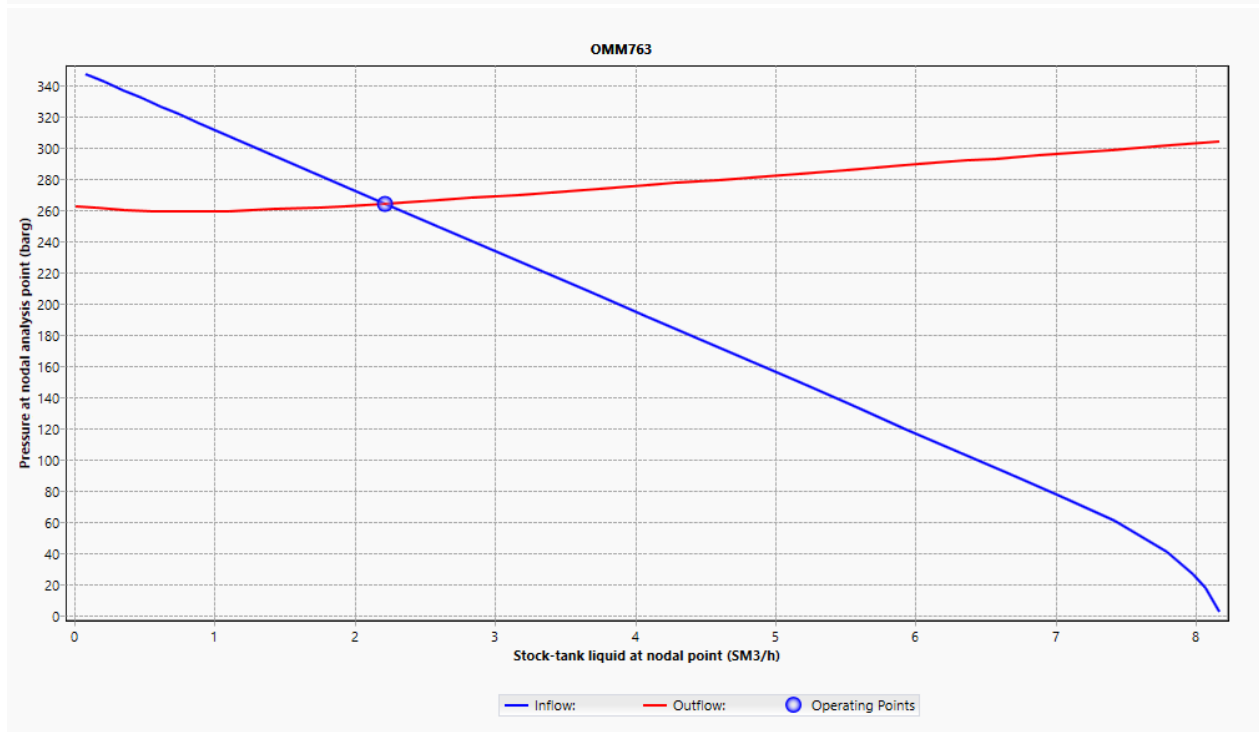
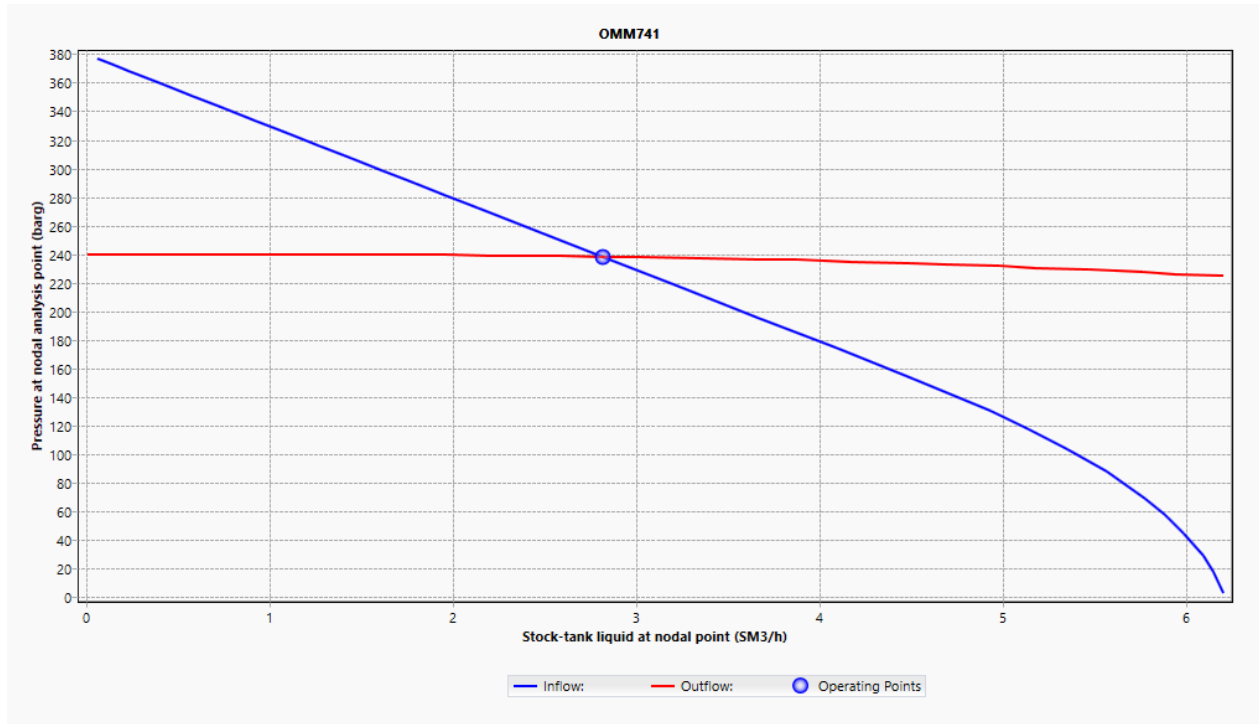


