

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnelle

Présenté Par :

BELHOUARI HANANE, BADAOUI NESSMA

-THÈME-

Installation d'un séparateur avec pomproie au manifold ONI31

Soutenue le : 25 /05/ 2016 devant la commission d'examen

Jury:

Président : Tlili Salah

Rapporteur : Ali Zerouki Ahmed

Examineur : Taabouche Adel

Univ-ouargla 2015-2016

Remerciement

Nous remercions DIEU, de nous avoir accordé santé,
courage et patience le long de notre parcours.

Nous remercions aussi nos familles, et parents qui ont faits
de nous les hommes que nous sommes.

Nous témoignons notre profonde gratitude à
notre encadreur Mr **ALI ZERROUKI AHMED**

Nous témoignons notre profonde gratitude à
notre promoteur Mr **BOUCHETIT HAMMOUDI**
pour tous les efforts et les encouragements
qu'il a fournis durant induction.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les personnels
de notre direction EP

qui ont contribués de près ou de loin à notre formation spécialement Ceux
du département contrôle puits.

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie que je dédie mon travail à mes chères parents (père et mère) en particulier, et à toute la famille bel houari, mes frères Mohamed, Abdel-El-d Kader, Daoud, Ahmed ainsi mon adorable sœur Lamia

A

Mon mari isies que je l'aime toujours

A ma chère grande mère Saadia

Mon binôme Nessma

A tous mes amis

Ainsi toutes personnes qui m'ont encouragé ou aidé au long de mes études.

Hanane



Dédicaces

*Après avoir rendu grâce à DIEU qui m'a permis d'accomplir ce
mémoire*

Je dédie ce modeste travail :

*A mes parents .Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de
l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure
bonne santé et longue vie.*

A mes sœurs et mes frères

A tous mes amis

A mon binôme

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce
projet soit possible, je vous dis merci.*

Nessma

Résumé

Notre travail consiste à faire une installation d'un séparateur et de pomperie dans les stations ONI31. 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 champs Hassi Messaoud.

Abstract

Our work is to do an installation of a separator and pomperie in the ONI31 stations. This situation will lead to a decrease in pressure manifolds and, subsequently, a decrease in pressure pipe of wells connected to these manifolds. The decrease in pressure from the well pipe will lead to an increase in production from the well field Hassi Messaoud.

ملخص

يتمثل عملنا في تركيب فاصل ومضخة على مستوى المحطة (ONI31)، هذه العملية تسمح بتخفيض ضغط الأنبوب الرئيسي ومنه ينخفض ضغط أنابيب المتصلة به. بغية رفع إنتاجية آبار حقل حاسي مسعود.

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des algorithmes	VI
Liste d'abréviation et sigles	VII
Introduction générale	01

Chapitre I : Bases théoriques

I.1 Réseau de collecte	03
I.1.1 Définition	03
I.1.2 Classification des conduites.....	03
I.1.3 Particularités des lignes de collecte.....	04
I.1.4 Plans de collectes.....	04
I.2 Séparateur.....	06
I.2.1 Objectif de séparation.....	06
I.2.2 Fonctionnement des séparateurs.....	07
I.2.3 Différents types de séparateurs.....	08
I.2.4 Les paramètres a surveilles sur un séparateur	11
I.2.5 Les avantages et les inconvénients.....	12
I.3 Généralités sur les pompes.....	13
I.3.1 Unité de pompage.....	13
I.3.2 Choix du type de la pompe.....	14
I.3.3 Rendement de la pompe.....	15
I.3.4 Puissance absorbée par la pompe.....	15

Chapitre II : Modélisation des potentiels des puits

II.1 Inductions.....	16
II.2 Modélisation des potentiels des puits.....	16
II.2.1 Collecte des données.....	17
II.2.1.1 Tests des puits (build-up ou pfd).....	17
II.2.1.2 Jaugeage.....	19
II.2.2 Choix de la corrélation de perte de charge verticale.....	19

II.2.3 Calage du modèle sur le dernier jaugeage.....	20
II.2.3.1 Courbe de tendance	20
II.2.3.2 Exemple de détermination d'une courbe de performance.....	20
II.3 Résultats.....	23
II.4 Conclusion.....	24

Chapitre III : Modélisation du réseau de collecte manifold ONI31

III.1 Introduction.....	25
III.2 Modélisation hydraulique.....	25
III.2.1 Outil de calcul	25
III.2.2 Données de modélisation	25
III.2.2.1 Les pressions.....	26
III.2.2.2 Paramètre de production	26
III.2.2.3 Propriétés des fluides	26
III.2.2.4 Type de modèle	26
III.2.2.5 Profiles des pipes	27
III.2.2.6 Corrélations de perte de charge dans le pipe	27
III.2.3 Procédure de la modélisation	28
III.2.4 Le calage	28
III.2.5 Résultats de la modélisation	30
III.3 conclusion.....	31

Chapitre IV: Calage du système réseau – puits

IV.1 Introduction.....	32
IV.2 Données.....	33
IV.3 L'interface fq.....	33
IV.4 Procédure de calage.....	33
IV.5 Résultat de calage.....	36
IV.6 Conclusion.....	37

Chapitre V : Cas de simulation du système

V.1 Introduction.....	38
V.2 La simulation.....	38
V.2.1 L'objectif.....	38
V.2.2 Scénarios envisage.....	38
V.2.3 Résultats.....	38

Chapitre VI : Etude technico-économique

VI.1 Introduction.....	40
------------------------	----

VI.2 Etude technico-économique.....	40
VI.2.1 Hypothèses de calcul.....	40
VI.2.2 Coûts d'investissement du projet.....	40
VI.2.3 Délai d'amortissement du projet.....	41
VI.2.4 Analyse des risques.....	41
VI.3 Conclusion	42
Conclusion générale	43
Recommandation	45
Références bibliographiques	
Annexes	

