

N° Ordre : / Faculté / UMBB2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA – BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers

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

MASTER

Présenté par :

GARAMI Mohammed Hicham

HASSANI Ali

Filière : Hydrocarbures

Option : **Production des hydrocarbures**

Thème :

Etude de l'installation d'un Early Production Facilities (EPF)
sur le manifold OMN332 a Hassi Messaoud

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine	Professeur	UMBB	Président
HADJADJ Ahmed	Professeur	UMBB	Encadreur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Examineur
SAIFI Rheda	MAA	UMBB	Examineur
MALEK Hacene	Ingénieur	SH/Exploration	Examineur
NAIT Amar. M	Docteur	SONATRACH	Examineur

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre Dieu "Allah", notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur Mr HADJADJ Ahmed pour ses qualités humaines et scientifiques. Je ne pourrai jamais oublier sa générosité, son esprit de recherche et ses commentaires efficaces.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux employeurs du département engineering production pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents que Dieu les protège
Mes dédicaces s'adressent également à mes chères sœurs.

Et à tous les membres de ma famille.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis

A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures

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

Med Hicham.

Ce travail est dédié :

A Mes parents, mes sœurs et mes frères pour leur amour, support et encouragement.

A ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.

A mes meilleurs amis

A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme Garami Med Hicham.

Ali.

Résumé

Notre travail a pour objectif, d'étudier l'optimisation de la production dans le champ Nord de Hassi Messaoud par la mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie (EPF) au niveau du manifold OMN332.

Cette situation va engendrer une diminution de la pression des manifolds et, par la suite, une diminution des pressions de pipe des puits raccordés à ces manifolds. La diminution des pressions de pipe des puits va conduire à une augmentation de la production des puits de champ Hassi Messaoud.

Mots-clés : GOR, Séparateur, Pompe, Pression des pipes, Pression de tête, Manifold, Collecte, Modélisation...

Summary

The purpose of our work is to study the optimization of production in the north oilfield of Hassi Messaoud by installing a separator with pumping units (early production facilities) in the manifold OMN332.

This situation will lead to a decrease in pressure manifolds and, subsequently, a decrease in pressure pipe of the wells connected to these manifolds. This decrease in pressure from the wells pipe will lead to increase the production from the well field Hassi Messaoud.

Keys words: GOR, Separator, Pump, Pipe pressure, Wellhead pressure, manifold, collect. Modelisation...

ملخص

الموضوع: تحسين الإنتاجية عن طريق تقنية جديدة (تسهيلات الإنتاج الاولى)

في هذا العمل قمنا بدراسة حول إمكانية تطوير الإنتاجية في الحقل الشمالي لحاسي مسعود عن طريق وضع وحدة فصل ووحدة ضخ (تسهيلات الإنتاج الاولى) في مجمع الصمامات OMN332.

هذه العملية تسمح بتخفيض ضغط الأنبوب الرئيسي ومنه ينخفض ضغط أنابيب المتصلة به. بغية رفع إنتاجية آبار حقل حاسي مسعود.

كلمات مفتاحية: نسبة الغاز من الزيت، وحدة ضخ، ضغط الانبوب، ضغط رأس البئر، مجمع الصمامات، شبكة، نمذجة

Sommaire

Liste des figures
Liste des tableaux
Nomenclature
Abréviations

Introduction général	01
CHAPITRE I : Etude bibliographique	02
CHAPITRE II : Présentation du champ Hassi Messaoud.....	08
II.1.Introduction	08
II.2.Situation du champ de Hassi-Messaoud	08
II.3.Situation géologique.....	09
II.4.Eléments structuraux	11
II.5.Description du réservoir.....	11
II.6.Géologie du réservoir de Hassi – Messaoud.....	14
II.7.Genèse et origine de l’huile.....	14
II.8.Caractéristique des fluides.....	14
II.8.1.Les caractéristique des huiles	14
II.8.2.Les caractéristique de gaz associe	15
II.9.Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud	15
CHAPITRE III : Etude théorique.....	16
III.1.Introduction.....	16
III.2.Analyse Nodal.....	18
III.2.1.Concept Nodal	18
III.2.2.Procédure, Objectif et application de l’Analyse Nodal	19
III.3.Performance de puit	21
III.3.1.Loi de Darcy	21
III.3.2.Méthode de l’indice de productivité	22
III.3.3.Méthode de Vogel	22
III.3.4.Modification de Standing	24
III.3.5.Méthode de Fetkovich	25
III.3.6.Méthode de Jones Blount	25
III.3.7.Construction de l’IPR pour des cas spéciaux	26
III.4.Pertes de charge dans le tubing	28
III.4.1.Ecoulement Multiphasique	28
III.4.2.Définition du variable en écoulement multiphasique	28
III.4.3.Configuration des écoulements	30
III.4.4.Prédiction des pertes de charge en écoulement bi-phasique	33
III.4.5.Régimes d’écoulement à travers la duse	46
III.5.Généralités sur le réseau de collecte	48
III.5.1.Introduction	48
III.5.2.Classification des conduites	48
III.5.3.Plans de réseau de collecte	48
III.5.4.Description de réseau de collecte de Hassi Messaoud	50
III.6. EPF (EARLY PRODUCTION FACILITIES)	53
III.6.1.Généralités sur l’EPF	53
III.6.2. Objectif d’un EPF	54
III.7. Séparation	54

III.7.1.Définition	54
III.7.2.Estimation de la capacité des séparateurs	54
III.7.3.Temps de rétention	55
III.7.4.Constitution et divers type du séparateur	55
III.8.Pompage	60
III.8.1.Définition	60
III.8.2.Catégories principales	60
III.8.3.Phénomène de cavitation	62
III.9.Compresseur	63
III.9.1.Introduction	63
III.9.1.Catégories principales	64
CHAPITRE IV : Modélisation des puits.....	66
IV.1.Introduction.....	66
IV.2.Modélisation et optimisation des puits par PIPESIM.....	66
IV.2.1.Etude d'IPR.....	66
IV.2.2.Etude de VLP.....	69
IV.2.3.Reproduction des performances actuelles des puits.....	70
IV.3.Résultat de modélisation	72
IV.4.Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité.....	75
IV.5.Conclusion	79
CHAPITRE V : Modélisation et optimisation du réseau de collecte.....	80
V.1.Introduction.....	80
V.2.Structure de réseau actuel	80
V.3.Choix de la corrélation.....	80
V.4.Simulation du réseau	81
V.4.1.Procédure de travail	81
V.4.2.Résultats de calage du réseau actuel	81
V.4.3.Analyse des pertes de charge et de vitesse pour le cas actuel	82
V.5.Structure de réseau après l'installation de l'EPF au niveau du manifold OMN332...	84
V.6.Sensibilité sur la pression de séparation	86
V.7.Modélisation des scénarios	92
V.7.1.Résultats de la simulation	93
CHAPITRE VI : Etude techno-économique	98
VI.1.Introduction.....	98
VI.2.Cout d'investissement du projet	99
VI.3.Délai d'amortissement du projet	99
VI.3.1.Définition	98
VI.3.2.Délai d'amortissement	99
VI.4.Conclusion	99
Conclusion	100
Recommandations	101
Bibliographie	102

Annexe A
Annexe B
Annexe C

Liste des figures

Figure I.1 : Développement de méthodes d'écoulement multiphase	03
Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	09
Figure II.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.....	10
Figure III.1 : Un système de production simple	16
Figure III.2: Représentation de différentes pertes de charge du système de production.....	17
Figure III.3 : Emplacement des nœuds dans le système de production	18
Figure III.4 : Configurations d'un écoulement vertical	31
Figure III.5 : Configurations d'un écoulement horizontal	32
Figure III.6 : Schéma d'une conduite incliné	34
Figure III.7 : Classifications des corrélations par catégorie	35
Figure III.8 : Corrélation de coefficient de viscosité	37
Figure III.9 : Corrélation de facteur de Holdup	37
Figure III.10 : Corrélation de facteur de correction	38
Figure III.11 : Nombre de régime d'écoulements	40
Figure III.12 : Vitesse de glissement adimensionnel pour l'écoulement à bulle	41
Figure III.13 : Facteur de friction corrigé pour l'écoulement à bulle	42
Figure III.14: Vitesse de glissement pour l'écoulement slug	43
Figure III.15 : Epaisseur de film de liquide pour l'écoulement mist	44
Figure.III.16 : Régimes d'écoulement à travers la duse	47
Figure.III.17: Liaison individuelle	49
Figure.III.18: Liaison par collecteur	50
Figure.III.19: Composants d'un EPF	53
Figure.III.20 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique	56
Figure.III.21 : Vue éclaté d'un séparateur triphasique	57

Figure.III.22 : Vue détaillée d'un séparateur vertical	58
Figure.III.23 : Vue détaillée d'un séparateur sphérique	59
Figure.III.24: Pompe centrifuge	61
Figure.III.25 : Pompe volumétrique	61
Figure.III.26 : Evaluation de pression en fonction des positions	62
Figure.III.27 : Evaluation de NPSH en fonction du débit	63
Figure.III.28 : Exemple d'un compresseur	64
Figure.III.29 : Catégories principales de compresseur	65
Figure.IV.1 : Algorithme de calage des puits	71
Figure.IV.2 : Corrélations de l'écoulement vertical puits OMM652.....	73
Figure.IV.3 : Profil de pression puits OMM652	74
Figure.IV.4 : IPR & VLP puits OMM652.....	74
Figure.IV.5 : Point de fonctionnement du puits calibré puits OMM652	75
Figure.IV.6 : Sensibilité sur le GOR pour le puits OMM652	76
Figure IV.7 : Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits OMM652	77
Figure IV.8 : Sensibilité sur la PG pour le puits OMM652	78
Figure IV.9 : Sensibilité sur la Pt pour le puits OMM652	79
Figure V.1 : Algorithme de modélisation de réseau	81
Figure V.2 : Différente branche reliant les manifolds WIF' et W1F	85
Figure V.3 : Gain d'huile par rapport à la pression de séparation	91
Figure V.4 : Gain de gaz par rapport à la pression de séparation	91
Figure V.5 : Pipes reliant les manifolds OMN332, OMN63 et OMO13	92
Figure V.6 : Profile de la ligne de gaz reliant OMN332 et OMO13.....	93
Figure V.7: Structure de la ligne de gaz reliant OMN332 et OMO13 (pipesim)	93
Figure V.8 : Structure de la ligne de l'huile reliant OMN332 et OMO13 (pipesim)	95

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales	35
Tableau IV.1 : Données des essais des puits	67
Tableau IV.2 : Données jaugages	68
Tableau IV.3 : Données jaugages actuel	70
Tableau IV.4 : Résultat de modélisation	72
Tableau V.1 : Résultats de calage du réseau actuel	82
Tableau V.2 : Résultats de calage des Manifold	82
Tableau V.3 : Résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes	83
Tableau V.4 : Résultat de sensibilité envers les diamètres des pipe reliant les Manifold W1F' et OMN332	85
Tableau V.5 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 14 barg	86
Tableau V.6 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 12 barg	87
Tableau V.7 : Débit d'écoulement concernant les 8 puits fermé	88
Tableau V.8 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 10 barg	88
Tableau V.9 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 8 barg	89
Tableau V.10 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 6 barg	90
Tableau V.11 : Résultat de sensibilités sur la pression de séparation	90
Tableau V.12 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe à Psép 10 barg	94
Tableau V.13 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe à Psép 8 barg	94
Tableau V.14 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe à Psép 6 barg	94
Tableau V.15 : Diamètre des collecteurs reliant OMN332, OMN63 et OMO13	95
Tableau V.16 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le premier cas	96
Tableau V.17 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le deuxième cas	96
Tableau V.18 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le troisième cas	96
Tableau VI.1 : Revenu journalier et le gain au prix du brut et gaz	98
Tableau VI.2 : Coûts d'investissement du projet	99
Tableau VI.3 : Délai d'amortissement	99

Nomenclature

g : Accélération de la gravité ($9,81 \text{ m/s}^2$).

K : Constante déterminée lors du dernier jaugage.

ρ_g : Densité de gaz

ρ_L : Densité de liquide

ρ_n : Densité de non-glissement

r_m : Densité du mélange.

D : Diamètre de la pipe.

Q_o : Débit d'huile.

Q_g : Débit de gaz

$\emptyset$: Diamètre de la duse.

W_g, W_L : Débits massiques de gaz et de liquide

Z : Facteur de compressibilité

f_m : Facteur de frottement.

g_c : Facteur de conversion.

f_m : Facteur de frottement du mélange.

F : Facteur de frottement.

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

$\frac{dp}{dh}$: Gradient de pression de l'écoulement vertical dans le tubing

H_L : Hold up de phase liquide

H_g : Hold up de phase gaz

IPR : Inflow Performance Relationship

IP : Indice de productivité

ρ_m : Masse volumique du mélange.

N_{Re} : Nombre de Reynold

P_r : Pression de réservoir

K : Perméabilité

P_b : Pression de bulle.

θ : Pente de la conduite.

σ_L : Tension interfacial gaz-liquide

Bo : Vacteur volumétrique d'huile

μ_o : Viscosité d'huile

μ_w : Viscosité d'eau

μ_L : Viscosité de phase liquide

V_m : Vitesse du mélange.

V_m : Vitesse d'écoulement du mélange.

V_g et V_L : Vitesses des phases gazeux et liquide

V_{sg} et V_{sL} : Vitesses superficielles des phases gazeux et liquide.

V_s : Vitesse de glissement

v_{is} : Vitesse superficielle de la phase i

V_m : Vitesse du mélange.

Abréviations

API: American Petroleum Institute

CIS: Centre industriel sud

CINA : Centre Industriel Naili Abd El Kader

EPF: Early Production Facilities

GLR: Gas Liquid Ratio

GOR: Gas Oil Ratio

HMD : Hassi Messaoud

IPR : Inflow performance relationship

MFD : Manifold

NPSH Disponible: Net Positive Suction Head

Pasp: Pression d'aspiration de la pompe

Psep: Pression de séparateur

Pwh: Pression de tête

Pwf: Pression de fond

Pfd: Pression de fond dynamique

Pnoeud: Pression au point nodale.

Pfs: Pression de fond statique

Pt: Pression de tête

Pp: Pression de pipe

Tv: Tension de vapeur du liquide véhiculé

VLP : Vertical lift Performance

Wc : Water Cut

Introduction générale :

L'Algérie connu pour être un pays riche en pétrole et en gaz ; ils représentent les matières premières de grande importance dans l'industrie actuelle. Le gisement de Hassi Messaoud est considéré comme le plus complexe champ en Algérie.

La rentabilité de l'investissement est liée à la longévité des puits et les types des complétions choisis qui consiste principalement à optimiser les différents paramètres puits -réseau de collecte et par conséquent l'optimisation de la production. L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement d'huile par un réseau de conduites munies par des accessoires adapté à ces derniers, 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 utilisant des algorithmes très sophistiqués.

L'objectif de cette étude est d'améliorer la production par l'installation des " EPF " (Early Production Facilities) afin de maximiser le débit. L'investissement d'une telle installation demande de gros investissement d'où la nécessité de faire une étude rigoureuse.

Nous avons structuré notre mémoire en six chapitres : **le premier chapitre** dédié à une synthèse bibliographique, dans laquelle nous avons de présenté une synthèse des travaux consacré aux performances des puits et sur les études des écoulements multiphasique dans les pipelines et cela pour la prédiction de la perte de charge, le holdup et les régimes d'écoulement. **Le deuxième chapitre** est consacré à la géologie de champ HMD, où on a présenté la formation géologique du champ. **Le chapitre trois** consiste à une description générale de la théorie, et nous définirons quelque concept de base. **Le quatrième chapitre** porte sur la Modélisation des potentiels des puits en utilisant le logiciel PIPESIM (WELL). **Le cinquième chapitre** comprend la modélisation du Réseau de collecte en utilisant le logiciel PIPESIM (NETWORK), nous avons fait une optimisation de réseau de collecte actuel par l'analyse des vitesses et des pertes de charge et nous avons étudié les résultat de la simulation après l'installation de l'EPF au niveau de manifold OMN332 suivant la pression de séparation. Dans **Le sixième chapitre** nous abordons une étude économique pour évaluer le projet. A la fin Nous résumons notre travail par une conclusion générale et quelque recommandations.

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

L'optimisation est présente partout où il y'a nécessité de rationaliser la conception d'un système ou le déroulement d'une procédure, qu'il soit industriel ou non. Optimiser c'est toujours : trouver les valeurs extrémales d'une fonction (d'un modèle), Pour maximiser le débit total de production, il faut minimiser les pertes de charge à travers tout le système de production, L'Analyse Nodale est un des moyens qui nous permet d'atteindre cet objectif car elle tient compte des toutes les pertes de charge soit dans le réservoir lui-même, soit dans le tubing ou dans le réseau de collectes.

I.1. Analyse nodale :

L'analyse du système de production est basée sur la théorie d'analyse nodale qui a été proposée pour la première fois par Gilbert [1] en 1954 et examinée par Nind [2] en 1964 et Brown [3] en 1978. Elle consiste à diviser le chemin d'écoulement en deux parties qui se rencontrent en un point appelé nœud.

Performance de réservoir :

La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée.

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « inflow performance ». La représentation du débit en fonction de la pression de fond dynamique est appelée « inflow performance relationship » ou IPR.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

L'indice de productivité IP déterminé par l'application de l'équation proposée par Henry Darcy en 1856 à l'écoulement d'huile dans le réservoir. La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle.

En 1968. J.V. Vogel, [4], a élaboré une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro-physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique.

En 1970, Standing, [5] Propose une procédure pour modifier la méthode de Vogel pour qu'elle tienne compte de l'endommagement ou de la stimulation du réservoir.

En 1973, Fetkovich, [6], 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.

En 1976, Johns, Blout et Glaze, [7], ont publié une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcien) sur la performance du puits.

Des réservoirs horizontaux sont modélisés en utilisant un réservoir rectangulaire avec un puits horizontal. Parmi ces méthodes on cite la méthode de Giger en 1983, [8] et Bendakhlia and Aziz en 1989 [9].

Basé sur les travaux de Vogel, Klins et Majcher (1992) [10] ont élaboré l'IPR, qui prend en compte l'évolution de la pression au point de bulle et de la pression du réservoir.

En 1993 Wiggins, [11], a développé l'IPR empirique généralisé en trois phases, semblable à la corrélation de Vogel, sur la base de son modèle analytique développé en 1991.

Sukarno et Wisnagroho (1995), [12], ont mis au point un IPR basé sur des résultats de simulation, qui tente de prendre en compte la variation d'efficacité d'écoulement provoquée par le skin.

En 2003, Del Castillo et al. [13], ont développé une tentative théorique de relier les IPR aux théories fondamentales des flux.

I.2. Développement des corrélations et modèles pour l'écoulement diphasique dans les conduites :

La prédiction de la chute de pression et le holdup liquide en cours d'écoulement diphasique est un intérêt particulier pour les pétroliers. En effet, cet écoulement se manifeste dans les pipelines et les puits de gaz et d'huile.

Pour la conception des équipements de process, la connaissance de la perte de charge et le holdup liquide sont nécessaires. Malgré les recherches considérables sur les écoulements diphasiques, la plupart ont été concentrées sur l'écoulement vertical et horizontal.

Les corrélations de flux multiphasique sont utilisées depuis de nombreuses années pour calculer la chute de pression dans les tubes et des lignes de flux, Une brève littérature est présentée ci-dessous :

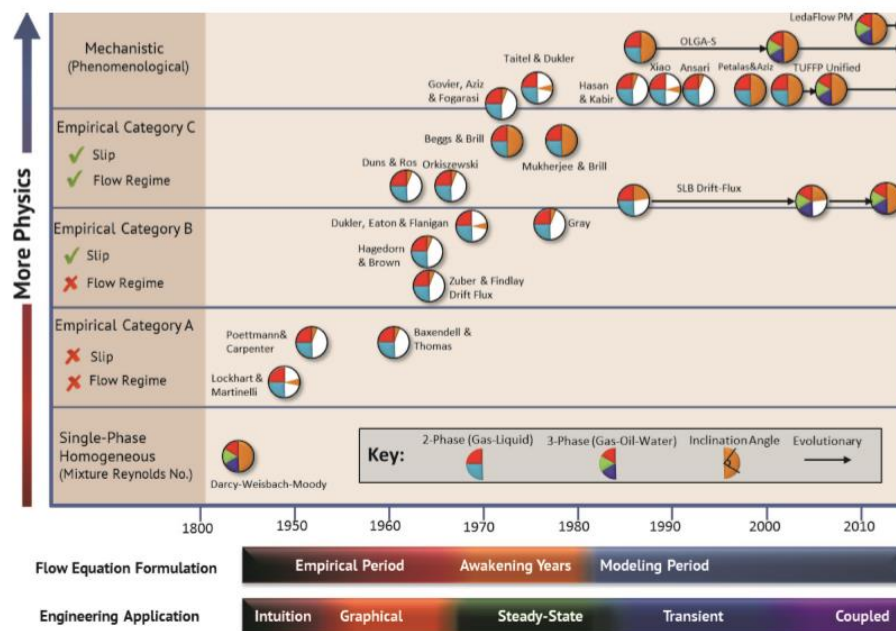


Figure I.1 : Développement de méthodes d'écoulement multiphase [14]

En 1930, Gilbert [15] a éliminé la nécessité de formules mathématiques complexes en établissant, de manière empirique, et la plus grande contribution de Gilbert reste le graphe de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela "gradient de pression".

En 1952, Poettmann et charpentier [16] ont été les auteurs d'une évolution dans le domaine en établissant des corrélations plutôt que des courbes de gradient de pression. C'était là, la première approche mathématique qui a d'ailleurs, donné de bons résultats sur une marge de conditions d'écoulement plutôt importante. Les courbes de gradient de pression dessinées à partir de ces corrélations ont été largement utilisées pour le design des installations de gas-lift.

En 1961, Baxendell et Thomas [17] ont travaillé sur des données avec des taux allant jusqu'à 5 000 BBL / J de pétrole brut léger et moyen. La corrélation a donné de bons résultats à des taux supérieurs à 900 BBL / D pour 2'7/8 pouces (extérieurs diamètre) avec une précision de 5% pour les calculs de gradient, mais pour des taux bas inférieurs à 300 BBL / D dans de tubing de 2'7/8 pouces (extérieurs diamètre), la précision était de 10% dans les données rapportées.

À l'aide d'un puits expérimental de 8 000 pieds, en 1963 Fancher et Brown (1963) [18] ont procédé à une pression d'écoulement essais de gradient sous écoulement multiphase continu sur 2'3/8 pouces de tube OD. Les tests ont été effectués à des débits compris entre 75 et 936 BBL / D et les taux de réduction des GLR entre 105 et 9 433 SCF / BBL Les données ont ensuite été utilisées pour développer la corrélation.

En 1963, Duns et Ros [19] ont effectué une expérience sur un puits vertical de 10 000 pieds de profondeur et de GOR 750 SCF / BBL et une taille de tube = 3,5 pouces de diamètre extérieur. Un écoulement d'air et d'huile à travers un tuyau vertical de 8 cm a été effectué pour mesurer le holdup liquide et caractériser le régime d'écoulement (bulle, slug, etc ...) et inclure le calcul de la vitesse de glissement pour définir le régime d'écoulement, le calcul du frottement, de l'accélération et du gradient de pression statique dans chaque régime étant obtenu à l'aide d'équations différentes. [8]

En 1964, Hagedorn et Brown [20] ont utilisé un puits d'essai expérimental pour mener des expériences d'écoulement utilisant quatre liquides de viscosités très différentes. L'essai a eu lieu dans une plage de débits liquides allant de 30 à 1 680 BBL / D, avec une valeur GLR de 0 à 3 270 SCF / BBL. La conclusion était que les effets visqueux sont négligeables pour les viscosités liquides inférieures à 12 cp, mais doit être pris en compte lorsque la viscosité du liquide est supérieure à cette valeur. L'exactitude rapportée de cette corrélation était d'environ 1,2% avec un écart type de 10,3%. [9]

En 1967, Orkiszewski, [21] utilise des données provenant de puits de pétrole lourd vénézuéliens et de 126 points provenant de Poettmann et Carpenter, Baxendell et Thomas, Fancher et Brown, et Hagedorn et Brown ont été utilisées pour tester la corrélation afin d'étudier les effets de la rétention de liquides et du glissement dans différentes zones de régime d'écoulement. La précision rapportée était d'environ 0,8% avec un écart-type de 10,3%.

En 1973, Beggs et Brill [22] ont étudié l'effet de l'angle d'inclinaison de la conduite sur la rétention de liquide et la perte de charge. Un appareil expérimental a été conçu et construit de manière à ce que les débits, le gradient de pression, l'angle d'inclinaison et la rétention de liquide puissent être mesurés. L'exactitude de la corrélation rapportée était d'environ 1,11% avec un écart-type de 9,3%.

En 1983 Mukherjee et Brill [23] ont travaillé à prédire la rétention de liquide pendant un écoulement en deux phases dans des conduites inclinées. Ils ont utilisé une installation expérimentale utilisant du kérosène et de l'huile lubrifiante comme phases liquides avec de l'air sur un tuyau en acier nominal de 1,5 diamètre intérieur pour des formes en U inversé de 56, 22 et 32 pieds de long.

En 1972, Aziz et Govier [24] ont mis au point une méthode de prédiction fondée sur des bases mécaniques et sonores pour le modèle d'écoulement couramment rencontré dans les puits de pétrole. Ils ont travaillé sur les données recueillies dans 48 puits de test (38 d'Espagnol, 1 d'Orkiszewski, 1 de Poettmann et Carpenter et 7 de fichiers de l'Office de conservation des ressources énergétiques). La précision était d'environ 8,9% d'erreurs absolues.

En 1976, Cornish [25] a utilisé un puits vertical avec un débit supérieur à 5 000 BBL / D dans des tubes. Le pétrole et le gaz ont été autorisés à couler simultanément. L'exactitude de la corrélation rapportée était d'environ 0,84% avec un écart-type de 2,06%.

En 1978, la corrélation de Gray [26] a été développée pour les puits de gaz produisant de petites quantités de liquide (eau et / ou condensat). Cette corrélation a résisté à l'épreuve du temps et donne généralement de bons résultats dans les puits de gaz pour des rapports de condensat-gaz jusqu'à environ 50 STB / MMscf et des ratios d'eau de production élevés.

En 1983, Brill et Hemanta [26] ont proposé un modèle empirique pour l'écoulement diphasique incliné, permettant la détermination du holdup liquide quelque soit l'angle d'inclinaison et la direction de l'écoulement, l'ensemble de ces corrélations sont dépendant des paramètres adimensionnels contrôlant la transition du régime d'écoulement

En 1986, Hasan et Kabir [27] ont proposé un modèle utilisé pour les puits déviés, le modèle prédit à la fois la configuration d'écoulement et le gradient de pression.

Il est basé sur des données expérimentales obtenues à partir d'un tuyau circulaire de 5 pouces pour des angles de déviation allant jusqu'à 30 degrés par rapport à la verticale.

En 1987 Minami et Brill [28] lancent une étude portant sur un modèle mécanistique pour un écoulement stratifié dans des conduites horizontales avec un tubing 3.068 pouces (diamètre intérieure) afin de prédire la rétention de liquide dans des conduites de gaz humides a été appliquée. Le kérosène et l'eau ont été utilisés comme liquide et l'air comme source de gaz. 57 points de données pour le kérosène / air, 54 points de données pour l'eau / air et 8 points pour l'eau plus le mélange tensioactif / air ont été utilisés pour étudier l'effet de la tension superficielle sur la rétention de liquide qui s'est avérée négligeable.

En 1990, Ansari [29] crée un autre modèle mécanistique composé d'un modèle de prévision du modèle d'écoulement et d'un ensemble de modèles indépendants permettant de prédire les caractéristiques d'écoulement, telles que le holdup liquide et la chute de pression dans les écoulements à bulles, à bulles et annulaires, a été développé. La performance du modèle a également été comparée à six corrélations empiriques couramment utilisées. La précision rapportée était d'environ 12,1% d'erreur absolue moyenne avec un écart-type de 17,1%.

En 1990, Xiao et al [30] présente un modèle mécanistique séparé pour le design des pipelines incorporant un modèle pour la prédiction du régime d'écoulement et les modèles séparés pour différents régimes d'écoulement.

En 1991, un modèle dynamique OLGA a deux fluides a été développé par Bendiksen et al [31]. Ce modèle a trouvé une marge d'application large dans la simulation des systèmes diphasiques, les régimes d'écoulements (stratifié, dispersé, annulaire, bulle et slug) ont été incorporé.

Pendant plus de 8 ans, l'équipe d'exploration de BP a recueilli des données sur les caractéristiques d'écoulement slug flux de nombreuses lignes afin de développer la corrélation de GRE en 1994. La corrélation prend en compte les paramètres de vitesse, de longueur et de holdup liquide. [32]

Dans une série de corrélations, Petroleum Experts ont incorporé des techniques issues de différentes corrélations pour améliorer la prédictibilité de leurs corrélations. Ils ont également incorporé les modèles mécanistes dans certaines de leurs corrélations récentes. [33]

Le modèle mécaniste unifié TUFFP est le résultat collectif de nombreux projets de recherche menés par TUFFP (TUPA University Fluid Flow Projects). Une version à 2 phases est disponible pour le flux gaz-liquide [Zhang et al], développement et validation et une version à 3 phases est disponible pour le flux de canalisation gaz-huile-eau [Zhang et Sarica]. Le modèle est valable pour tous les angles d'inclinaison, les diamètres de tuyaux et les propriétés du fluide. [34]

Le modèle Leda Point (PM) est un modèle applicable à tous les angles d'inclinaison, diamètres de tuyaux et propriétés des fluides. Le modèle à 2 phases prend en compte le flux gaz-liquide alors que le modèle à 3 phases prend en compte le flux gaz-huile-eau. [34]

Plusieurs travaux ont été effectués pour l'objectif d'étudier le profil du holdup et le régime d'écoulement dans les pipelines, néanmoins peu de travaux ou presque aucun des modèles cités n'a intégré l'écoulement monophasique et diphasique en un seul modèle. En pratique l'écoulement monophasique change souvent en diphasique et il peut encore redevenir monophasique durant son écoulement dans le pipeline. Il est impératif alors qu'un modèle hydrodynamique mono-biphasique décrive l'aptitude du changement de phase de notre fluide dans la canalisation. En effet, un modèle mono-diphasique a été développé par Niels H et Micheal Adewumi [35]

I.3. Développement de la Modélisation mathématique de l'écoulement d'un fluide multiphase à travers la duse :

Fortunati (1972) [36] a été le premier chercheur à présenter un modèle pouvant être utilisé pour calculer le régime d'écoulement critique et non-critique à travers la duse pour un écoulement bi-phasique. Ashford (1974) [37] a également développé une relation pour un régime critique pour un écoulement à deux phases basée sur les travaux de Ros (1960).

En 1974 Gould [38] a tracé la limite critique-sous-critique définie par Ashford, Ashford et Pierce (1975) [39] ont dérivé une équation permettant de prédire le rapport de pression critique, Leur modèle suppose que la dérivée du débit par rapport à la pression en aval est nulle dans des conditions critiques, Un ensemble d'équations a été recommandé pour les conditions d'écoulement critiques et non-critiques.

Pilehvari (1980, 1981) [40,41] a également étudié les écoulement dans la duse dans des conditions non-critiques.

En 1986, Sachdeva [42] a prolongé les travaux d'Ashford et Pierce (1975) et a proposé une relation permettant de prédire le rapport de pression critique. Il a également dérivé une expression pour trouver la limite entre les régimes critiques et non-critiques.

Surbey et al.(1988, 1989) [43,44] ont examiné l'application pour de différentes orifice de la duse pour des conditions d'écoulement critiques et non-critiques. Des relations empiriques ont été développées pour les systèmes de gaz et d'eau.

Al-Attar et Abdul-Majeed (1988) [45] ont comparé les modèles existants d'écoulement a travers la duse, La comparaison était basée sur les données de 155 tests de puits, Ils ont indiqué que la meilleure comparaison globale avait été obtenue avec la corrélation de Gilbert, qui prédit le taux de production mesuré avec une erreur moyenne de 6,19%..

Sur la base de l'équation d'énergie, Perkins (1990) [46]a dérivé des équations décrivant le régime d'écoulement multiphasique à travers la duse, Osman et Dokla (1990)[47] ont appliqué la méthode des moindres carrés aux données de terrain afin de développer des corrélations empiriques pour l'écoulement du condensat de gaz a travers la duse,. Des applications de ces model d'écoulement a travers la duse peuvent être trouvées ailleurs (Wallis[48], 1969; Perry[49], 1973; Ikoku[50], 1980; Nind[51], 1981; Bradley[52], 1987; Saberi, 1996[53]).

Conclusion :

Cette partie de l'étude bibliographique montre qu'il y a un effort significatif porté sur ce thème ainsi que sur les écoulements bi-phasiques dans les conduites. Plusieurs modèles ont été élaborés pour la prédiction de la chute de pression. Notamment les derniers modèles qui sont applicables à tous les angles d'inclinaison, diamètre des pipes et propriétés des fluides.

Les modèles pour calculer le régime d'écoulement à travers la duse pour un écoulement bi-phasique, représentent un intérêt particulier pour les pétroliers, surtout dans le cas de notre thème, et ce car l'optimisation du réseau de collecte est justement basé sur cette conception. Comme nous l'avons vu précédemment, plusieurs auteurs ont contribué au développement de ces modèles. Le modèle de Schadeva en est l'exemple le plus représentatif .Ce dernier ayant été codé dans certains logiciels de modélisation de réseau.

APERÇU SUR LA GEOLOGIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

II.1. Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et plus complexes gisements au monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie avoisinant de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. 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 [27].

II.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 650 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

En coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord [26]



Figure. II. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [28]

II.3. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeïfère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étende sur 53x44 km de superficie.

Il est limité :

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

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine. [29].

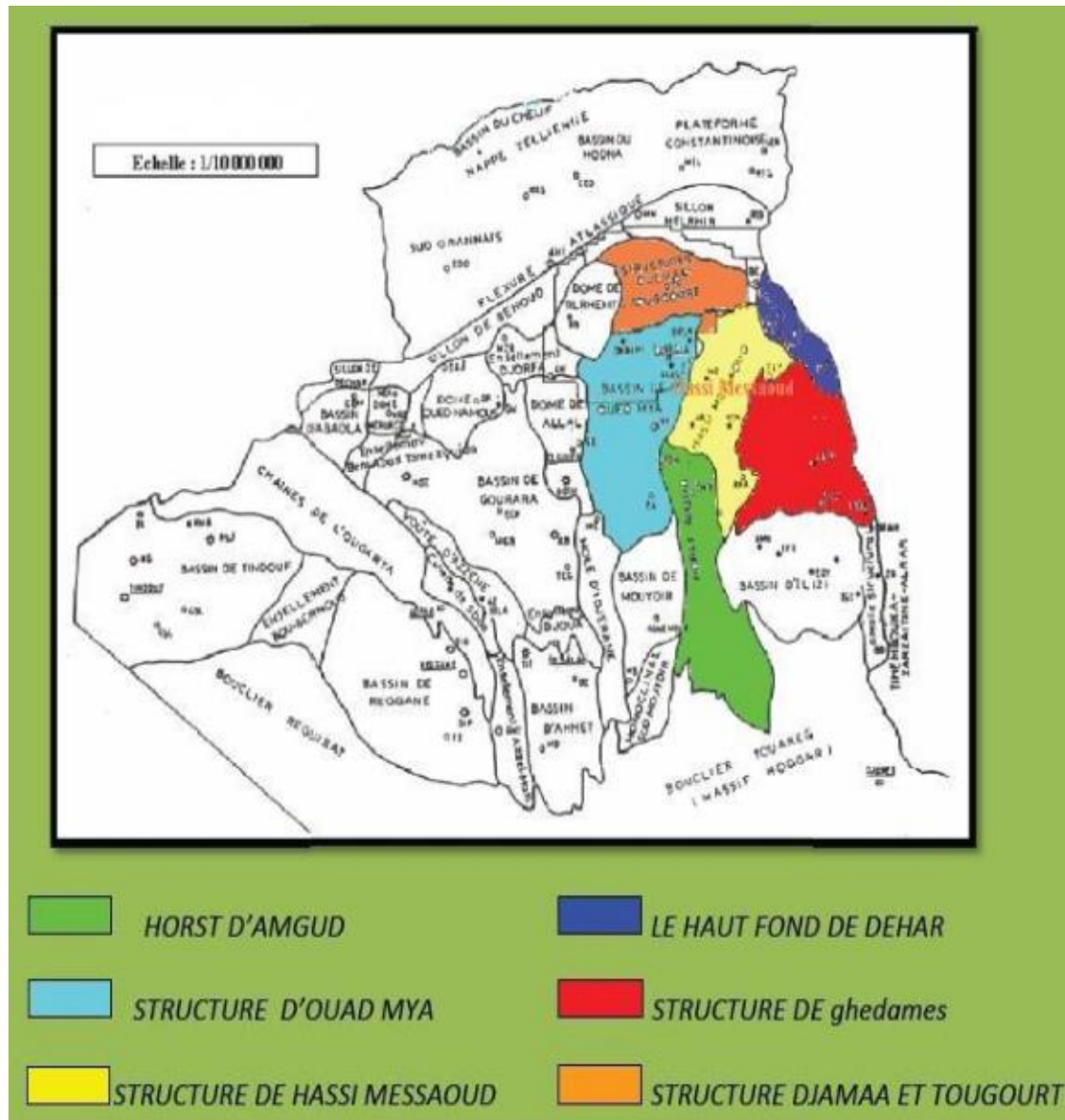


Figure. II.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud [29]

II.4. Eléments structuraux (structure du champ) :

La structure de Hassi Messaoud se développe en vaste anticlinal subcirculaire de 45 Km de diamètre, de direction : Nord-Est/Sud-Ouest.

L'image structurale du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grés cambro-ordoviciens.

La topographie Hassi Messaoud soumise à l'érosion pendant une très longue période qui a :

- fait disparaître les unités supérieures de réservoir dans les parties les plus hautes au centre du gisement.
- Largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures. Ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques.

Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes dont les directions sont :

- Nord Est- Sud-Ouest pour les failles régionales (échelle du champ).
- Est-Ouest, Nord-Ouest Sud Est pour les failles de plus faible échelle [28].

II.5. Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro – ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

II.6. Géologie du réservoir de Hassi – Messaoud :

Le cambrien :

Il est représenté par des niveaux gréseux hétérogènes fin à grossiers, recoupés par des pellicules siliceuses argilo – micacées, ces matériaux sont dit grès de Messaoud.

De bas en haut, le réservoir cambrien est divisé en quatre niveaux lithologiques R3, R2, Ra pour les grès de Hassi Messaoud et le Ri pour les grès de Hassi Messaoud et les grès d'El-Gassi.

A. Niveau R3:

Il se caractérise par :

- une épaisseur maximale non érodée de 270m
- Du sable et du gravier et autres minéraux tel que le Feldspath, le mica et la sidérite.
- De 30 % d'argile (illite et kaolinite) en moyenne.
- Il est très peu perméable.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

B. Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

Le R2C, et le R2AB, le niveau R2 se caractérise par :

- une épaisseur moyenne non érodée de 80 m
- Des grains d'une sphéricité améliorée.
- De 17 % d'argile en moyenne.
- Une perméabilité améliorée dans le R2AB.
- Sa saturation en eau est prendre en considération toujours

C. Niveau Ra :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne de 120 m.
- Une unité de sédimentation décimétrique a stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière.
- Les grains sont plutôt sphériques, mal classés.
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite).

- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sable grossier et bien classé à faible teneur en argile et de dépôts de sable plus ou moins fin et classé avec des intercalations d'argiles (silts) discontinues.
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle.

Le Ra est subdivisé à son tour en 3 zones de sédimentologie.

a) zone I :

Grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

- Drain D1.
- Drain ID (l'inter drain).
- Drain D2.

b) zone II :

(Fine intermédiaire) ou aussi Drain D3.

c) zone III :

(Grossière supérieure) ou Drain D4.

D. Niveau Ri (D5) :

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne non érodée de 45 m (lorsqu'elle n'est pas érodée)
Il se dépose sur le Ra et parfois directement sur le D3 lorsque le D4 ne s'est pas déposé, tel qu'à l'Est et au Sud Est du champ.

Sa composition est :

- De 30 % d'argile environ.
- Une faible taille des grains.
- Une bonne continuité des couches.
- Une faible perméabilité.
- Compaction des grés.[28]

II.7. Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes:

- Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation :

A. Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : OMO38, OMN14, OMPZ12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla. M : superficie de la zone à huile : 1600 km².

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km², 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

B. Le Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2.

II.8. 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 de dissolution de gaz Rs égal à 240 stm³ /m³, à l'Ouest il peut descendre jusqu'à 140 kg / cm², pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 stm³ / m³.

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

II.8.1. Les caractéristique des huiles :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- Point de bulle de 160 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.
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité $\mu = 0,2$ cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.

II.8.2. Les caractéristique de gaz associe :

Pour un point de bulle de 160 kg / cm² on a :

- Une viscosité de gaz est 0.02 cp
- Une compressibilité de 0.8 (bar)⁻¹ [14].

II.9. Problèmes d'exploitations rencontrées au champ Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud pose des problèmes de production qui sont généralement aggravés par les conditions sévères de températures et de pression régnant dans le gisement.

Le premier problème est dû aux dépôts d'asphaltenes dans le tubing.

Un second est dû à la présence d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing, des quantités d'eau même très faibles, sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts de sulfate de baryum sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans la collecte.