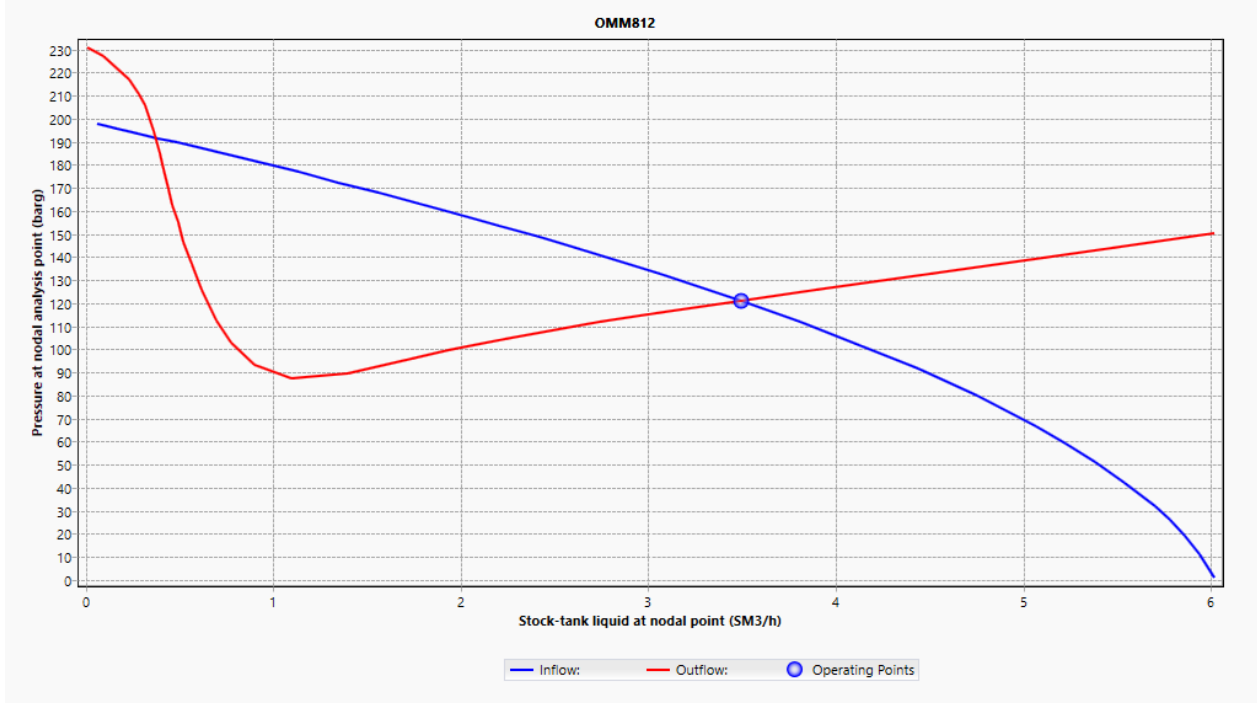
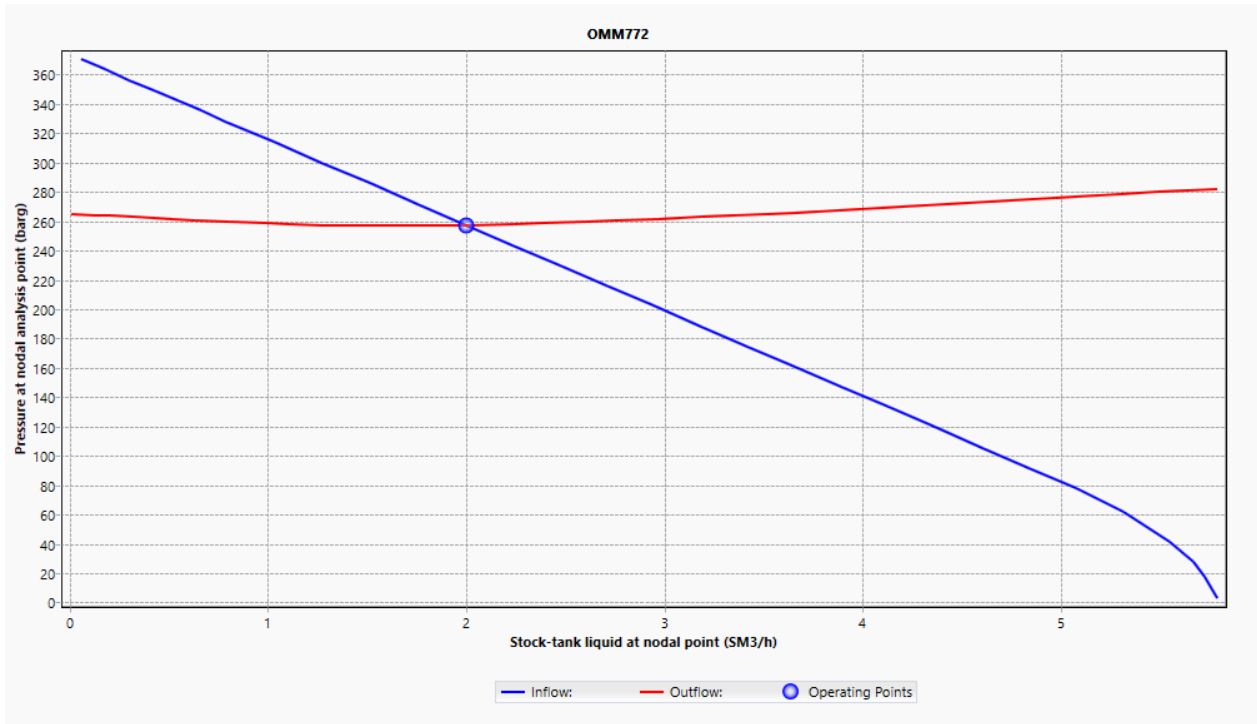