Liste des figures

Figure		Page
Figure I.1	: Liaison individuelle de réseau collecte	04
Figure I.2	: Liaison par collecteur de réseau collecte	05
Figure I.3	: Une image d'un séparateur	06
Figure I.4	: Vue des équipements d'un séparateur	08
Figure I.5	: Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases	09
Figure I.6	: Vue détaillée d'un séparateur tri phasique	09
Figure I.7	: Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique	10
Figure I.8	: Séparateur sphérique 2 phases	11
Figure I.9	: Domaines d'utilisation des différents types de pompe	14
Figure II.1	: Sensibilité à la pression en tête	22
Figure II.2	: Courbe de performance du puits	22
Figure III.1	: Profile des pipes	27
Figure IV.1	: Calage de système puits- réseau	32
Figure V.1	Le gain pour les différents paliers de Psép	39

Liste des tableaux

Tableau		Page
Tableau I.1	: Les avantages et les inconvénients des séparateurs	12
Tableau II.1	: Résultat de dernier jaugeage	19
Tableau II.2	: Les données de puits ONI 441	21
Tableau II.3	: Résultats de la sensibilité du débit à la pression en tête	21
Tableau II.4	: Résultat de modélisation des potentiels des puits	23
Tableau III.1	: Les pressions relevées des manifolds	26
Tableau III.2	: Résultat de modélisation	31
Tableau IV.1	: Résultat de calage	36
Tableau IV.2	: Balance de débit d'après le calage	36
Tableau V.1	: Différent scénario d'une simulation de système	39
Tableau VI.1	: Coût d'investissement du projet	41
Tableau VI.2	: Analyse des risques	42

Liste des algorithmes

Algorithme		Page
Algorithme II.1	: La procédure de modélisation(logiciel perform 3.00).	18
Algorithme III.1	: La procédure de modélisation (logiciel Pipephase Version 9.1).	30
Algorithme IV.1	: Procédure de calage du système.	35

Liste des abréviations et des symboles

CIS	: Centre industriel sud.
CINA	: Centre industriel nord.
GOR	: Gaz Oil ration (Sm^3/Sm^3).
P_T	: Pression de tête (kgf/cm^2).
P_D	: Pression dynamique (kgf/cm^2).
P_{MFD}	: Pression de manifold (kgf/cm^2).
B.S.W	: Basic and sediment water.
P	: La pression (kgf/cm^2).
T°	: Température $^\circ\text{C}$.
NPSH	: Hauteur pratique de charge absolue.
η	: Rendement.
Q	: Le débit(m^3/h).
H	: Hauteur(m).
d	: La densité.
P	: La puissance(Kw).
P_T	: La pression de tête (kgf/cm^2).
ONI31	: Le nom de manifold.
PFD	: La pression de fond dynamique (kgf/cm^2).
E & P	: Engineering and production.
PVT	: Pression, Volume et Température.
P_{FMES}	: Pression de fond mesuré (kgf/cm^2).
P_{FCAL}	: Pression de fond calculé (kgf/cm^2).
Q_{HJAU}	: Débit d'huile de jaugeage(m^3/h).
Q_{HCAL}	: Débit d'huile calculé (m^3/h).
IP	: Indice de productivité($\text{m}^3/\text{h}/\text{bars}$).
HMD	: Hassi Messaoud.
IPR	: Inflow performance relationship.
Q_o	: Débit d'huile(m^3/h).
Q_w	: Débit de l'eau(m^3/h).

R_w	: Rayon de puits(ft) .
f_w	: Water cut.
BBM	: Beggs / Brill / Moody.
DE	: Dukler / Eaton/ Flannigan.
P_g	La pression de gisement.
P_{Pc}	: Pression pipe calculé (kgf/cm ²).
Q_{Liq}	: Débit liquide(m ³ /h).
P_{Pm}	: Pression pipe mesuré (kgf/cm ²).
N^{br}_{seg}	: Nombre des segments.
\emptyset	: Diamètre(mm).
WOR	: Water Oil Ration.
P_{Pi}	: La pression de pipe calculée (kgf/cm ²).
OML75	: Manifold.
$(Q_{Hi-Ré})$: Le débit de pipephase (m ³ /h).
F_q	: L'interface.
$P_{sép}$	La pression de séparateur (kgf/cm ²).
P_{Ti}	: Pression tête calculée (kgf/cm ²).
Q_{hi}	: Débit d'huile calculée (m ³ /h).
P_u	: Puits.
Ψ	: Coefficients en fonction palier GOR.
K	: Coefficients en fonction palier GOR.
ξ	: Une valeur très proche de zéro.
$R_é$: Réseaux.
N_{Puits}	: Nombre des puits.
Piph	: Logiciel pipephase.
Per	: Logiciel performe.
Q_H	: Débit d'huile(m ³ /h).
$\$_{usa}$: Dollar Américain.
T_{am}	: Délai d'amortissement du projet.

Introduction générale

Introduction

L'Algérie est un pays riche en pétrole et en gaz ; ces derniers sont des matières premières de grande importance dans l'industrie actuelle. Le gisement de Hassi Massaoud est l'un des plus grands et plus complexes 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 donc 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 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.

Notre étude consiste à améliorer la production par l'installation d'un séparateur et d'une unité de pompage au manifold ONI31 pour diminuer la pression de manifold et augmenter la production des puits connectés à ce manifold et réduire la charge sur les séparateurs OML75.

Organisation de l'étude :

Le Chapitre 1 : consiste à donner une vue générale sur notre travail ainsi qu'un aperçu sur le centre de traitement d'huile dans le champ de ONI31.

Le Chapitre 2 : s'occupe de la définition de l'analyse Nodale. Nous définirons le concept de l'analyse Nodale, ses objectifs et nous aborderons dans le détail près, la procédure de l'application logicielle performe.