III.1. Introduction:

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent. La **Figure III.1** représente un système de production simple. Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

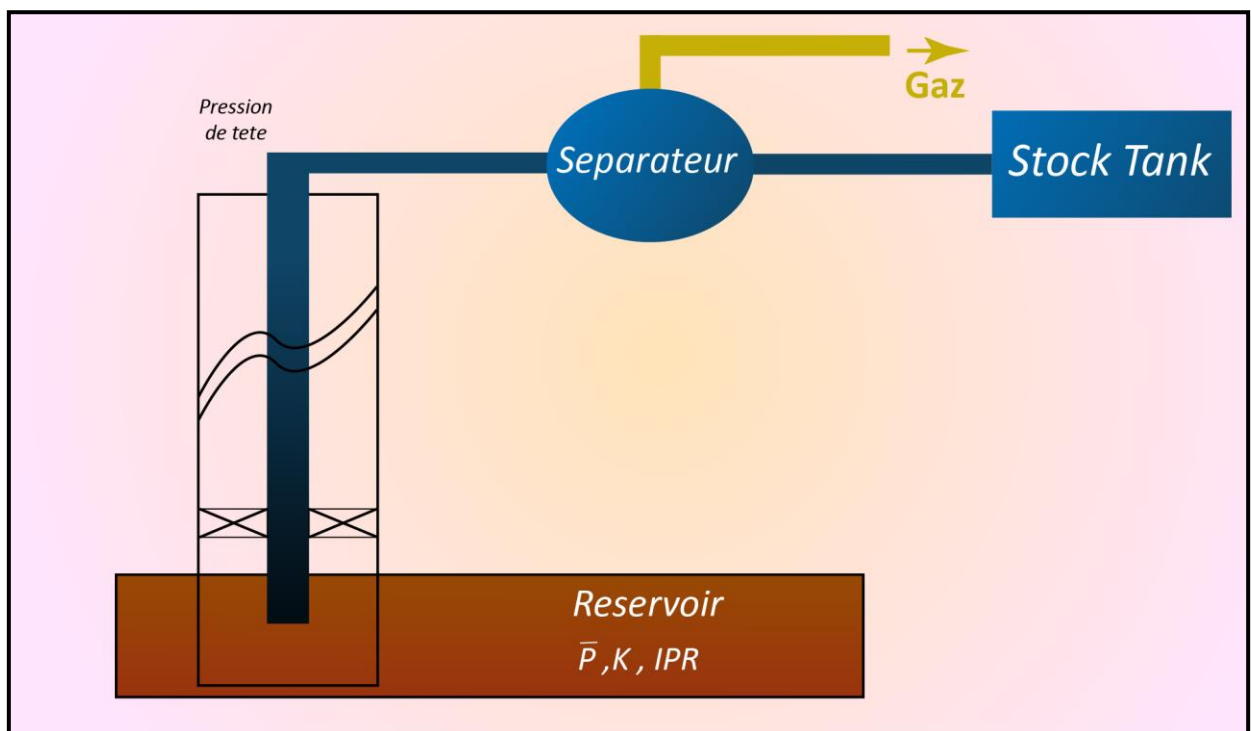


Figure III.1 : Système de production simple

La figure III.2 représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs} : \text{Perte de charge dans le milieu poreux}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} : \text{Perte de charge a travers la completions}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} : \text{Perte de charge a travers la restriction}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} : \text{Perte de charge a travers SSV}$$

$$\Delta P_5 = \Delta P_{wh} - \Delta P_{DSC} : \text{Perte de charge a travers la duse}$$

$$\Delta P_6 = \Delta P_{DSC} - \Delta P_{sep} : \text{Perte de charge dans le collecte}$$

$$\Delta P_7 = \Delta P_{wf} - \Delta P_{wh} : \text{Perte de charge dans le tubing}$$

$$\Delta P_8 = \Delta P_{wh} - \Delta P_{sep} : \text{Perte de charge dans le collecte}$$

Les différentes configurations des puits peuvent varier des systèmes simples (figure 1) à un système plus compliqué (figure III.2) ou toute autre combinaison ; la complétion la plus couramment utilisée aujourd'hui est la configuration de la figure III.2.

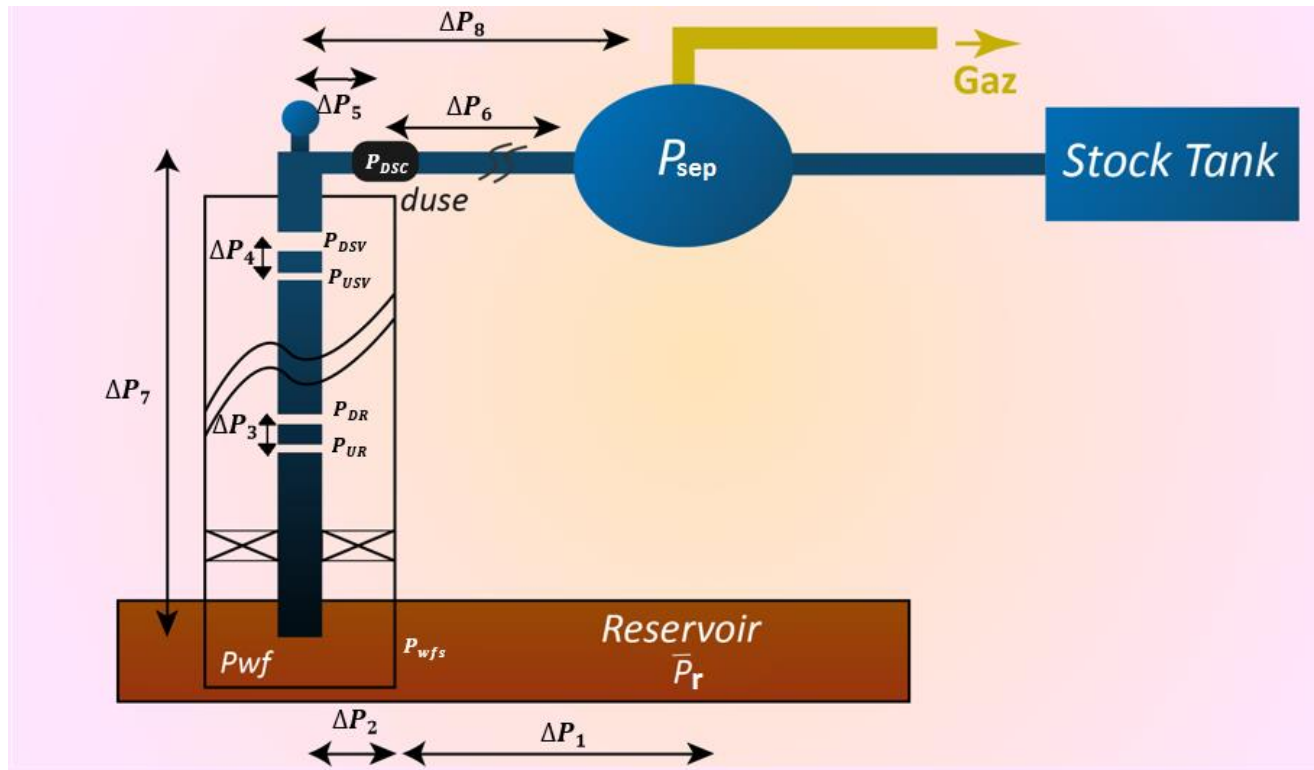


Figure III.2: Représentation de différentes pertes de charge du système de production.

III.2. Analyse Nodal :

III.2.1. Concept Nodal :

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans des différentes parties de notre système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

La figure II.3 montre l'emplacement des plusieurs nœuds. Les nœuds sont classés comme nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existant à travers lui peut être représenté par quelques fonctions mathématiques ou physiques.

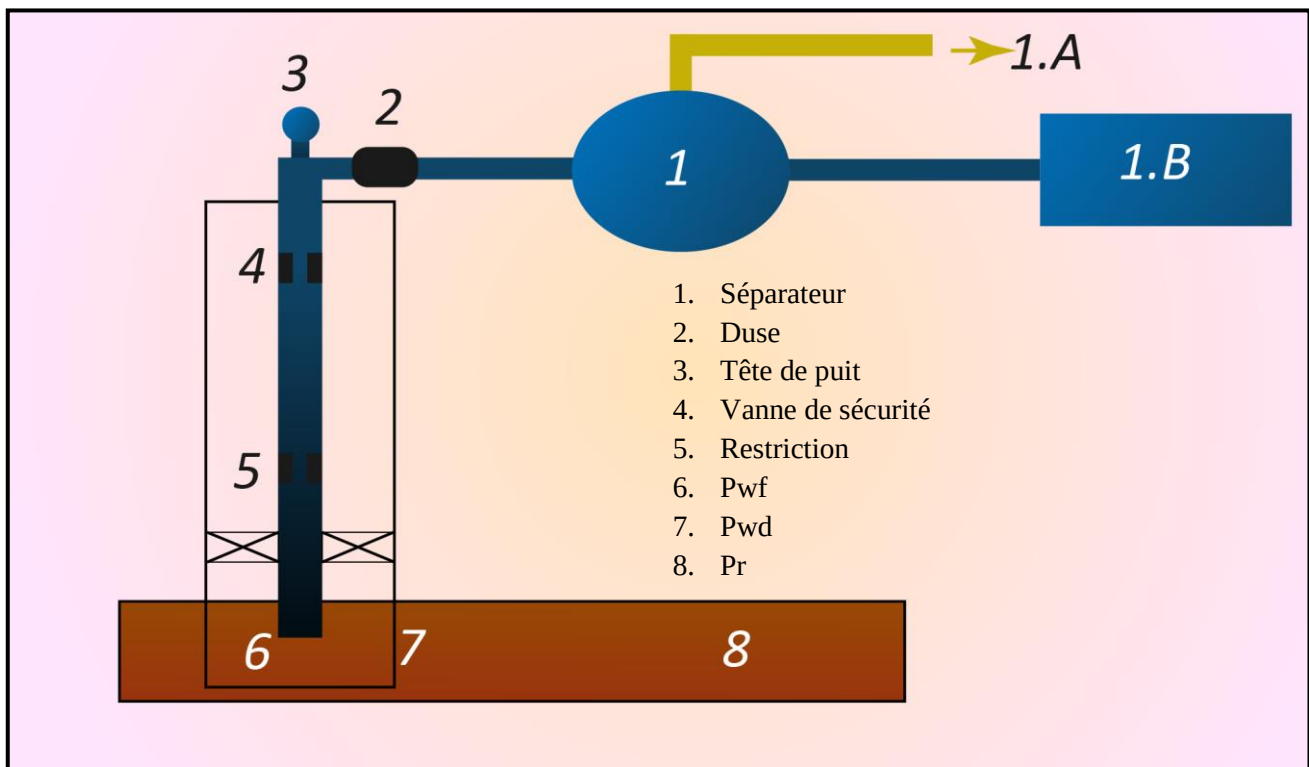


Figure III.3 : Emplacement des nœuds dans le système de production

Le nœud 1 représente la pression du séparateur qui est réglée habituellement à une valeur constante. La pression à nœud 1A est habituellement constante. La pression à nœuds 1B est constante et égale à zéro psig. Par conséquent, la pression du séparateur sera tenue constante à une valeur plus grande que les deux pressions de la phase gazeuse de nœud 1A et la phase liquide de nœud 1B. Dans cette étude, on assume une pression du séparateur constante pour tous les débits, et sera désigné comme nœud 1.

Note que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit ; ces pressions sont $\overline{P_r}$ et P_{sep} ou la pressions de la tête de puits si P_{wh} le puits est contrôlé par une duse

(surface choke). La sélection et le choix des différents composants est très important, mais à cause de l'interaction parmi eux, un changement dans la chute de pression dans un composant peut changer le comportement de la pression dans tous les autres (la compressibilité), donc nous pouvons optimiser la performance du système dans le chemin le plus économique en isolant l'effet de chaque composant sur la performance du système totale.

III.2.2. Procédure, Objectif et application de l'Analyse Nodal :

L'approche de l'analyse du système, ou l'Analyse Nodale a été appliquée pour analyser la performance des systèmes formés des composants ayant une interaction mutuelle. La procédure consiste à sélectionner un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds les plus utilisés sont montrés dans figure II.3. Tous les composants sont soit en amont du nœud (inflow), soit en aval (outflow).

A. Procédure :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

B. Objectif :

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- Déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- Sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gas lift) et optimiser cette méthode.
- Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- Vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

C. Application :

L'analyse nodale du système peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits d'huile ou de gaz. La procédure peut être appliquée à l'écoulement naturel et aux puits d'ascenseur artificiel (ex : Gas lift), si l'effet de la méthode d'ascenseur artificielle sur la pression peut être exprimé comme une fonction de débit. La procédure peut aussi être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée aux expressions de l'inflow et l'outflow ; quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont Optimiser :

- Dimension du tubing.
- Dimension du flow line.
- Diamètre de la duse
- Equipement d'ascenseur artificiel.
- Effet de la densité des perforations.

III.3. Performance de puit :

L'IPR (inflow Performance Relationship) d'un puits est la relation entre le débit et la pression au niveau du nœud (PWf dans notre cas le nœud est au fond de puits) ; l'IPR peut être illustré graphiquement en traçons Pwf en fonction du débit .Pour ceci, on a plusieurs méthodes empiriques qui sont développées, citons les méthodes qui suivent :

III.3.1. Loi de Darcy :

La loi fondamentale du mouvement d'un liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1856 mentionne que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = q / A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad (3.1)$$

Sous forme vectorielle on trouve :

$$\vec{v} = \left(\frac{k}{\mu} \right) \vec{\nabla} P \quad (3.2)$$

Avec : V : Vitesse apparente (cm/s).

Q : Débit volumétrique (cm³/s).

A : Section de passage de fluide (cm²).

K: Tenseur de perméabilité (md).

P : Pression (atm).

$\vec{\nabla}$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système des coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Ecoulement à faible vitesse (laminaire).
- Ecoulement permanent.
- Formation homogène.
- Absence de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

III.3.2. Méthode de l'indice de productivité :

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est défini comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$IP = \frac{Q_{liq}}{P_r - P_{wf}} \quad (3.3)$$

Q_{liq} : Débit liquide produit en STB/day

$P_r - P_{wf}$: Draw-down sur la formation en psi

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production évoluent d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique aux abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

III.3.3. Méthode de Vogel :

L'indice de productivité comme présenté ci-dessus semble indépendant du "draw-down". Dans la plupart des puits, c'est rarement le cas, à l'exception parfois d'une petite plage dans les faibles "draw-down". Tant que le pétrole est produit seul sans gaz ni eau, l'IP sera pratiquement indépendant du "draw-down" et la formule (3-3) 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. Il a écrit l'équation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.4)$$

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

En utilisant la courbe d'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 .

Application de la méthode de Vogel :

Réservoir saturé ($P_R \leq P_b$):

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \quad (3.5)$$

Réservoir sous saturé ($P_R \geq P_b$):

$$q_0 = J \cdot (\overline{P_R} - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \text{ Pour } P_{wf} \leq P_b \quad (3.6)$$

$$J = \frac{q_0}{P_R - P_{wf}} \text{ pour } P_{wf} \geq P_b \quad (3.7)$$

III.3.4. Modification de Standing :

La méthode présentée par Vogel pour générer les IPR ne considère pas le changement de la perméabilité absolue du réservoir. Standing propose une procédure pour modifier la méthode de Vogel pour qu'elle tienne compte de l'endommagement ou de la stimulation du réservoir.

Le degré d'altération de la perméabilité peut être exprimé en termes de rapport de productivité (PR) ou efficacité d'écoulement (FE) : Flow Efficiency.

$$FE = \frac{\text{Drawdown ideal}}{\text{Drawdown actuel}} = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \quad (3.8)$$

L'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)_{FE=1}}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (3.9)$$

Une relation reliant P_{wf} , P'_{wf} et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation (3.8 - 3.9) pour P'_{wf} :

$$\left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right) = 1 - FE + FE \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \quad (3.10)$$

$$\frac{q_0}{q_{0(max)_{FE=1}}} = 1.8FE \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0.8FE^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (3.11)$$

La contrainte pour l'application de cette équation est que P'_{wf} doit être supérieure à 0

$$\text{Ou : } P_{wf} \geq \bar{P}_R \left(1 - \frac{1}{FE} \right) \quad (3.12) \quad \text{cette contrainte est toujours satisfaite si } FE \leq 1$$

Pour tenir compte des cas $FE > 1$ ou Harrison a introduit la relation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)_{FE=1}}} = 1.2 - 0.2e^{\left(1.792 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)} \quad (3.13)$$

Dans le cas d'un réservoir sous saturé, l'équation de Vogel peut être modifiée pour (FE#1) on obtient:

$$q_0 = J(\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1.8} \left(1.8 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8(FE) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad (3.14)$$

III.3.5. Méthode de Fetkovich :

Fetkovich a proposé une méthode pour établir l'IPR pour un puits de huile en utilisant le même type des équations qui ont été utilisées pour analyser les puits du gaz, la forme générale de méthode Fetkovich est:

$$q_L = C(\overline{P}_b^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.15)$$

q_L : Débit de liquide.

C : Coefficient de l'écoulement $\left(\frac{STB}{DAY.PSIG^{2n}} \right)$

n : Constante qui dépend des caractéristiques du puits.

Pour déterminer la valeur de n et C on doit effectuer un test appelé (isochrone test) ou flow after flow test dans lequel on produit avec des valeurs de débit croissantes pendant des intervalles du temps égaux

III.3.6. Méthode de Jones Blount :

En 1976, J. B ont étudié l'effet de la turbulence (où la loi de Darcy n'est pas applicable) sur la performance du puits :

$$\overline{P}_R - P_{wf} = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \quad \text{cas huile} \quad (3.16)$$

$$\overline{P}_R^2 - P_{wf}^2 = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \quad \text{cas gaz} \quad (3.17)$$

III.3.7. Construction de l'IPR pour des cas spéciaux :

A. Puits horizontaux:

Il devient plus pratique de compléter des puits en forant un drain horizontal dans la zone productrice. Cette méthode de complétion peut avoir plusieurs avantages en le comparant à la complétion verticale conventionnelle. La génération des données pour construire un IPR est mieux avec un modèle numérique de réservoir, et cela a été discuté par Sherrard et Al. Ils ont aussi rapporté que la forme d'IPR mesuré pour des puits horizontaux complétés dans le champ de Prudhoe Bay était semblable à ceux prédits par la méthode de Vogel ou Fetkovitch. L'indice de la productivité a diminué avec l'augmentation de drawdown. L'indice J de la productivité a été donnée par Giger, al comme suit

$$J = 0.00708 \cdot \frac{K_H}{\mu \cdot B \cdot X} \quad (3.18)$$

$$X = \frac{1}{h} \ln \left(1 + \frac{\sqrt{1 + \left(\frac{L}{2re} \right)^2}}{\frac{L}{2re}} \right) + \frac{B^2}{L} \left(\frac{h}{2rw} \right) \quad (3.18. a)$$

$$B = \sqrt{K_H/K_V} \quad (3.18. b)$$

K_H : Perméabilité effective de huiler dans la direction horizontale(md).

K_V : Perméabilité effective dans la direction verticale (md).

L : Longueur de la section horizontale (feet).

h : Épaisseur verticale de la formation (feet).

Bendekhlia et Aziz ont utilisé un modèle complexe de réservoir pour construire l'IPR pour plusieurs puits et a trouvé que l'équation Vogel est exprimée comme:

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = \left(1 - V \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \right)^n \quad (3.19)$$

Pour appliquer cette équation aux données du puits au moins trois tests stables sont exigés pour évaluer les trois inconnus, q_0 , V et n ; mais si on a seulement deux tests stables disponibles nous pouvons appliquer l'équation de Fetkovich.

B. Waterflood puits (puits à aquifère actif) :

La performance d'un puits producteur dans un réservoir alimenté par un aquifère actif peut être influencée par le fait que la pression statique de réservoir reste habituellement constante et la pression de bulle peut-être assez basse, aussi la saturation de l'eau dans le réservoir changera avec le temps, en causant le changement de l'indice de productivité de liquide.

L'indice de productivité totale du liquide est exprimé par :

$$J = \frac{0.00708 \cdot K}{\ln\left(\frac{0.472re}{rw}\right) + S} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right) \quad (3.20)$$

C. Formation stratifiée (à plusieurs couches productrices) :

Étant donné le cas où, $\overline{P_{R2}} > \overline{P_{R1}}$ si $P_{wf} > \overline{P_{R1}}$ le liquide coulera de la zone2 vers la zone 1, il n'y aura aucune production jusqu'à ce que la pression du wellbore soit assez basse afin que le débit de l'écoulement de la zone de pression le plus haute soit supérieur au débit qui entre dans la zone de pression le plus faible, cette valeur de pression du wellbore à laquelle la production nette commence doit être déterminée pour construire un IPR total.

En prenant $q_1 = q_2$

$$q_2 = J_2(\overline{P_{R2}} - P_{wf*}) = q_1 = J_1(P_{wf*} - \overline{P_{R1}}) \quad (3.21)$$

Avec : q_1 : Débit de la zone1.

q_2 : Débit de la zone2.

$$\text{ou : } P_{wf*} = \frac{\overline{P_{R1}} + \overline{P_{R2}} \left(\frac{J_2}{J_1} \right)}{1 + \frac{J_2}{J_1}} \quad (3.21. a)$$

III.4. Pertes de charge dans le tubing :

III.4.1. Ecoulement Multiphasique :

Les mécanismes gouvernant les écoulements multiphasiques sont au carrefour de plusieurs disciplines. Il s'agit en effet de mécanique des fluides, éventuellement couplée à la thermique, de la thermodynamique, des changements de phases, des transferts de masse et des réactions chimiques.

En outre, les écoulements multiphasique peuvent présenter plusieurs configurations telles que des cas où une phase est finement dispersée dans une autre (bulles, petits particules) où les phases présenter sous forme de strates (eau et huile dans une conduite horizontale).

L'un des paramètres clés pour la modélisation d'un écoulement multiphasique en conduite est la concentration locale ou fraction volumique occupée par chaque constituant. En effet, on peut se convaincre de manière intuitive que la masse volumique moyenne du mélange va jouer un grand rôle notamment pour les pertes de charges. Or, il existe divers régimes d'écoulement. Pour une même concentration délivrée à l'entrée de la tuyauterie, on peut ainsi avoir d'importantes variations de la concentration locale selon l'inclinaison de la conduite. On sent bien la difficulté de décrire précisément avec un seul modèle une telle variété de situation. On doit alors faire appel à de nombreuses approximations et à des modèles différents selon le degré de finesse de la description que l'on souhaite.

III.4.2. Définition du variable en écoulement multiphasique :

Avant de mettre le problème d'un écoulement multiphasique sous la forme d'un modèle mathématique, on doit décider quelles sont les paramètres contrôlant l'écoulement multiphasique, comme des vitesses ou bien des concentrations. La première question est donc de bien préciser ces différents paramètres.

A. Holdup Liquide (HL) (fraction volumique) :

Appelée également taux de vide dans le cas particulier d'un écoulement liquide / vapeur, est le volume du liquide L dans un segment de la conduite divisé par le volume de ce segment à un instant (t).

$$H_L = \frac{\text{volume de liquide dans le segment}}{\text{volume du segment de la conduite}}$$

Le volume du segment est choisi grand devant les fluctuations que l'on veut lisser, mais petit devant les variations globales qu'on souhaite étudier.

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

Le gaz Holdup est: $H_g = 1 - H_L$ (4.1)

Dans le cas de non glissement, elle peut être calculée directement à partir de débit de liquide et du gaz:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (4.2)$$

Le hold-up gaz de non glissement est :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L \quad (4.3)$$

B. Les vitesses :

B.1 Vitesse superficielle

Pour la phase i, on définit :

$$v_{is} = \frac{q_i}{A} \quad (4.4)$$

A : Section de la conduite.

Son interprétation est la suivante : il s'agit de la vitesse qu'aurait la phase i si elle s'écoulait seule a travers la section transversale de la conduite (A), on définit également la vitesse du mélange

$$v_m = \frac{q_i}{A} = \sum v_{is} \quad (4.5)$$

B.2 Vitesse moyenne

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

$$v_i = \frac{q_i}{AH_i} \quad (4.6)$$

B.2 Vitesse de glissement

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad (4.7)$$

C. Masse volumique :

On suppose qu'il n'y a pas de glissement entre l'eau et l'huile donc :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (4.8)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (4.9)$$

$$f_w = 1 - f_o \quad (4.10)$$

La masse volumique de mélange peut être déterminé par les équations suivantes :

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \quad (4.11) \quad \text{Slip density}$$

$$\rho_{ns} = \rho_L \cdot \lambda_L + \rho_g \cdot \lambda_g \quad (4.12) \quad \text{No slip density}$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \quad (4.13) \quad \text{Kinitic density}$$

D. Viscosité :

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \quad (4.14) \quad \text{slip density}$$

$$\mu_n = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \quad (4.15) \quad \text{No slip density}$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \quad (4.16) \quad \text{Kinitic density}$$

E. Nombre de Reynolds :

$$N_{Re} = \frac{\rho_m V_m D}{\mu_m} \quad (4.17)$$

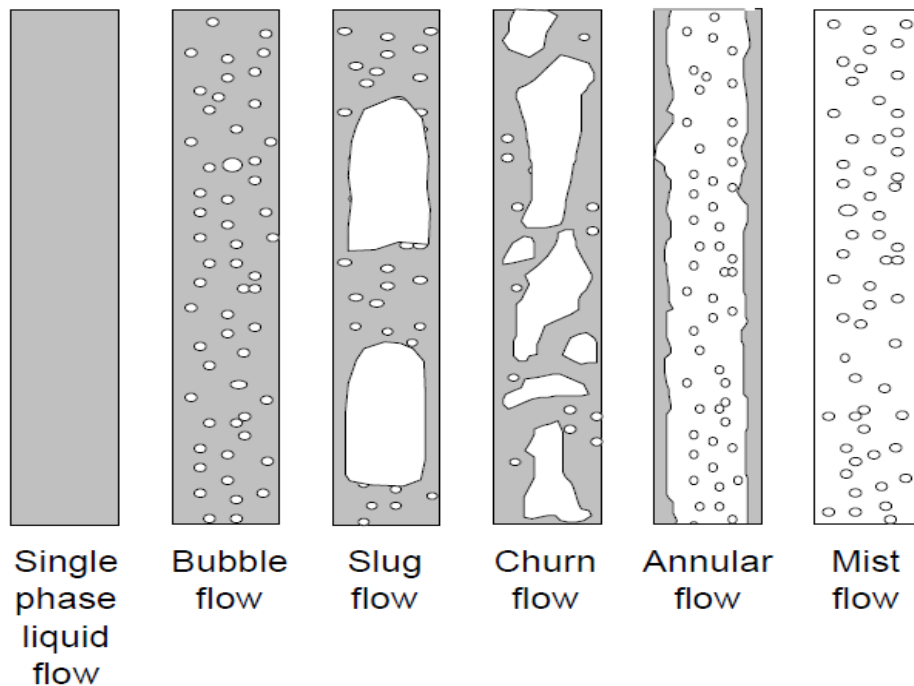
III.4.3. Configuration des écoulements :

Un écoulement multiphasique en conduite peut présenter diverses organisations spatiales pour les phases. On distingue ainsi :

- Régimes dispersés : homogènes en r et z , par exemple un écoulement à bulle
- Régimes séparés : non homogènes en r , homogènes en z , par exemples un écoulement stratifié
- Régimes intermittents : non homogènes en z et localement non stationnaires, par exemple le régime ‘‘slug flow’’

La topologie de l'écoulement va dépendre des paramètres suivants :

- Conditions d'opération (pression, température, apport de chaleur)
- Propriétés physiques des phases (densité, viscosité)
- Débits de chaque phase
- Géométrie et l'orientation de la conduite

Ecoulements verticaux :**Figure III.4** : Configurations d'un écoulement vertical

La figure ci-dessus présente les principales configurations rencontrées en conduite verticale pour des écoulements bi-phasique (liquide/ vapeur). Dans le cas de l'écoulement de deux liquides immiscibles (eau/huile), on rencontre les mêmes régimes.

- Pour des fortes vitesses de liquide et de faible vitesse de vapeur, on se retrouve en présence d'écoulement dispersés à bulle (Bubble flow). Plus l'écoulement est turbulent et plus ces bulles vont fragmenter.
- Pour des faibles vitesses de liquide, on observe des écoulements intermittents. Tout d'abord, on obtient un écoulement à poche (slug flow). Il s'agit d'un écoulement intermittent constitué de poche de vapeur allongée, avec un avant arrondi et un arrière plat (bulles de Taylor). Lorsque la vitesse de vapeur augmente, les poches de vapeur vont se fractionner et l'écoulement va être de plus en plus désordonné. Il s'agit d'un écoulement qui tend à devenir annulaire mais où la vitesse de vapeur n'est assez importante et le film liquide en paroi retombe périodiquement. On a alors un écoulement pulsatile, où semi-annulaire (churn flow).
- Pour des grandes vitesses de vapeur, le film liquide va être plaqué en paroi et on aura un écoulement annulaire (annular flow), avec des gouttelettes transportées au cœur de la conduite, où bien un écoulement à brouillard (mist flow)

Ecoulements horizontaux

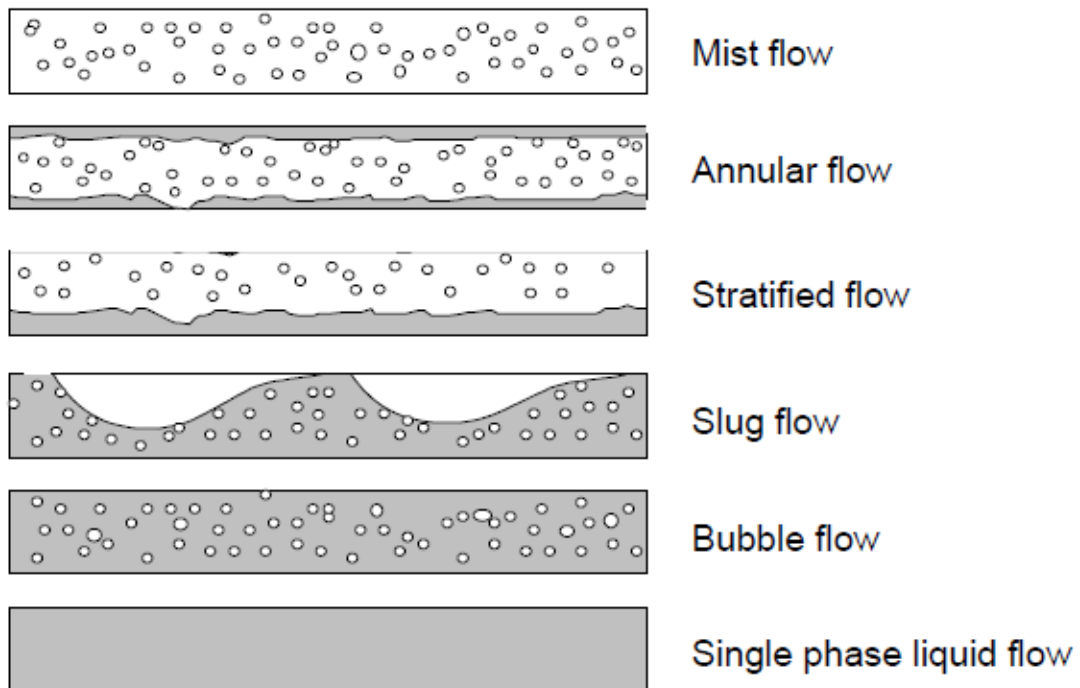


Figure III.5 : Configurations d'un écoulement horizontal

En conduite horizontale, la pesanteur va avoir tendance à créer une stratification si les phases ont des densités différentes. La figure ci-dessus présente les configurations schématisées rencontrées en écoulement vapeur/liquide en conduite horizontale.

- Pour des faibles vitesses de liquide et de vapeur, les écoulements sont laminaire et le régime est séparé stratifié lisse
- Si la vitesse de vapeur augmente, on obtient un régime séparé à vague (stratified flow)
- Si la vitesse de vapeur augmente encore, on obtient un régime annulaire (annular flow)
- Pour des vitesses de liquide moyenne, on observe des régimes intermittents de type bouchons (slug flow)
- Pour des vitesses de liquide importantes, on observe des régimes dispersés à bulles (Bubble flow)

III.4.4. Prédiction des pertes de charge en écoulement bi-phasique :

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

- Terme d'élévation où le terme statique.
- Terme de frottement (friction).
- Terme d'accélération

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important. L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique où polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe (Figure II.7) est donnée par :

$$\text{Perte de charge totale} = \text{Perte de charge par friction} + \text{Perte de charge par élévation} + \text{Perte de charge par accélération}$$

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dl}\right)_{accélération} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{élévation} + \left(\frac{dP}{dl}\right)_{friction} \quad (4.18)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{total} = \frac{g}{gc} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2gcD} + \frac{\rho V dV}{gcdl} \quad (4.19)$$

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{total} = \frac{g}{gc} \rho_m \sin \theta + \frac{f \rho_m V_m^2}{2gcD} + \frac{\rho_m V_m dV_m}{gcdl} \quad (4.20)$$

Où :

ρ_m : Densité du mélange. (kg/m^3)

V_m : Vitesse du mélange. (m/s)

D : Diamètre de la pipe. (m)

g_c : Facteur de conversion.

f_m : Facteur de frottement du mélange.

Il est en fonction de Re , ε , D .

g : Accélération de la gravité ($9,81 m/s^2$).

θ : Pente de la conduite. (Degré)

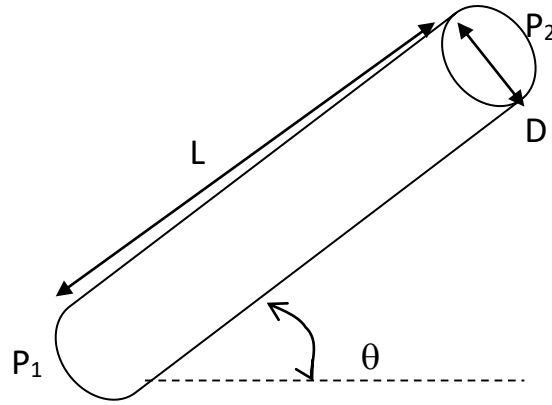


Figure III.6 : Schéma d'une conduite inclinée

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

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

Tableau III.1 : Pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m V_m dV_m}{g c d l} \quad (4.21)$$

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

Pour déterminer ce terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up ($\rho_s = \rho_l H_L + \rho_g H_g$).

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

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{gc} \rho_m \sin \theta \quad (4.22)$$

Le terme de friction due aux forces de frottements.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} = \frac{f \rho_m V_m^2}{2gcD} \quad (4.23)$$

Les principales corrélations pour le calcul des pertes de charge :

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le gradient de pression dans un écoulement vertical, incliné et horizontal multiphasique.

On distingue trois catégories de corrélations pour estimer les pertes de charge

- Catégorie a : la configuration est non considérée et la vitesse de glissement est nulle.
- Catégorie b : la configuration est non considérée et la vitesse de glissement non nulle.
- Catégorie c : la configuration est considérée et la vitesse de glissement non nulle.

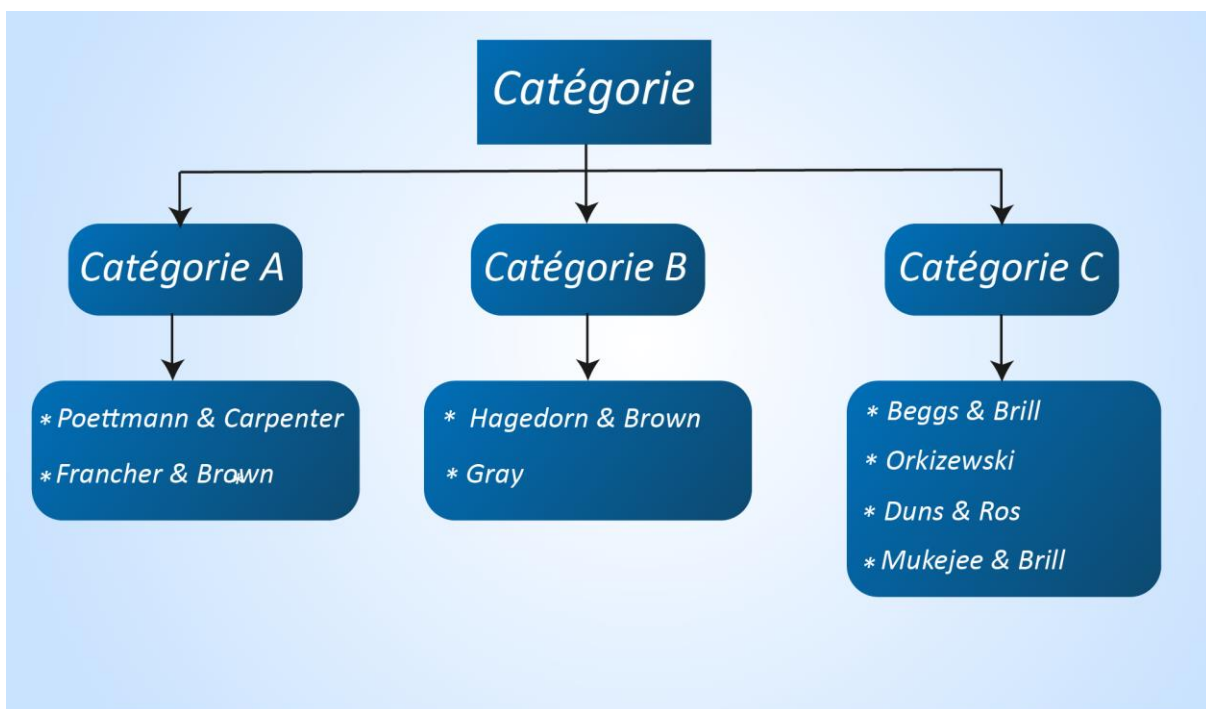


Figure III.7 : Classifications des corrélations par catégorie

Catégorie A

On remplace l'écoulement diphasique par un pseudo-fluide monophasique dont les propriétés (vitesse, masse volumique, viscosité) sont les moyennes du mélange obéissant aux lois d'un écoulement monophasique.

Catégorie B

Dans le cas d'un écoulement avec glissement, il devient nécessaire d'utiliser des corrélations empiriques pour calculer la fraction volumique.

Exemple :(Hagedorn and Brown pour un écoulement vertical)

1. Les nombres adimensionnels :

$$N_{LV} = 1.938 V_{SL} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.24)$$

$$N_{gV} = 1.938 V_{Sg} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.25)$$

$$N_d = 120.872 d \sqrt{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.26)$$

$$N_L = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{1 / \rho_L \sigma_L^3} \quad (4.27)$$

Avec : V_{SL} : ft/sec

V_{Sg} : ft/sec

ρ_L : lbm/ft³

σ_L : dynes/cm

μ_L : cp

d : ft

Quand le liquide comprend à la fois de l'eau et de l'huile :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (4.28)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (4.30)$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (4.31)$$

Avec :

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (4.32)$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = 1 - f_o \quad (4.33)$$

2. Déterminer la valeur de CN_L à partir du graphe suivant (N_L vs CN_L)

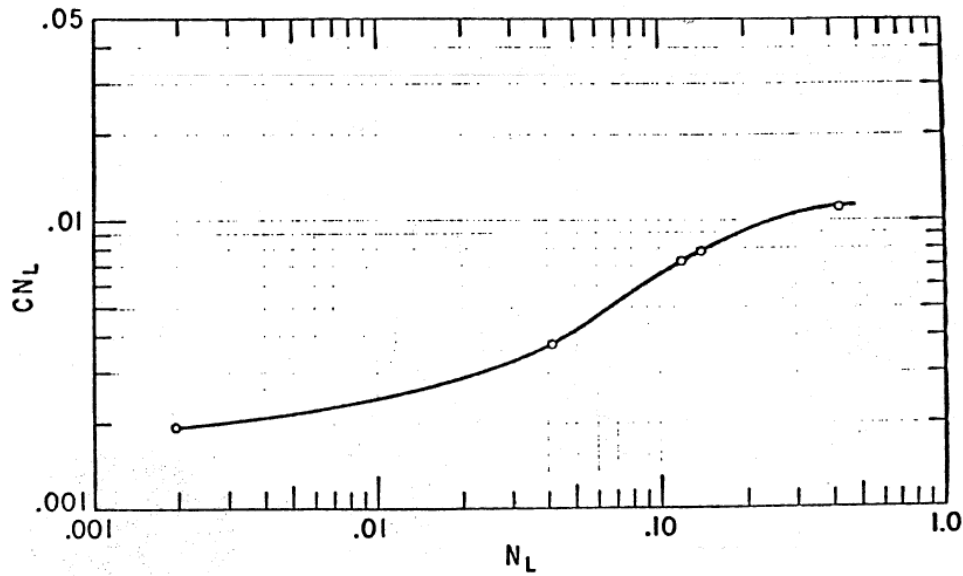


Figure III.8 : Corrélation de coefficient de viscosité

3. Déterminer la valeur de $\frac{H_L}{\psi}$ à partir du graphe suivant $\left(\frac{N_{LV}}{N_{gV}^{0.575}} \right) \left(\frac{p}{p_a} \right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_d} \right)$ vs $\frac{H_L}{\psi}$

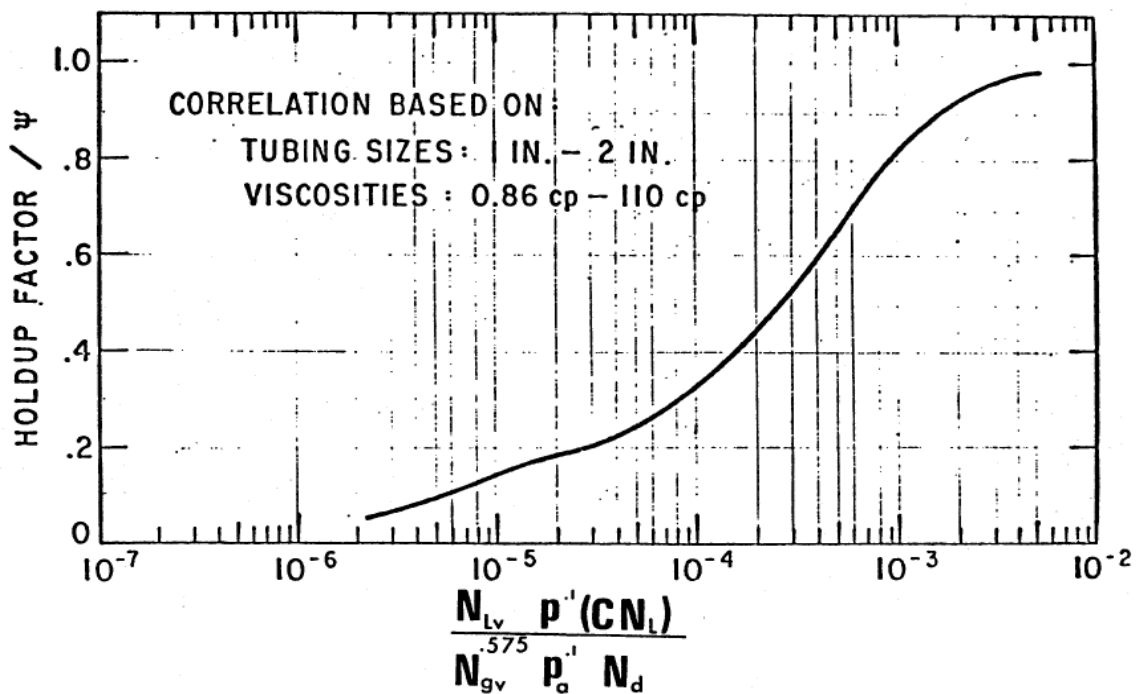


Figure III.9 : Corrélation de facteur de Holdup

4. Déterminer la valeur de ψ à partir du graphe suivant $\left(\frac{N_{gv} N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}} \right)$ vs ψ :

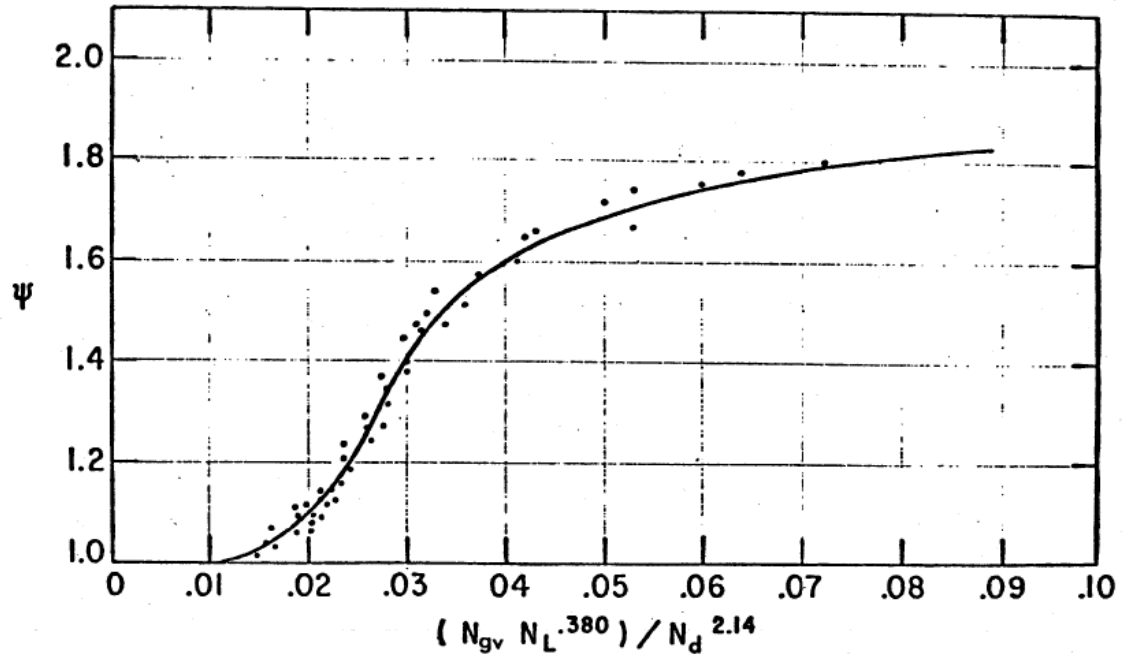


Figure III.10 : Corrélation de facteur de correction

5. calculer la valeur de la fraction volumique $H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \psi$ (4.35)

7. calculer les pertes de charge par élévation :

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{g}{g_c} (\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)) \quad (4.36)$$

8. calculer les pertes de charge par frottement :

$$\left(\frac{dp}{dZ} \right)_f = \frac{f \rho_f v_m^2}{2 g_c d} \quad (4.37)$$

Avec :

$$\rho_f = \frac{\rho_n^2}{\rho_s} \quad (4.38)$$

Cette équation peut être écrite sous forme de débit massique en multipliant et divisant par le carré de la surface transversale de pipe :

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{fw^2}{2g_c d A^2 \rho_s} \quad (4.39)$$

L'équation donnée par Hagedorn et Brown :

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{fw^2}{2.9652 \times 10^{11} \rho_s d^5} \quad (4.40)$$

Avec :

w : Débit massique, $\left(\frac{\text{lbm}}{\text{day}}\right)$

ρ_s : Densité avec glissement (lbm/ft^3)

d : Diamètre intérieur de pipe (ft)

f : Facteur de frottement

9. calculer les pertes de charges par accélération

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta v_m^2}{2g_c dZ} \quad (4.41)$$

Avec :

$$\Delta v_m^2 = v_m^2(P_1, T_1) - v_m^2(P_2, T_2) \quad (4.42)$$

Si on définit E_k comme :

$$E_k = \frac{dZ}{dp} \left(\frac{dp}{dZ}\right)_{acc} = \frac{\rho_s \Delta v_m^2}{2g_c dp} \quad (4.43)$$

Le gradient de pression totale devient :

$$\frac{dp}{dZ} = \frac{\left(\frac{dp}{dZ}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ}\right)_f}{1 - E_k} \quad (4.44)$$

Catégorie C

Bien que le modèle homogène et le modèle de glissement puissent donner de bon résultat lorsque le rapport de glissement est proche de 1, il n'est en général pas applicable dans la majorité des situations car la perte de pression dépend fortement des régimes d'écoulement. Sa prédiction donc requiert l'emploi des corrélations pour déterminer d'abord les régimes d'écoulement dans la conduite.