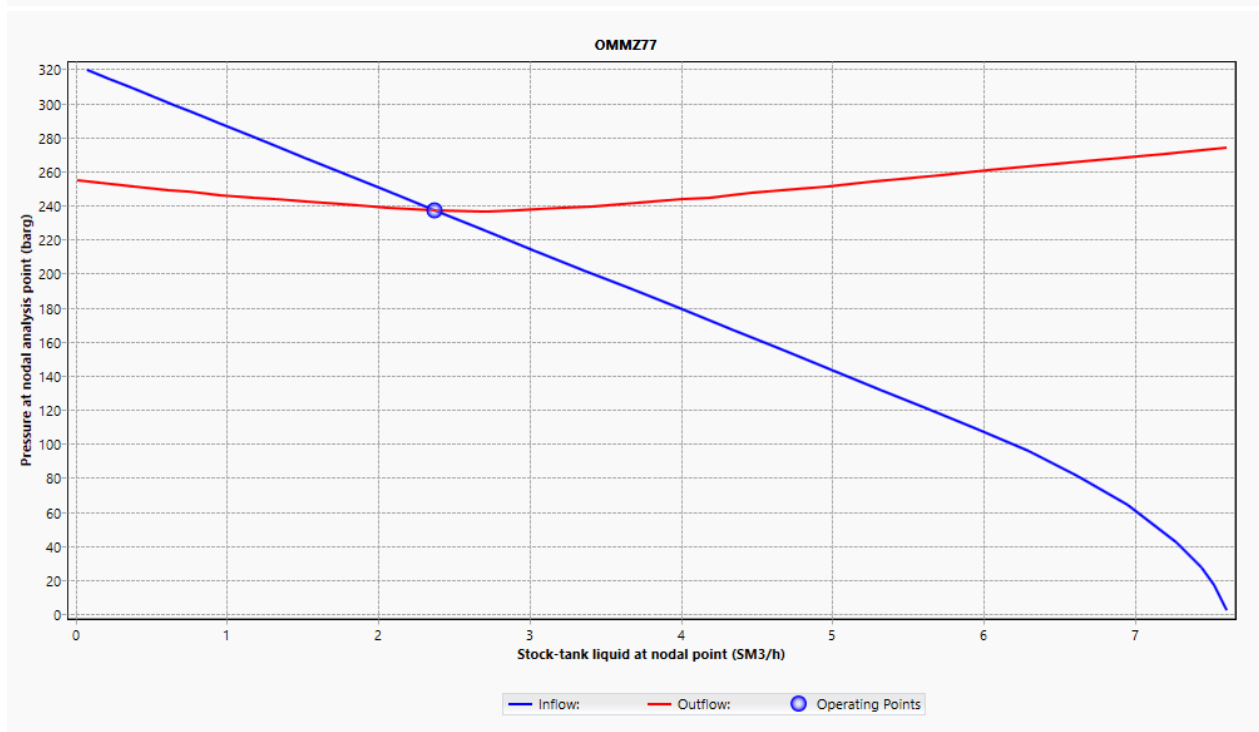


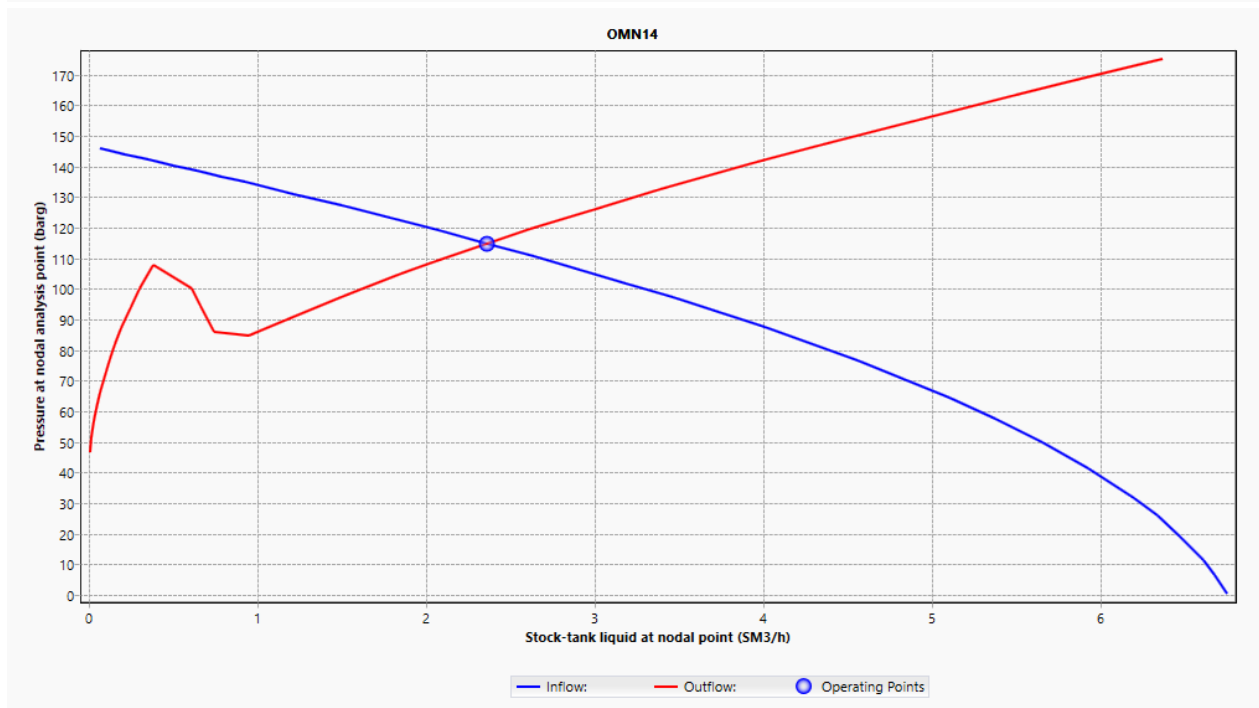
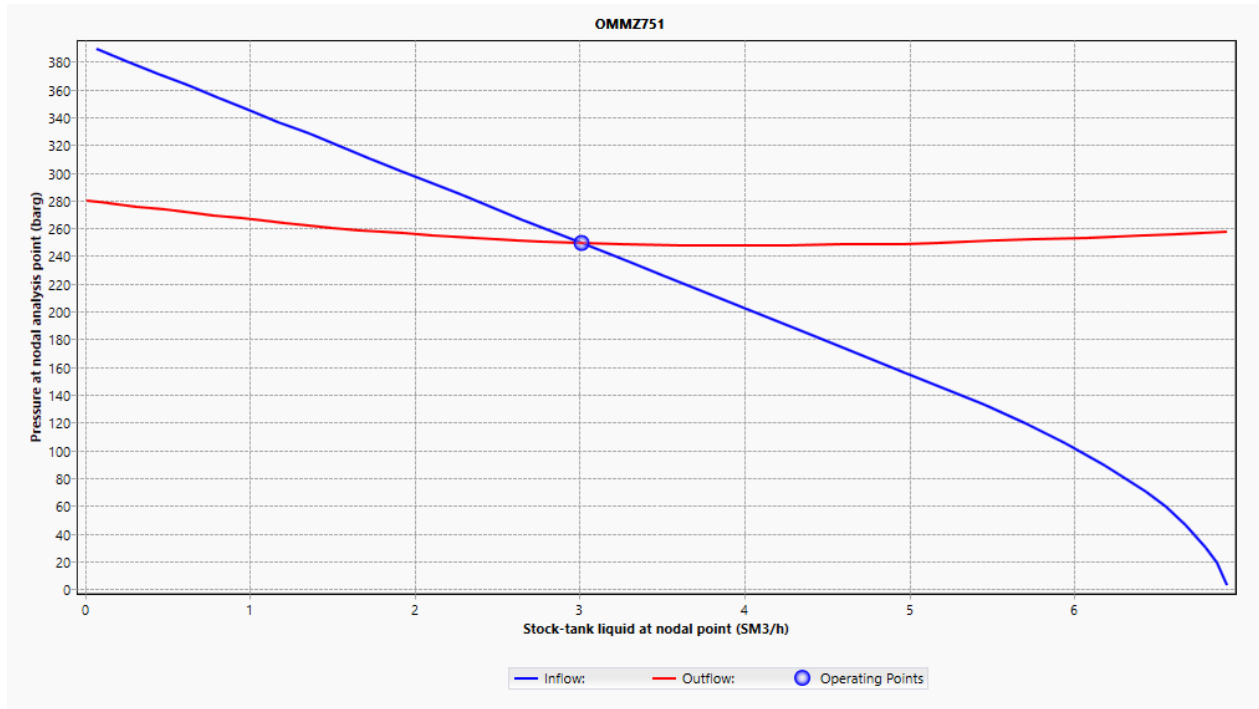