Les Chapitres 3 : l'objet de calcul des pertes de charges dans le système tubing réseau de collecte, respectivement tel que les diverses corrélations utilisées dans les écoulements diphasiques et l'utilisation de logiciel pipephase.

Le Chapitre 4 : interprète la modélisation des puits et le réseau du surface qui incluent l'ensemble des pipelines, cette étude a été faite respectivement à l'aide des logiciels Pipephase 9.1 et Performe, est enfin en rassemblent le couplage des deux modèles, d'une façon à obtenir un réseau de collecte qui convient à notre réseau étudié cette étape appeler calage de système par l'interface FQ.

Le Chapitre 5 : comprend les résultats de la simulation du modèle obtenu après application des méthodes et des procédures et ceci par l'utilisation de certains logiciels et notamment Pipephase9.1 et Excel. Pour terminer des conclusions et des recommandations de cette étude sont mises en évidences.

Le Chapitre 6 : nous déterminons que Le cout des dépenses faible et le délai d'amortissement du projet très efficace nous permet d'affirmer que notre investissement est bénéfique.

A la fin on termine notre étude par une conclusion générale.

Chapitre I

Bases théoriques

Bases théoriques

I.1 Réseau de collecte

I.1.1 Définition

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires de ces conduites affectés au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement. Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement [1].

- Le réseau de collecte de Hassi Messaoud est constitué d'une longueur d'environ 2400km, 500km lignes d'injection et 300km lignes de gaz lift. L'écoulement de l'effluent entre la tête de puits et le centre est diphasique. Mais il est considéré monophasique une fois que le fluide est traité dans un séparateur. Il existe quatre types de réseaux au niveau de ce champ : Un réseau pour la production d'huile : Puits → Manifold → Stations → centre industriel sud (CIS), centre industriel nord (CINA).
- Un réseau pour l'injection de gaz à haute pression et gaz lift : centre industriel sud, centre industriel nord → 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 l'eau de traitement.

I.1.2 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)[2].

I.1.3 Particularités des lignes de collecte

Elles transportent presque toujours un effluent polyphasique elles sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes.

Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours de perte de charge importante.

Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huiles à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand apparaissent des conditions anormales[1].

I.1.4 Plans de collectes**A) Liaison individuelle**

Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement. Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.
- Vérification de fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivées.
- Rapidité de passage en essai avec éventuelle possibilité de modification du régime par intervention au manifold.
- Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus [1].

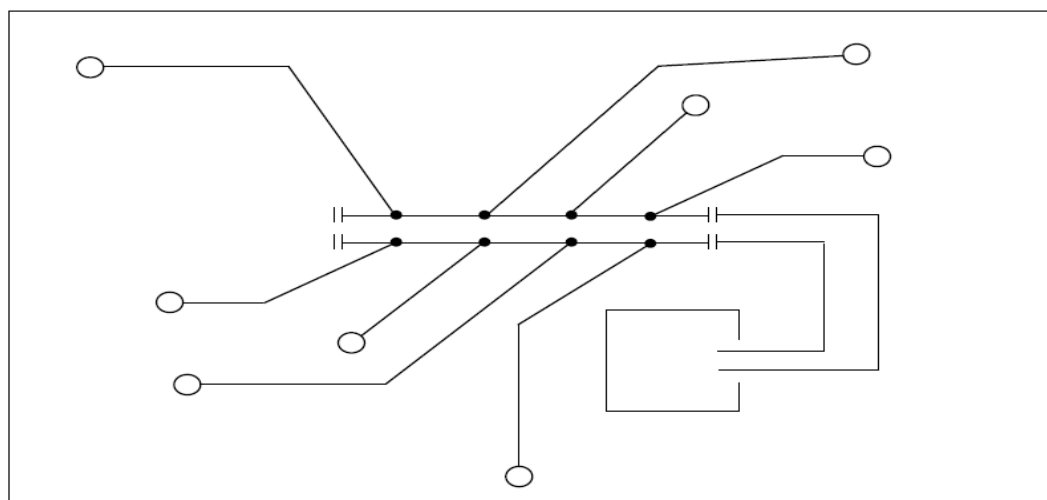


Figure I.1 : Liaison individuelle du réseau de collecte[2].

B) Liaison par collecteur

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels que les lignes individuelles soient les plus courts possibles[1].