Exemple Duns et Ros (écoulement vertical)

1. calculer les nombres adimensionnels

$$N_{LV} = 1.938 V_{SL} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.45)$$

$$N_{gV} = 1.938 V_{sg} \sqrt[4]{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.48)$$

$$N_d = 120.872 d \sqrt{\rho_L / \sigma_L} \quad (4.46)$$

$$N_L = 0.15726 \mu_L \sqrt[4]{1 / \rho_L \sigma_L^3} \quad (4.49)$$

$$L_S = 50 + 36 N_{LV} \quad (4.47)$$

$$L_m = 75 + 84 N_{LV}^{0.75} \quad (4.50)$$

L_1 et L_2 à partir du graphe suivant (N_d vs L_1, L_2) :

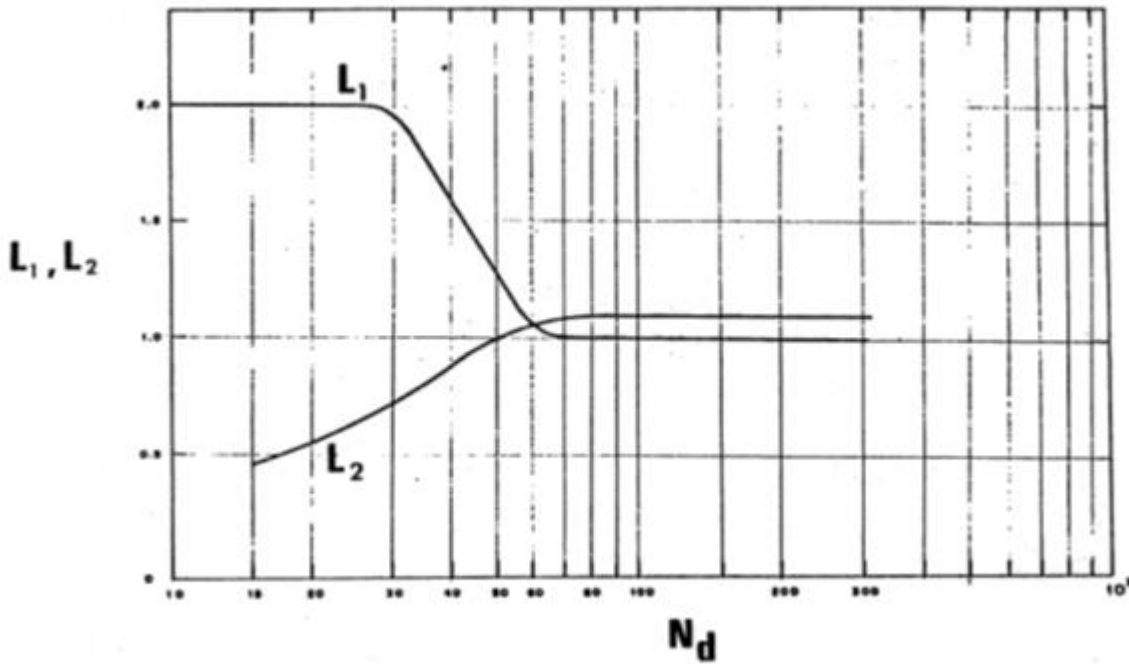


Figure III.11 : Nombre de régime d'écoulements

Duns et Ros ont défini la vitesse de glissement adimensionnel suivant :

$$s = V_s \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L g} \right)^{1/4} \quad (4.51)$$

Avec :

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{1 - H_L} - \frac{V_{SL}}{H_L} \quad (4.52)$$

NB : la corrélation pour S est différente pour chaque régime d'écoulement :

L'équation de liquide holdup sera :

$$H_L = \frac{V_s - V_m + ((V_m - V_s)^2 + 4V_s V_{sL})^{1/2}}{2V_s} \quad (4.53)$$

Avec :

$$V_m = V_{sg} - V_{sL} \quad (4.54)$$

La procédure pour le calcul de gradient de pression d'élévation est :

- 1- Calculer la vitesse de glissement adimensionnel S .
- 2- Résoudre l'équation S , pour trouver la vitesse de glissement V_s
- 3- Calculer le liquide holdup, H_L
- 4- Calculer la densité de mélange $\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g(1 - H_L)$
- 5- Calculer le gradient de pression d'élévation

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} = \frac{g}{g_c} \rho_s \quad (4.55)$$

1. Calculer la vitesse de glissement adimensionnelle S pour le bubble flow et le slug flow

○ **Bubble flow :**

$$0 \leq N_{gv} \leq L_1 + L_2 N_{LV} \quad (4.56)$$

$$S = F_1 + F_2 N_{LV} + F_3' \left(\frac{N_{gv}}{1 + N_{LV}} \right)^2 \quad (4.57)$$

$$F_3' \text{ est obtenue par : } F_3' = F_3 - \frac{F_4}{N_d} \quad (4.58)$$

F_1, F_2, F_3, F_4 sont déterminées à partir des graphes suivants :

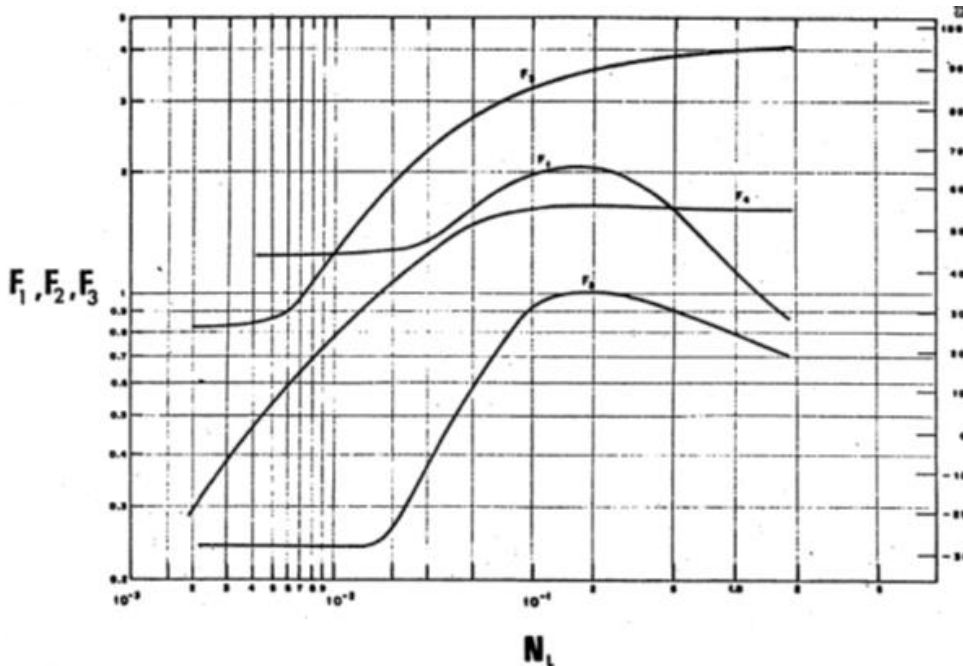


Figure III.12 : Vitesse de glissement adimensionnel pour l'écoulement à bulle

Terme de frottement est donné par :

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f_m \rho_L v_{sL} v_m}{2g_c d} \quad (4.59)$$

Duns et Ros définirent f_m comme suit :

$$f_m = f_1 \cdot \frac{f_2}{f_3} \quad (4.60)$$

f_1 est obtenue à partir de diagramme de Moody.

f_2 est déterminé à partir du graphe suivant :

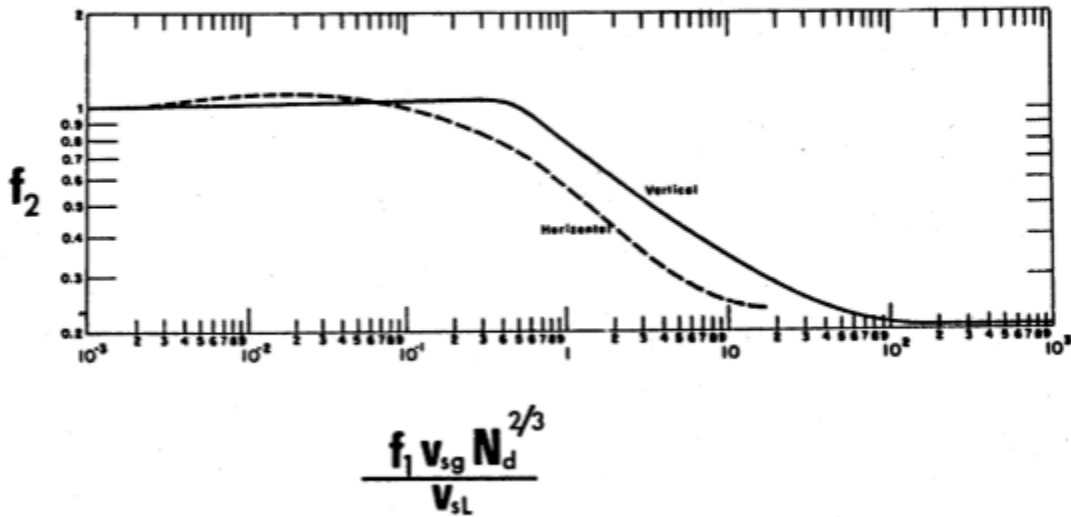


Figure III.13: Facteur de friction corrigé pour l'écoulement à bulle

f_3 est calculer la l'équation suivante :

$$f_3 = 1 + f_1^2 \sqrt{\frac{v_{sg}}{50v_{sL}}} \quad (4.61)$$

Le terme d'accélération :

Le terme d'accélération est considérer négligeable dans le régime a bulle.

○ **Slug flow :**

$$L_1 + L_2 N_{Lv} \leq N_{gv} \leq L_s \quad (4.62)$$

$$S = (1 + F_5) \frac{(N_{gv})^{0.982} + F'_6}{(1 + F_7 N_{LV})^2} \quad (4.63)$$

Avec :

$$F'_6 = 0.029 N_d + F_6 \quad (4.64)$$

F_5, F_6 et F_7 sont déterminés par le graph suivant :

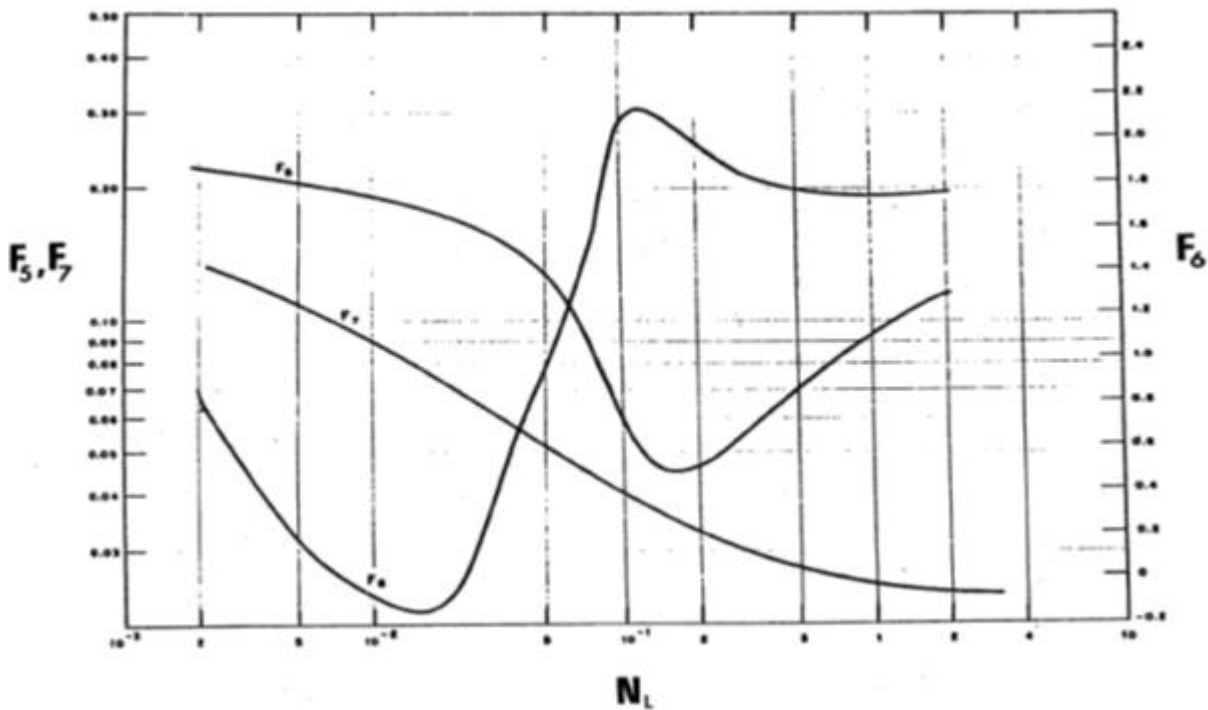


Figure III.14 : Vitesse de glissement pour l'écoulement slug

Terme de frottement :

Le gradient de pression due au frottement est calculé par la même méthode utilisée pour le régime à bulle.

Le terme d'accélération :

Le terme d'accélération est considéré négligeable dans le régime slug.

○ Mist flow :

$$N_{gv} \geq L_m \quad (4.65)$$

Duns et Ros assume que avec le grand débit de gaz dans le régime mist que la vitesse de glissement est nulle donc la densité de mélange est la densité de mélange avec no-glissement :

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g = \rho_L \frac{v_{sL}}{v_m} + \rho_g \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (4.66)$$

Facteur de frottement :

Dans ce régime le terme de frottement est basé seulement sur la phase de gaz :

$$\left(\frac{dp}{dZ}\right)_f = \frac{f \rho_g v_{sg}^2}{2g_c d} \quad (4.67)$$

Puisqu'il n'y a pas de glissement, le facteur de frottement est donné par le diagramme de Moody, mais en fonction de nombre de Reynolds de gaz :

$$N_{Re} = \frac{\rho_g v_{sg} d}{\mu_g} \quad (4.68)$$

Duns et Ros ont noté que la rugosité de pipe est affectée par le film de liquide dans le paroi du pipe et aussi par la viscosité de liquide.

On définit :

$$N_{We} = \frac{\rho_g v_{sg}^2 \varepsilon}{\sigma_L} \quad (4.69)$$

$$N_\mu = \frac{\mu_L^2}{\rho_L \sigma_L \varepsilon} \quad (4.70)$$

- La relation entre N_{We} et N_μ est donné par la figure suivante :

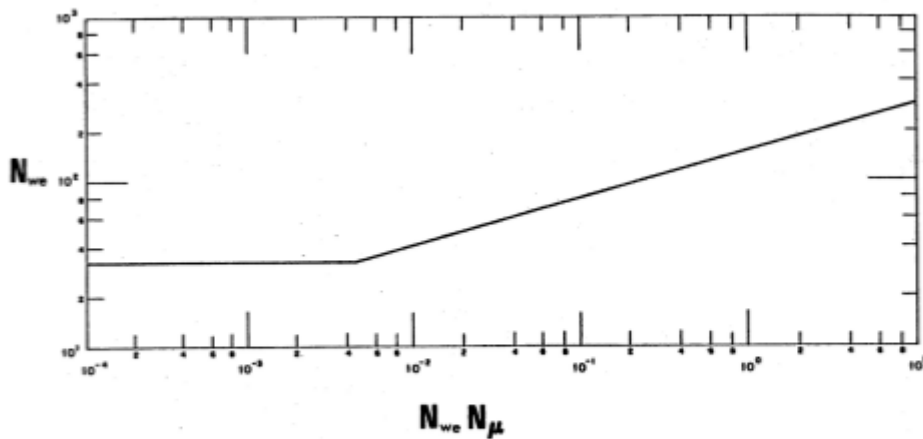


Figure III.15 : Epaisseur de film de liquide pour l'écoulement mist

$\frac{\varepsilon}{d}$ est obtenue par les relations suivantes :

$$N_{We}N_{\mu} \leq 0.005 : \frac{\varepsilon}{d} = \frac{0.0749\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d} \quad (4.71)$$

$$N_{We}N_{\mu} > 0.005 : \frac{\varepsilon}{d} = \frac{0.3713\sigma_L}{\rho_g v_{sg}^2 d} (N_{We}N_{\mu})^{0.302} \quad (4.72)$$

σ_L : Tension interracial gaz-liquide ($\frac{\text{dynes}}{\text{cm}}$)

ρ_g : Densité de gaz, (lbm/ft³)

v_{sg} : Vitesse superficiel de gaz, ft/sec

d : Diamètre de pipe, ft

La valeur de f pour $\frac{\varepsilon}{d} > 0.05$:

$$f = \left[\frac{1}{\left[4 \log_{10} \left(\frac{0.27\varepsilon}{d} \right) \right]^2} + 0.067 \left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1.73} \right] \times 4 \quad (4.73)$$

Terme d'accélération :

$$\left(\frac{dp}{dZ} \right)_{acc} = \frac{v_m v_{sg} \rho_n dp}{g_c p dZ} \quad (4.74)$$

On définit :

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{g_c p} \quad (4.75)$$

Le gradient de pression total devien :

$$\left(\frac{dp}{dZ} \right) = \frac{\left(\frac{dp}{dZ} \right)_{el} + \left(\frac{dp}{dZ} \right)_f}{1 - E_k} \quad (4.76)$$

○ **Transition flow :**

$$L_s \leq N_{gv} \leq L_m \quad (4.77)$$

Le gradient de pression de la zone de transition est donné par :

$$\frac{dp}{dZ} = A \left(\frac{dp}{dZ} \right)_{slug} + B \left(\frac{dp}{dZ} \right)_{mist} \quad (4.78)$$

Avec :

$$A = \frac{L_m - N_{gv}}{L_m - L_s} \quad (4.79)$$

$$B = \frac{N_{gv} - L_s}{L_m - L_s} = 1 - A \quad (4.80)$$

$\rho'_g = \frac{\rho_g N_{gv}}{L_m}$: La densité du gaz utilisé pour calculer le gradient hydrostatique en écoulement à brouillard (mist flow)

III.4.5. Régimes d'écoulement à travers la duse :

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

- Problème de conning ;
- Régime d'écoulement vertical à travers la colonne de production ;
- Installations de surface disponibles pour prendre en charge la production du puits ;

Pour calculer le débit de production on utilise des formules d'écoulement multiphasique à travers une duse.

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

A. Régime critique

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont (P_{pipe}) de la duse sur la pression en aval ($P_{\text{tête}}$) 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, Φ_{duse} , WOR, ρ_g , ρ_o , ρ_w ...).

Dans ce cas, le débit est fonction de la pression de tête seulement : $Q = A \cdot P_t$

A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante :

$$Q = \frac{\emptyset^{1.8}}{1000 \cdot K} P_t \quad (4.81)$$

Avec **Q** : débit d'huile (m³/hr).

Ø : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

B. Régime transitoire

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

$$0.5 < \frac{P_p}{P_t} < 0.75 \quad (4.82)$$

C. Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de pipe. Et inversement, la pression de tête diminue et le débit de production augmente quand la pression de pipe diminue. Donc toute variation de la pression aval duse (P_p), fait varier la pression amont (P_t) ce qui nous donne un écoulement non stable, d'où une perturbation sur le réseau qui influe sur le débit d'écoulement, en général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P_p / P_t) est supérieur ou égal à 0,75.

A Hassi Messaoud, on utilise l'équation suivante : $Q = \frac{F(x)\phi^{1.8}}{1000K} P_t \quad (4.83)$

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

$$F(x) = 2.667 \frac{P_p}{P_t \sqrt{1 - \frac{P_p}{P_t}}} \quad \left(\frac{P_p}{P_t} > 0.75\right) \quad (4.84)$$

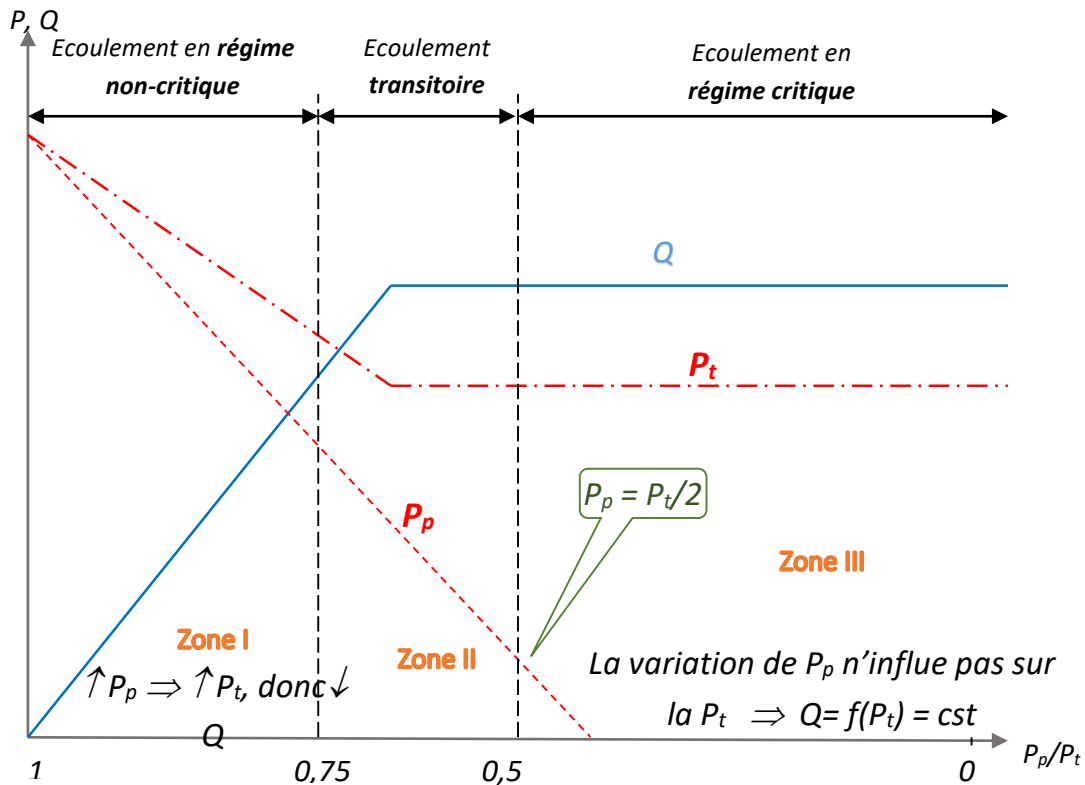


Figure.III.16 : Régimes d'écoulement à travers la duse

III.5. Généralités sur le réseau de collecte :

III.5.1. 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.

III.5.2. Classification des conduites :

Elles peuvent être classées comme suite :

A. selon leur destination :

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

B. Selon leur pression de service :

- à basse pression : 0-6 bars.
- à pression moyenne : 6-16 bars.
- à haute pression : > 16 bars.

C. Selon le caractère du mouvement hydraulique :

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

III.5.3.Plans de 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 :

A. Liaison individuelle

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

- Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt.
- Contrôle des puits en service par un simple examen des pressions et températures d'arrivées.
- Facilité d'isoler une production polluée.
- Rapidité de passage d'un puits en test.

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

Le schéma suivant montre un réseau de collecte par ligne individuelle :

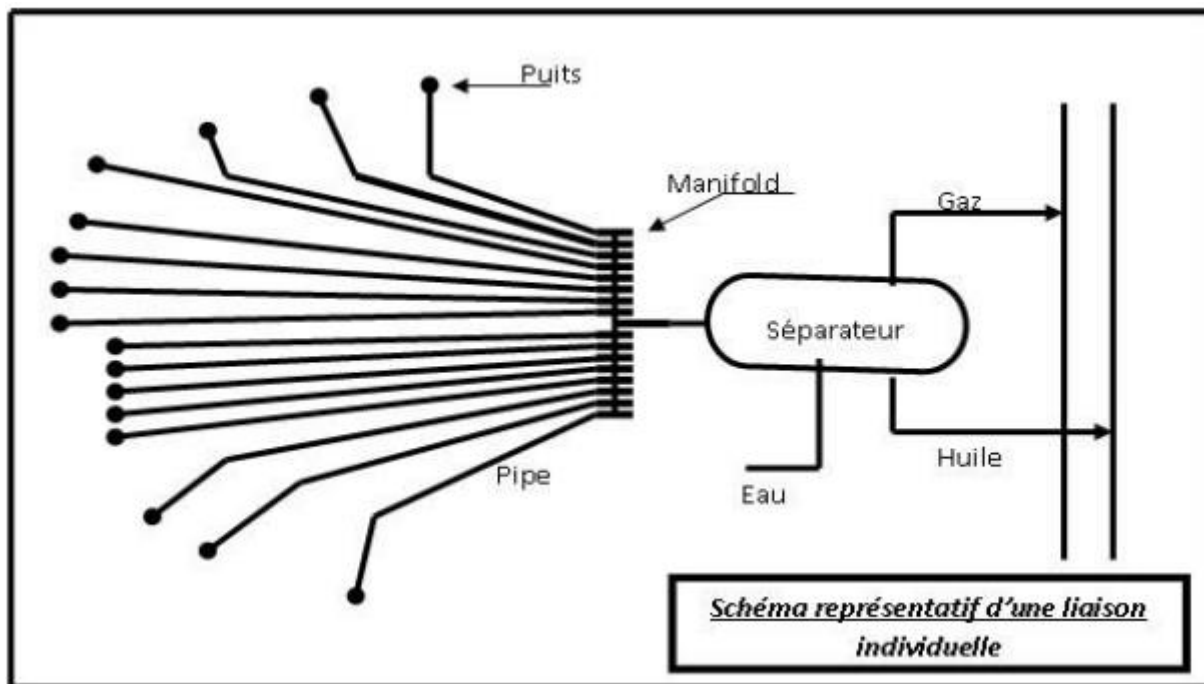


Figure.III.17 : Liaison individuelle

B. Liaison par collecteur

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

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

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

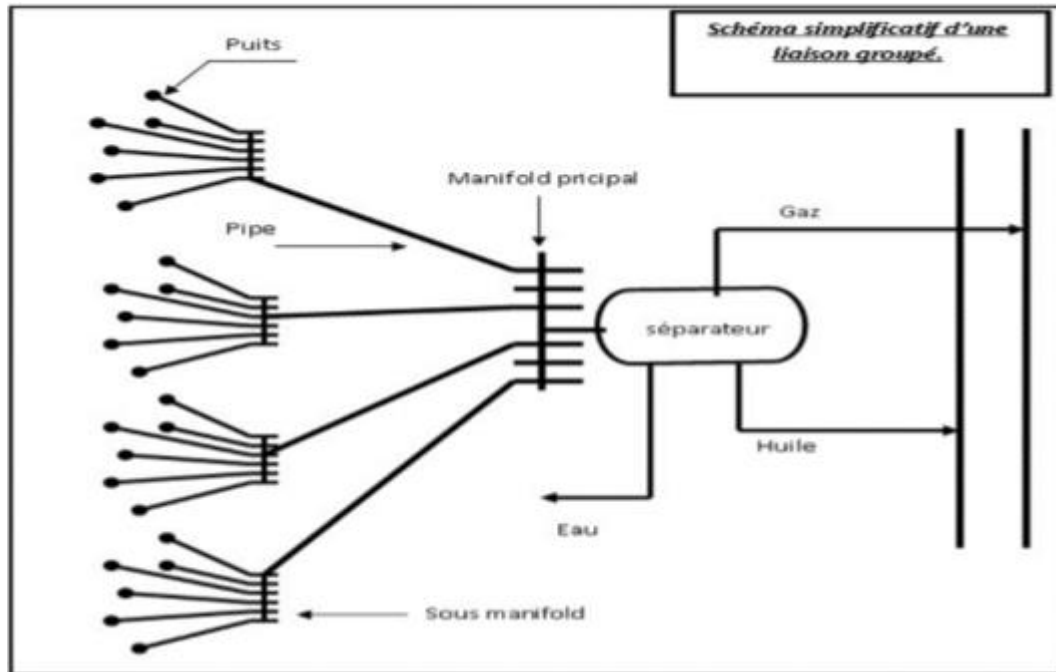


Figure.III.18: Liaison par collecteur

III.5.4. Description de réseau de collecte de Hassi Messaoud :

Il existe quatre types de réseaux au niveau de ce champ :

- Un réseau pour la production d'huile : Puits → Manifold → Stations → CIS, CINA.
- Un réseau pour l'injection de gaz à haute pression & gaz lift : CIS, CINA → Manifolds → Puits injecteurs gaz /Puits gaz lift.
- Un réseau pour la production et l'injection d'eau (maintien de pression) : Puits Albien → Manifolds → Stations de pompage → Manifolds → Puits injecteurs d'eau.
- Un réseau pour eau de traitement.

Le réseau de collecte de Hassi Messaoud est divisé en deux parties qui sont plus ou moins indépendantes :

A. Réseau de collecte Nord

Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 20 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 300 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations de séparations :

- Six contiennent, chacune, un manifold, un séparateur horizontal et deux pompes d'expédition d'huile. Le gaz séparé dans ces stations est expédié vers CINA par gravité.
- Deux contiennent, chacune, un manifold et un séparateur horizontal. L'huile et le gaz séparés dans ces stations sont expédiés par gravité vers une troisième station (celle décrite ci-dessous).
- Une station contient un manifold, deux séparateurs horizontaux, un séparateur vertical, trois pompes d'expédition d'huile et une station de compression de gaz. La production des puits connectés à cette station est séparée dans le séparateur HP. L'huile sortante de ce séparateur ainsi que celle venant des deux stations décrites ci-dessus sont séparées, pour une deuxième fois, dans le séparateur MP avant d'être pompés vers CINA. Une quantité du gaz sortant de ces séparateurs ainsi que celui venant des deux stations sont comprimés vers CINA. Le reste du gaz est expédié par gravité vers une station du sud (en cas de besoin) ou vers CINA.

Au niveau du CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bar.

La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau du centre, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 15 bar, et LDMP pour les puits connectés sur le système de séparation de 7 bar.

Une quantité du gaz reçue au niveau du CINA est envoyée vers l'unité de GPL pour l'extraction des condensas. Le gaz léger est envoyé vers les stations de compression pour l'injection.

Un centre de Traitement HP- ZCINA est alimenté par les puits à for GOR.

B. Réseau de collecte Sud

Il est plus compliqué que celui du Nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 1300 km de pipelines, 34 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 380 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Sud (CIS). Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pomperie composée de plus de deux pompes d'expédition d'huile et une station de compression du gaz. L'huile séparée dans ces stations est pompée et le gaz est comprimé pour être envoyés vers CIS.

Au niveau du CIS, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bar.

Dans les dernières années une nouvelle unité de traitement de brut est créée l'UTBS. Cette dernière est destinée à recevoir et traité l'huile non stabilisé provenant de six champs satellites existants et d'expédier l'huile stabilisée vers le centre de stockage HEH via le pipeline 24'' CIS-HEH.

La production des puits non séparée dans les stations satellite est envoyée directement vers les séparateurs HP et BP au niveau du CIS. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 28 bar, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bar.

Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas et le léger est comprimé, jusqu'à 400 bar, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs de gaz et gaz lift.

III.6. EPF (EARLY PRODUCTION FACILITIES) :

III.6.1. Généralités sur l'EPF :

Un Early Production Facilities (EPF) est un nouveau system d'optimisation de production qui consiste dans la mise en place d'un ensemble des équipements dans un réseau de collecte ayant des problèmes de freinage quand la pression de pipe soit très proche de pression de tête, à cause de la pression au manifold et des pertes de charge résultants des phonèmes indésirable (phénomène de hold-up, slug flow ...) qui influencent l'écoulement du brut et par conséquence la chute de production.

L'EPF représente une mini-station de traitement avant l'arrivée au centre principal, il comporte principalement :

- Manifold
- Séparateur.
- Pompe.
- Bacs
- Compresseur d'air.
- Cabine de control.
- Générateur.
- Equipements de sécurité.

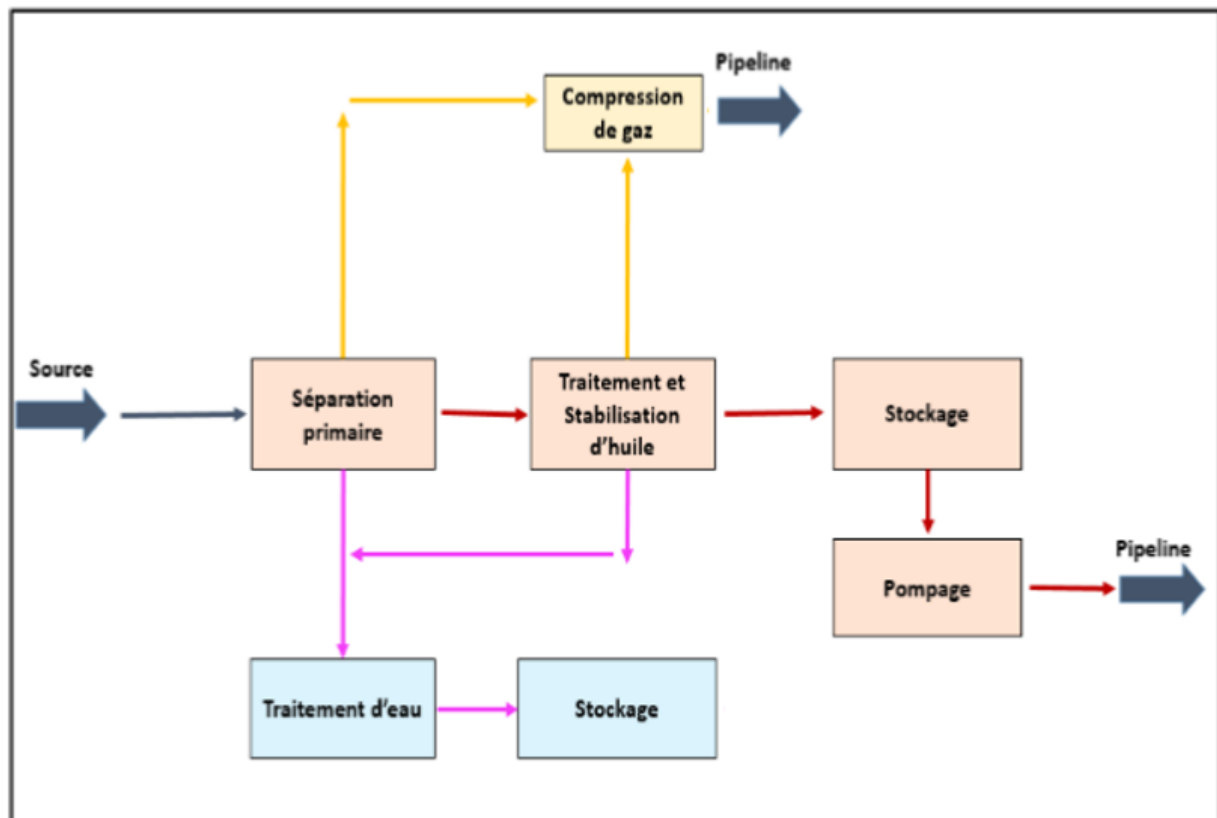


Figure.III.19: Composants d'un EPF

III.6.2. Objectif d'un EPF :

- Soulagement du réseau de collecte.
- Elimination de freinage par la diminution des pressions dans les pipes.
- Augmentation de taux de production.
- Réduire la charge gaz sur les centres de traitement.

III.7. Séparation :

III.7.1. Définition :

C'est une opération qui consiste à séparer l'effluent de certain constituant pour rendre l'huile commercialisable selon des spécifications contractuelles.

Tout au long du cheminement du brut, la pression et la température baissent simultanément. Si la température diminue le dégazage diminue également ; si la pression baisse la libération des gaz augmente. La Chute de pression et augmentation de température ont même effet.

L'agitation et le réchauffement favorisent le dégazage, et donc il faudra fixer certaines conditions pour le transport des hydrocarbures. En particulier le pétrole brute ; ce dernier ne doit pas avoir une tension de vapeur supérieure à celle fixé par cahier de charge.

III.7.2. Estimation de la capacité des séparateurs :

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

1. Dimension du séparateur (diamètre, longueur).
2. Niveau du liquide maintenu dans le séparateur.
3. Tendance de l'huile au moussage (temps de rétention).
4. Arrangement interne de séparateur.
5. Pression et la température de travail.
6. Caractéristique physiques et chimiques du fluide.
7. Variation de GOR....ect

III.7.3. 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 des faibles densité et viscosité, le temps de rétention est de 3 min. [65]

III.7.4. Constitution et divers type du séparateur

La séparation des diverses phases constituant un effluent de puits déterminé se réalise dans un type groupe d'appareil appelé séparateurs. Ces appareils sont des récipients métalliques sous pression de formes diverses suivant le but recherché et les dimensions appropriées en fonction :

- Des débits des divers fluides constituant l'effluent
- Des difficultés particulières de séparation

Selon le type d'effluent à traiter (gazeux ou liquide), il existe différents types de séparateurs.

A. Séparateur horizontal :

Ils sont très utilisés pour les puits à GOR élevé car ils ont une très bonne surface d'échange.

Ces séparateurs sont en général d'un diamètre plus petit que les séparateurs verticaux pour une même quantité de gaz et présentent une interface plus large entre gaz et liquide. Ils sont plus faciles à monter sur skid.

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

Fonctionnement :

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

Avantages :

- Solution économique
- Transport facile
- Remplit à moitié offre un passage de gaz suffisant. Si il débite par bouchon de gaz les différents volumes gazeux s'écoulent sans inconvénient.