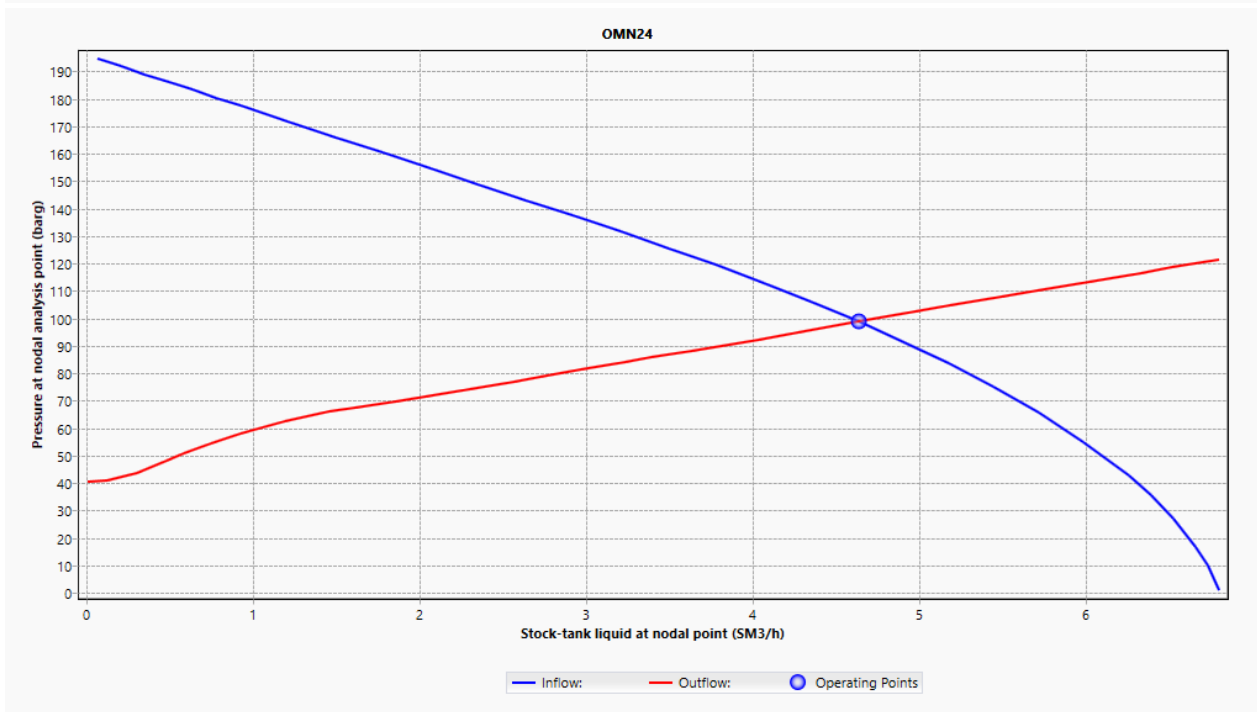


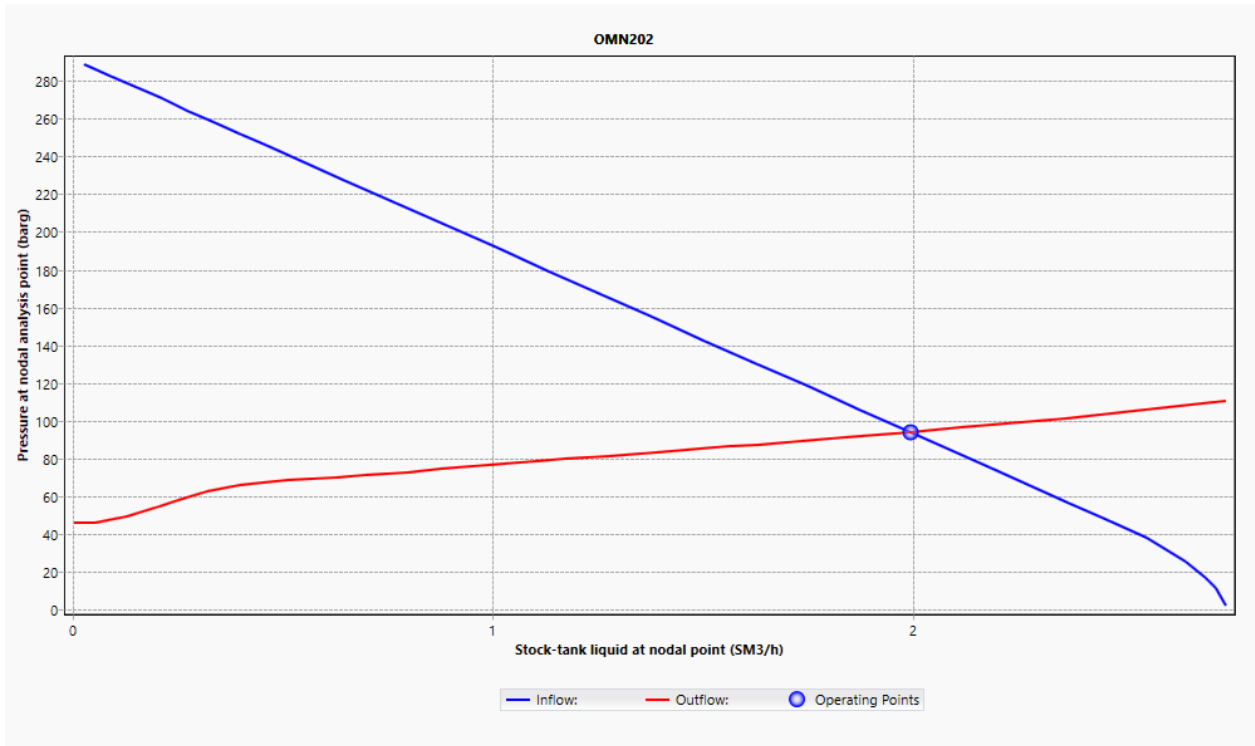