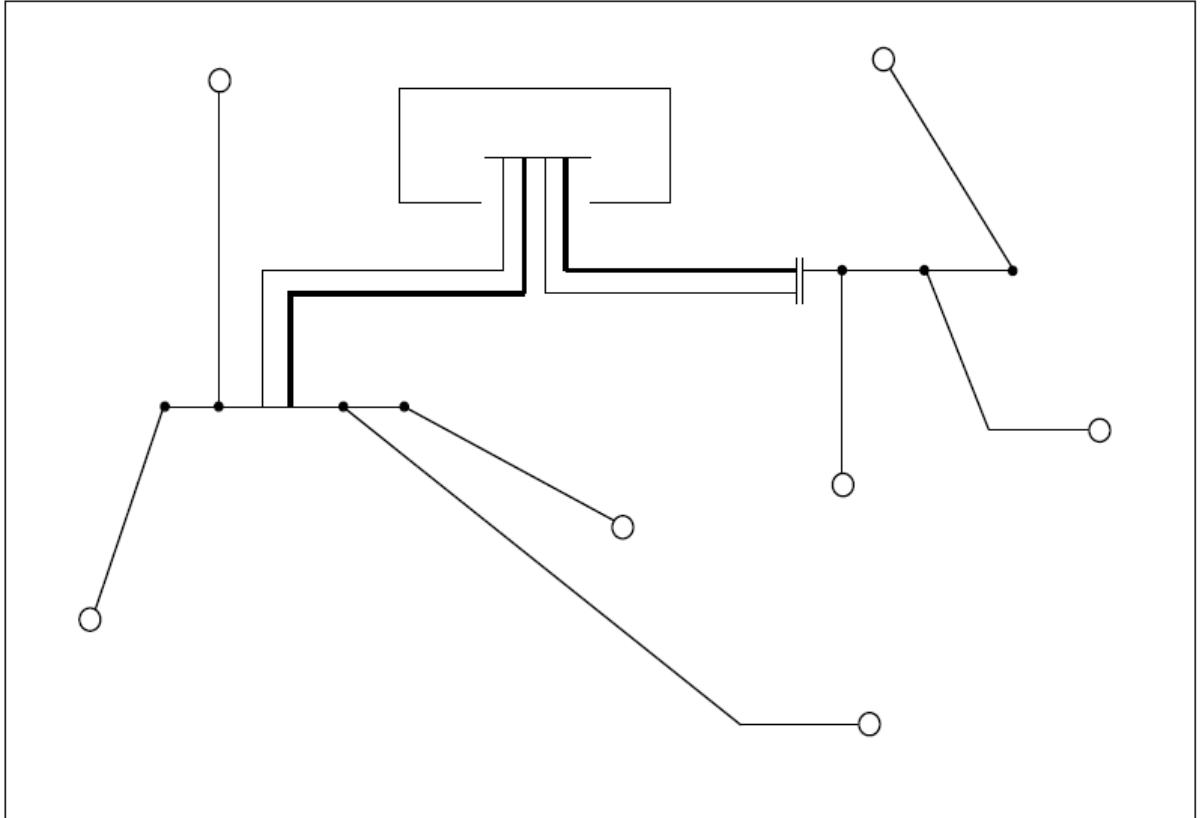


Figure I.2 : Liaison par collecteur de réseau collecte[2].

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

- Inconvénients financiers :

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

- Inconvénients techniques :

- ✓ La production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.

- ✓ L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai, d'où pertes de temps gênantes quand les puits sont nombreux et que le programme de contrôle est chargé.
- ✓ La conduite et la surveillance de l'exploitation imposent des navettes fréquentes du personnel entre les Manifolds et le centre de traitement. Les frais d'exploitation augmentent.

Ces ensembles de considérations expliquent que, dans un cas litigieux, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la collecte à lignes individuelles, même si celle-ci revient un peu plus chère [1].

I.2 Séparateur

Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. A la faveur de cette tranquillisation les fluides déjà partialement séparés en amont se trient par différence de densité [1].

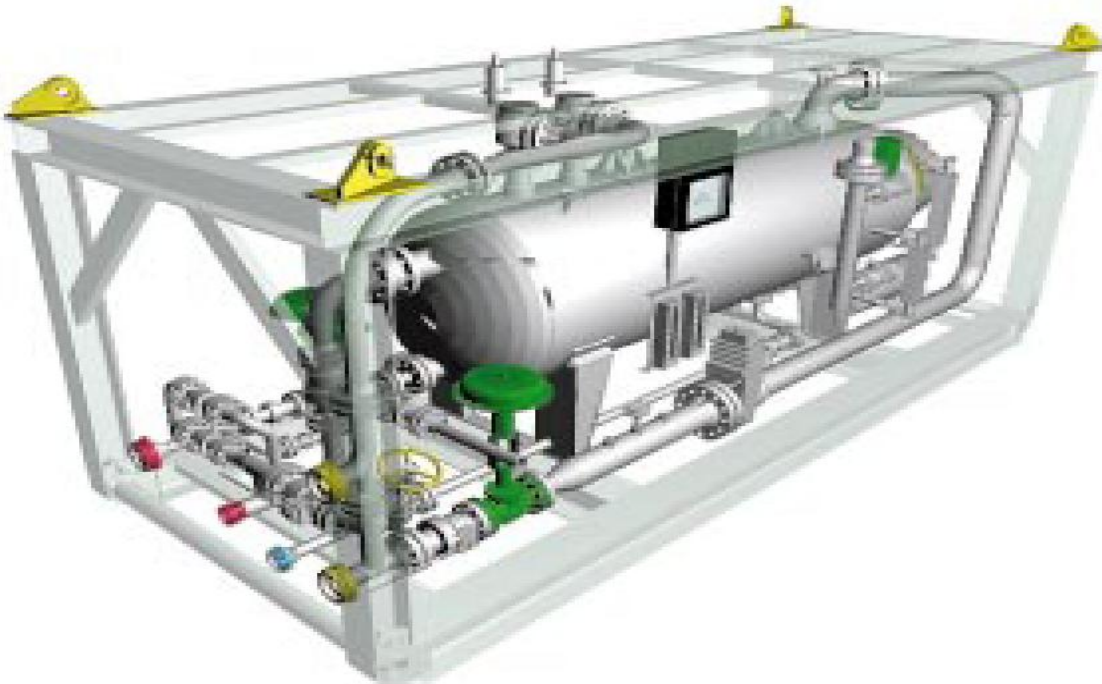


Figure I.3: Une image d'un séparateur[5].

I.2.1 Objectif de séparation

L'opération de séparation est destinée à séparer l'huile du gaz et de l'eau afin de permettre la livraison au client de produit conformes à des normes ou spécifications définies :

- Densité ;
- Viscosité ;

- B.S.W (basic and sediment water) ;
- Tension de vapeur.

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

Les gaz contenant des particules ou solides à des compresseurs centrifuges qui risquent d'être sérieusement endommagés.

Les pompes centrifuges qui risquent de cavité s'il y a présence de poches de gaz dans le liquide pompé[3].