Inconvénients :

- Limité au moyenne et basse pression
- Nettoyage mauvais en cas de production de sédiments.
- Utilisé pour les essais de puits

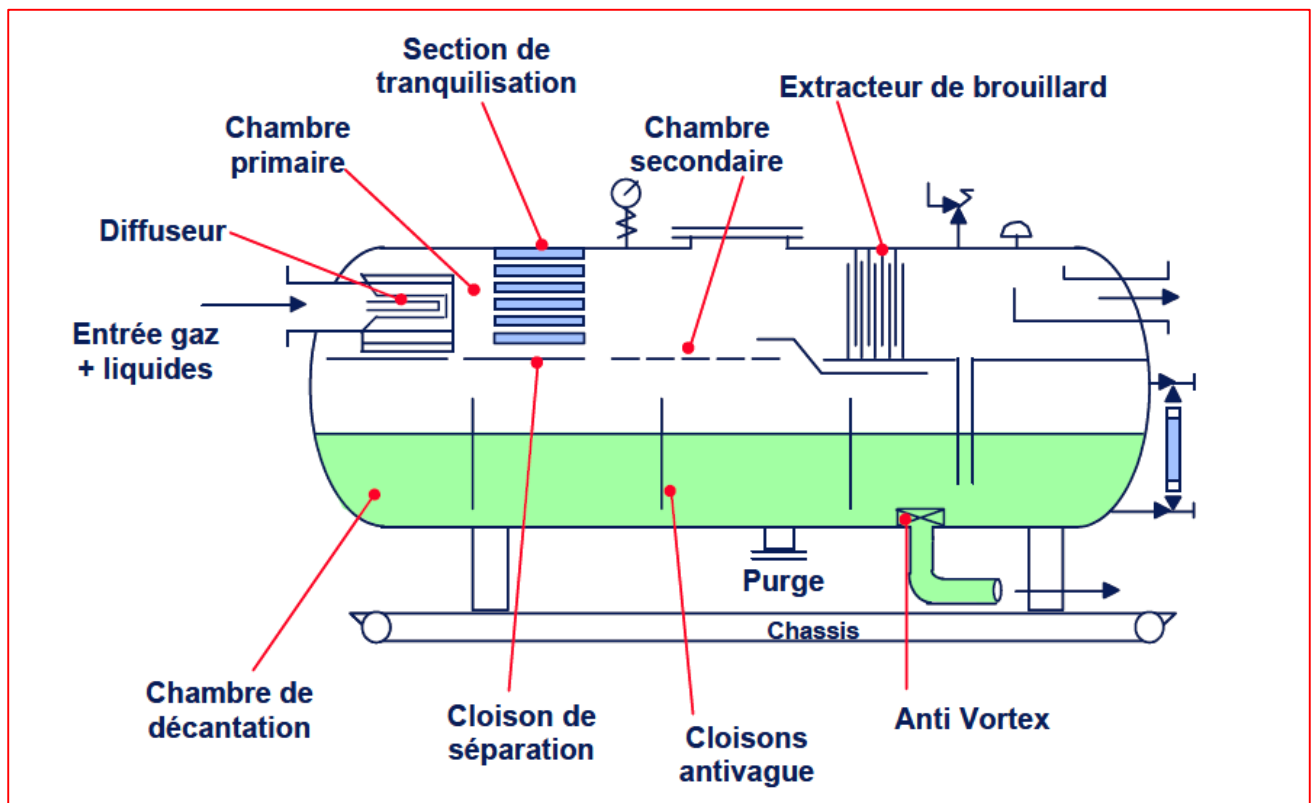


Figure.III.20 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique

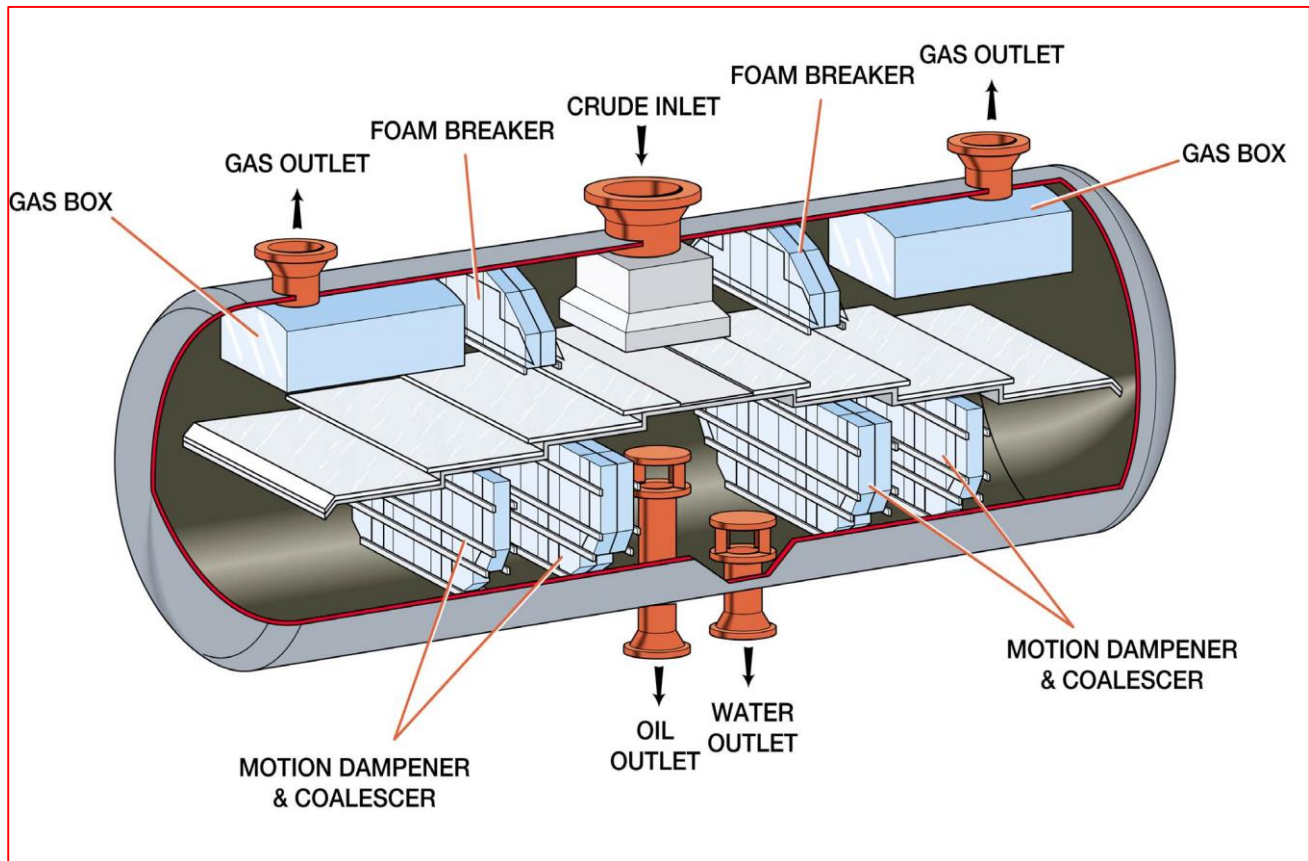


Figure.III.21 : Vue éclaté d'un séparateur triphasique

B. Séparateur vertical :

Ces séparateurs sont constitués par un cylindre vertical terminé par fonds bouchés.

Fonctionnement :

L'arrivée de l'effluent s'effectue, en général tangentielle à une circonférence et à peu près à mi-hauteur du séparateur. L'effluent se sépare par gravité, l'huile descend en hélice le long de paroi et le gaz montant à la partie supérieure en passant à travers un tamis extracteur de gouttelettes et 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.

Avantages :

- Traitement possible des effluents non propres
- Nettoyage facile.
- Faible encombrement.
- Utilisé à moyenne et haute pression.

Inconvénients :

- Cout assez élevé
- Transport difficile
- Séparation des 3 phases difficile
- Mauvaise séparation en cas d'effluent moussant

Donc, l'avantage principal de ce séparateur est qu'il peut accepter des bouchons liquides plus importants sans entraînement excessif dans le gaz. Vu la distance importante en général entre le niveau du liquide et la sortie du gaz, il y a moins tendance à la revalorisation. Il est, par contre, plus gros en diamètre pour une capacité en gaz donnée.

Le séparateur vertical sera bien adapté pour des quantités importantes de liquide (GOR faible).

Des exemples typiques d'application sont les scrubbers, ballons d'aspiration ou de refoulement de compresseurs, les ballons de gaz de chauffe, et certains séparateurs d'huile contenant des sédiments.

Ils sont aussi utilisés pour les puits comportant des dépôts solides (faciles à nettoyer).

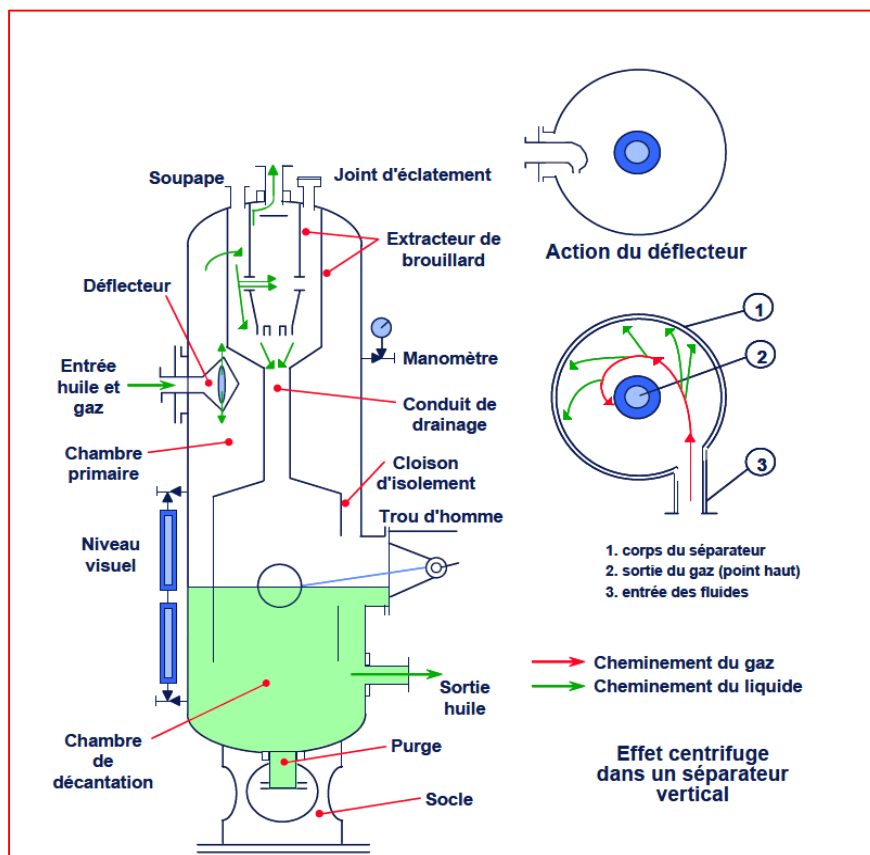


Figure.III.22 : Vue détaillée d'un séparateur vertical

C. Séparateur sphérique

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats).

Fonctionnement :

L'effluent 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 la sortie gaz située sous la calotte.

Avantages :

- Utilisé à de très hautes pressions
- Peu encombrants
- Très faciles à manipuler

Inconvénients :

- Séparation des trois phases difficile
- Coût très cher
- Mauvaise séparation en cas d'effluent moussant

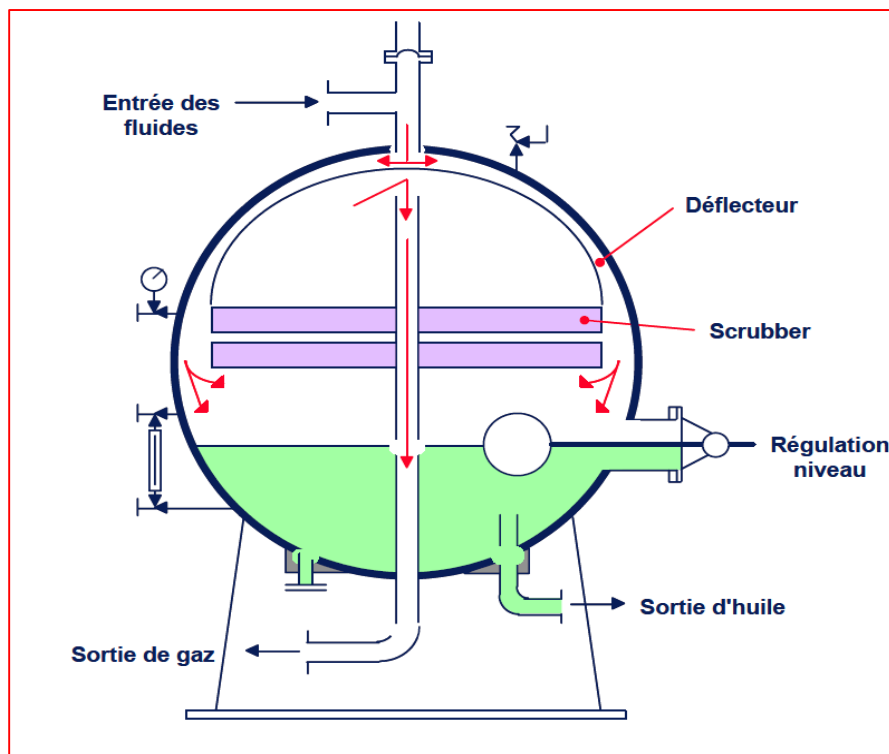


Figure.III.23 : Vue détaillée d'un séparateur sphérique

III.8. Pompage :

III.8.1.Définition :

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

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

- Un liquide.
- Des tuyauteries de circulation.
- Une pompe.
- Un système d'entraînement.

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

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

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

III.8.2.Catégories principales :

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

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

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

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

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

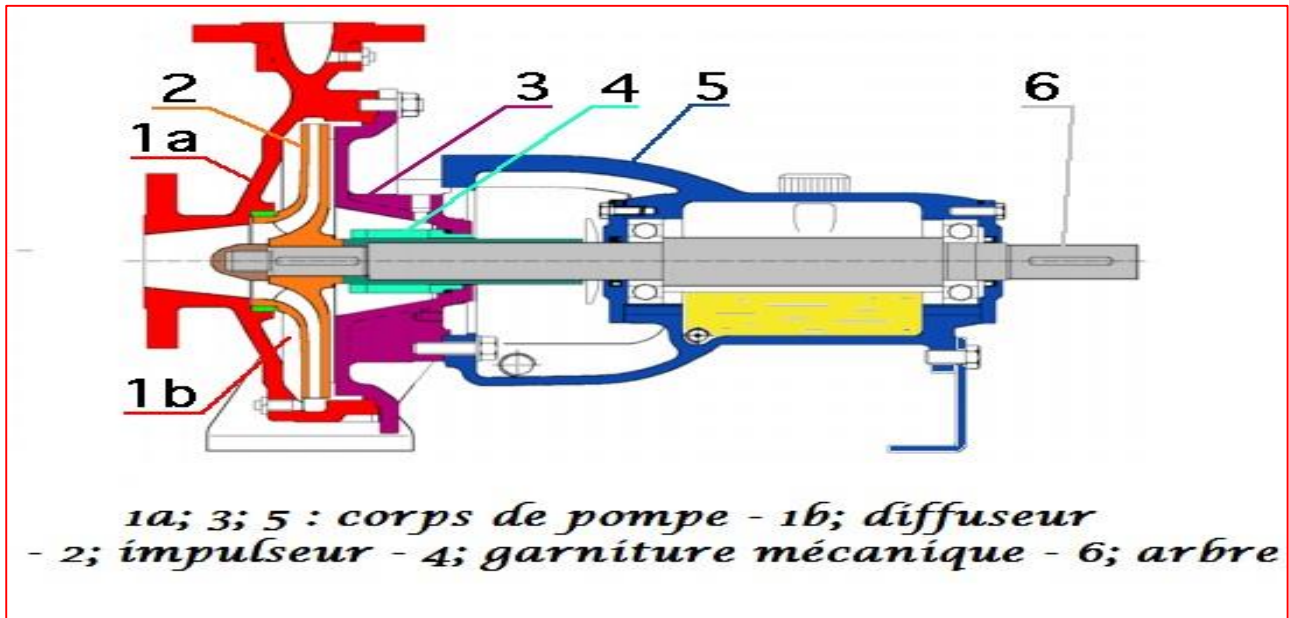


Figure.III.24 : Pompe centrifuge

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

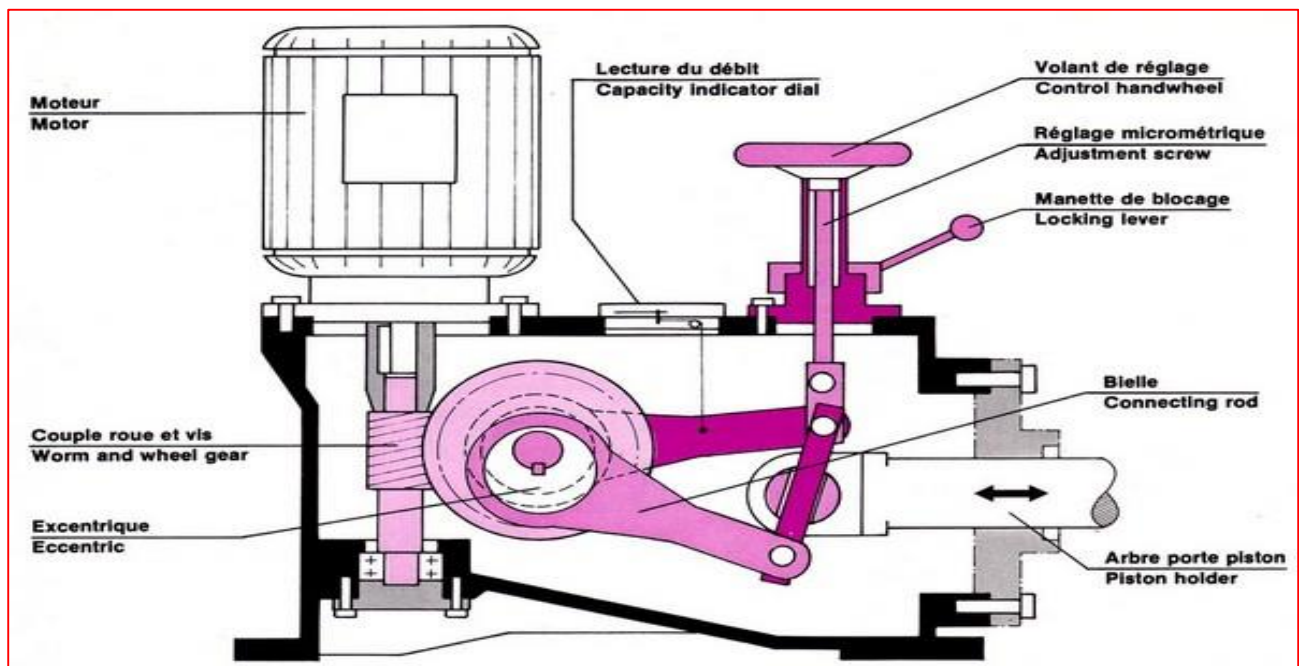


Figure.III.25 : Pompe volumétrique

III.8.3. Phénomène de cavitation :

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

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

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

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

Pour éviter les dommages causés par le phénomène de cavitation il faut toujours vérifier la condition d'installation suivante : $NPSH_{disp} > NPSH_{requis}$ (4.85)

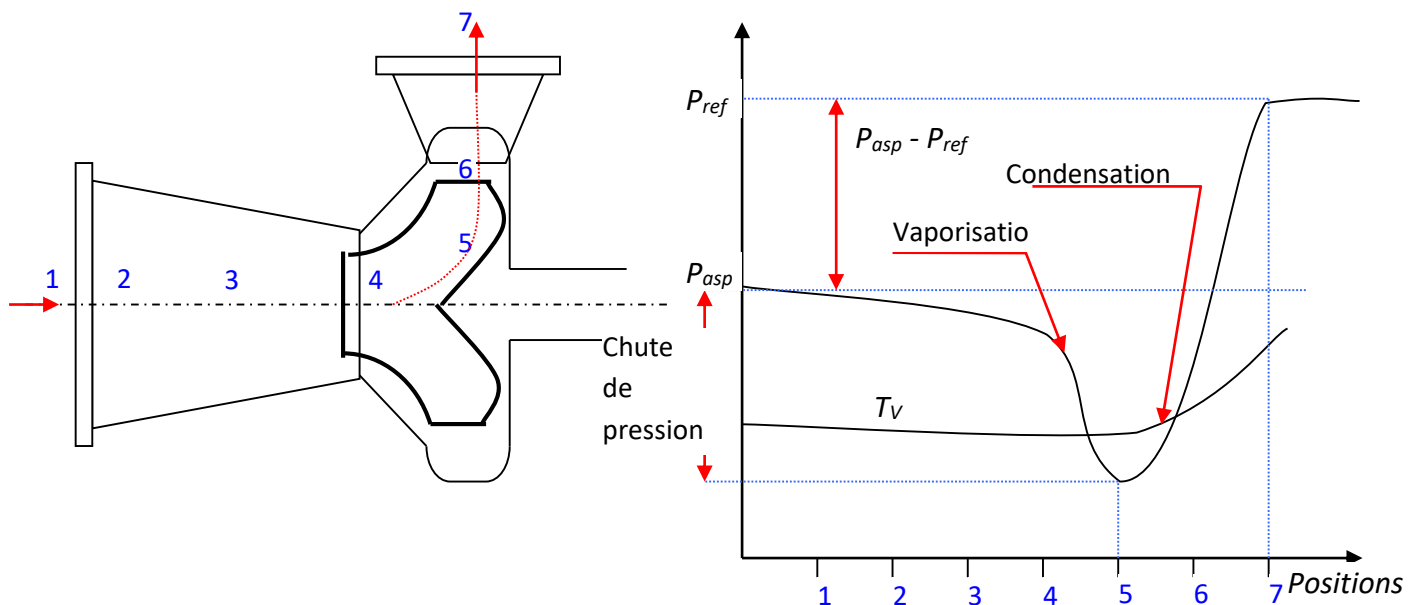


Figure.III.26 : Evaluation de pression en fonction des positions

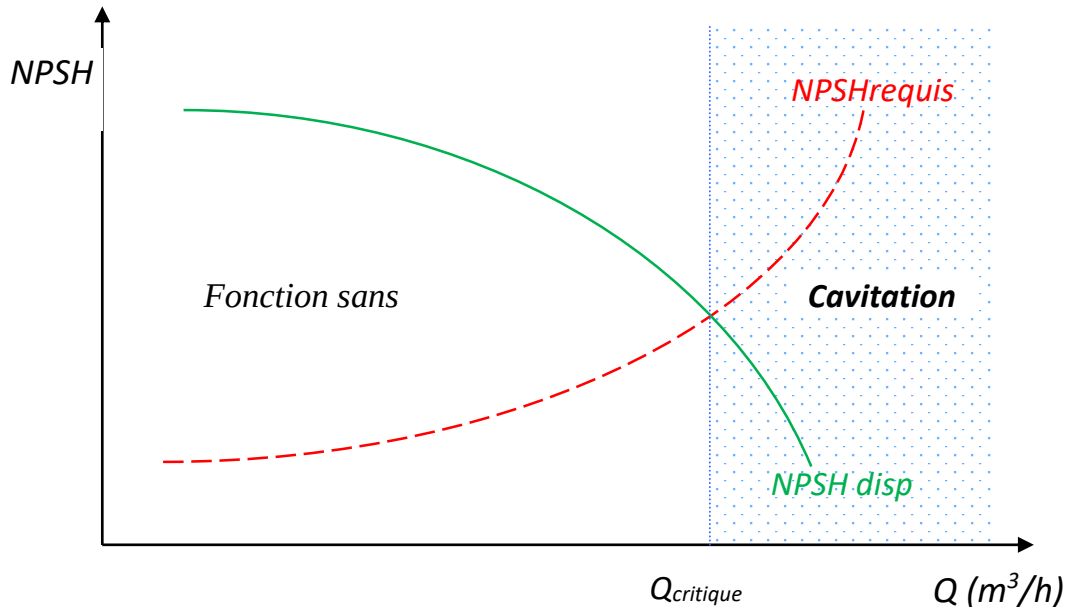


Figure.III.27 : Evaluation de NPSH en fonction du débit

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

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

III.9. Compresseur :

III.9.1. Introduction

Les compresseurs sont des équipements mécaniques permettant d'élever la pression d'un GAZ. Les applications des compresseurs sont très diversifiées.

La compression des gaz à un objectif de base, la livraison d'un gaz sous une pression supérieure à la pression existant à l'origine. La compression est effectuée pour différents raisons:

- Pour transmettre de la puissance.
- pour transporter et distribuer un gaz, comme dans les pipelines de gaz naturel
- pour produire et maintenir des niveaux de pression réduits dans de nombreuses applications

pour créer des conditions plus favorables à certaines réactions chimiques

III.9.2. Catégories principales :

On peut diviser les compresseurs en quatre catégories principales, qui seront détaillées dans les chapitres suivants:

- Alternatif ou reciprocating (volumétrique)
- Rotatif (volumétrique)
- Centrifuge
- Axial-flow

Pour effectuer la sélection d'un compresseur il est nécessaire de disposer les données suivantes :

1. Caractéristiques du gaz
2. Condition d'admission et pression de refoulement
3. Type d'entraînement
4. Condition de fonctionnement du système d'entraînement
5. Toute considération particulière ou toutes limitations dues au procédé, aux conditions atmosphériques environnement ou à la présence d'unités parallèles

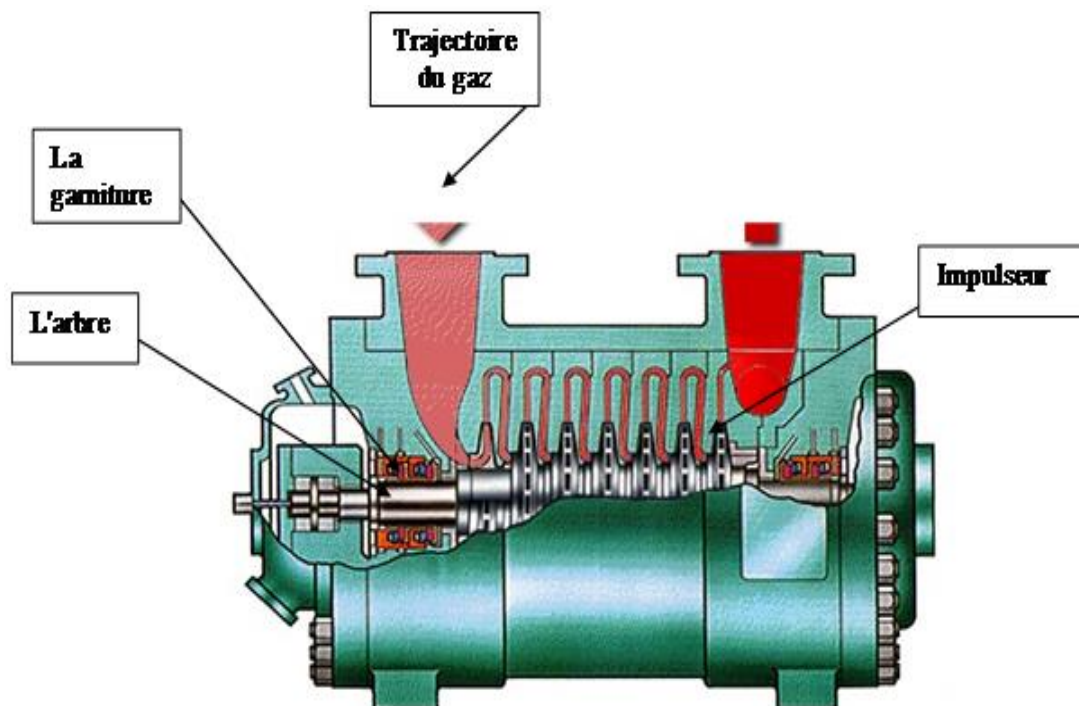


Figure.III.28 : Exemple d'un compresseur



Figure.III.29 : Catégories principales de compresseur

IV. Modélisation des puits :

IV.1. Introduction :

L'objectif de la modélisation et l'optimisation est de construire un modèle de puits pour maximiser le débit de production qui est limité par de multiples contraintes (diamètre de duse, GOR...). Pour cela on utilise l'outil de simulation (PIPESIM) qui est capable de gérer ces contraintes.

Dans cette étape notre travail se compose essentiellement de deux parties principales :

- Collectes les données nécessaires de chaque puits (données de la complétion, de well test et les tests de jaugeage).
- La modélisation des puits et faire des analyses des sensibilités de différents paramètres.

IV.2. Modélisation et optimisation des puits par le logiciel PIPESIM :

La procédure de cette modélisation est présentée dans l'exemple suivant :

IV.2.1. Etude d'IPR :

Pour étudier les IPR des puits, On a utilisé le logiciel PIPESIM (Well) :

1. Modèle du réservoir

L'IPR est calculé par les paramètres (dernières mesures) ci-dessous :

- Pression du gisement.
- Température de gisement.
- IP (l'indice de productivité).

Utilisant l'équation intégrée dans le PIPESIM « Well IP »

Le modèle de fluide choisi dans cette simulation est le modèle Black Oil, qui donne une description simplifiée des fluides de gisement par 3 pseudos constituants (Eau, Huile et Gaz) dont la composition ne varie pas au cours de la simulation, ce modèle prédit les propriétés à partir de GOR.

2. Données des essais des puits

Les données présentées dans le tableau suivant sont issues des tests potentiels effectués sur les puits, les valeurs de pression de fond statique et dynamique doivent être corrigées et cela en tenant compte du gradient de pression et en utilisant la formule suivante :

$$P_{\text{corrigé}} = P_{\text{gauge}} + 0,06(TVD_{\text{midperf}} - TVD_{\text{gauge}}) \quad (\text{IV.1})$$

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant :

Puits		Cote (m)		P mesurée (barg)			P corrigée (barg)		IP (sm ³ /bar.h)
		Mid perf	Mesure	Pt	PG	PFD	PG	PFD	
1	OMM823	3329,25	3233	21	340	179,85	345,77	185,62	0,02
2	OMN14	3336	3200	33,9	210,11	186,46	218,27	194,62	0,166
3	OMM842	3366	3240	19,5	334,6	173,49	342,16	181,05	0,012
4	OMN312	3343,5	3236,28	21,7	241,27	78,77	247,63	85,17	0,007
5	OMM202	3444,5	3122,18	33,5	297,29	143,62	316,62	162,95	0,042
6	OMM741	3418	3135	20,4	357,38	297,97	376,13	310,72	0,03
7	OMN212	3357,6	2926,16	29,9	214,43	75,91	240,31	101,79	0,013
8	OMMZ77	3436	2858,08	26,7	290,6	188,1	325,27	222,77	0,027
9	OMNZ153	3421	3155	86,5	336,81	276,35	352,77	292,31	0,418
10	OMNZ142	3347	3110,61	33	282,23	181,11	296,41	195,29	0,035
11	OMM50	3431,5	3142	25,2	287,97	173,44	305,34	190,81	0,035
12	OMN24	3300	3200	15,1	209	90,04	215	96,04	0,049
13	OMNZ133	3452	3122	26,6	290,43	217,02	301,4	223,45	0,196
14	OMN322	3413	3200	48,4	321,74	249,62	334,52	262,4	0,078
15	OMM652	3484	3182	44	360	243,27	378,12	261,39	0,050
16	OMN543	3350	3247	29,4	169,2	85,21	172,2	90,5	0,111

Tableau IV.1 : Données des essais des puits

3. Jaugeage

Généralement, on utilise les jaugeages pour avoir la valeur des GOR, Pt et le Qh. Pour ces puits, on a utilisé les données de Build up à une date donnée, donc le jaugeage utilisé sera le plus proche de cette date.

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

Puits		Pt(barg)	Pp(barg)	Qo(sm ³ /h)	GOR	Water cut (%)	Øduse(mm)
1	OMM823	24,7	18	3,58	98	0	12
2	OMN14	33,9	10	3,93	133	0	9,53
3	OMM842	19,5	19	1,97	37	0	9,5
4	OMN312	26,2	21	1,39	2121	0	18
5	OMM202	33.53	16.3	6,5	151	0	12,5
6	OMM741	19,5	14	2,77	95	0	12,5
7	OMN212	29,5	21,8	1,8	2252	0	18,8
8	OMMZ77	26,7	20,3	2,81	108	0	9
9	OMNZ153	86.5	12.7	17.3	426	0	12.7
10	OMNZ142	33	22,1	3,61	115	0	12
11	OMM50	25,2	15,6	4,1	129	0	13,89
12	OMN24	15	12	5,93	509	0	28,5
13	OMNZ133	28,6	20,8	2,57	581	0	17
14	OMN322	48,1	31,5	3,53	128	0	9,5
15	OMM652	46	23,2	5,86	180	0	9.53
16	OMN543	31,8	20	6,46	750	0	25,4

Tableau IV.2 : Données jaugeages

IV.2.2. Etude de VLP :

1. Choix de la corrélation de l'écoulement vertical (dans le tubing)

Le choix de la corrélation adéquate dans le logiciel PIPESIM consiste à faire comparaison des corrélations avec un test de mesure. La détermination de la corrélation à utiliser pour simuler les courbes OUTFLOW des puits, ceci est dû à la complexité de l'écoulement multiphasique dans le tubing.

Le choix de la corrélation approprié pour l'écoulement diphasique vertical est une étape très importante pour la suite des calculs. C'est à dire le taux d'exactitude des prédictions des pertes de charge dans les tubings.

Parmi les 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 HMD, on a :

- *La corrélation de Beggs and Brill original (BBO)* : Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression (DP) et le phénomène de hold-up. Elle est basée sur une carte de régime d'écoulement qui est d'abord déterminée comme s'il était horizontal. Un hold up horizontal est alors calculé par des corrélations, et corrigé par rapport l'angle d'inclinaison.
- *La corrélation de Beggs and Brill revised (BBR)* : Comme ci-dessus, sauf que la version révisée de la corrélation de Beggs et Brill est utilisée avec des facteurs de frottement des conduites rugueuses et des coefficients de correction. Le facteur de frottement est modifié par rapport au modèle standard de pipeline lisse pour utiliser un facteur de frottement monophasique basé sur la vitesse moyenne du fluide.
- *La corrélation de Duns and Ros (DR)* : Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression et le phénomène de hold up avec la détermination du régime d'écoulement. Elle a été développée pour l'écoulement vertical des mélanges gazeux et liquides dans les puits. Des équations ont été développées pour chacune des trois régimes : en bulles, en bouchons et en brouillard.
- *La corrélation de Hagedorn and Brown (HB)* : Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression et le phénomène de hold-up. Tandis que la corrélation de Hagedorn et de Brown ne prédit pas le modèle d'écoulement. Elle a été développée suite à une étude expérimentale de gradients de pression se produisant pendant l'écoulement continu en deux phases dans des conduits verticaux de petit diamètre.
- *La corrélation de Mukherjee and Brill (MB)* : Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression, le Holdup et la carte d'écoulement. Elle a été développée à la suite d'une étude du comportement de chute de pression dans un écoulement incliné en deux phases.
- *La corrélation de Orkiszewski (ORK)* : Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression, le hold up et le régime d'écoulement. La corrélation d'Orkiszewski a été développée pour la prédiction de chute de pression pour deux phases dans une pipe verticale. Quatre régimes d'écoulement ont été envisagés : bulle, slug, annular-slug et brouillard.
- *La corrélation de ANSARI* : Un modèle complet a été formulé pour prévoir les régimes d'écoulement et les caractéristiques du régime prédit pour l'écoulement biphasique. Le modèle complet est composé d'un modèle pour la prévision du régime d'écoulement et d'un ensemble de modèles indépendants pour prédire le hold up et la chute de pression pour l'écoulement en bulles, slug et annulaire.

- **La corrélation *OLGAS 2-phase/OLGAS 3-phase*** : Les modèles mécaniques OLGAS sont applicables à tous les angles d'inclinaison, diamètre des pipes et propriétés des fluides. Le modèle biphasique considère le débit gaz-liquide, tandis que le modèle triphasique considère le flux gaz-huile-eau. Ce modèle utilise des équations de continuité séparées pour le gaz, le liquide et les gouttelettes de liquide.

IV.2.3. 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 jaugeages.

On a choisi la date de 05/03/2019 comme une date référence pour caler les modèles de tous les puits à cause de la disponibilité des données des jaugeages. Ces derniers sont présentées dans le tableau suivant :

Puits		Pt(barg)	Pp(barg)	Qo(sm ³ /h)	GOR	Water cut (%)	Øduse(mm)
1	OMM823	21	18	0,4	2097	0	9
2	OMN14	23,7	18,6	1,15	1601	0	15
3	OMM842	21,5	17,1	1,05	2277	0	18
4	OMN312	21,7	20,3	1,00	266	0	12
5	OMM202	17,5	14,7	2,00	112	1,96%	9
6	OMM741	20,4	17,1	2,69	53	0	10
7	OMN212	24,1	17,3	2,63	522	0	14
8	OMMZ77	23,5	20,5	2,79	86	0	9
9	OMNZ153	21,28	18,78	2,34	850	7,32%	18
10	OMNZ142	26,1	19,8	3,81	449	0	16
11	OMM50	18,2	15,6	3,81	393	0	14
12	OMN24	23	19,2	4,54	474	0	18
13	OMNZ133	26,6	20,8	2,57	580	6,20%	14
14	OMN322	25,2	18,5	2,31	757	0	14
15	OMM652	21,9	18,6	2,57	110	0	9
16	OMN543	29,4	23,6	5,9	800	0	25

Tableau IV.3 : Données jaugeages actuel

L'algorithme :

La procédure de modélisation consiste à suivre les étapes données par l'algorithme suivant :

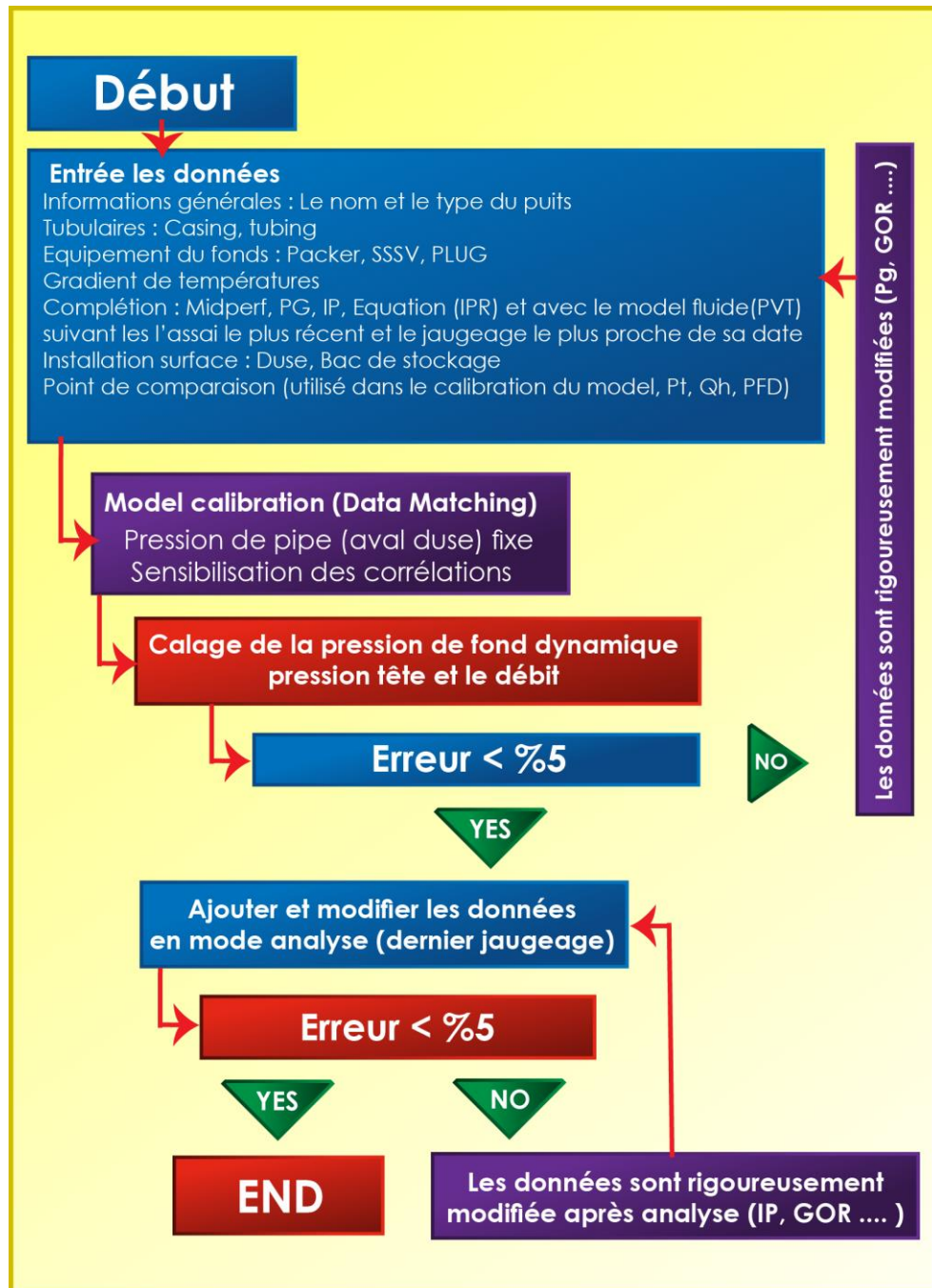


Figure IV.1 : Algorithme de calage des puits

La procédure de travail

- On fixe la pression du pipe correspondant pour chaque puits.
- La pression de fond, pression de tête, débit d'huile Qh sont des variables à calculer.
- On choisit le point de comparaison de notre essai.
- On sélectionne les corrélations comme corrélations d'écoulement vertical. Puis appuyer sur RUN

➤ IV.3. Résultat de la modélisation des puits:

puits		Qo Sim (sm ³ /h)	Qo réel (sm ³ /h)	Erreur (Q)	Pt Sim (barg)	Pt réel (barg)	Erreur (Pt)
1	OMM823	0,403	0,400	0,75%	21,22	21,00	1,05%
2	OMN14	1,160	1,150	0,87%	22,90	23,70	3,38%
3	OMM842	1,070	1,050	1,90%	22,50	21,50	4,65%
4	OMN312	1,006	1,000	0,60%	21,55	21,70	0,69%
5	OMM202	2,005	2,000	0,25%	18,00	17,50	2,86%
6	OMM741	2,690	2,680	0,37%	20,02	20,40	1,86%
7	OMN212	2,637	2,630	0,27%	24,24	24,10	0,58%
8	OMMZ77	2,760	2,790	1,08%	23,44	23,50	0,26%
9	OMNZ153	2,320	2,340	0,86%	22,15	21,28	3,93%
10	OMNZ142	3,850	3,810	1,04%	26,98	26,10	3,26%
11	OMM50	3,860	3,810	1,30%	18,97	18,20	4,06%
12	OMN24	4,560	4,540	0,44%	23,19	23,00	0,82%
13	OMNZ133	2,570	2,570	0,00%	26,53	26,60	0,26%
14	OMN322	2,370	2,310	2,53%	24,64	25,20	2,27%
15	OMM652	2,540	2,572	1,30%	21,60	21,90	1,39%
16	OMN543	5,970	5,900	1,17%	29,93	29,40	1,77%

Tableau IV.4 : Résultat de la modélisation des puits

Remarque :

L'écart est inférieur à 5% donc ce modèle est fiable.