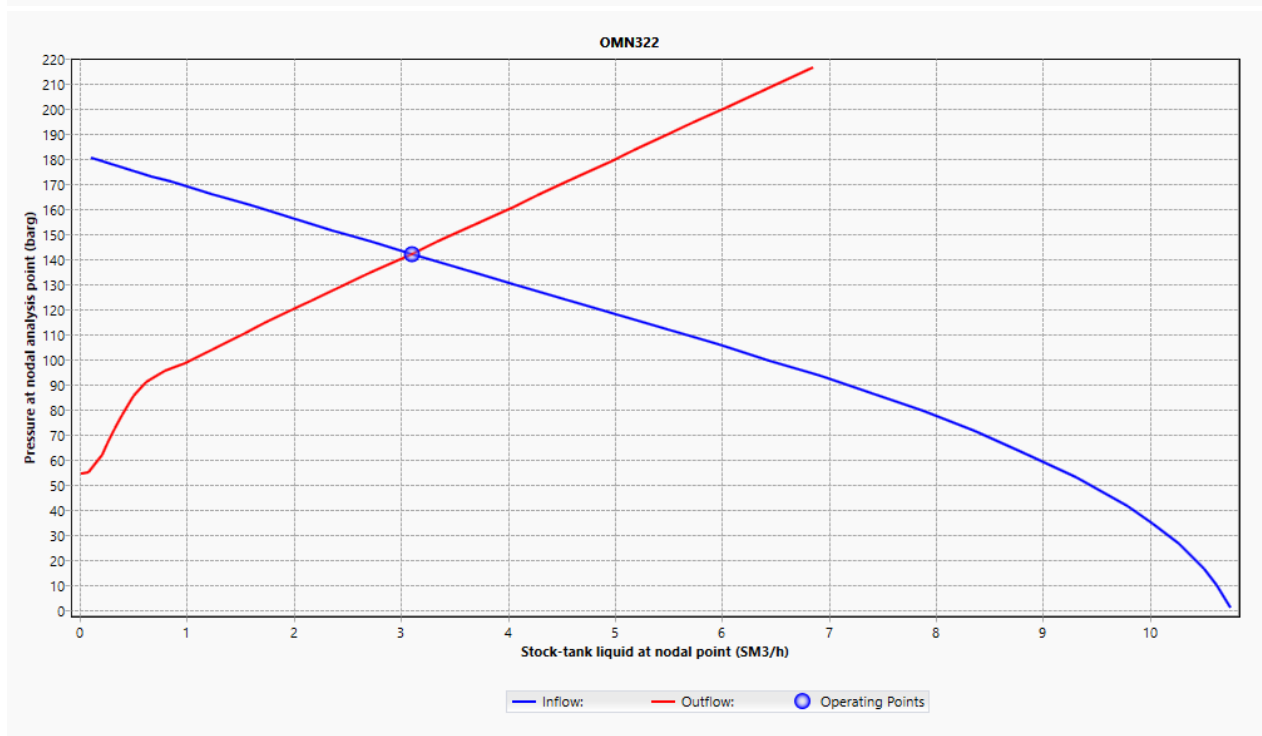
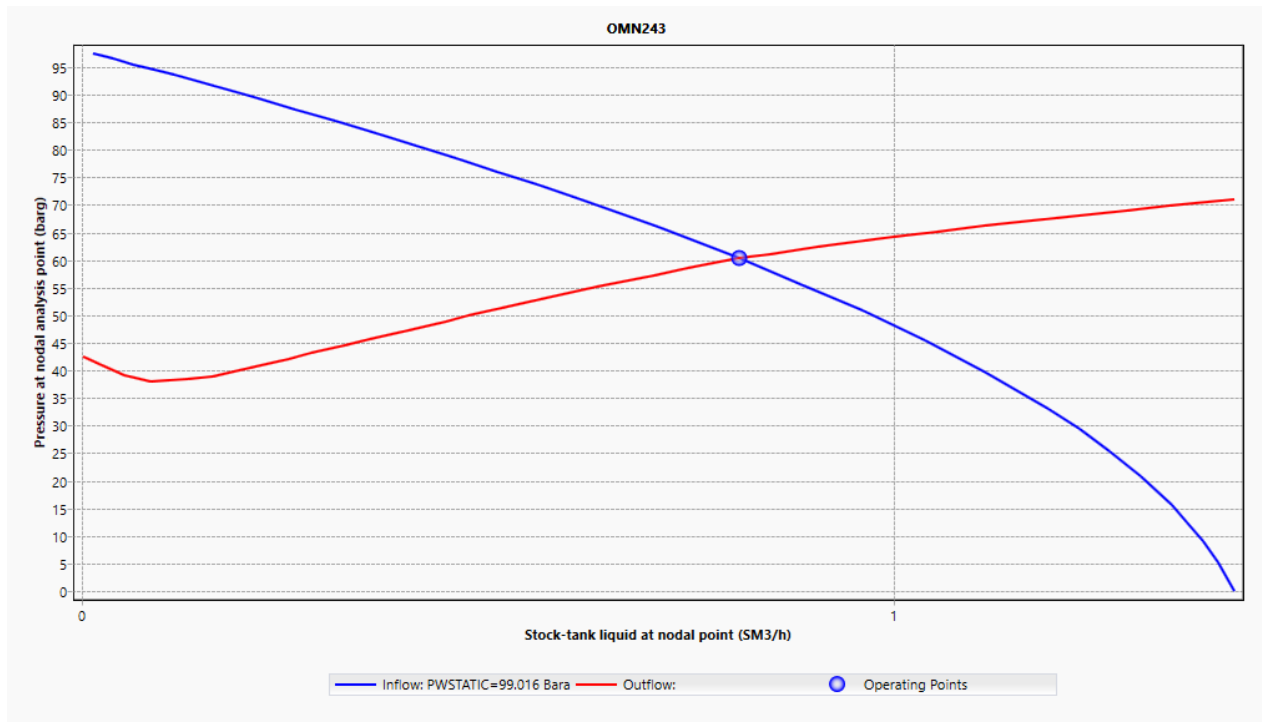