I.2.2 Fonctionnement des séparateurs

Les sections d'un séparateur indépendamment de la forme, les séparateurs contiennent d'habitude quatre sections principales en plus des commandes et contrôles nécessaires :

- Section de la séparation primaire ;
- Section de la séparation secondaire ;
- Section de coalescence ;
- Section de collecte [4].

a. La section de la séparation primaire

Elle est utilisée pour séparer la partie principale de liquide libre du fluide d'entrée. Il contient le bec d'admission qui est généralement tangentiel, ou un déflecteur pour profiter des effets d'inertie de la force centrifuge ou d'un changement brusque de direction pour séparer la plus grande partie du liquide du gaz [4].

b. La section de la séparation secondaire

La séparation secondaire est conçue pour utiliser la pesanteur pour augmenter la séparation de gouttelettes entraînées, dans cette section du séparateur le gaz se déplace à une vitesse relativement basse avec peu de turbulence.

Dans certains cas, des aubes directrices sont utilisées pour réduire la turbulence. Ces aubes agissent aussi comme des collecteurs de gouttelette et facilitent ainsi la séparation des gouttelettes et du gaz [4].

c. La section de coalescence

La section de coalescence utilise un coalesceur ou un extracteur de brouillard qui peut consister en une série d'aubes, un bloc de treillis métallique entremêlés ou encore des passages cycloniques. Cette section enlève les très petites gouttelettes de liquide du gaz par la collision sur une surface où elles coalescent[4].

d. La section de collecte

Le puisard ou la section de collecte du liquide agit comme le récepteur pour tous les liquides enlevés du gaz dans les sections primaires, secondaires et de coalescence.

Selon les exigences (conditions), la section liquide devra avoir un certain volume, pour le dégazage ou les arrivées de bouchon liquide[4].

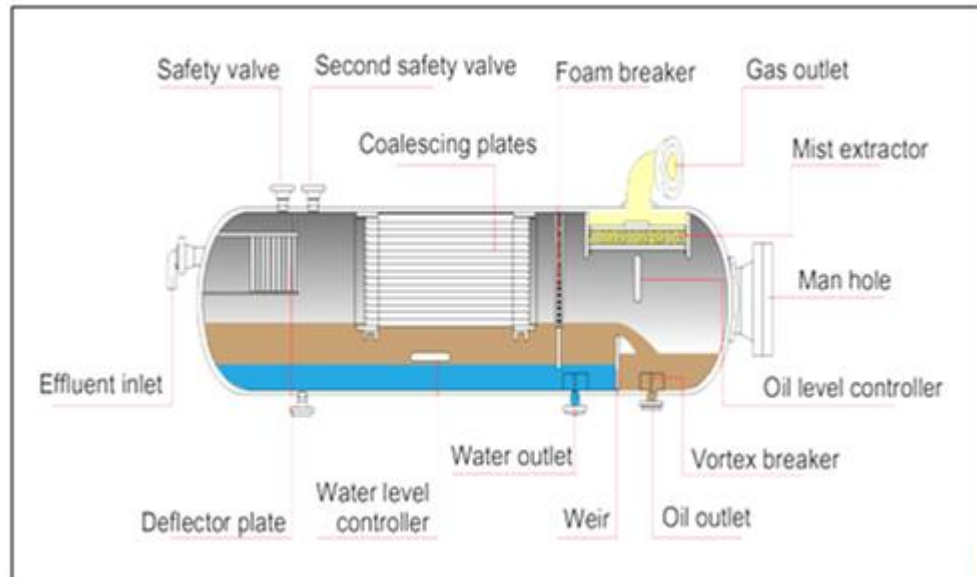


Figure I.4 : Vue des équipements d'un séparateur[5].

I.2.3 Différents types de séparateurs

a) Séparateur vertical

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 l'entraînement de gouttes liquides. Il est, par contre, plus gros en diamètre pour une capacité en gaz donnée.

On peut citer :

- Les séparateurs verticaux deux phases.
- Séparateur tri-phasique[4].

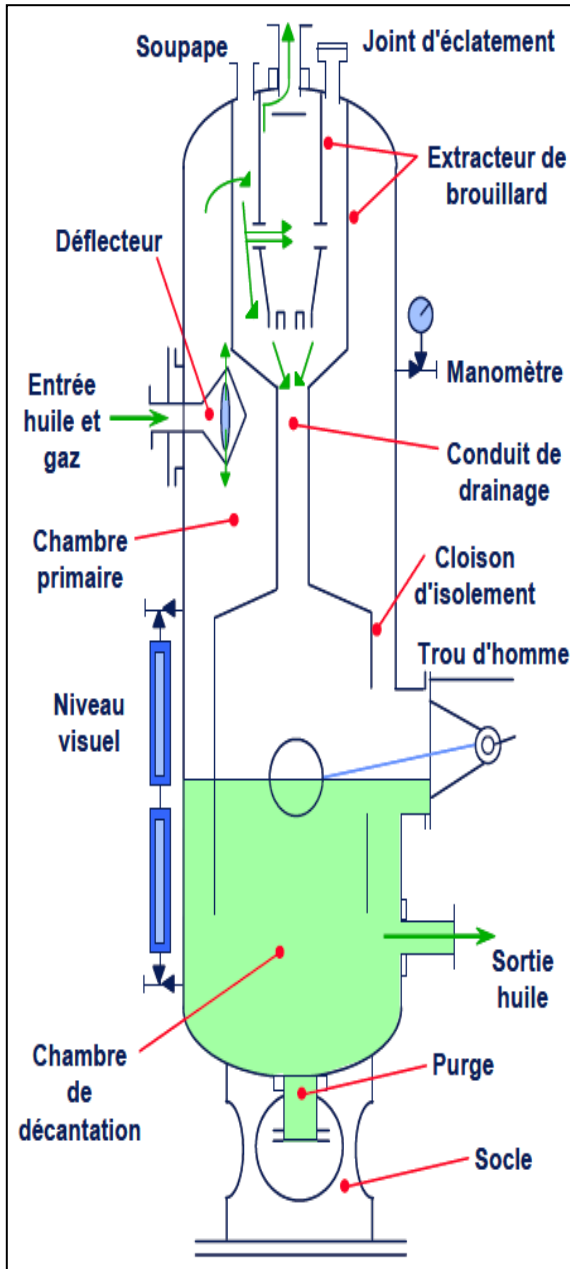


Figure I.5 : Vue détaillée séparateur huile/gaz vertical 2 phases[5].