• Exemple de calcul :

À l'aide du logiciel PIPESIM, on fait le matching des différentes corrélations, on va prendre le puits OMM652 comme exemple pour expliquer les étapes de simulation.

1. Calage de la corrélation :

A partir de la courbe (ci-dessous) générée par ces corrélations on choisit, la plus adéquate pour la suite du travail en considérant la valeur d'erreur la plus basse (RMS).

Cas puits OMM652 :

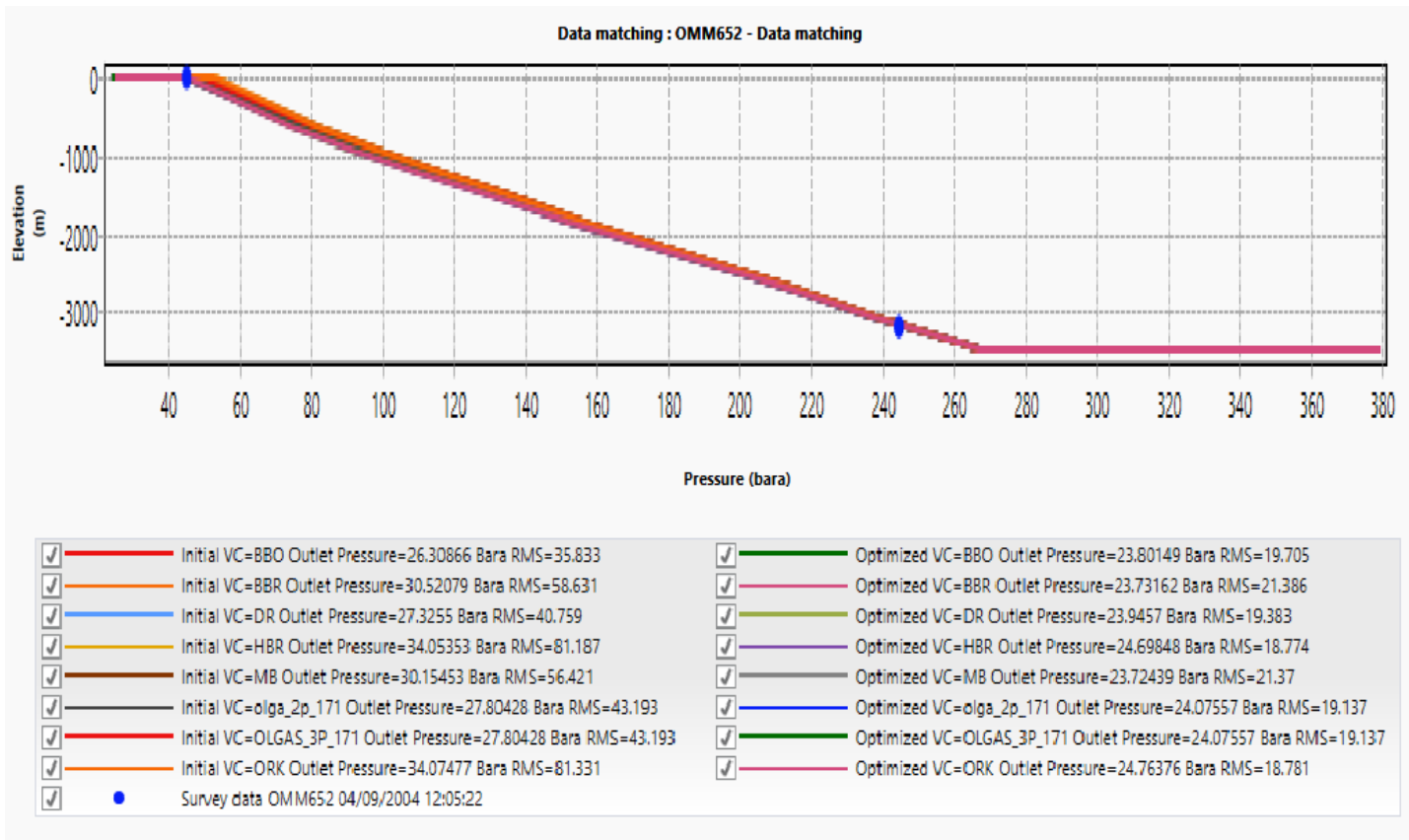


Figure IV.2 : Corrélations de l'écoulement vertical puits OMM652

❖ Interprétation

A partir des résultats obtenus on peut conclure 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 Beggs and Brill original pour le puits OMM652 (RMS = 9,7).

2. Profil de pression :

Après le calage du modèle des puits on trouve.

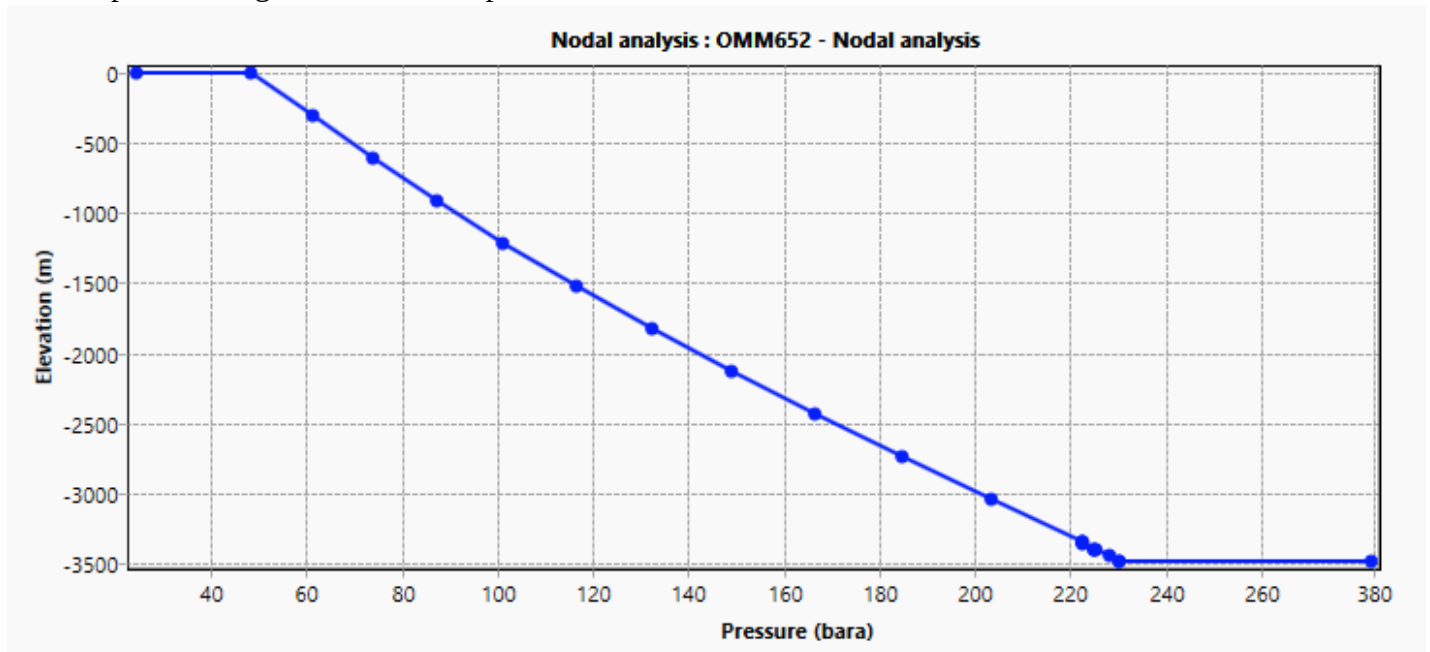


Figure IV.3 : Profil de pression puits OMM652

3. Analyse Nodal :

On sélectionne l'opération « Nodal Analysis », en fixant la pression de pipe $P_p=23,2$ bars, puis on exécute le modèle. On a obtenu les résultats suivants :

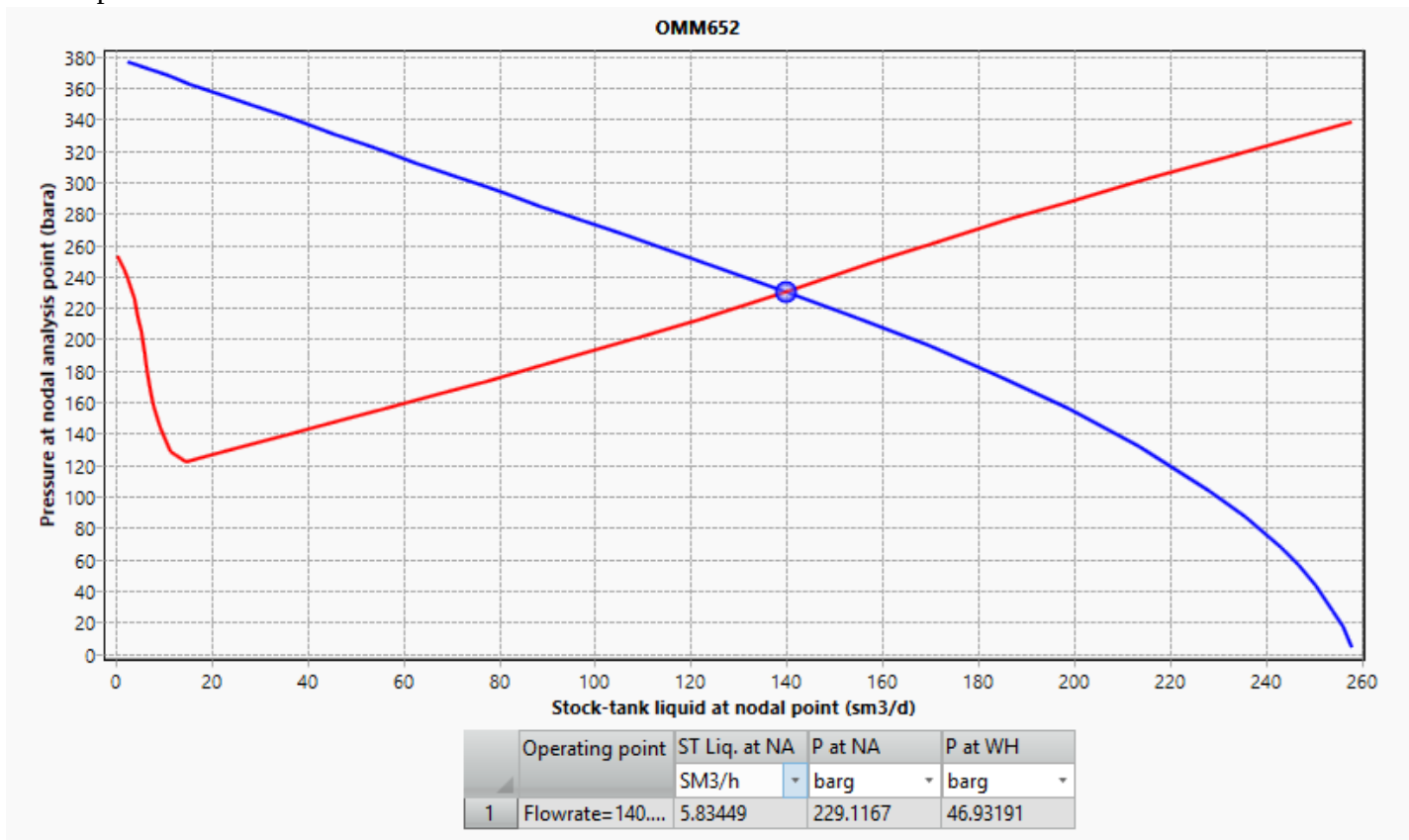


Figure IV.4 : .IPR & VLP puits OMM652

4. Actualisation du modèle :

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

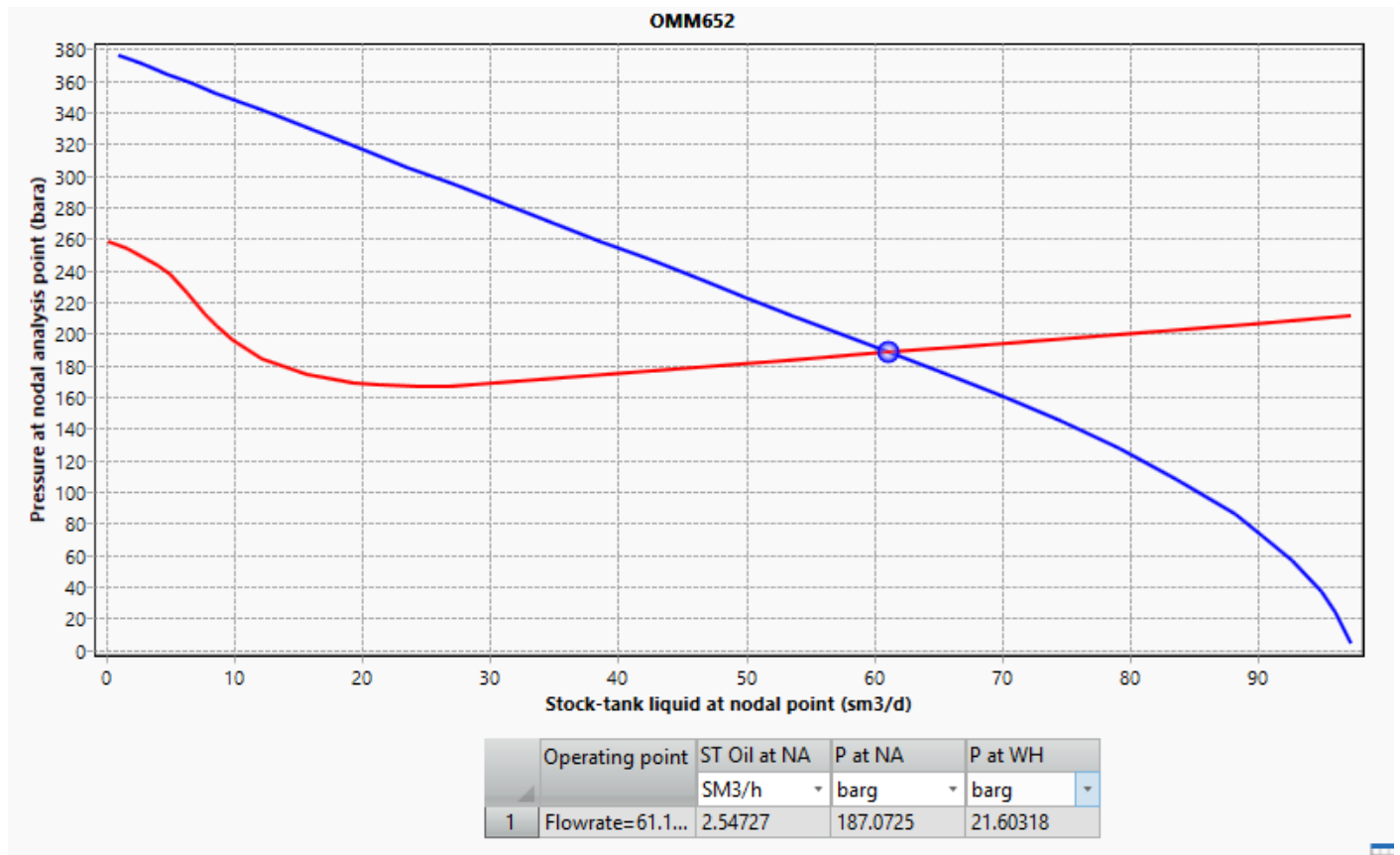


Figure IV.5 : Point de fonctionnement du puits calibré puits OMM652

L'analyse nodale à donner des points de fonctionnement qui correspond au débit de fonctionnement et la pression au point nodal.

IV.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, 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.

- Sensibilité sur le GOR

	Operating point	ST Liq. at NA SM3/h	P at NA barg	P at WH barg
1	GOR=80.001 s...	2.125225	218.7267	20.1455
2	GOR= 100 sm3...	2.414944	196.9972	21.07974
3	GOR= 120 sm3...	2.667729	178.032	22.18656
4	GOR= 140 sm3...	2.81507	163.6568	23.20846
5	GOR= 160 sm3...	2.866668	153.2584	24.07658
6	GOR= 180 sm3...	2.871806	145.2654	24.69468
7	GOR= 200 sm3...	2.8481	139.4643	25.35952

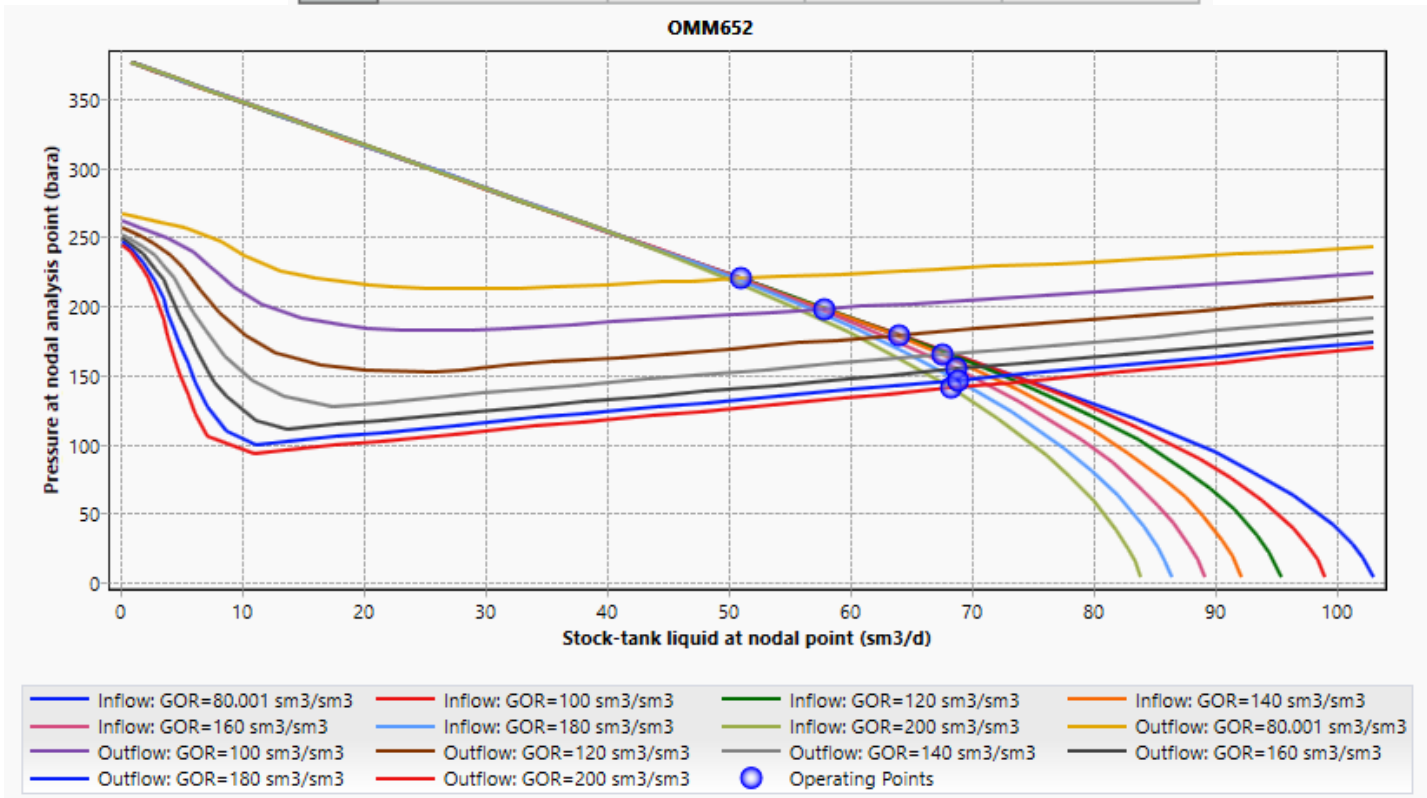


Figure IV.6 : Sensibilité sur le GOR pour le puits OMM652

❖ **Interprétation des résultats**

Pour le puits OMM652: on remarque pour une augmentation de GOR jusqu'à 180 sm³/sm³ on aura une augmentation de débit d'huile jusqu'à 2,87 m³/h mais au-delà de cette valeur le débit d'huile diminue.

- Sensibilité sur le diamètre du duse

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	barg
1	DBEAN= 8 mm...	2.488656	191.4686
2	DBEAN= 10.5...	2.598754	183.2111
3	DBEAN= 13 m...	2.636171	180.4048
4	DBEAN= 15.5...	2.6536	179.0976
5	DBEAN= 18 m...	2.661894	178.4754
6	DBEAN= 20.5...	2.665773	178.1846
7	DBEAN= 23 m...	2.665773	178.1846
8	DBEAN= 24 m...	2.665773	178.1846

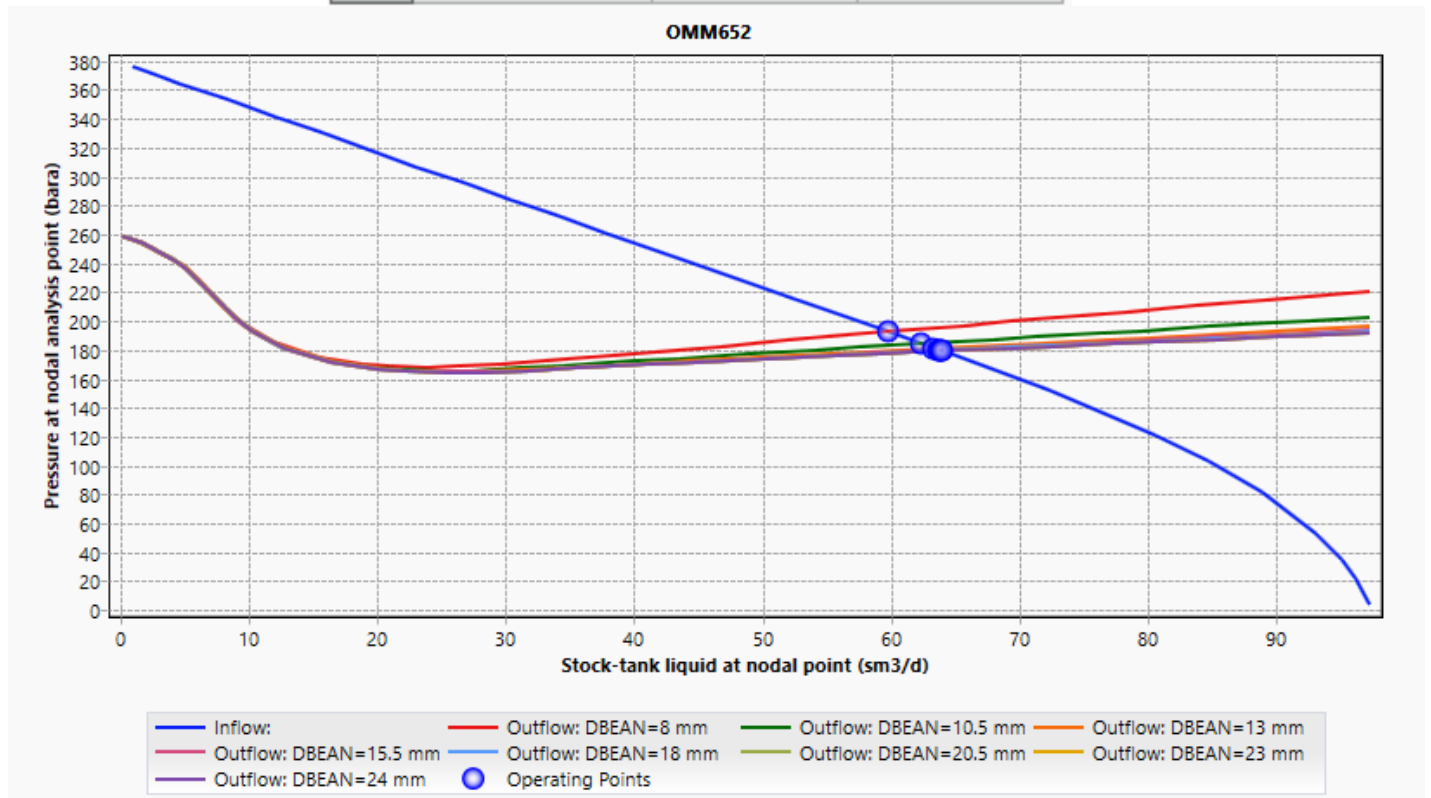


Figure IV.7 : Sensibilité sur le diamètre de duse pour le puits OMM652

❖ **Interprétation des résultats**

On remarque que le débit d'huile augmente avec l'augmentation du diamètre de la duse pour le puits OMM652.

- Sensibilité sur la pression de gisement

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	barg
1	UNCONVERGE...		
2	PWSTATIC=25...	1.105014	166.1024
3	PWSTATIC=28...	1.449572	170.2691
4	PWSTATIC=31...	1.781893	175.3435
5	PWSTATIC=34...	2.111563	180.6167
6	PWSTATIC=37...	2.443831	185.6951
7	PWSTATIC=38...	2.556764	187.2223

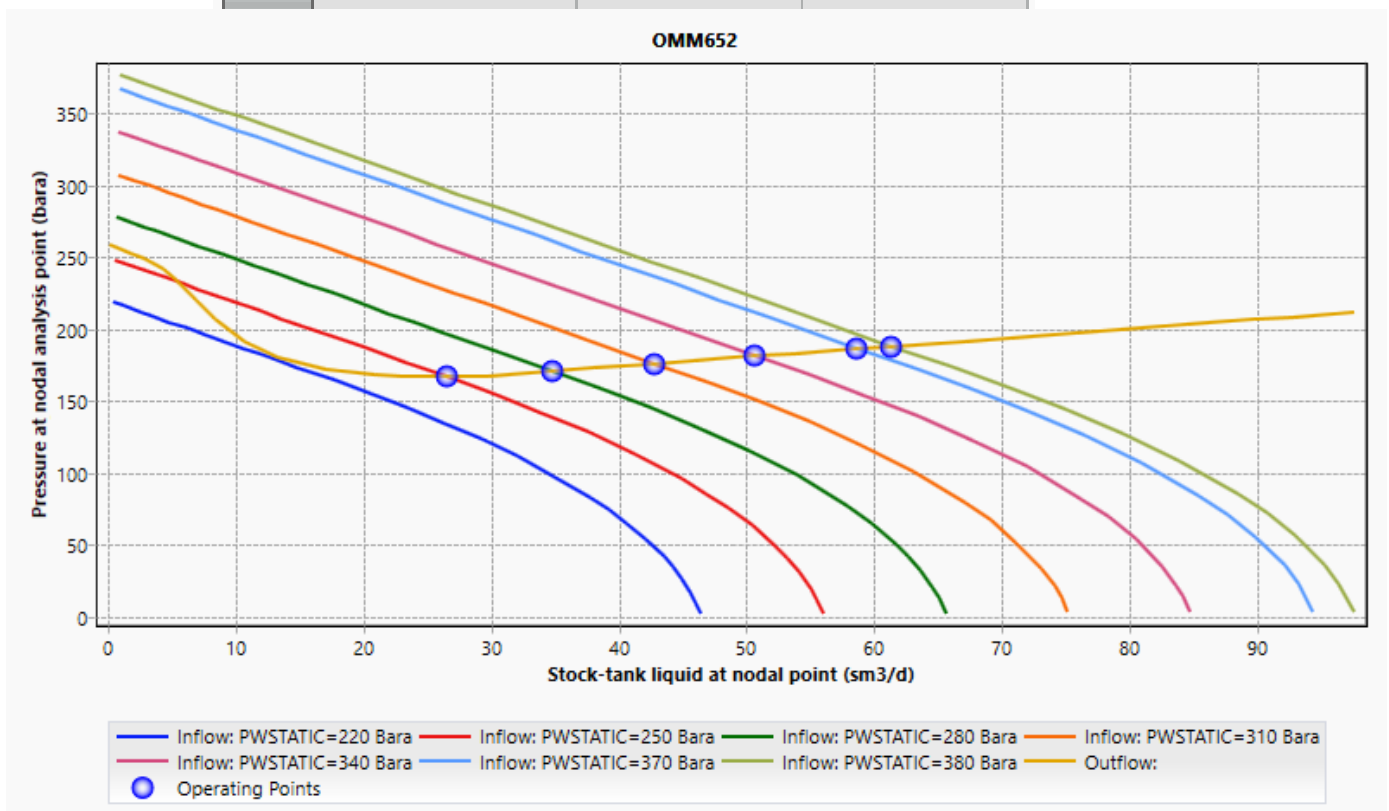


Figure IV.8 : Sensibilité sur la PG pour le puits OMM652

❖ Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus on remarque que le gisement de OMM652 est devenu non éruptif quand la pression de gisement égal à 180 bars dans ce cas la solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement c'est le maintien de pression soit par les puits injecteur de gaz ou d'eau s'il est possible.

- Sensibilité sur la pression de tête :

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		SM3/h	barg
1	POUT=10 Bara...	2.81968	166.6404
2	POUT=12 Bara...	2.772519	170.1784
3	POUT=14 Bara...	2.718403	174.2372
4	POUT=16 Bara...	2.660117	178.6088
5	POUT=18 Bara...	2.599718	183.1388
6	POUT=20 Bara...	2.53472	188.0138

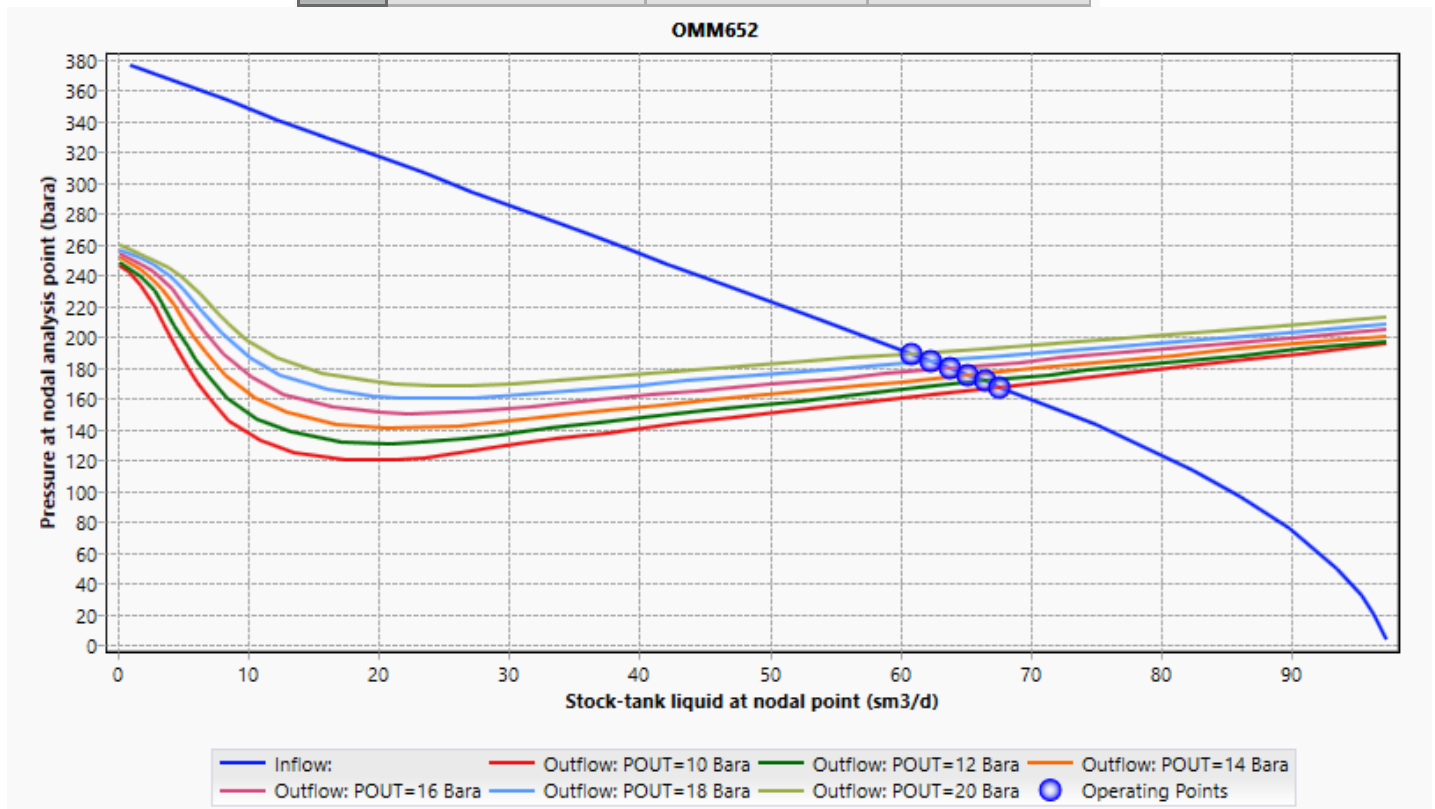


Figure IV.9 : Sensibilité sur la Pt pour le puits OMM652

❖ Interprétation des résultats

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

IV.5. Conclusion :

La modélisation des puits est une étape très importante pour la suite de travail. Après La simulation de l'état de la production de ces puits avec leurs sensibilités on a 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.

V. Modélisation et optimisation du réseau de collecte :

V.1. Introduction :

L'objectif de la modélisation et l'optimisation du réseau de collecte est non seulement pour calculer les pertes des charges sur tout le parcours du fluide actuel, mais aussi pour construire un nouveau réseau de collecte qui sert à améliorer la production par l'installation d'un nouveau séparateur situé au niveau du champ, une fois le modèle est créé avec le PIPESIM, ce dernier permet la prédiction des effets futur sur le changement de la pression séparation ou le dimensionnement des pipes

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

Dans ce chapitre, on vise la détermination du gain de la production après l'installation de l'EPF par une étude comparative entre deux cas (avant et après la mise en place de l'EPF). Nous allons étudier l'influence de la pression de séparateur sur les puits modélisés dans le chapitre précédent.

V.2. Structure de réseau actuel :

Ce dernier est constitué de 4 manifolds « W1F, W1F', OMN63 et OMN332 » avec :

- 14 puits ouvert produisant dans le manifold OMN332
- 7 puits ouvert produisant dans le manifold OMN63
- 7 puits ouvert produisant dans le manifold W1F
- 9 puits ouvert produisant dans le manifold W1F'

Parmi ces puits, 16 puits sont concernés par notre étude, car ils produisent avec un régime non-critique à travers la Duse. Ces puits sont modélisés dans le chapitre précédent. Les autres puits produisent avec un régime d'écoulement critique c.-à-d. tout ce qui passe dans le réseau de collecte n'a aucune influence sur la production des puits, ces puits sont modélisés comme source.

La structure de réseau avec le logiciel PIPESIM (voir l'annexe)

V.3. Choix de la corrélation :

Le logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charges dans les conduits horizontales, c'est le cas pour les écoulements verticaux.

Parmi ses corrélations figurant dans PIPESIM on trouve :

- Lockhart-Martinelli
- Beggs and Brill Revised
- Mukherjee and Brill
- Dukler Aga and Flanagan
- Oliemans
- OLGAS

Mais seulement la corrélation Beggs and Brill Revised qui donne des bon résultats pour le réseau OMN322.

V.4. Simulation du réseau :

La simulation est un outil utilisé dans différents domaines de l'ingénierie et de la recherche en général, permettant d'analyser le comportement d'un système avant de l'implémenter et d'optimiser son fonctionnement en testant différentes solutions et différentes conditions opératoires. Elle s'appuie sur l'élaboration d'un modèle du système, et permet de réaliser des scénarios et d'en déduire le comportement du système physique analysé.

V.4.1. Procédure de travail :

L'algorithme suivant résume la procédure de la modélisation :

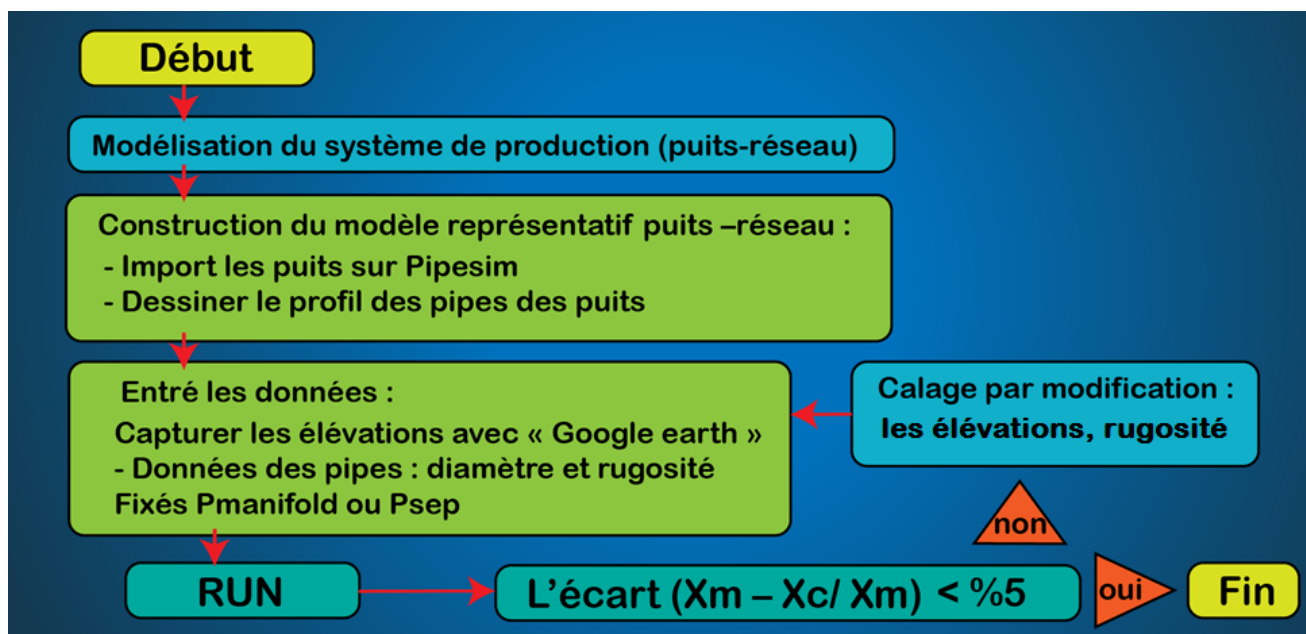


Figure V.1 : Algorithme de modélisation de réseau

V.4.2. Résultats de calage du réseau actuel :

L'objectif du calage est d'ajuster le débit calculé avec celui mesurée, afin de trouver un modèle de base qui reflète le statut actuel du réseau de collecte, On fixe La pression au niveau de manifold OMN63 à 12.2 barg et au niveau de manifold W1F à 13,5 barg.

Les résultats de calage sont résumés dans le tableau suivant :

Les Puits	Q actuel (sm ³ /h)	Q Sim (sm ³ /h)	Erreur (%)	P pipe (barg)	P pipe Sim (barg)	Erreur (%)
OMM202	2	2.005	0.25%	14.7	14.72	0.13%
OMM50	3.81	3.863	1.39%	15.6	15.69	0.57%
OMM652	2.57	2.54	1,1%	18.6	18.55	0.26%
OMM741	2.68	2.69	0.37%	17.1	17	0,58%
OMM823	0.4	0.403	0.91%	18	18,04	0.22%
OMM842	1.05	1.044	0.57%	17.1	16,95	0,87%
OMMZ77	2.79	2.75	1,4%	20.5	20,62	0.58%
OMN14	1.15	1.173	1.97%	18.6	17.96	3.56%
OMN212	2.63	2.68	1.9%	17.3	16.51	4.76%
OMN24	4.54	4.604	1.39%	19.2	18.81	2.05%
OMN312	1	1.025	2.5%	20.3	19.86	2.21%
OMN322	2.31	2.36	2.1%	18.5	18.93	2.28%
OMN543	5.9	5.92	0.33%	23.6	23.27	1.42%
OMNZ133	2.57	2.66	3%	20.8	20.00	3.98%
OMNZ142	3.81	3.853	1.12%	19.8	19.78	0.10%
OMNZ153	2.34	2.35	0,42%	18.87	18.63	1,2%

**Tableau V.1 : Résultats de calage du réseau actuel**

L'écart est inférieur à 5% , donc ce modèle est fiable.

MFD	Pression (Barg)		
	Mesuré	Simulé	$\frac{P_{mesuré} - P_{simulé}}{P_{mesuré}}$
OMN332	15,2	15,1	0,6%
W1F'	15,5	15,47	0,19%

Tableau V.2 : Résultats de calage des Manifolds

V.4.3. Analyse des pertes de charge et de vitesse pour le cas actuel :

A. Analyse des pertes de charge :

Le modèle étant calé, on calcule les pertes de charges dans chaque branche. Il existe des pertes de charge additionnelles (restrictions) dans tous les branches.

B. Analyse de la vitesse du fluide :

Les pipelines du réseau de collecte comprennent différentes tailles, allant de 4 "à 8" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 8 "à 14" pour les collecteurs.

Le modèle du réseau montre que les branches actuelles du pipeline ne sont pas très appropriées pour

la production actuelle, sauf pour quelques branches.

Basé sur l'intervalle recommandé de la vitesse moyenne du fluide ($1.2 \text{ m/sec} < \text{MFV} < 4,7 \text{ m/sec}$), pour éviter la corrosion et la décantation du sable ou du solide pour les faibles vitesses ($< 1.2 \text{ m/sec}$), et pour prévenir l'érosion pour les vitesses élevées ($> 4.7 \text{ m/sec}$). Les résultats sont représentés sur le tableau (Tableau V.2 : résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes).