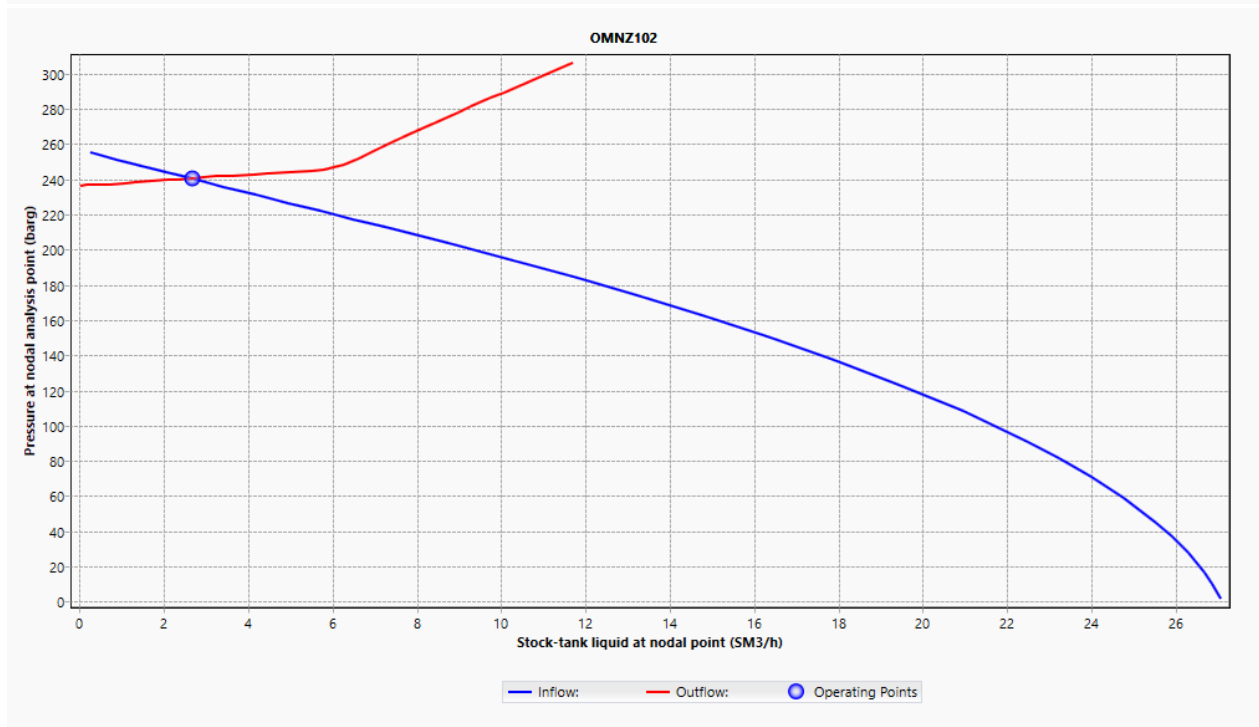
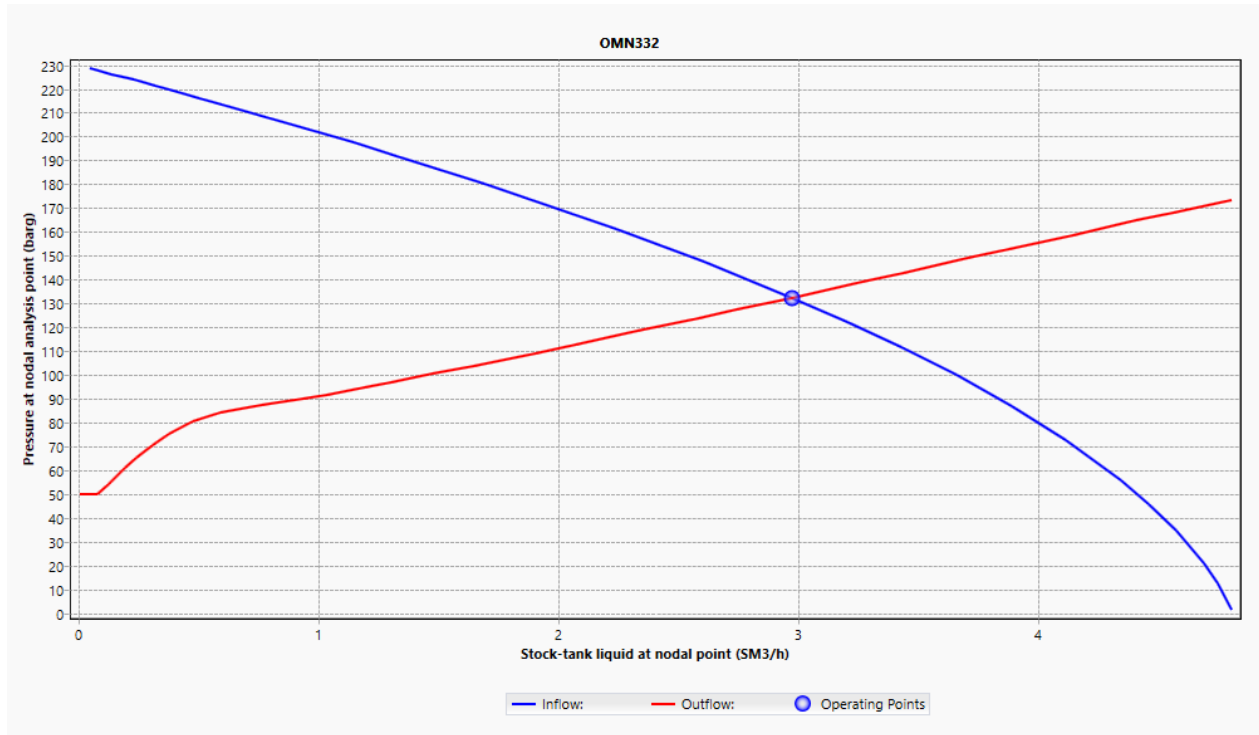