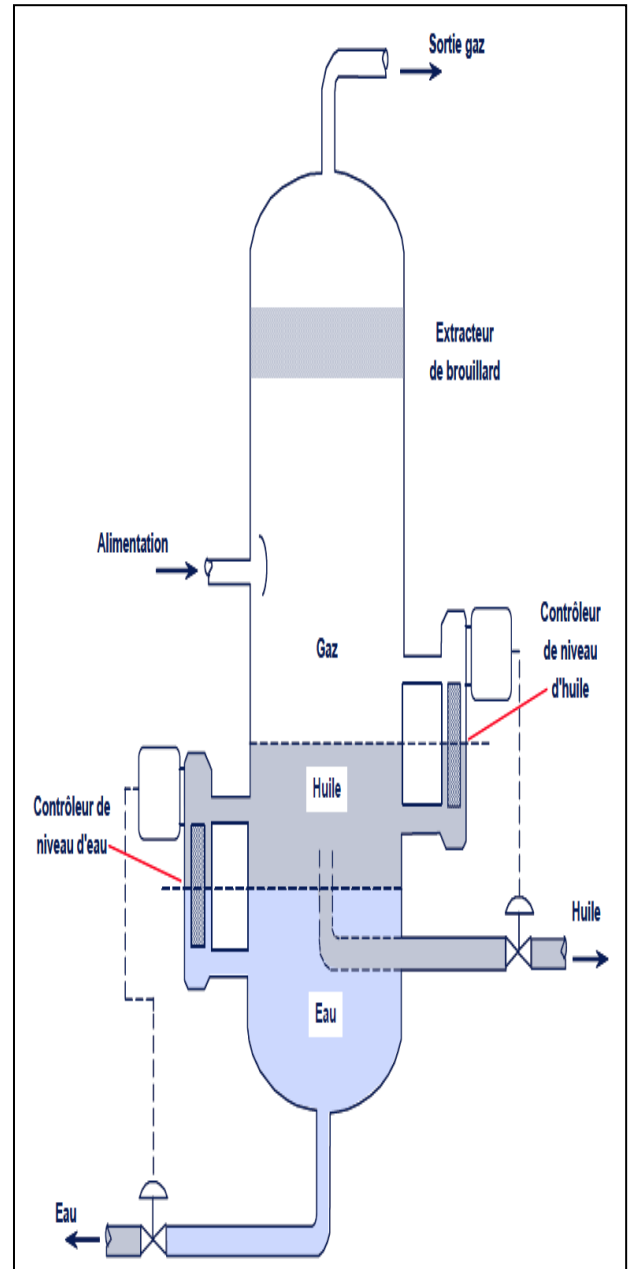


Figure I.6 : Vue détaillée d'un séparateur tri-phasique[4].

b) 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[4].

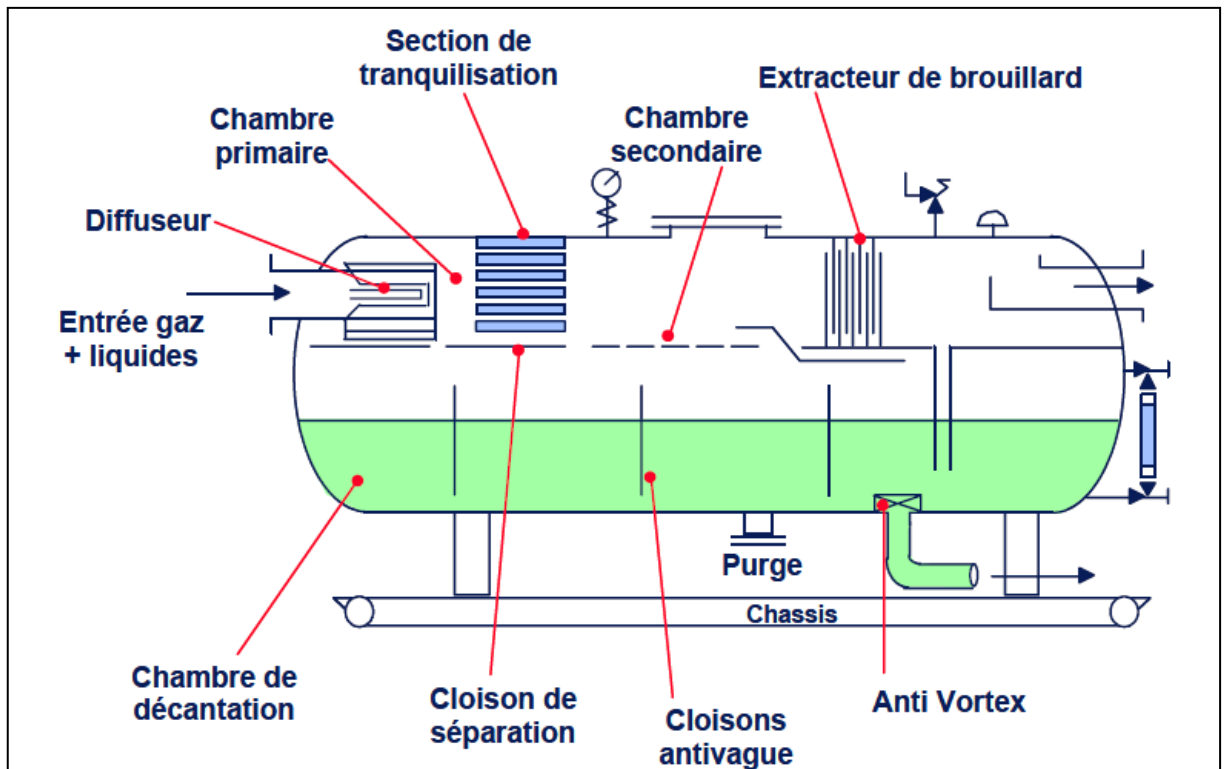


Figure I.7 : Vue détaillée d'un séparateur horizontal diphasique[4].

c) Séparateur sphérique

Peu courant, ils sont réservés aux puits à GOR très élevé (cas des puits à gaz + condensats), ces séparateurs sont relativement bon marché et compacts, mais avec un temps de rétention liquide et une section de décantation assez limitée; la marche en séparation tri-phasique est donc très difficile si non impossible. Ils ont l'avantage d'être peu encombrants mais leur capacité est faible. Ils sont très faciles à manipuler. Autre intérêt important, ils supportent toutes les pressions par leur forme sphérique [4].