Pipe	D (in)	V (m/s)	ΔP (bar)	remarque	D optimal (in)	Nouv V (m/s)	Nou ΔP (bar)
W1Fj2 _ W1F	6	0.281827	0.81	Surdimensionné	4	0.6255199	0.85
W1Fj1 _ W1F	6	1.433806	2.6	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej9 _ W1Fej8	6	4.772138	0.18	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej8 _ W1Fe	6	8.573814	2.2	Sous dimensionné	8	6.374498	1.6
W1Fej7 _ W1Fe	8	1.069484	0.07	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej6 _ W1Fe	6	0.269092	1.42	Surdimensionné	4	0.6121324	1.63
W1Fej5 _ W1Fe	6	1.841571	1.09	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej4 _ W1Fej5	4	3.956445	1.09	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej3 _ W1Fej2	6	0.225755	1.8	Surdimensionné	4	0.5215353	2.05
W1Fej2 _ W1Fej1	6	0.243216	0.08	Surdimensionné	4	0.5536614	0.16
W1Fej10 _ W1Fej9	6	3.323818	0.1	acceptable	////////	////////	////////
W1Fej1 _ W1Fe	6	0.248400	0.5	Surdimensionné	4	0.5775894	0.67
W1Fe _ W1F 10in	10	3.873528	0.22	acceptable	////////	////////	////////
OMNZ77 _ W1Fej3	6	0.164678	3.8	Surdimensionné	4	0.4130312	4.2
OMNZ153 _ W1Fej10	6	3.417083	1.5	acceptable	////////	////////	////////
OMNZ142 _ OMN332j4	6	1.502338	1.93	acceptable	////////	////////	////////
OMNZ133 _ OMN332	6	1.10405	0.5	acceptable	////////	////////	////////
OMN543 _ OMN63	4	5.844846	4.06	Sous dimensionné	8	2.499241	2.41
OMN332j3 _ OMN332	6	9.267494	7	Sous dimensionné	8	5.012098	4.84
OMN332j1 _ OMN332	6	4.479429	0.52	acceptable	////////	////////	////////
OMN332 5 _ OMN332 4	6	2.768401	0.92	acceptable	////////	////////	////////
OMN332 4 _ OMN332 3	6	5.684466	0.92	Sous dimensionné	8	3.210243	0.75
OMN332 _ OMN63	12	6.716083	0.54	Sous dimensionné	////////	////////	////////
OMN322 _ OMN332j3	6	1.422781	3.33	acceptable	////////	////////	////////
OMN312 _ OMN332j1	4	0.479645	4.3	Surdimensionné	////////	////////	////////
OMN24 _ OMN332	6	2.08824	3.9	acceptable	////////	////////	////////
OMN212 _ OMN332j2	6	2.440095	4.4	acceptable	////////	////////	////////
OMN14 _ OMN332	6	1.459432	1.42	acceptable	////////	////////	////////
OMM842 _ W1Fej8	8	2.20708	0.32	acceptable	////////	////////	////////
OMM823 _ W1Fej4	4	1.629444	0.51	acceptable	////////	////////	////////
OMM741 _ W1Fej7	8	0.068331	3.4	Surdimensionné	4	0.2782198	3.8
OMM652 _ W1Fej6	4	0.478780	1.42	Surdimensionné	////////	////////	////////
OMM50 _ W1Fj1	6	1.299313	2.6	acceptable	////////	////////	////////
OMM202 _ W1Fj2	4	0.560864	0.81	Surdimensionné	////////	////////	////////
NZ252 _ W1Fej10	6	0.094256	0.08	Surdimensionné	4	0.273284	0.15
N332 _ OMN332j4	6	3.640614	0.81	acceptable	////////	////////	////////
N22 _ OMN332j4	6	1.320865	0.07	acceptable	////////	////////	////////
M85 _ W1Fej9	6	1.527093	0.65	acceptable	////////	////////	////////
M812 _ W1Fej4	4	2.297522	2.17	acceptable	////////	////////	////////
M75 _ W1Fej7	4	3.845543	0.34	acceptable	////////	////////	////////

Tableau V.3 : résultats de sensibilité envers les diamètres des pipes

les analyses de la vitesse du fluide dans les pipelines montrent que :

- il y'a des pipeline qui fonctionnent dans l'intervalle recommandé de la vitesse du fluide.
- quelque pipeline qui ne fonctionnent pas dans l'intervalle recommandé de la vitesse du fluide, mais ils sont proches donc, on peut les accepter comme le cas de OMNZ133_OMN332.
- des pipelines fonctionnent à des vitesses inférieures à la limite recommandée, ce qui signifie qu'ils ces pipelines sont surdimensionnés, cela est dû au faible GOR dans le flux.
- les autres pipelines fonctionnent à des vitesses supérieures à la limite recommandée, cela signifie que ces pipelines sont sous-dimensionnés.

V.5. Structure de réseau après l'installation de l'EPF au niveau du manifold OMN332 :

Consiste de la mise en place d'un EPF dans le manifold OMN332 , ou l'huile sera séparée et pompée vers OMO13.

L'huile provenant des puits produisant avec un régime critique dans le manifold OMN63 est directement expédié vers OMO13 (comme le cas actuel) sans passer par l'EPF, d'autre part l'huile provenant des puits produisant avec un régime non-critique est transporté vers l'EPF avec le pipe de 8 pouce. Pour le manifold W1F, l'huile des puits avec le régime critique est expédié vers W1C.

Actuellement, il existe 2 pipes qui relient le manifold OMN332 et W1F', pour optimiser le débit on propose les configurations suivantes :

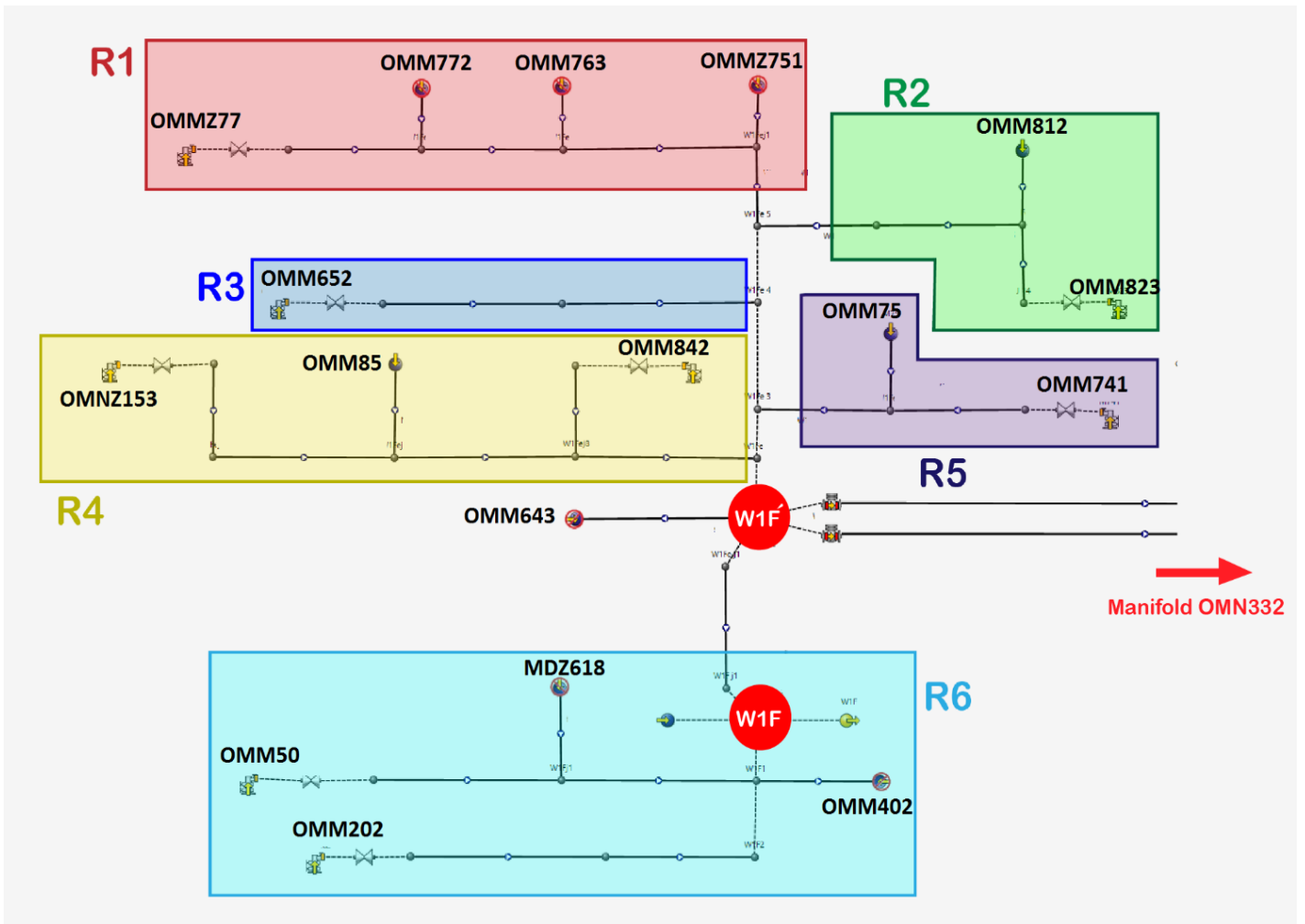


Figure V.2 : Différente branche relié aux manifolds W1F' et W1F

- On fixe la pression de séparateur au niveau du manifold OMN332 à 14 Barg. Les résultats des différentes configurations sont représentés dans le Tableau V.3.
- l'étude est faite selon les 16 puits avec un régime d'écoulement non-critique modélisé dans le chapitre précédent.

Configurations	Pipe (12 in)	Pipe (8 in)	Débit d'huile (sm^3/h)	Débit de gas (sm^3/h)
1	ALL	.	41,7957	22773,99
2	.	ALL	39,73876	22388,07
3	R1 R2 R3	R4 R5 R6	41,02876	22623,44
4	R1 R2 R3 R4	R5 R6	41,62776	22801,65
5	R1 R2 R3 R4 R5	R6	41,94270	22802,57
6	R4 R5 R6	R1 R2 R3	41,966703	22802,795
7	R6 R5	R1 R2 R3 R4	41,42370	22634,12
8	R6	R1 R2 R3 R4 R5	41,06370	22580,95

Tableau V.4 : Résultat de sensibilité envers les diamètres des pipe reliant les Manifold W1F' et OMN332

D'après les résultats de Tableau V.4 , la configuration 6 donne le meilleur résultat.

V.6. Sensibilité sur la pression de séparation :

Si on fait des sensibilités sur la pression de séparation, on enregistre une augmentation de débit d'huile en fonction de la diminution de la pression de séparation.

La somme de Débit actuel (sans EPF) est :

$$Q_{huile} = 68,873(sm^3/h) \quad (V.1)$$

$$Q_{gaz} = 50334,125 (sm^3/h) \quad (V.2)$$

Les résultats obtenus sont représentés pour chaque pression de séparation on fait la simulation du système avec une sensibilité sur la pression de séparation: 14 barg, 12 barg, 8 barg et 6 barg dans les tableaux en dessous, on a présenté les gains pour les différents Psép.

- Cas un séparateur Psép = 14 barg

Les Puits	Q_{huile} actuel (sm^3/h)	Q_{huile} Sim (sm^3/h)	Gain/perte (sm^3/h)	Q_{gaz} actuel (sm^3/h)	Q_{gaz} Sim (sm^3/h)
OMM202	2,00507	1,934322	-0,07075	224,5667	216,643
OMM50	3,863257	3,820916	-0,04234	1216,931	1203,593
OMM652	2,548908	2,581501	0,032593	280,3781	283,9634
OMM741	2,693792	2,723885	0,030093	142,7697	144,3646
OMM823	0,4038658	0,405265	0,001399	840,0174	842,9267
OMM842	1,044889	1,046837	0,001948	2379,139	2383,573
OMMZ77	2,755485	2,830278	0,074793	236,9698	243,4019
OMN14	1,173619	1,179531	0,005912	1878,955	1888,420
OMN212	2,685839	2,721322	0,035483	1402,003	1420,525
OMN24	4,619969	4,72388	0,103911	2309,993	2361,948
OMN312	1,025763	1,049328	0,023565	272,857	279,1254
OMN322	2,365079	2,407838	0,042759	1793,512	1825,880
OMN543	5,920664	5,833220	-0,087450	4440,461	4374,880
OMNZ133	2,65026	2,667728	0,017468	1590,181	1600,662
OMNZ142	3,856263	3,877921	0,021658	1793,176	1803,247
OMNZ153	2,35398	2,372157	0,018177	2000,886	2016,337
Somme	41,966703	42,17590	0,209220	22802,796	22889,500

Tableau V.5 : Gain à la pression de séparation 14 barg

Remarque :

On remarque une perte de débit de quelque puits cela, est due au problème de freinage (quand la pression de pipe soit très proche de pression de tête), Le freinage de certains puits à cause de la pression élevée dans le manifold cela est due après le raccordement de manifold OMN332 et W1F'.

- Cas avec un séparateur $P_{sep} = 12$ barg

Les Puits	Q_{huile} actuel (sm^3/h)	Q_{huile} Sim (sm^3/h)	Gain/perte (sm^3/h)	Q_{gaz} actuel (sm^3/h)	Q_{gaz} Sim (sm^3/h)
OMM202	2,00507	2,0357	0,03063	224,5667	227,9973
OMM50	3,863257	3,882458	0,019201	1216,931	1222,979
OMM652	2,548908	2,645302	0,096394	280,3781	290,9814
OMM741	2,693792	2,778399	0,084607	142,7697	147,2538
OMM823	0,4038658	0,4078649	0,0039991	840,0174	848,3353
OMM842	1,044889	1,0503	0,005411	2379,139	2391,459
OMMZ77	2,755485	2,98148	0,225995	236,9698	256,4052
OMN14	1,173619	1,188184	0,014565	1878,955	1902,273
OMN212	2,685839	2,783507	0,097668	1402,003	1452,985
OMN24	4,619969	4,90139	0,281421	2309,993	2450,704
OMN312	1,025763	1,089044	0,063281	272,857	289,690
OMN322	2,365079	2,488181	0,123102	1793,512	1886,699
OMN543	5,920664	5,896909	-0,023755	4440,461	4422,645
OMNZ133	2,65026	2,698722	0,048462	1590,181	1619,258
OMNZ142	3,856263	3,91654	0,060277	1793,176	1821,205
OMNZ153	2,35398	2,409592	0,055612	2000,886	2048,156
Somme	41,966703	43,1764979	1,1867281	22802,796	23279,026

Tableau V.6 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 12 barg

Actuellement, il existe 8 puits fermés dont :

- 5 puits sont fermés pour la réduction de charge sur le manifold : (OMM772, OMM402, OMN261, OMNZ132, MDZ618).
- 3 puits produisent avec intermittence, ses puits sont fermé car, ils sont épuisés, la pression de tête est proche de la pression de pipe : (OMM763, OMMZ751, OMM643).

Parmi les rôles de l'EPF est le soulagement du réseau de collecte et la réduction de la charge gaz sur les centres de traitement donc, on peut ouvrir ces 8 puits après l'installation de l'EPF au niveau de manifold OMN332.

A la pression de séparation de 10 barg, on ouvre ses 8 puits car, il y a un soulagement dans tout le réseau.

Le tableau suivant représente le débit d'écoulement concernant les 8 puits après l'ouverture. Par expérience, on estime ce débit à 2/3 du débit de dernier jaugeage de chaque puits car après fermeture, il y'aura une chute du débit.

Les puits	Débit d'huile (sm^3/h)	Débit de gas (sm^3/h)	Débit d'huile estimé (sm^3/h)	Débit de gas estimé (sm^3/h)
OMM772	0,40	57,46	0,266	38,306
OMM763	2,72	301,48	1,813	200,986
OMMZ751	2,69	276,21	1,793	184,140
OMM643	0,80	184,14	0,533	122,760
OMM402	0,27	236,78	0,180	157,853
OMN261	0,18	1372,52	0,120	915,013
OMNZ132	0,44	3938,25	0,293	2625,500
MDZ618	0,04	500,48	0,026	333,653
Total			5,027	4578,213

Tableau V.7 : Débit d'écoulement concernant les 8 puits fermé

- Cas avec un séparateur Psép = 10 barg

Les Puits	Q_{huile} actuel (sm^3/h)	Q_{huile} Sim (sm^3/h)	Gain/perte (sm^3/h)	Q_{gaz} actuel (sm^3/h)	Q_{gaz} Sim (sm^3/h)
OMM202	2,00507	2,130198	0,125128	224,5667	238,5811
OMM50	3,863257	3,939622	0,076365	1216,931	1240,986
OMM652	2,548908	2,704414	0,155506	280,3781	297,4837
OMM741	2,693792	2,820349	0,126557	142,7697	149,4771
OMM823	0,4038658	0,4101692	0,0063034	840,0174	853,1282
OMM842	1,044889	1,053349	0,008460	2379,139	2398,400
OMMZ77	2,755485	3,129571	0,374086	236,9698	269,1409
OMN14	1,173619	1,196392	0,022773	1878,955	1915,415
OMN212	2,685839	2,830091	0,144252	1402,003	1477,302
OMN24	4,619969	5,054481	0,434512	2309,993	2527,250
OMN312	1,025763	1,122525	0,096762	272,857	298,596
OMN322	2,365079	2,565627	0,200548	1793,512	1945,325
OMN543	5,920664	5,974575	0,053911	4440,461	4480,894
OMNZ133	2,65026	2,726432	0,076172	1590,181	1635,884
OMNZ142	3,856263	3,950844	0,094581	1793,176	1837,157
OMNZ153	2,35398	2,455172	0,101192	2000,886	2076,464
Somme	41,966703	44,0638112	2,0971084	22802,796	23641,484
Débit Total	Huile	76,1966114	Gaz	55122,8223	
Gain Total	Huile	7,1241084	Gaz	5416,9013	

Tableau V.8 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 10 barg

- Cas avec un séparateur Psép = 8 barg

Les Puits	Q_{huile} actuel (sm^3/h)	Q_{huile} Sim (sm^3/h)	Gain/perte (sm^3/h)	Q_{gaz} actuel (sm^3/h)	Q_{gaz} Sim (sm^3/h)
OMM202	2,00507	2,217996	0,212926	224,5667	248,4144
OMM50	3,863257	3,991473	0,128216	1216,931	1257,319
OMM652	2,548908	2,760119	0,211211	280,3781	303,6113
OMM741	2,693792	2,875893	0,182101	142,7697	152,4209
OMM823	0,4038658	0,4122013	0,0083355	840,0174	857,3547
OMM842	1,044889	1,055997	0,011108	2379,139	2404,431
OMMZ77	2,755485	3,270715	0,51523	236,9698	281,2793
OMN14	1,173619	1,203423	0,029804	1878,955	1926,671
OMN212	2,685839	2,831238	0,145399	1402,003	1477,901
OMN24	4,619969	5,183174	0,563205	2309,993	2591,596
OMN312	1,025763	1,152361	0,126598	272,857	306,5325
OMN322	2,365079	2,63661	0,271531	1793,512	1999,059
OMN543	5,920664	6,019263	0,098599	4440,461	4514,41
OMNZ133	2,65026	2,750469	0,100209	1590,181	1650,307
OMNZ142	3,856263	3,979369	0,123106	1793,176	1850,421
OMNZ153	2,35398	2,484593	0,130613	2000,886	2101,348
Somme	41,966703	44,8248943	2,8581915	22802,796	23923,0761
Débit Total	Huile	76,9576945	Gaz	55404,4144	
Gain Total	Huile	7,8851915	Gaz	5698,4934	

Tableau V.9 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 8 barg

- Cas avec un séparateur Psép = 6 barg

Les Puits	Q_{huile} actuel (sm^3/h)	Q_{huile} Sim (sm^3/h)	Gain/perte (sm^3/h)	Q_{gaz} actuel (sm^3/h)	Q_{gaz} Sim (sm^3/h)
OMM202	2,00507	2,297126	0,292056	224,5667	257,2769
OMM50	3,863257	4,036998	0,173741	1216,931	1271,66
OMM652	2,548908	2,806789	0,257881	280,3781	308,7449
OMM741	2,693792	2,910266	0,216474	142,7697	154,2427
OMM823	0,4038658	0,4128356	0,0089698	840,0174	858,6741
OMM842	1,044889	1,058114	0,013225	2379,139	2409,249
OMMZ77	2,755485	3,399301	0,643816	236,9698	292,3375
OMN14	1,173619	1,209419	0,0358	1878,955	1936,271
OMN212	2,685839	2,831238	0,145399	1402,003	1477,901
OMN24	4,619969	5,288229	0,66826	2309,993	2644,124
OMN312	1,025763	1,178623	0,15286	272,857	313,5183
OMN322	2,365079	2,640577	0,275498	1793,512	2002,062
OMN543	5,920664	6,055725	0,135061	4440,461	4541,756
OMNZ133	2,65026	2,768796	0,118536	1590,181	1661,303
OMNZ142	3,856263	3,998433	0,14217	1793,176	1859,286
OMNZ153	2,35398	2,491725	0,137745	2000,886	2117,969
Somme	41,966703	45,3841946	3,4174918	22802,796	24106,3754
Débit Total	Huile	77,5169948	Gaz	55587,7137	
Gain Total	Huile	8,4444918	Gaz	5881,7927	

Tableau V.10 : Gain d'huile et du gaz à la pression de séparation 6 barg

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Séparateur P (Barg)	Gain d'huile (sm^3/h)	Gain de gaz (sm^3/h)	Débit total d'huile (sm^3/h)	Débit total de gaz (sm^3/h)
10	7,1241084	5416,9013	76,1966114	55122,8223
8	7,8851915	5698,4934	76,9576945	55404,4144
6	8,4444918	5881,7927	77,5169948	55587,7137

Tableau V.11 : Résultat de sensibilités sur la pression de séparation

Sur l'histogramme ci-dessous, on a présenté le gain pour les différents paliers des pressions séparatrices (Psép), pour toute diminution de la pression de séparation, on a une augmentation considérable du gain

- Cas de l'huile :

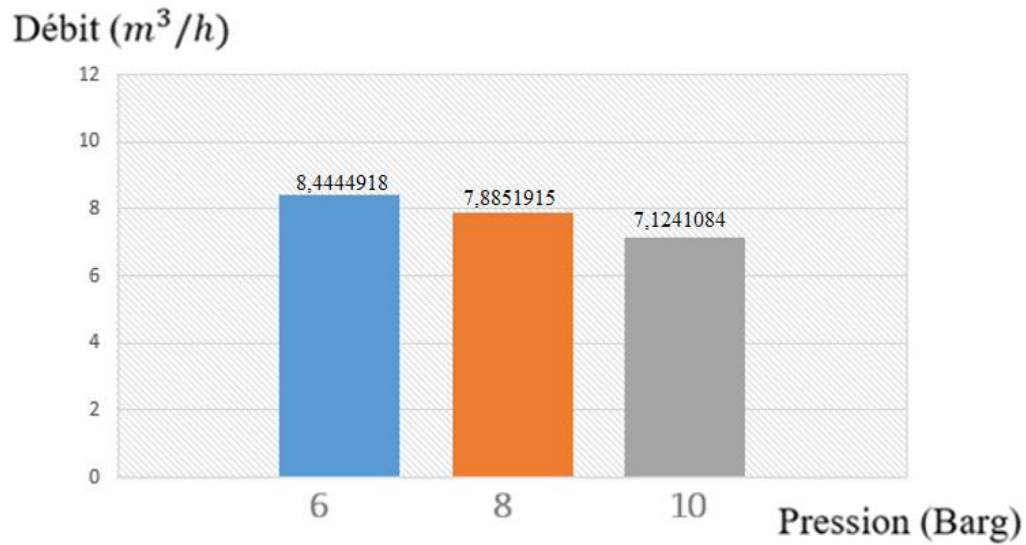
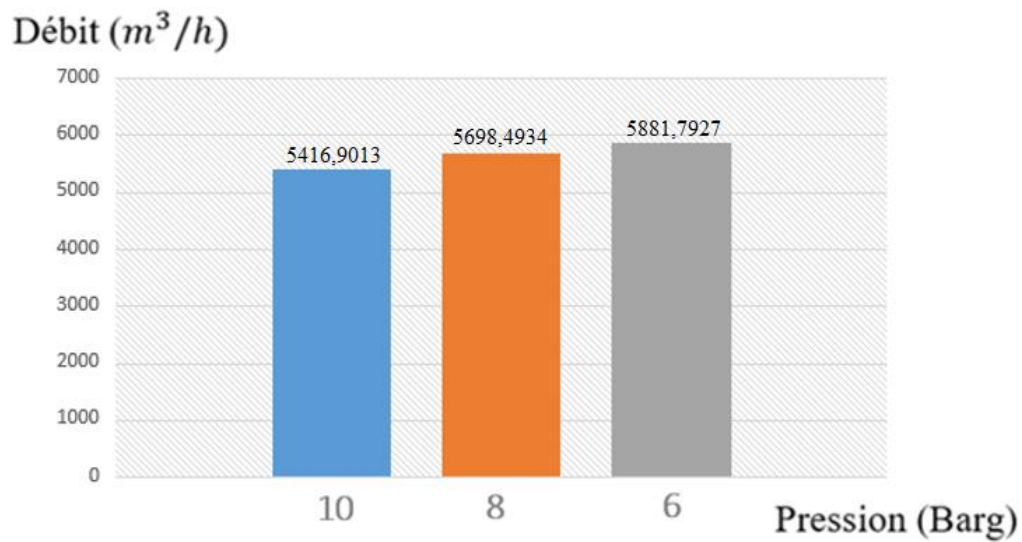


Figure V.3 : Gain d'huile par rapport à la pression de séparation

- Cas de gaz :



FigureV.4 : Gain de gaz par rapport à la pression de séparation

Conclusion :

D'après ces résultat on enregistre un gain très important en fonction de la pression de séparation, variant de $7,12 \text{ } m^3/h$ à $8,44 \text{ } m^3/h$ pour le cas de l'huile et de $5416,90 \text{ } m^3/h$ à $5881,79 \text{ } m^3/h$ pour le gaz, pour les pressions de separations 10 a 6 barg.

V.7. Modélisation des scénarios :

Trois scénarios sont proposés :

- 1- EPF sans compresseur avec le torchage du gaz.
 - Consiste dans la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, ou l'huile sera séparée et pompée vers OMO13 et le gaz sera torché.
 - L'eau est déchargée vers un bourbier.
- 2- EPF sans compresseur, avec une prise en charge du gaz par gravité.
 - Consiste dans la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, ou l'huile sera séparée et pompée vers OMO13 et le gaz sera expédié vers OMO13 sans compresseur.
 - L'eau est déchargée vers un bourbier.
- 3- EPF avec compresseur.
 - Consiste dans la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, ou l'huile sera séparée et pompée vers OMO13 et le gaz sera expédié vers OMO13 avec un compresseur.
 - L'eau est déchargée vers un bourbier.

Actuellement, il existe 3 pipes reliant les manifolds OMN332, OMN63 et OMO13 pour que l'ensemble huile-gaz sera expédié vers CINA à partir du manifold OMO13. Les différentes pipes reliant les manifolds OMN332, OMN63 et OMO13 sont représentés dans la figure suivante :

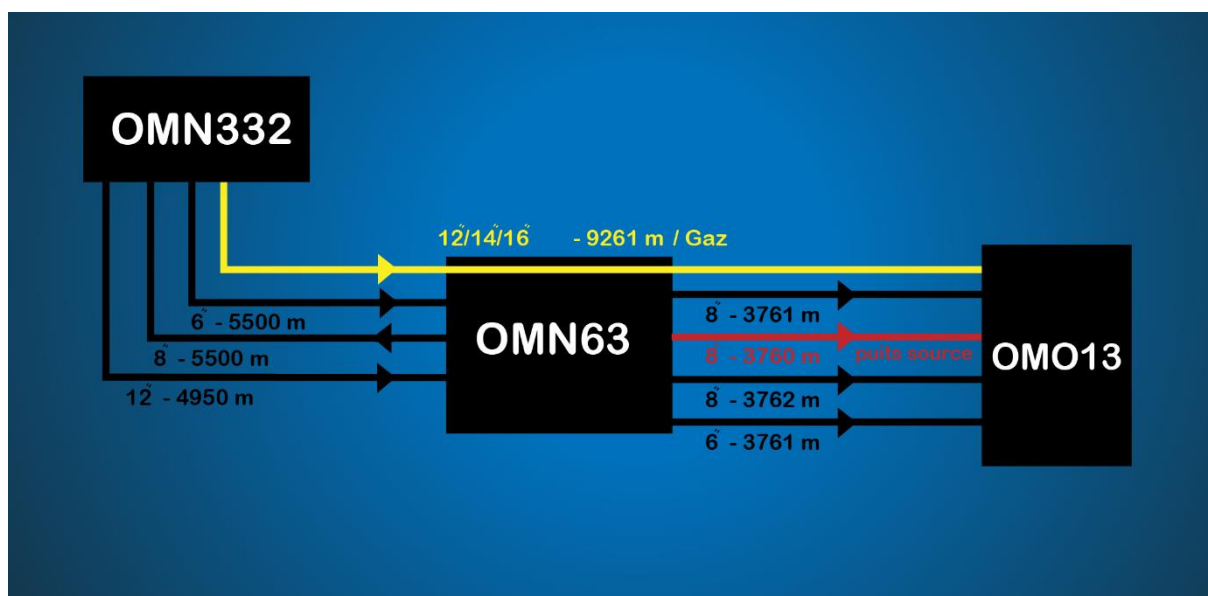


Figure V.5 : Pipes reliant les manifolds OMN332, OMN63 et OMO13

Remarque :

Pour le cas du gaz nous allons proposer de créer une ligne de gaz reliant les manifolds OMN332 et OMO13, les résultats de l'étude sont représentés dans les tableaux ci-dessous.

Profil de la ligne de gaz reliant OMN332 et OMO13 :



Figure V.6 : Profil de la ligne de gaz reliant OMN332 et OMO13

V.7.1. Resultats de la simulation :

A. Cas gaz :

Dans ce cas l'étude a été faite pour différentes, diamètres de pipe allant de 8 à 16 in et comparé les différent ΔP (tel que : $\Delta P = P_{\text{omn332}} - P_{\text{sép}}$) pour différent pression de séparation. La pression de départ de gaz au manifold OMO13 est 9.5 barg.

La corrélation WEYMOUTH est utilisée pour le calcul des pertes de charges dans le cas de l'écoulement monophasique pour le gaz :

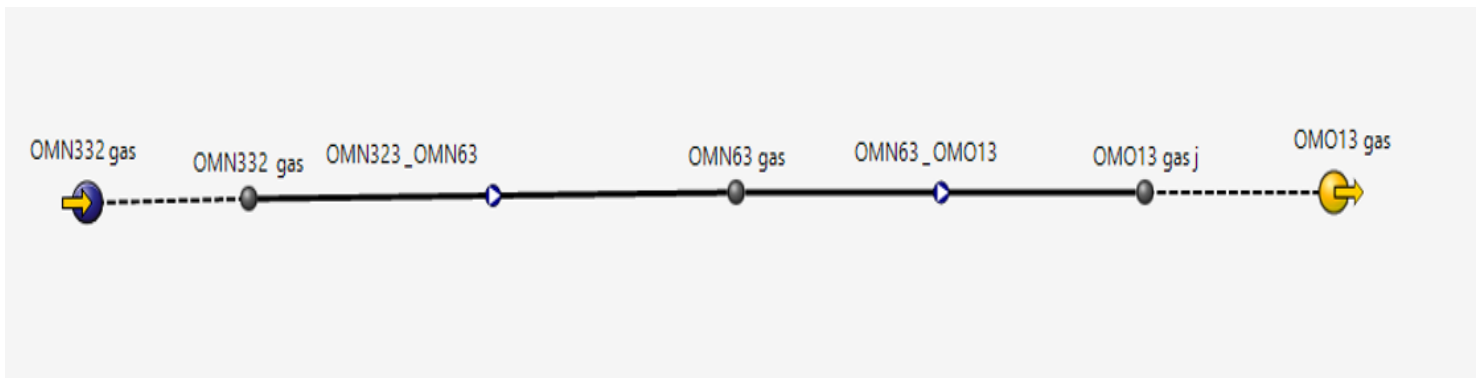


Figure V.7 : Structure de la ligne de gaz reliant OMN332 et OMO13 (pipesim)

- Les résultats sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

- Cas avec un séparateur Psép = 10 barg

Diamètre (in)		Pression OMO13 (barg)	Pression OMN332 (barg)	Nécessité d'un Compresseur	ΔP (Bar)
OMN332 _ OMN63	OMN63 _ OMO13				
12	12	9,5	14,27563	OUI	4,27563
14	14	9,5	11,89646	OUI	1,89646
16	16	9,5	10,77522	OUI	0,77522

Tableau V.12 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe a Psép 10 barg

- Cas avec un séparateur Psép = 8 barg

Diamètre (in)		Pression OMO13 (barg)	Pression OMN332 (barg)	Nécessité d'un Compresseur	ΔP (Bar)
OMN332 _ OMN63	OMN63 _ OMO13				
12	12	9,5	14,31776	OUI	6,31776
14	14	9,5	11,91917	OUI	3,91917
16	16	9,5	10,78779	OUI	2,78779

Tableau V.13 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe a Psép 8 barg

- Cas avec un séparateur Psép = 6 barg

Diamètre (in)		Pression OMO13 (barg)	Pression OMN332 (barg)	Nécessité d'un Compresseur	ΔP (Bar)
OMN332 _ OMN63	OMN63 _ OMO13				
12	12	9,5	14,34687	OUI	8,34687
14	14	9,5	11,93487	OUI	5,93487
16	16	9,5	10,79648	OUI	4,79648

Tableau V.14 : Résultat de la simulation pour les différents diamètres de pipe a Psép 6 barg

- D'après ces résultats, on observe que pour les pressions de séparation 6 barg, 8 barg et 10 barg on a besoin d'installer un compresseur pour tous les cas car la pression d'arriver à l'EPF OMN332 est plus grands par rapport à la pression de séparation

B. Cas huile :

Pour l'huile l'étude est faite pour les différents collecteurs reliant les manifolds OMN332_OMN63 et OMO13 pour cela quatre cas sont possible :

On a resumé tous les cas dans le tableau suivant :

Manifolds	Diamètre de pipe (in)	
	OMN332 _ OMN63	OMN63 _ OMO13
Cas 1	12 in	8 in
Cas 2	12 in	8 in et 6 in
Cas 3	12 in	8 in et 8 in
	6 in	6 in

Tableau V.15 : Diamètre des collecteurs reliant OMN332, OMN63 et OMO13

Cas 1 :



Cas 2 :



Cas 3 :



Figure V.8 : Structure de la ligne de l'huile reliant OMN332 et OMO13 (pipesim)

La corrélation de Moody est utilisée pour le calcul des pertes de charges dans le cas de l'écoulement monophasique pour l'huile, comme le cas du gaz la simulation est faite pour les différentes pressions de séparation varient entre 10 et 6 barg.

- Les résultats de la simulation sont présentés dans les tableaux ci-dessous :

Cas 01 :

Séparateur Pression (barg)	Débit total d'huile (sm^3/h)	Pression OMN332 (Barg)	Nécessité d'une pompe	ΔP (Bar)
10	76,1966114	13,99117	Oui	3,99117
8	76,9576945	14,01189	Oui	6,01189
6	77,5169948	14,03556	Oui	8,03556

Tableau V.16 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le premier cas

Cas 02 :

Séparateur Pression (barg)	Débit total d'huile (sm^3/h)	Pression OMN332 (Barg)	Nécessité d'une pompe	ΔP (Bar)
10	76,1966114	13,10315	Oui	3,10315
8	76,9576945	13,2554	Oui	5,2554
6	77,5169948	13,2677	Oui	7,2677

Tableau V.17 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le deuxième cas

Cas 03 :

Séparateur Pression (barg)	Débit total d'huile (sm^3/h)	Pression OMN332 (Barg)	Nécessité d'une pompe	ΔP (Bar)
10	76,1966114	12,46288	Oui	2,46288
8	76,9576945	12,47948	Oui	4,47948
6	77,5169948	12,51307	Oui	6,51307

Tableau V.18 : Résultat de la simulation pour les différentes pressions de séparation pour le troisième cas

- D'après ces résultats on remarque que la pression d'arriver à l'EPF OMN332 augmente avec la diminution de la pression de séparation, comme pour le cas du gaz pour les pressions de séparation de 6 barg, 8 barg et 10 barg donc on a besoin d'installer une pompe pour tous les cas.
- La meilleure configuration est pour le troisième cas, car la pression d'arriver à l'EPF OMN332 est la plus faible comparé aux autre cas.

Conclusion :

La quantité de gaz produite varie entre 1322947,74 sm^3/j et 1334105,13 sm^3/j pour les pressions de séparation varient entre 10 et 6 barg, vu cette grande quantité produite le torchage de gaz est évité.

Pour la pression de séparation égale à 6 barg ou on a besoin d'installé une pompe et un compresseur pour tous les cas, donc le scénario qui convient consiste à la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, ou l'huile sera séparé et pompé vers OMO13 et le gaz sera expédié vers OMO13 avec un compresseur .

VI. Etude techno-économique :

VI.1. Introduction :

La résolution d'un problème technique industriel doit tenir compte d'un grand nombre de contraintes de natures différentes : technique, financières, juridiques, humaines...etc.

Dans tous les cas, elle doit prendre en compte les coûts de la solution proposée et son délai de réalisation.

Le rôle de l'ingénieur est d'apporter une réponse chiffrée à tout problème qui lui est posé.

Compte tenu de la complexité du problème technique industriel, le défi consiste à :

- Poser les bonnes questions pour mieux les préciser.
- Choisir la méthode de résolution conduisant au respect des règles de l'art à la solution au moindre coût et dans les meilleurs délais.

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

VI.2. Cout d'investissement du projet :

Le prix de location d'une installation de l'EPF avec toutes options (Séparation, pompage, compression) est estimé à **21000 \$/j.** [65]

En se basant sur le gain en production calculé dans le chapitre 5, pour un séparateur de $P_{sep}=6$ bar on calcule le gain au prix du brut et du gaz.

Dans notre étude nous allons calculer le délai d'amortissement en cas d'installation d'un pipe pour transporter le gaz vers CINA via le manifold OMO13 pour les diamètres 14 et 16 in.

Le prix de petrole brut est fixé par la loi de finance Algerienne a 50 \$ / baril , prix de gaz natuel 2 \$/MMBTU . Dans le tableau suivant on a présenté le gain totale pour le prix actuel de petrole brut et de gaz :

Prix de huile (\$/BBL)	Prix de gaz (\$/MM BTU)	huile gain (sm^3/h)	gaz gain (sm^3/h)	huile gain (bbl/j)	gaz gain (sm^3/j)	Revenu journalier huile (\$/j)	Revenu journalier gas (\$/j)	Gain (\$/j)
50	2	8,444	5881,79	1274,45	141162,96	63722,50	10702,27	53424,77

Tableau VI.1 : Revenu journalier et le gain au prix du brut et gaz

D'après les résultats présentés le tableau, le gain sera de **53424,77 \$/j** pour le prix actuel du pétrole brut et de gaz naturel, le gain est important, ce qui est normal en ce qui concerne le prix de location (**21000 \$/j**) et le gain de production.

Coût du pipe :

Pipe				Totale \$
Ø (in)	Coût unitaire \$/m	Longueur (m)	Coût totale \$	
14	63	9261	583443	583443
16	75	9261	694575	694575

Tableau VI.2 : Coûts d'investissement du projet

VI.3. Délai d'amortissement du projet :

V.3.1.Définition :

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 la réalisation.

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

VI.3.2.Délai d'amortissement :

Sur le tableau suivant on a présenté le délai d'amortissement pour les différents diamètres de pipe.

Ø (in)	Prix de huile (\$/BBL)	Prix de gaz (\$/MMBTU)	cout total (\$)	Gain (\$/j)	Tm (j)
14	50	2	583443	53424,77	10,9
16	50	2	694575	53424,77	13

Tableau VI.3 : Délai d'amortissement

VI.4. Conclusion :

D'après les résultats de notre étude le faible coût des dépenses et les délais d'amortissement du projet qui sont très court, ce qui permet d'affirmer que notre investissement est rentable.

Conclusion générale :

Cette étude nous amène aux conclusions suivantes :

- Les résultats de la modélisation des potentiels des puits nous ont permis de confirmer une augmentation des débits dans le cas d'une diminution de la pression du séparateur pour les puits qui produisent avec un régime non-critique.
- La corrélation de Beggs and Brill Revised est la plus pour le calcul des pertes de charge le long des lignes de surface.
- Sur base de l'analyse des conduites du réseau de collecte actuel, les points suivants ont été soulevés :
 - Il y'a des pipelines qui fonctionnent dans l'intervalle recommandé de vitesse de fluide.
 - Des pipelines fonctionnent à des vitesses inférieures à la limite recommandée ce qui signifie qu'ils sont surdimensionnés, ce qui provoque la présence de la corrosion.
 - Les autres pipelines fonctionnent à des vitesses supérieures à la limite recommandée, ce qui signifie que ces pipelines sont sous-dimensionnés. Cela peut provoquer de l'érosion.
- A la pression de séparation de 14 barg on enregistre une diminution du débit à cause du freinage de certains puits due à l'augmentation de la pression aux manifolds OMN63 et W1F.
- La diminution de la pression de séparation au niveau d'EPF (OMN332) provoque une augmentation de la production, on enregistre un gain très important en fonction de la pression de séparation, variant de 7,12 sm³/h à 8,44 sm³/h pour le cas de l'huile et de 5416,90 sm³/h à 5881,79 sm³/h pour le gaz, pour les pressions de séparations varient de 10 à 6 barg.
- D'après la modélisation des lignes de pipe reliant l'EPF OMN332 et les manifolds OMN63 et OMO13, le scénario qui convient consiste à la mise en place d'un séparateur et une pompe dans le MFD OMN332, où l'huile sera séparée et pompée vers OMO13 et le gaz sera expédié vers OMO13 avec un compresseur.
- L'étude techno-économique du projet d'installation de l'EPF au niveau du manifold OMN332 montre que le gain est important, cela permet d'affirmer que notre investissement est rentable.

Recommandations:

Les résultats issus de cette étude nous ramènent à recommander ce qui suit :

- L'installation d'un EPF au niveau du manifold OMN332 pour assurer un gain de production d'environ 8.44 sm³/h pour l'huile et de 5881,7927 sm³/h pour le gaz.
- L'ouverture des puits : OMM772, OMM763, OMMZ751, OMM643, OMM402, OMN261, OMNZ132 et MDZ618 après l'installation de l'EPF (à la pression de séparation de 10 barg).
- L'installation d'un compresseur pour booster le gaz directement vers le CINA et éviter le torchage à cause de la quantité de gaz importante (protection de l'environnement).
- L'envoi du gaz vers le CINA via le séparateur OMO13 avec une ligne de 14''.
- Mettre un modèle fiable pour le système intégré (réservoir, puits, réseau) ce qui nous permettra la mise à jour de la simulation de ce dernier et le suivi de l'effet de changement des paramètres.