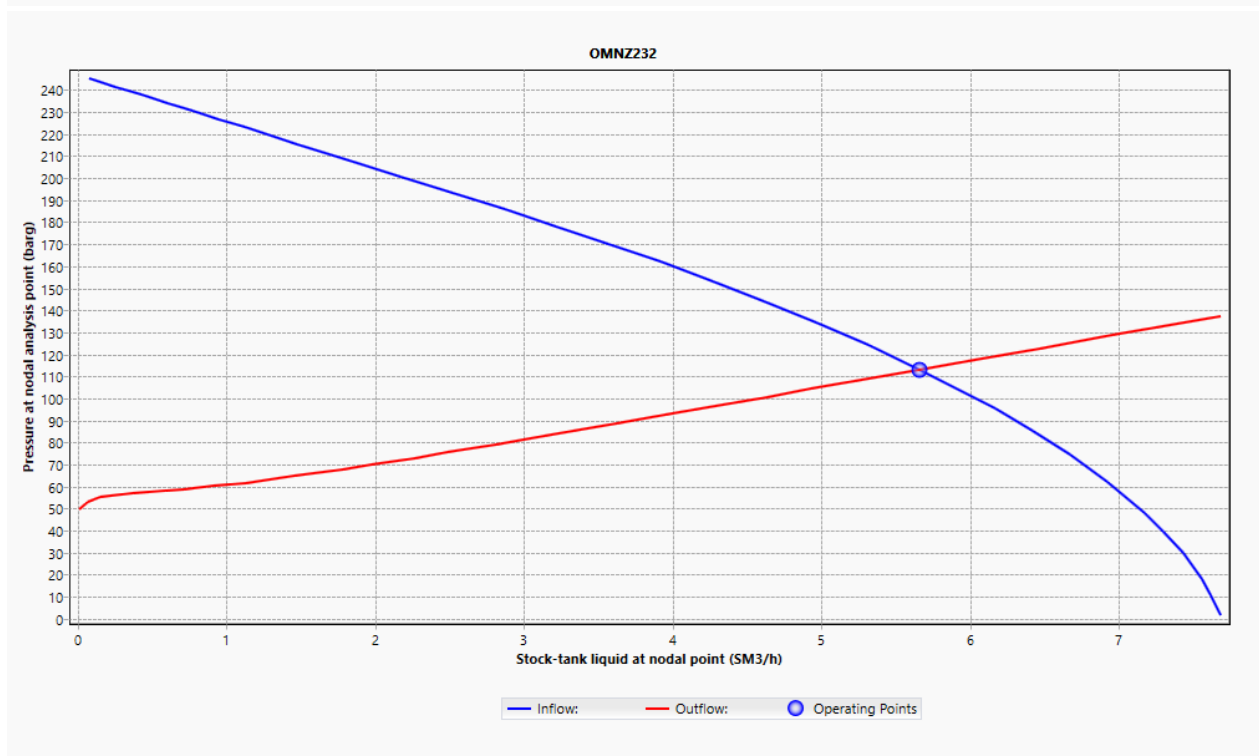
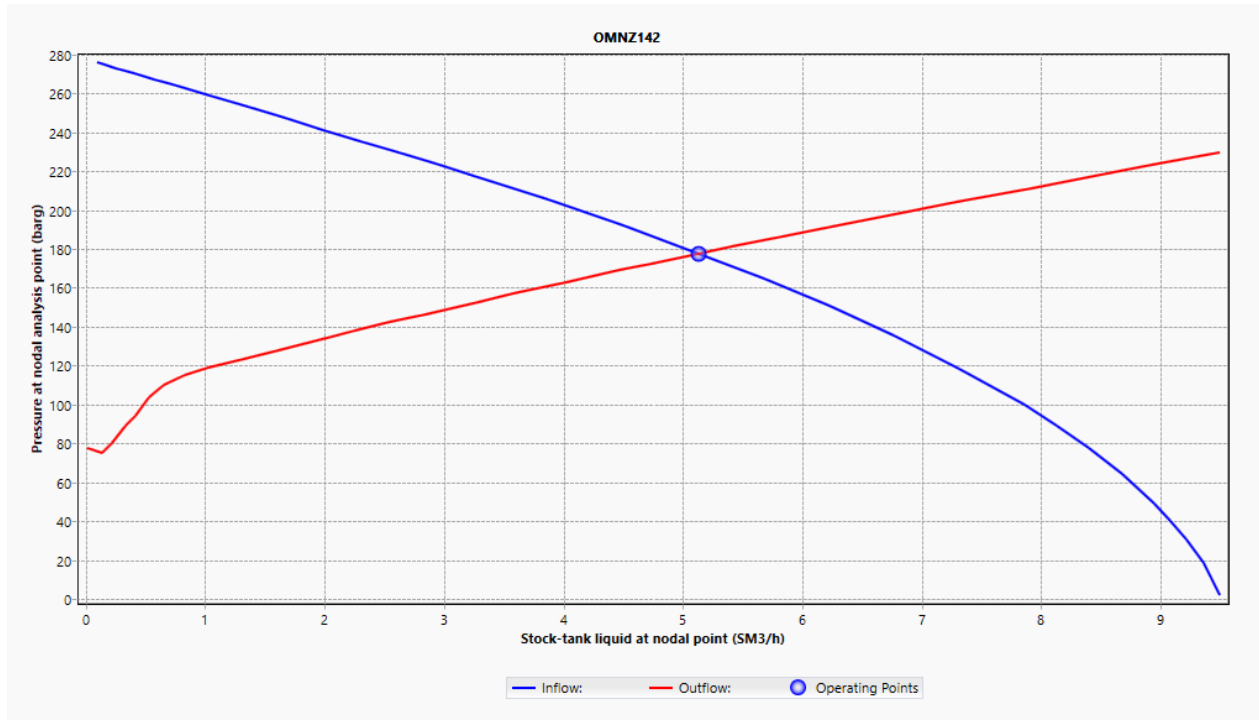