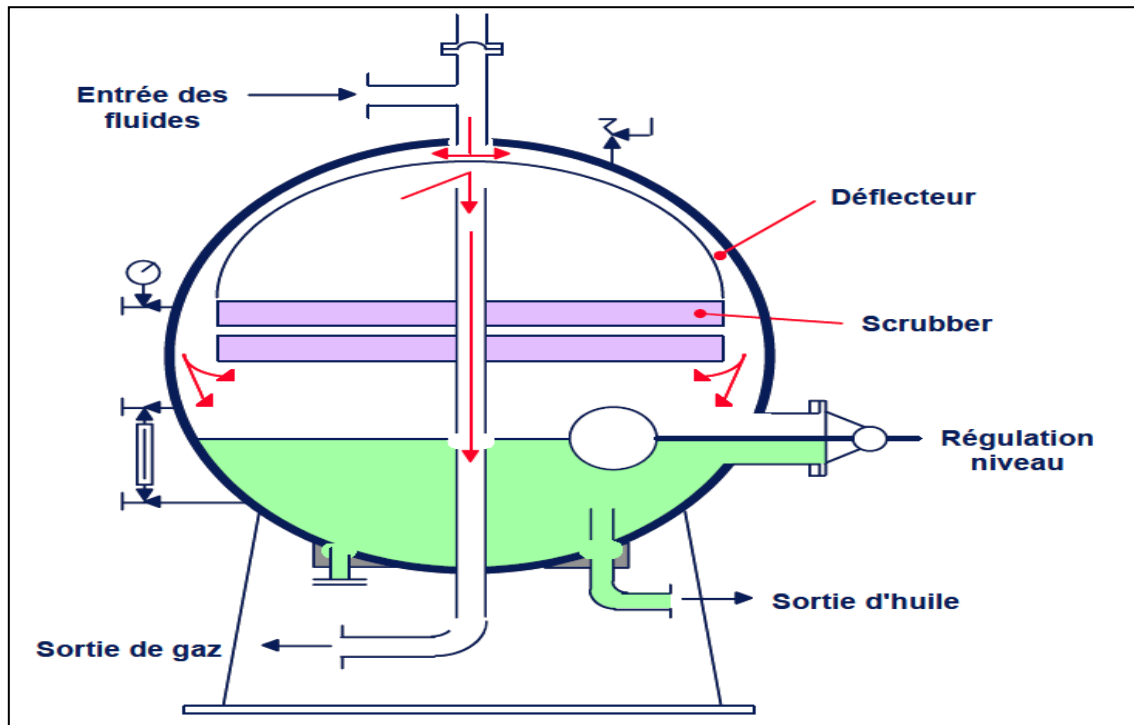


Figure I.8 : Séparateur sphérique deux phases[4].

I.2.4 Les paramètres à surveiller sur un séparateur

On a :

- La pression de séparation.
- Les vannes automatiques.
- Le niveau d'huile.
- La température.
- Le niveau d'eau.
- Le compteur d'huile[5].

I.2.5 Les avantages et les inconvénients

Les avantages et les inconvénients des séparateurs sont classés dans le tableau suivant:

Tableau I.1 : Les avantages et les inconvénients des séparateurs[6].

Le type	Les avantages	Les inconvénients
Séparateur vertical	<ul style="list-style-type: none"> ○ Plus facile à nettoyer et peut gérer de grandes quantités de sable. ○ Economique. ○ Fournit un meilleur contrôle de surtension. ○ Une moindre tendance à la vaporisation du liquide dans la phase gazeuse en raison de la distance verticale entre le niveau de liquide et la sortie de gaz. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Il prend un diamètre plus grand qu'un séparateur horizontal. ○ Plus coûteux à fabriquer. ○ Difficile et plus coûteux de navire (transport).
Séparateur horizontal	<ul style="list-style-type: none"> ○ Utilisés pour les puits à GOR élevé. ○ Plus facile et moins coûteux à expédier et assembler. ○ Moins cher que le séparateur vertical. ○ Nécessite moins de tuyauterie pour le raccordement sur le terrain. ○ Réduit la turbulence. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Limité aux moyennes et basses pressions. ○ Nettoyage difficile. ○ Le contrôle du niveau de liquide plus critique.
Séparateur sphérique	<ul style="list-style-type: none"> ○ Utiliser dans les puits à GOR très élevé. ○ Nettoie bien. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Séparation à phases difficiles. ○ Coût très cher. ○ Le contrôle du niveau de liquide est très critique. ○ Espace de surtension très limite.

I.3 Généralités sur les pompes

Les pompes, en tant que des appareils permettant de véhiculer les liquides, Elles 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 [7].

I.3.1 Unité de pompage

- Composée de deux pompes, une en service et l'autre en stand - by.
- Pression d'entrée minimum : 5 bars
- Pression de refoulement maximum : 33 bars
- Faible NPSH

(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) [7].