Bibliographie

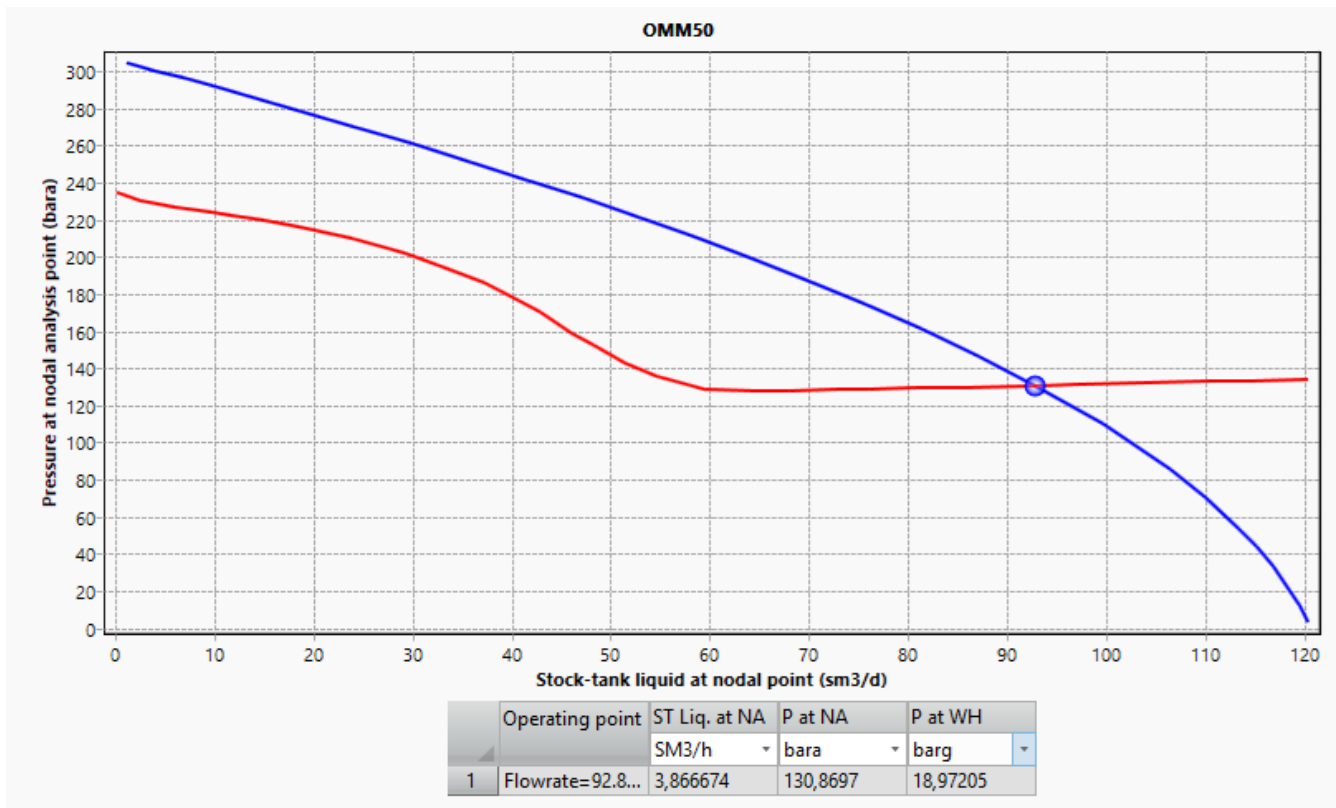
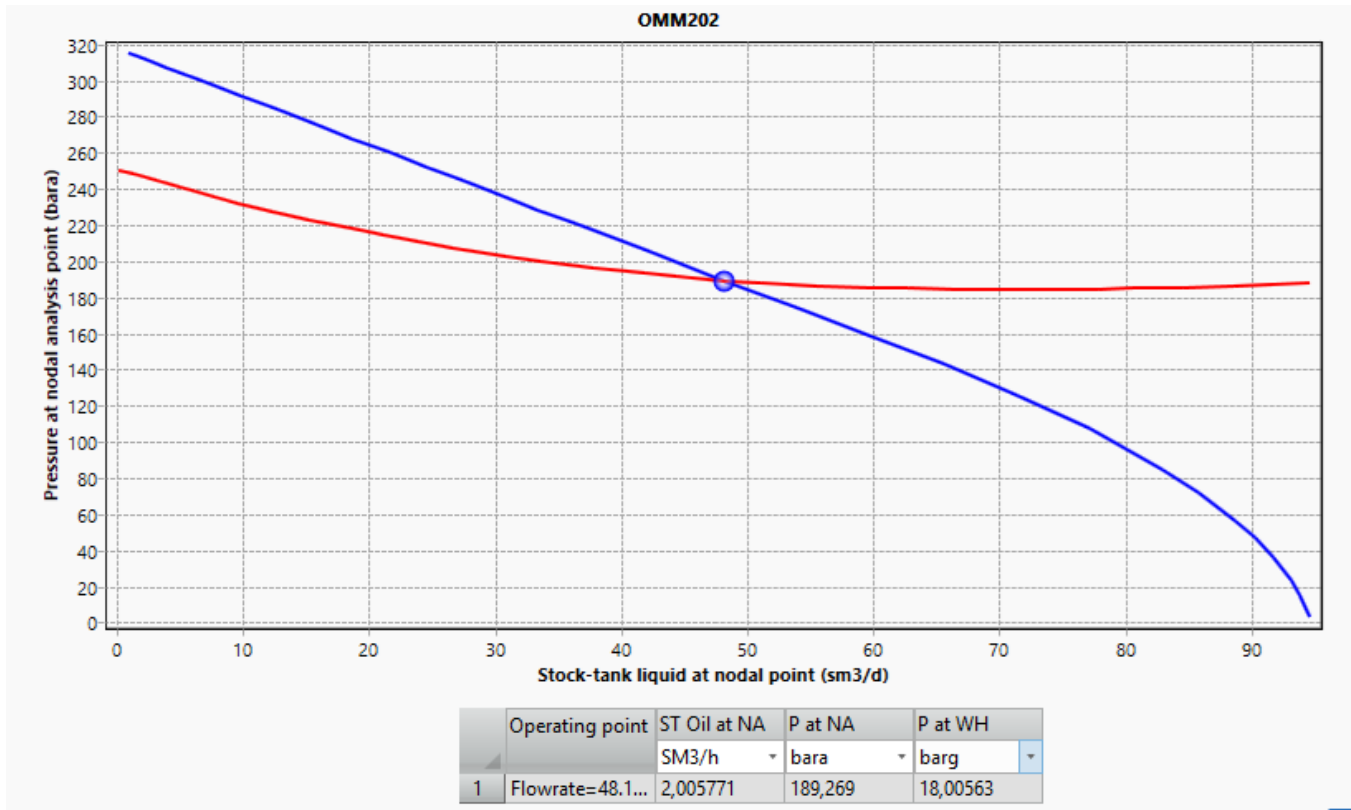
- [1] Gilbert ,W E : "Flowing and Gas-Lift Well Performance "API Drill Prod Practice 1954.
- [2] Nind T E W : "Principles of Oil Well Production" McGraw-Hill 1964
- [3] Brown K E and Beggs H D : "The Technology of Artificial Lift Methods" Vol 1 Penn Well Publ Co Tulsa Oklahoma 1978.
- [4] Vogel, J. v.: "inflow Performance Relationships for Solution Gas Orive Wclls" JPT, Jan, 1968.
- [5] Standing, M. B : "Inflow Performance Relationships for" Damaged Wells Producing by Solution Gas Drive," JFT. Nov., 1970.
- [6] Fetkovich, M. J.: "The Isoehronal. TestMg of Oil Wells": Paper 4529, 48th Annual Fall Meeting of SPE, Las Vegas, Nev ,1973
- [7] Jones, L., Blount, E. M., and Glaze, O. H.: "Use of Short Tenn Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence" SPE 6133, presented at SPE 51st Annual Fall Meeting, New Orleans, LA, 1976.
- [8] Giger, F. M., Combe, J., and Reis.5, L. H.: "L'interest du forage horizontal pour l'exploitation des guisements d'hydrocarbures" Revue de l'inst Francais de Petrole, May-June, 1983.
- [9] Bendakhlia, H., and Aziz, K.: "Inflow Perfonnance Relationships for Solution-Gas Orive Horizontal Wells" SPE 19823, 64th Annu,1 Fall Meeting of SPE, San Antonio, Texas, Oct., 1989
- [10] Klins, M. A., & Majcher, M. W. (1992) : "Inflow Performance Relationships for Damaged or Improved Wells Producing Under Solution-Gas Drive" Journal of Petroleum Technology, 44(12),
- [11] Wiggins, M. L. (1993) : "Generalized Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow" SPE Production Operations Symposium.
- [12] Sukarno, P. and Wisnogroho, A.: "Generalized Two-Phase IPR Curve Equation under Influence of Non-linear Flow Efficiency" Proc., Soc of Indonesian Petroleum Engineers Production Optimization Intl. Symposium, Bandung, Indonesia (1995)
- [13] Del Castillo, Y.: "New Inflow Performance Relationships for Gas Condensate Reservoirs", M.S. Thesis Texas A& M University, May 2003, College Station.
- [14] R. V. A. Oliemans (TU Delft, The Netherlands) : "the history of multiphase pipe flows science and technology". Research response to industrial pull ,BHR Group 2018 Multiphase 11, 11th North American Conference on Multiphase Production Technology, 6-8 June, 2018.
- [15] Gilbert, W. E.: "Flowing and Gas-Lift Well Performance" API Drig. and prod,1954.
- [16] Poettmann, F. H. and Carpenter, P. G. : "The Multiphase Flow of Gas OIL and Water Through Vertical Flow String" Drill and prod.practice,1952
- [17] Baxendell P. B. and Thomas R. 1961. "The Calculation of Pressure Gradients in High Rate Flowing Wells" J Pet. Tech. October, 1023-1028

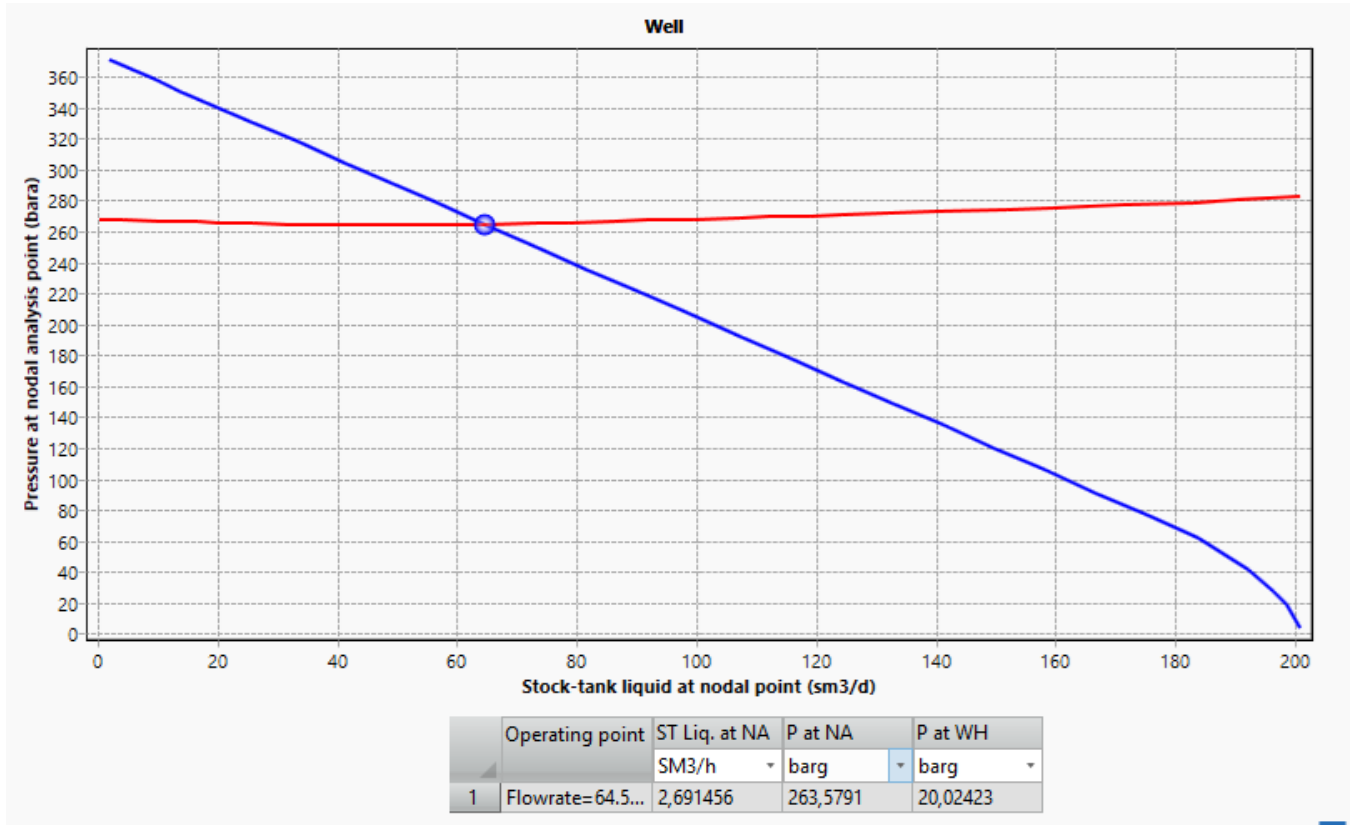
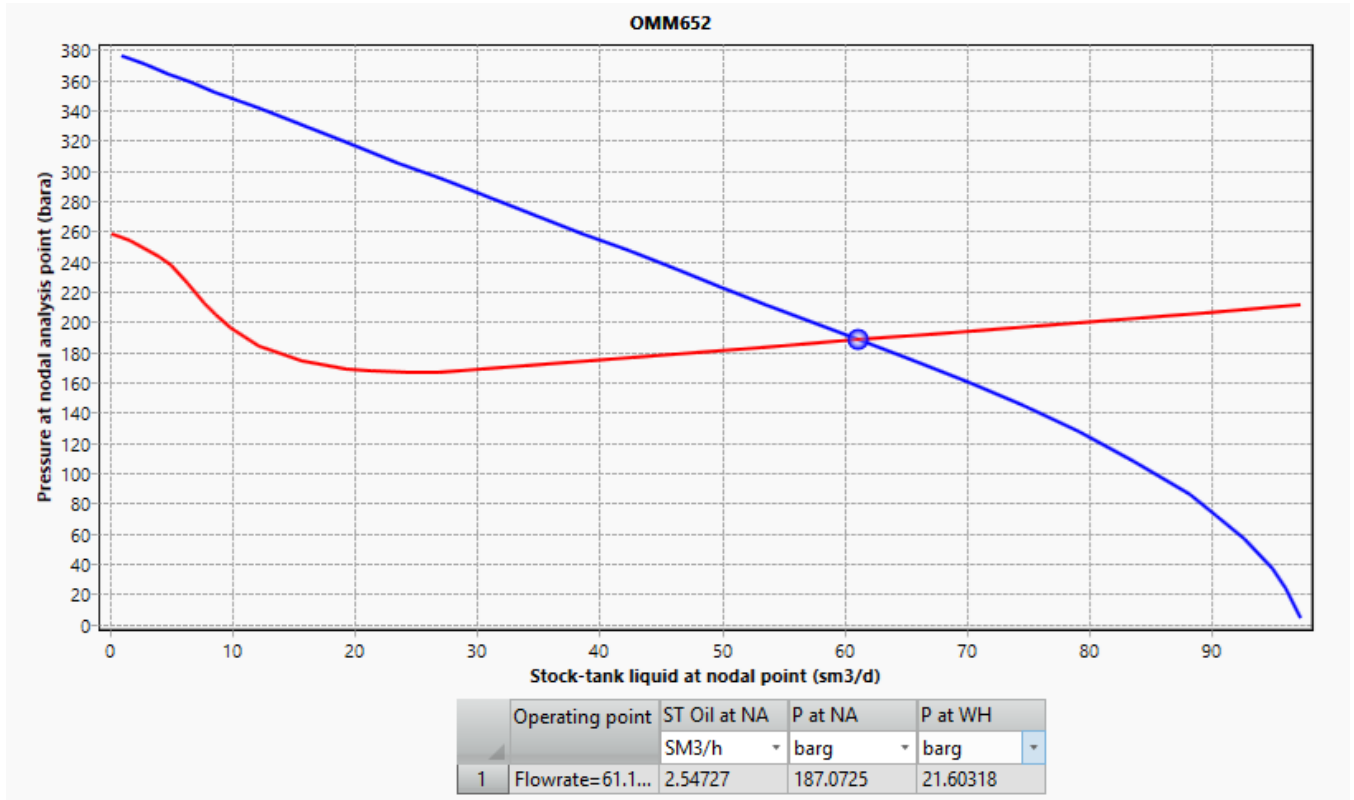
- [18] Francher G. H.Jr. and Brown K. E. 1963 "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing" Soc. Pet. Eng J. March 59-69
- [19] Duns H. Jr., and Ros N. C. J. 1963 : "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells", Section II, Paper 22-PD 6, Proc. Sixth World Pet. Congress, Frankfurt, 19–26 June, 451–465.
- [20] Hagedorn A. R. and Brown K. E. 1964 : "The Effect of Liquid Viscosity in Two Phase Vertical Flow", J. Pet. Tech., February, 203–210.
- [21] Orkiszewski, 1.: "Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe" JPT, June, 1967.
- [22] Beggs H. D. and Brill J. P. 1973 : "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes", J. Pet. Tech, May, 607–617.
- [23] Mukherjee H. and Brill J. P. 1983 : "Liquid Holdup Correlations for Inclined Two Phase Flow", J. Pet. Tech. Mat 1003-1008
- [24] Aziz K., Govier G. W. and Forgarasi M. 172 : "Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas" J. Can. Pet. Montreal. July-September, 38-48
- [25] Cornish R. E. 1976 : "The Vertical Multiphase Flow of Oil and Gas at High Rates", J. Pet. Tech. July 825-831
- [25] Gray, H. E. : "Vertical Flow Correlations in Gas Wells" User Manual ,API 14-B SSV Computer Program
- [26] M.Hemanta and J.P.Brill : " Liquide Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow ",SPE,University of Tulsa, May, 1983.
- [27] Hasan, A. R. and Kabir, C. S.: "Predicting Multiphase Behavior in a Deviated Well " SPE 15449, Presented at 61st Annual SPE Conference, New Orleans, LA, 1986.
- [28] Minami K. and Brill J. P. 1987 : "Liquid Holdup in Wet Gas Pipelines" , SPE Production Engineering February, 36-44.
- [29] Ansari A. M., Sylvester N. D., Shoham O., and Brill J. P. 1990 : "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two Phase Flow in Wellbores", SPE 20630 Presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 23–26 September, 151–165.
- [30] J.Xiao and al : "A Comprehensive Mechanistic Model for two-phase Flow in pipelines ", In The 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans , LA.Paper SPE 20631 : pp 67-180,September,1990.
- [31] K. H. Bendiksen, D. Malnes, R.Moes ,And S .Nuland : "he Dynamic Two-Fluid Model OLGA Model :Theory and Application" ,SPE 19451,pp 171-180.1992.
- [32] Mohamed. A. Abd El Moniem, Amal Petroleum Company; Ahmed H. El-Banbi, : " Proper Selection of Multiphase Flow Correlations" , SPE-175805-MS, Cairo University, September 2015.
- [33] Prosper Software Help Manual,Petroleum Experts,2013
- [34] Schlumberger, 2017, PIPESIM Version 2017.2, Software User Guide.

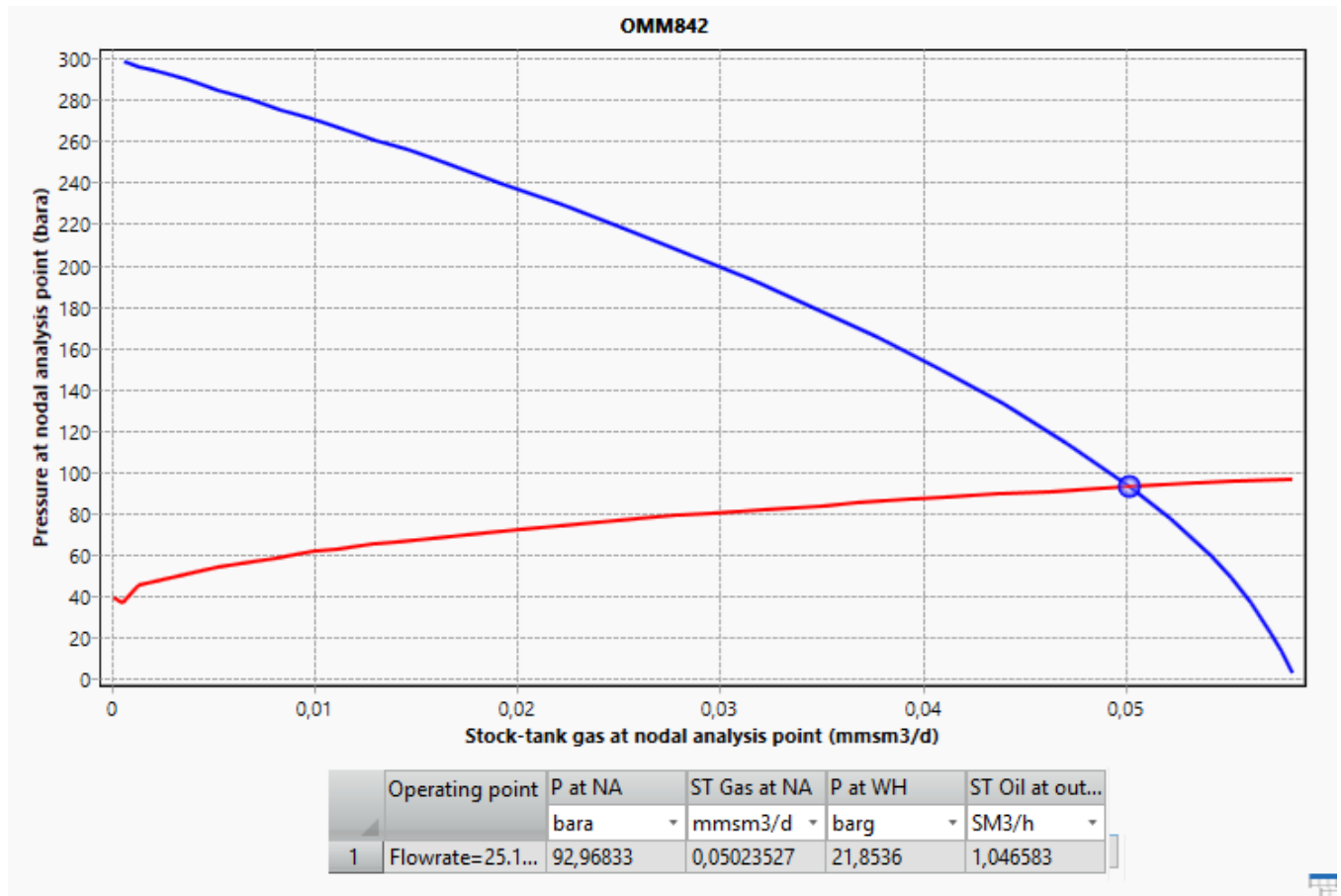
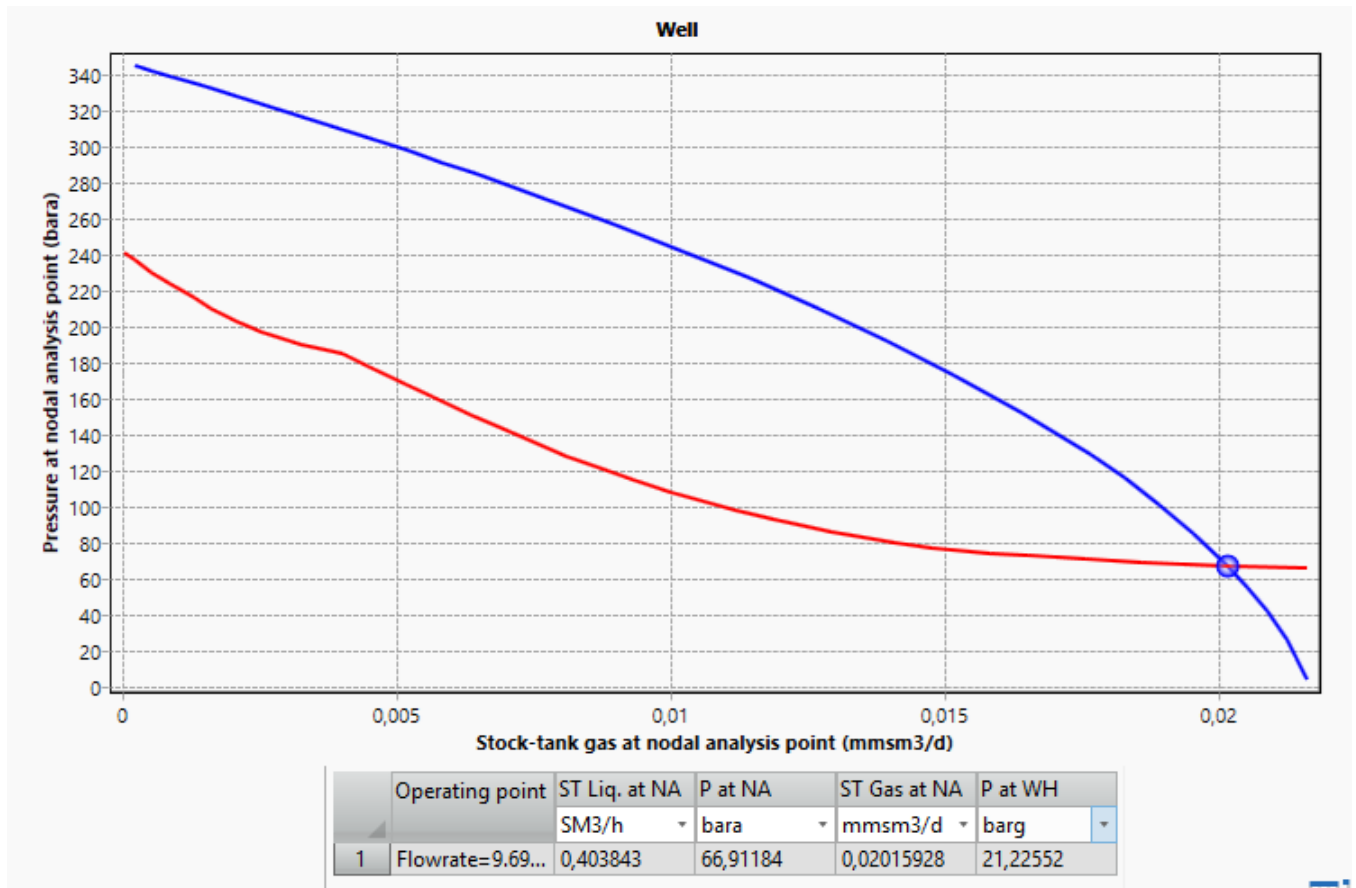
- [35] N.H Boriyantoro and M.A .Adewumi The pennsylvania state university : "An Integrated single-phase/two phase Hydrodynamic Model for Predicting the fluid flow Behavior of Ggas Condensate in Pipeline" 1994
- [36] Fortunati, f. : " Two-phase flow through wellhead chokes" Presented at the SPE European Spring Meeting held 16–18 May 1972 in Amsterdam, the Netherlands. SPE paper 3742.
- [37] Ashford, f.e : " An evaluation of critical multiphase flow performance through wellhead chokes" J. Petroleum Technol. 1974;26(August):843–848.
- [38] Gould, t.l : " Discussion of an evaluation of critical multiphase flow performance through wellhead chokes" J. Petroleum Technol. 1974;26(August):849–850.
- [39] Ashford, f.e and pierce, p.e. : " Determining multiphase pressure drop and flow capabilities in down hole safety valves" J. Petroleum Technol. 1975;27(September):1145–1152.
- [40] Pilehvari, a.a : "Experimental study of subcritical twophase flow through wellhead chokes" Tulsa, OK: University of Tulsa Fluid Flow Projects Report, September 1980.
- [41] Pilehvari, a.a : "Experimental study of critical two-phase flow through wellhead chokes" Tulsa, OK University of Tulsa Fluid Flow Projects Report, June 1981.
- [42] Sachdeva, r., schmidt, z., brill, j.p., and blais, r.m : " Two-phase flow through chokes" Paper presented at the SPE 61st Annual Technical Conference and Exhibition held 5–8 October
- [43] Surbey, d.w., kelkar, b.g., and brill, j.p: "Study of subcritical flow through multiple orifice valves" SPE Production Eng. 1988;February:103–108.
- [44] Surbey, d.w., kelkar, b.g., and brill, j.p : " Study of multiphase critical flow through wellhead chokes" SPE Production Eng. 1989;May:142–146.
- [45] Al-attar, h.h. and abdul-majeed, g : " Revised bean performance equation for east Baghdad oil wells" SPE Production Eng. 1988;February:127–131.
- [46] Perkins, t.k : " Critical and subcritical flow of multiphase mixtures through chokes " Presented at the SPE 65th Annual Technical Conference and Exhibition held 23– 26 September 1990 in New Orleans, Louisiana. SPE paper 20633.
- [47] Osman, m.e. and dokla, m.e. Has condensate flow through chokes. Presented at 23 April 1990. SPE paper 20988.
- [48] Wallis, g.b : " One Dimensional Two-Phase Flow" New York: McGraw-Hill Book Co., 1969.
- [49] Perry, r.h. Chemical Engineers Handbook, 5th edition. New York: McGraw-Hill Book Co., 1973
- [50] Ikoku, c.u. Natural Gas Engineering. Tulsa, OK: PennWell Books, 1980.
- [51] Nind, t.e.w : " Principles of Oil Well Production " 2nd edition. New York: McGraw-Hill Book Co., 1981.
- [52] Bradley, h.b : "Petroleum Engineering Handbook" Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1987.

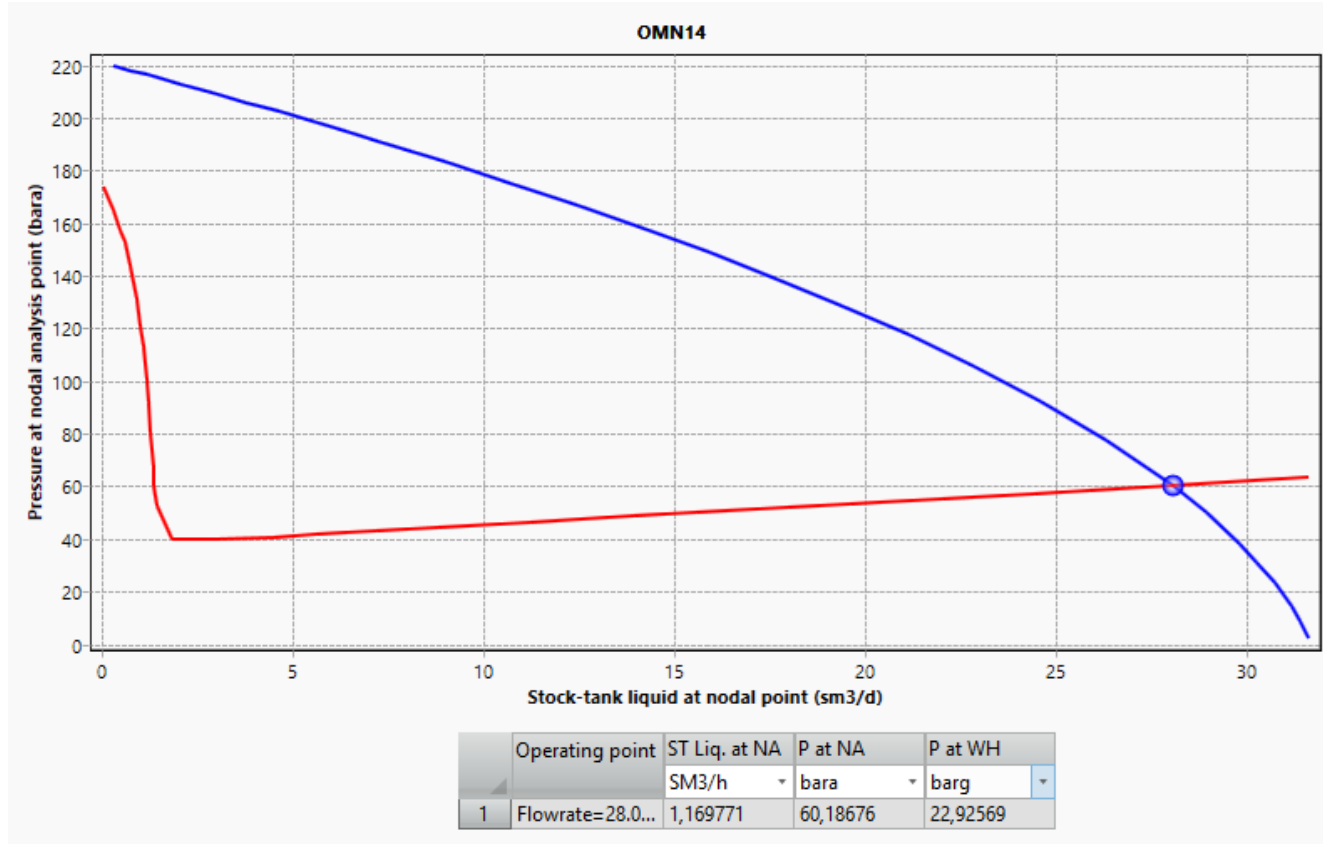
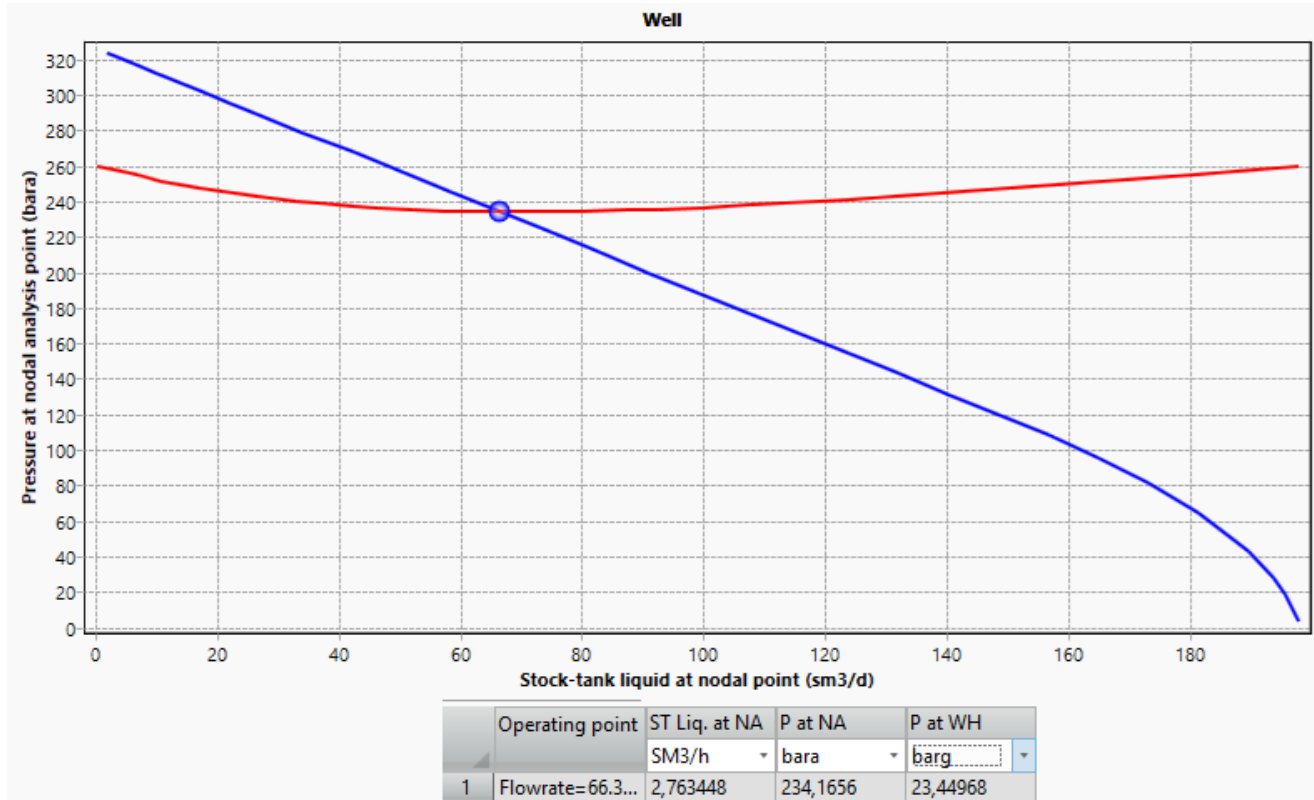
- [53] Saberi, m : " A study on flow through wellhead chokes and choke size selection" MS thesis, University of Southwestern Louisiana, Lafayette, 1996, pp. 78–89.
- [54] Aliev et Ali : "Structure géologique et perspective en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien " 1971
- [55] Amata.A : "Caractérisation des gisements de Hassi Messaoud, impacts sur la qualité du réservoir ". IAP Boumerdes,2002.
- [56] Lakrem et Abbas : " Analyse et diagnostique du réseau de collecte de satellite S1A, Hassi Messaoud" Université Boumerdès, 2012.
- [57] Meriuma.A : "Modélisation analytique de l'estimation géométrique de la bille d'injection" Université Batna, 1996.
- [58] Y Kouzmine : "L'Espace Saharien Algérien : Dynamique démographiques et migratoires " Maitrise de Géographie, Université de Franche -Comté, 2003.
- [59] " Two-phase flow in pipes " by Dr.James P.Brill and DR.H.Dale Beggs, Sixth Edition, January,1991
- [60] Analyse nodale - Beggs D - " Production Optimization Using Nodal Analysis"
- [61] Dale Beggs. H : " Production Optimization using Nodal Analysis" book, OGCI Publications. Oil & Gas Consultants International Inc, Tulsa.
- [62] Petroleum Production Engineering, Boyun Guo, William C.Lyons , Ali Ghalambor, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [63] L Mailhe : "Cours de production, collecte, traitement, stockage? ", Tome 13, 1974.
- [64] Total, Manuel de formation ; Cours Exp-Pr-EQ 080, Les équipements, Les séparateurs.
- [65] Berrahal S : "Modélisation et Optimisation (Puits, Réseau de collecte) du champ RAMA" IAP. Boumerdes, 2017.
- [66] Petroleum Resources with Emphasis on Offshore Fields Book by A.B. Zolotukhin, E. T. Jarlsby, and Ove T. Gudmestad

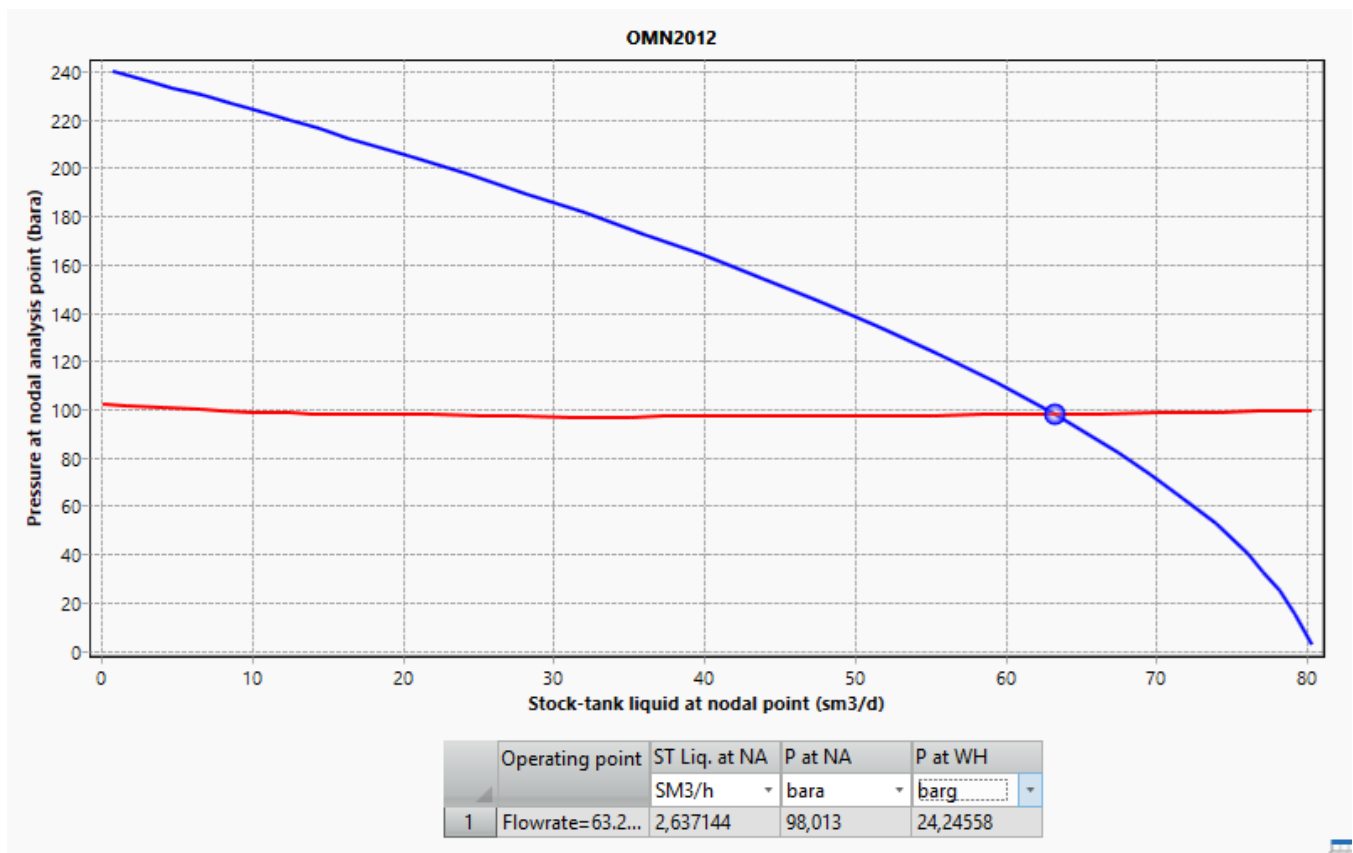
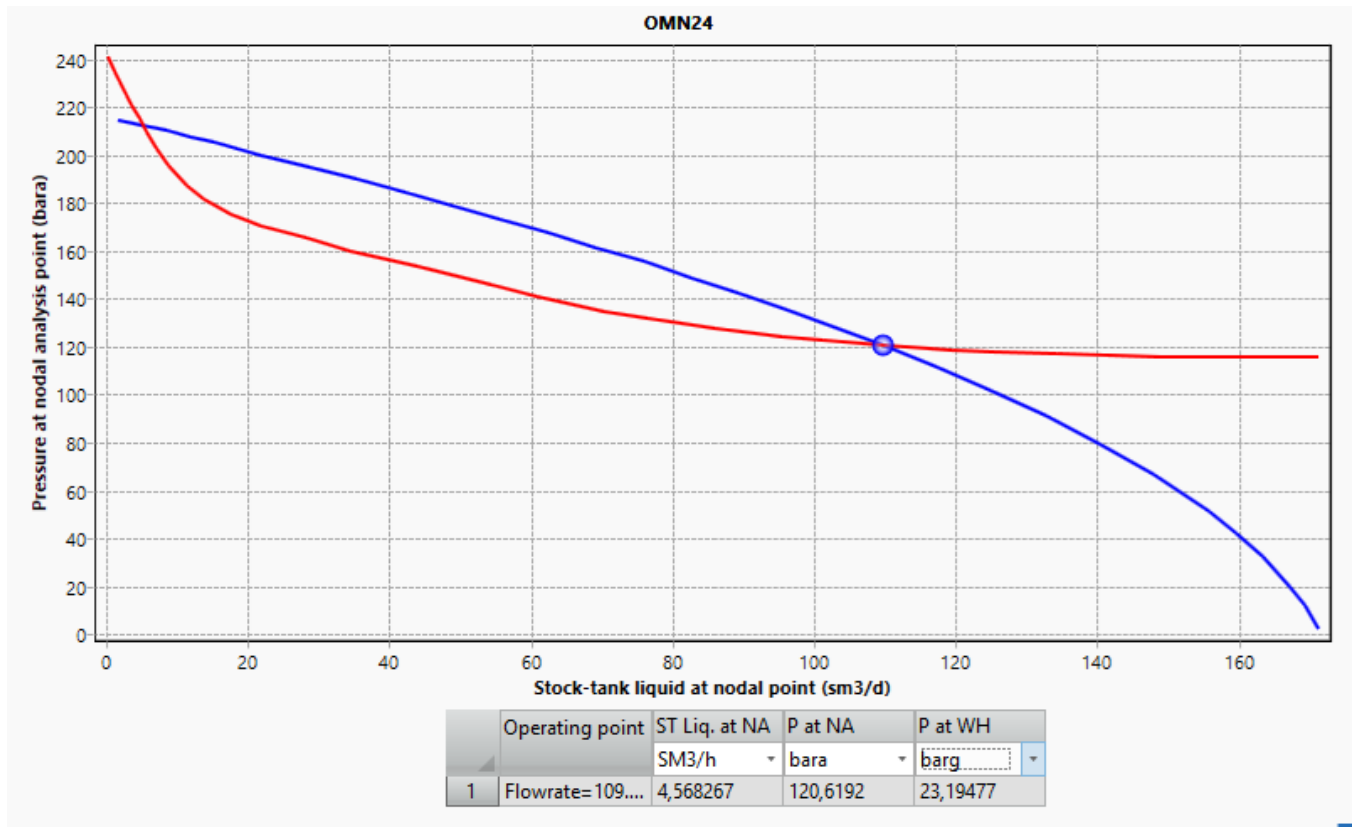
Annexe A : Courbes Inflow et Outflow après calage