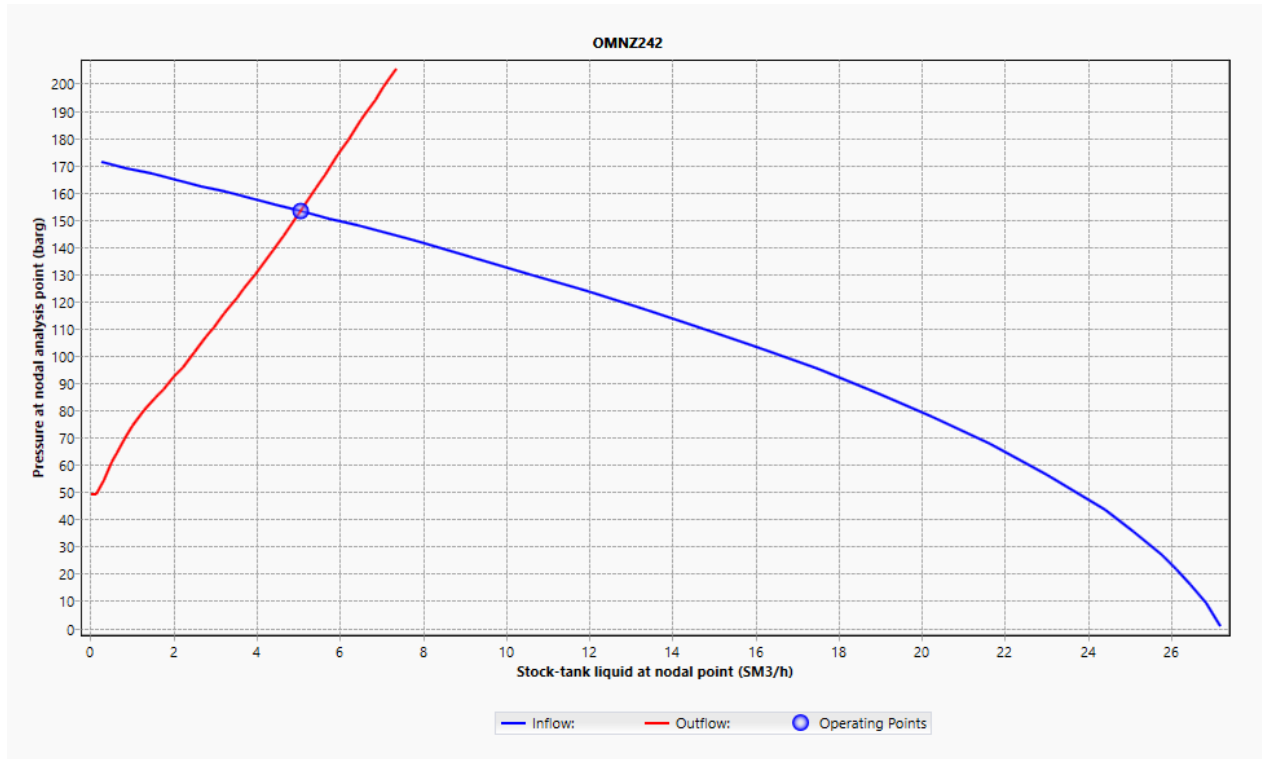












Annexe C : Profil de pression après calage