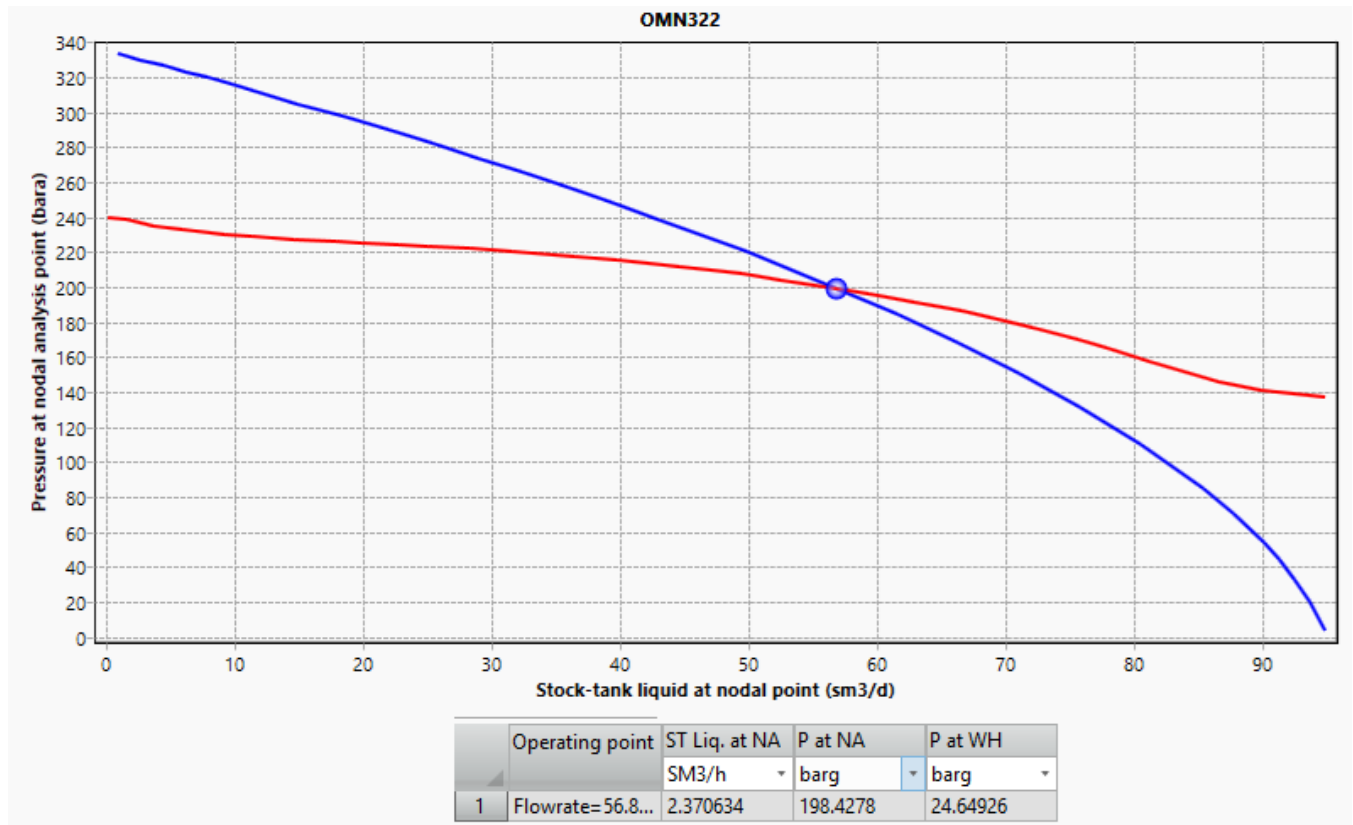
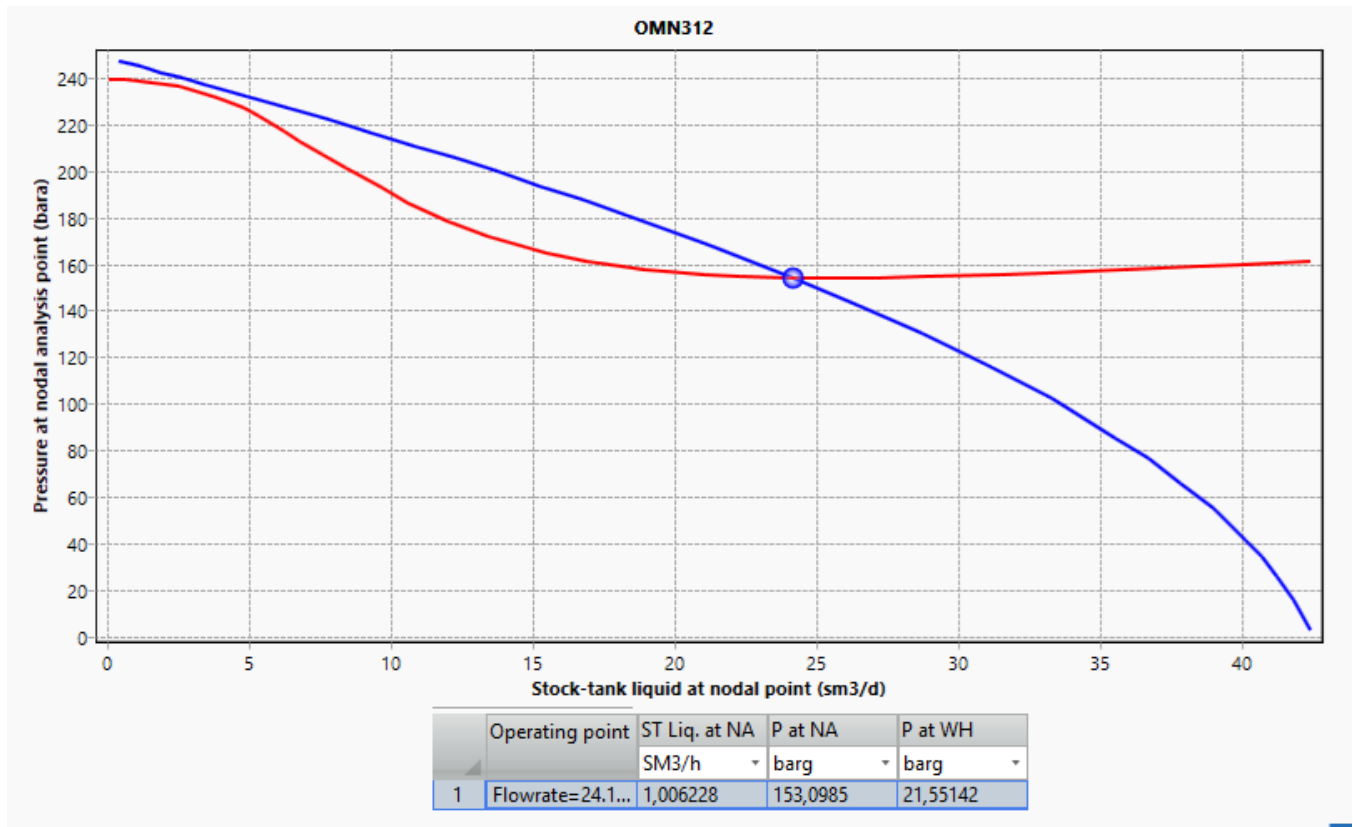


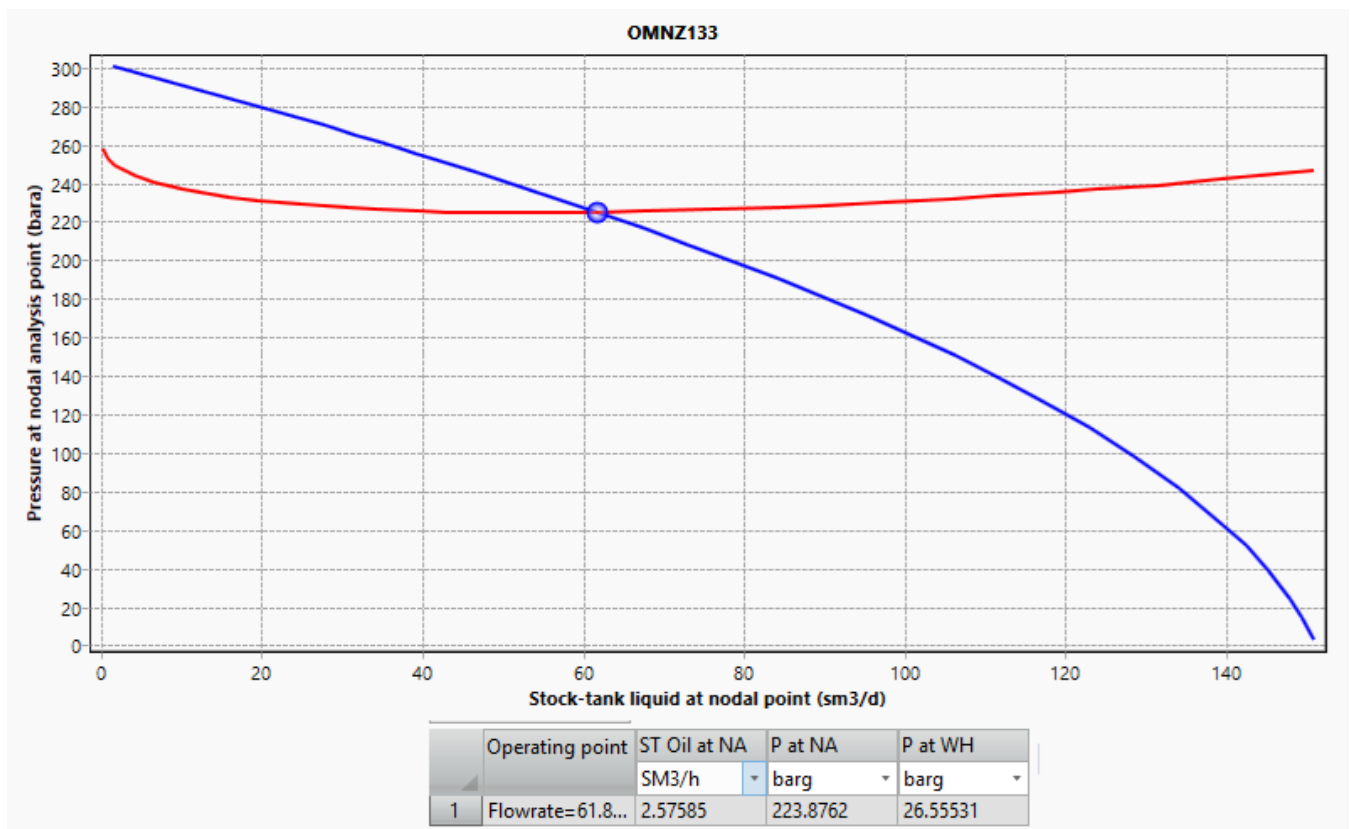
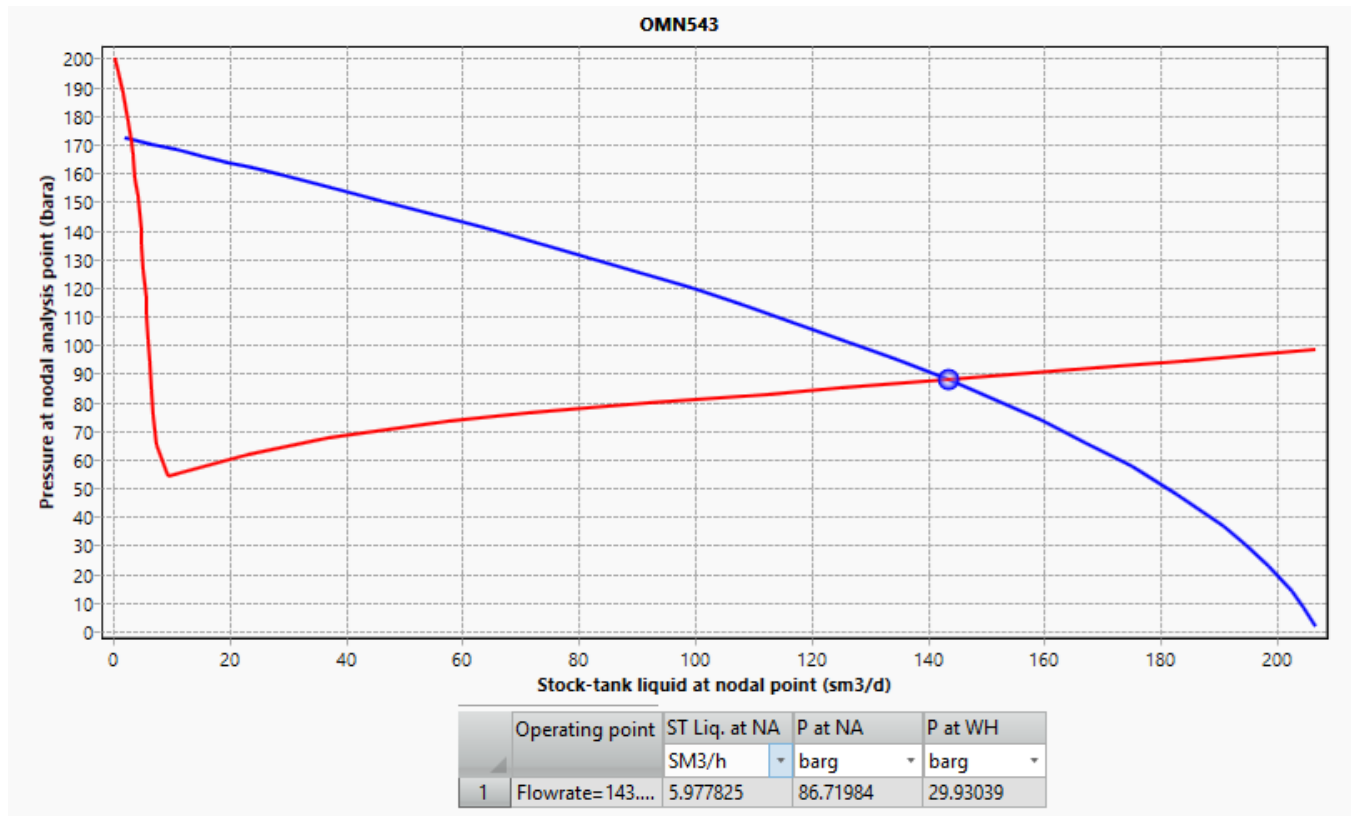


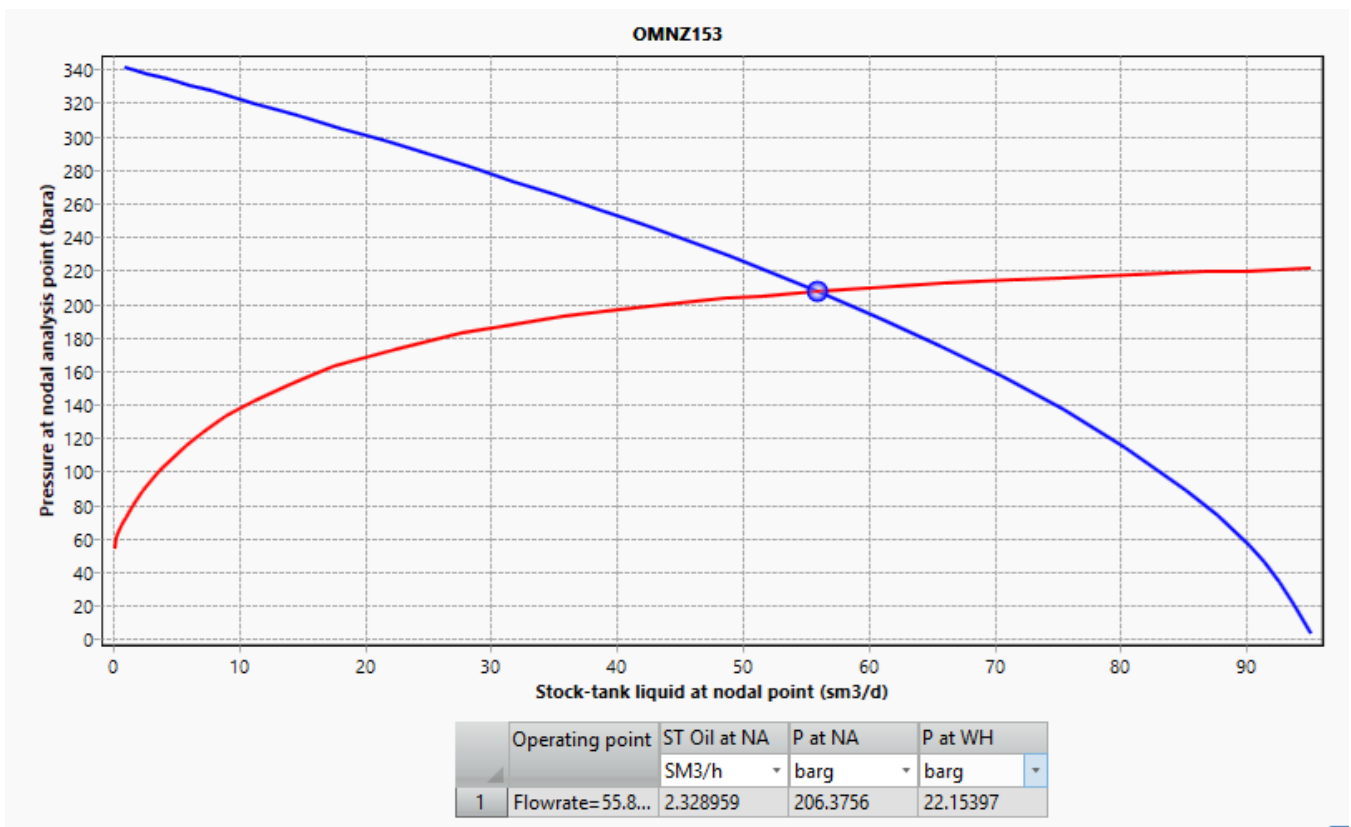
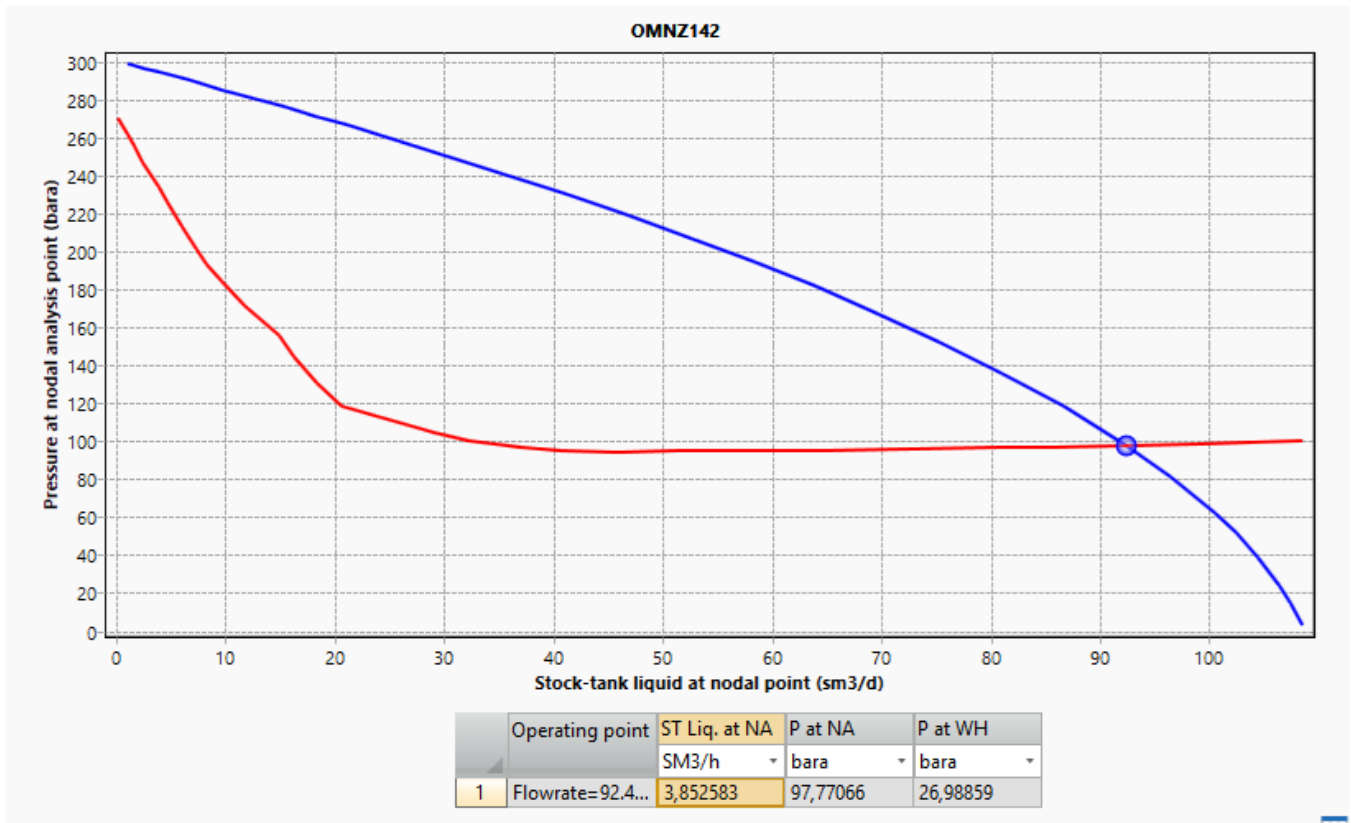












Annexe B : Paramètre de jaugeage et diagramme de Moody

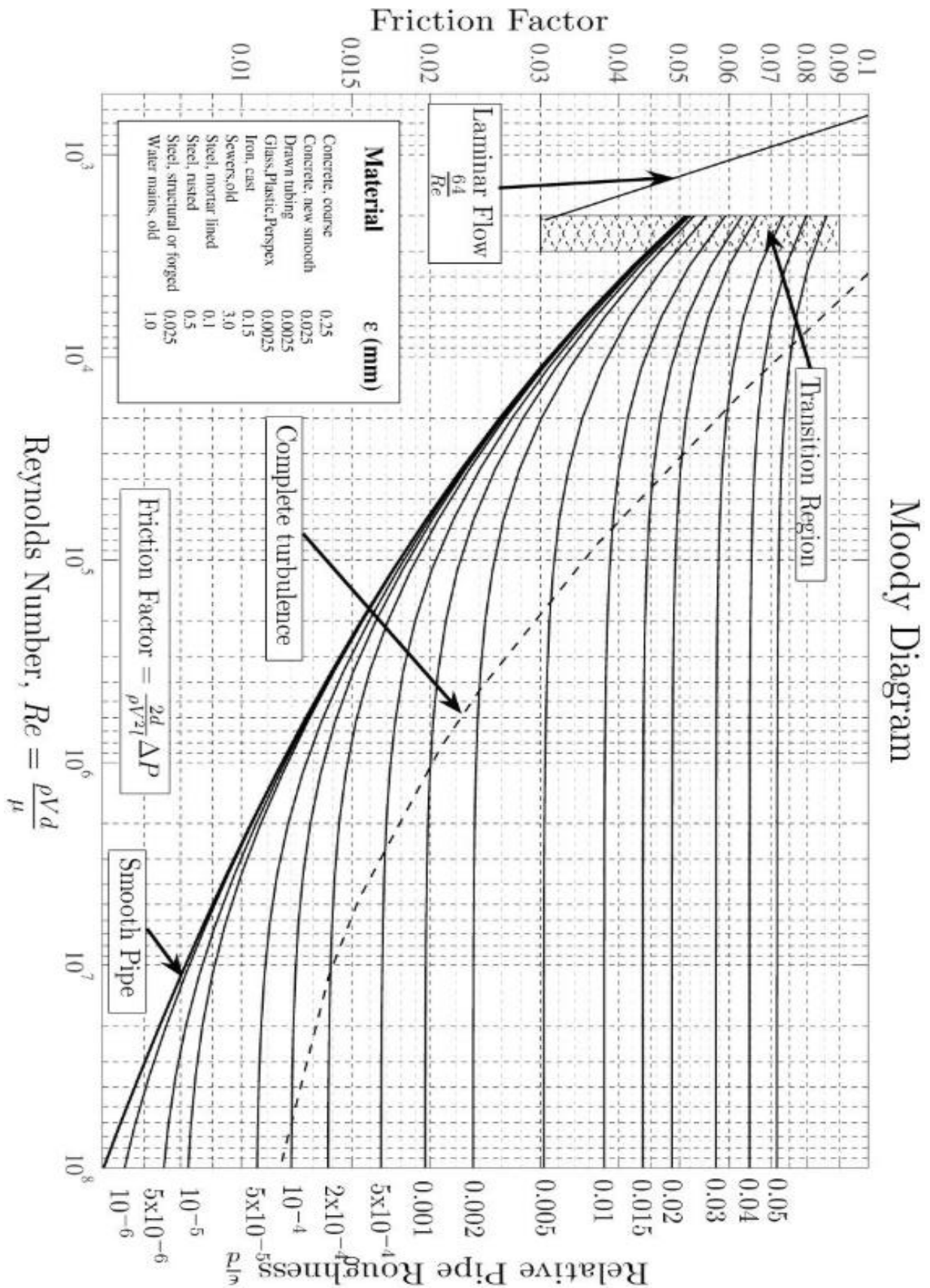
1. Paramètre des derniers jaugeages :

puits	manifold	Duse (mm)	Pt (barg)	Pp (barg)	Qhuile (sm ³ /j)	GOR (sm ³ / sm ³)	Qgas (sm ³ /j)	eau produits (m ³ /j)	destination après installation de l'EPF
OMNZ232	OMN332	17	34,3	20,5	118,76	447	53120	43,1	EPF OMN332
OMNZ242	OMN332	15	64,1	19,7	139,68	1047	146284	38,7	EPF OMN332
OMN202	OMN332	16	29,5	18,4	33,19	1616	53620	0	EPF OMN332
OMN22	OMN332	14	26,2	16,9	62,91	616	38765	0	EPF OMN332
OMN332	OMN332	13	54	23	63,12	1492	94151	0	EPF OMN332
OMN41	OMN332	16	25,7	16,4	11,3	1290	14571	0	EPF OMN332
OMN442	OMN332	16	28,2	17,2	28,36	2831	80264	0	EPF OMN332
OMM81	OMN63	15	33	15,1	4,08	3316	13527	0	OMO13 via pipe 8"
OMNZ271	OMN63	13	27,3	17,4	49,42	839	41449	0	OMO13 via pipe 8"
OMNZ362	OMN63	16	27,8	18	4,05	8093	32776	23,13	OMO13 via pipe 8"
OMN10	OMN63	14	37,1	19,5	118,37	97	11446	23,56	OMO13 via pipe 8"
OMN412	OMN63	20	26,6	14,9	135,28	569	76964	0	OMO13 via pipe 8"
OMN43	OMN63	17	25,4	15,4	16,25	840	13653	0	OMO13 via pipe 8"
MD403	W1F	10	23,2	13,9	40,64	251	10206	18,24	W1C
OMM33	W1F	10	29,1	15,7	113,94	70	7934	0	W1C
OMM412	W1F	16	80,6	15,5	52,67	5842	307705	0	W1C
OMM413	W1F	16	27,5	15	190,84	132	25095	0	W1C
OMM51	W1F	11	80,7	17,7	24,75	4492	111162	0	W1C
OMM75	W1F'	16	25,7	16,1	22,05	2804	61845	0	EPF OMN332
OMM812	W1F'	15	28,4	17	45,21	1113	50339	0	EPF OMN332
OMM85	W1F'	16	28,6	16,7	125,96	419	52716	0	EPF OMN332

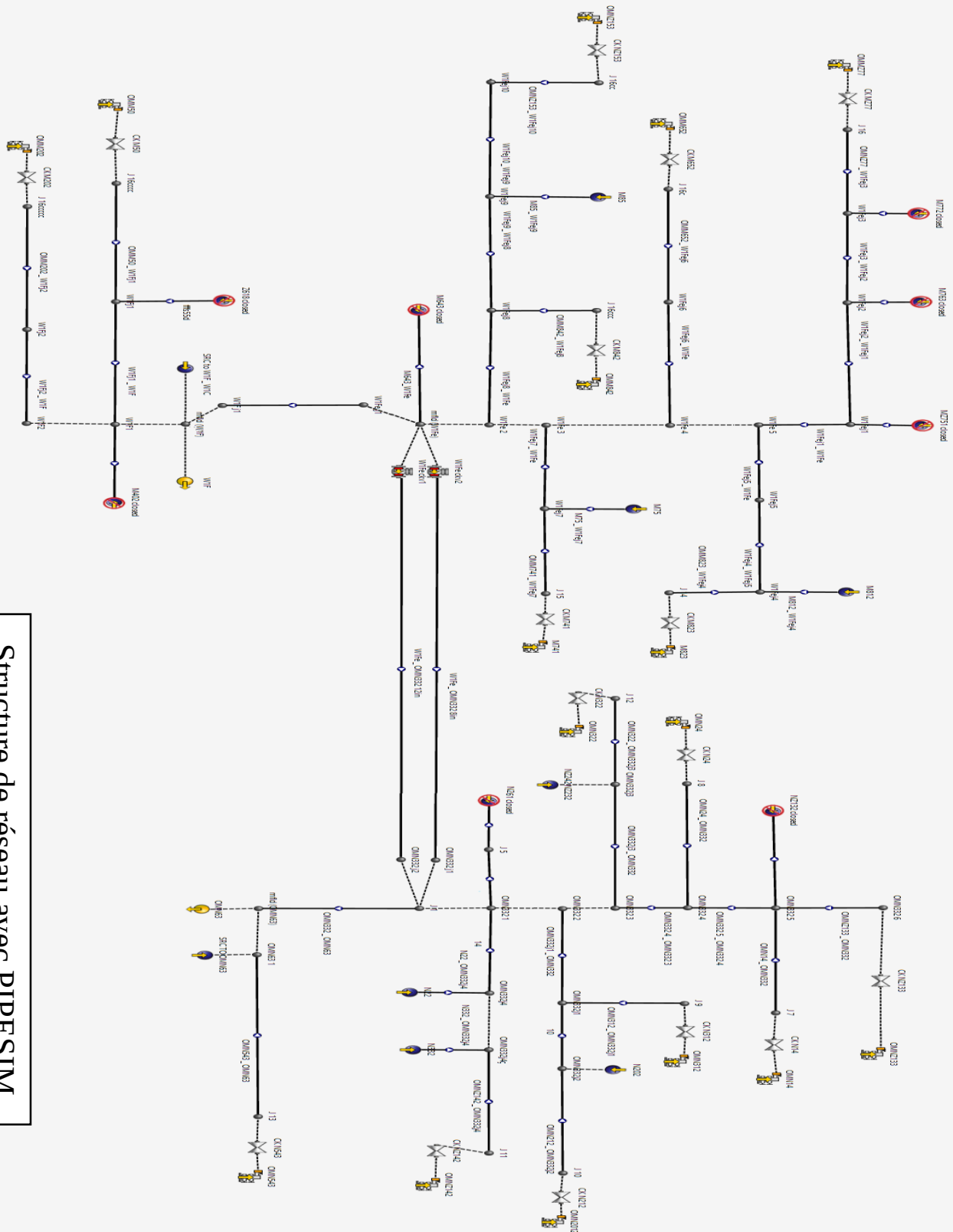
2. Paramètre des derniers jaugeages des puits actuellement fermé :

puits	manifold	Duse (mm)	Pt (barg)	Pp (barg)	Qhuile (sm ³ /j)	GOR (sm ³ / sm ³)	Qgas (sm ³ /j)	eau produits (m ³ /j)	destination après installation de l'EPF
OMM772	W1F'	8	14	8	9,60	143,65	1379,04	0	EPF OMN332
OMM763	W1F'	9	23,9	19,3	65,28	110,83	7235,52	0	EPF OMN332
OMMZ751	W1F'	10	18,5	14	64,56	102,68	6629,04	0	EPF OMN332
OMM643	W1F'	10	26,3	25,3	19,20	230,17	4419,36	0	EPF OMN332
OMM402	W1F	8	14	11	6,48	876,96	5682,72	0	EPF OMN332
OMN261	OMN332	12,7	17,63	15,88	4,32	4664,27	20149,68	0	EPF OMN332
OMNZ132	OMN332	15	25,8	22,1	10,56	94518	8950,56	0	EPF OMN332
MDZ618	W1F	13	15,5	13	0,96	12512	12011,52	0	EPF OMN332

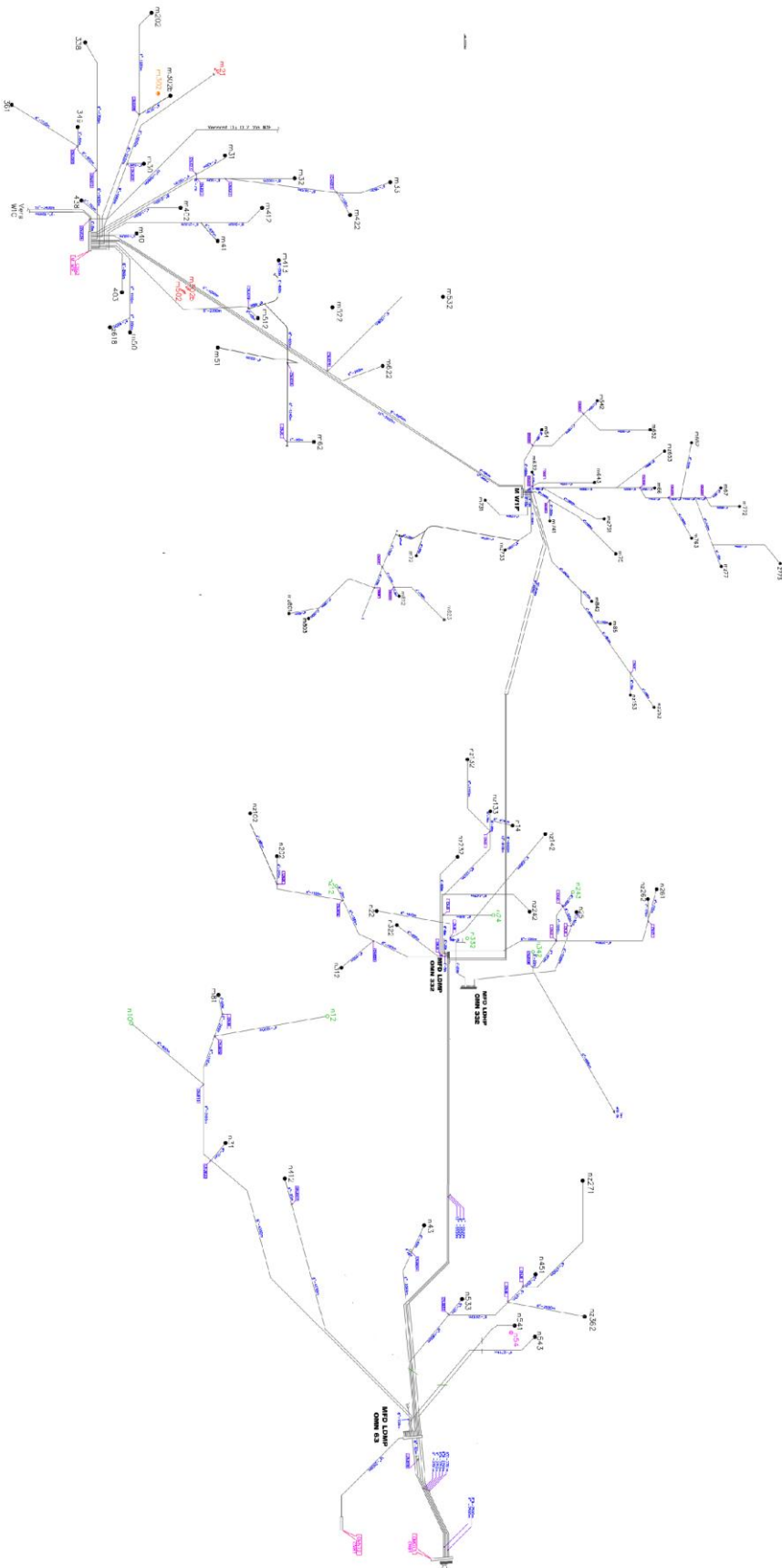
Diagramme de Moody :



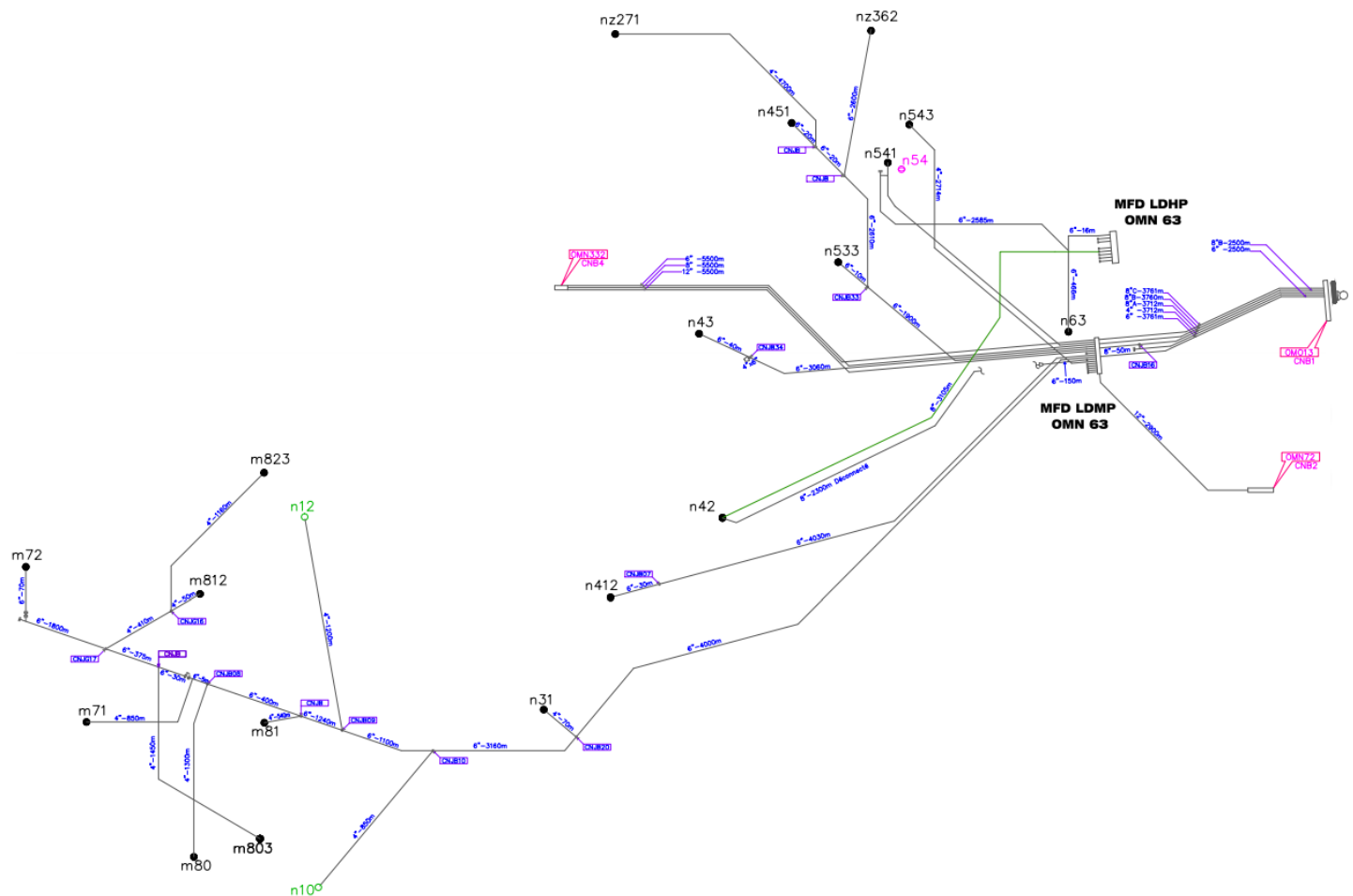
Annexe C : Structure de réseau actuel



Structure de réseau avec PIPESIM



Structure de réseau actuel



Champ OMN63