I.3.2 Choix du type de la pompe

La sélection d'une pompe peut se faire à partir de la figure ci dessous qui donne les domaines de travail des divers types à partir des coordonnées, débit-hauteur totale de refoulement. Evidemment, il existe sur ce diagramme des régions d'interférence où le choix nécessitera une étude économique entre des types de pompes, en prenant en considération :

- La puissance absorbée.
- Le coût du système d'entraînement.
- La surface occupée au sol, l'entretien, le mode de régulation.
- Et bien entendu le prix de l'appareil avec des amortissements variables [7].

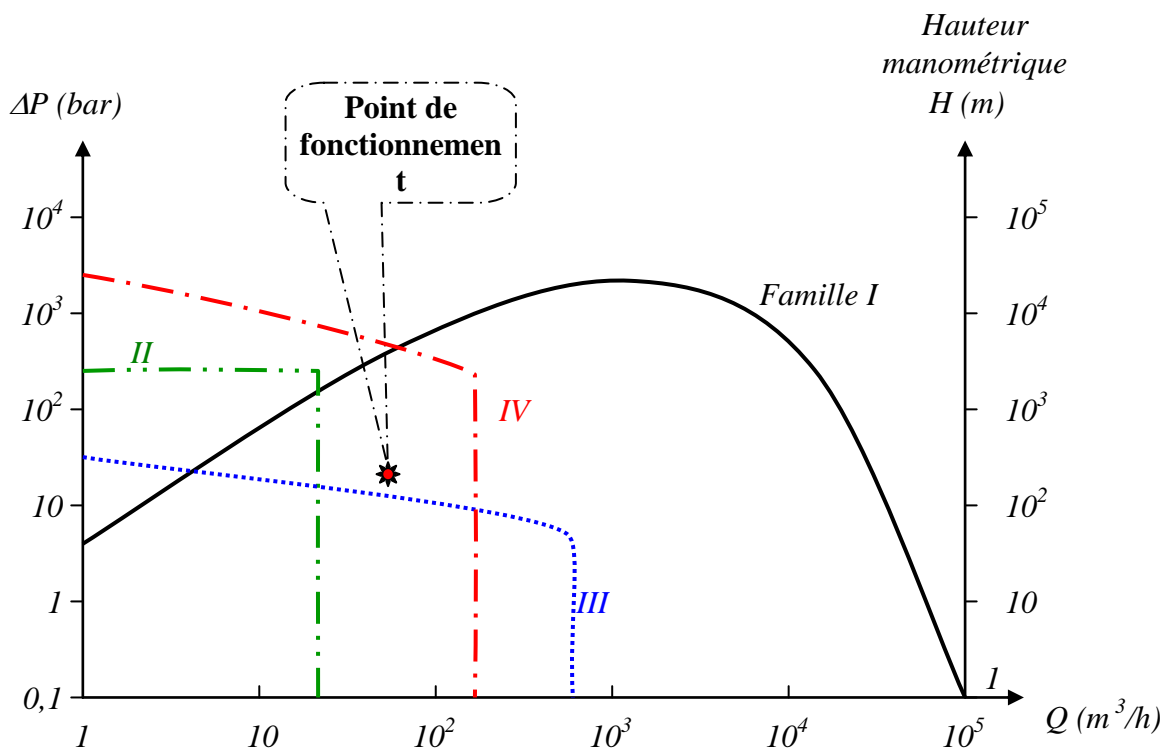


Figure I.9 : Domaines d'utilisation des différents types de pompe [7].

Famille I : Pompes roto- dynamiques (centrifuge).

Famille II : Pompes à canal latéral roto- dynamiques.

Famille III : Pompes volumétrique à rotor tournant (pompes à engrenages, palettes...etc.).

Famille IV : Pompes volumétriques alternatives (à pistons) [7].

I.3.3 Rendement de la pompe

Le rendement η est le rapport de la puissance utile communiquée au liquide pompé à la puissance absorbée par la pompe. Le rendement η de la pompe varie avec le débit ($\eta = f(Q)$) et passe par un maximum pour le débit nominal autour duquel la pompe doit être utilisée[7].

I.3.4 Puissance absorbée par la pompe

La puissance absorbée est le travail par unité de temps fourni à la pompe. Elle s'exprime en kilowatts (KW) et donnée par la relation :

$$P = Q \cdot H \cdot d / 367 \cdot \eta \quad (I.1)$$

d : La densité du liquide ;

η : Le rendement de la pompe ;

Q : Débit (m³/h);

H : Hauteur (m);

P : La puissance absorbée (KW) [7].

Chapitre II

Modélisation des potentiels des puits

Modélisation des potentiels des puits

II.1 Introduction

L'objectif de l'analyse nodal est d'apprécier le comportement des réservoirs aux abords du puits par une optimisation de la colonne de production et étudier la performance du puits. Le but est de déterminer les courbes de performances [$Q = f(Pt)$] des puits susceptibles de produire sur le réseau de manifold (ONI31).

Comme moyen de calcul, on s'est disposé d'un logiciel "Perform 3.00" qui permet de tester plusieurs corrélations de perte de charge dans le tubing.

Cela se fait par un examen des différentes sensibilités de pression de tête sur un modèle représentant l'état du puits. Ce modèle est validé à partir des valeurs obtenues lors d'un jaugeage et d'une mesure de fond au cours duquel la pression de fond dynamique est obtenue.

Pour étudier le comportement du puits, on a suivi les étapes suivantes (voir l'organigramme) :

- 1). Collection des données (Build-Up ou PFD, dernier jaugeage, complétion, ...)
- 2). Choix de la corrélation des pertes de charge verticales adéquates.
- 3). Calage du modèle sur le dernier jaugeage
- 4). Prédiction du comportement futur du puits pour une sensibilité sur la pression de tête.

II.2 Modélisation des potentiels des puits

La résolution du problème nous amène à déterminer un modèle fiable présentant tout le système de production du réservoir vers la station. Ce système est composé de :

- Réservoir.
- Colonne de la production (tubing).
- Duse.
- Réseau de collecte jusqu'au manifold de la station.

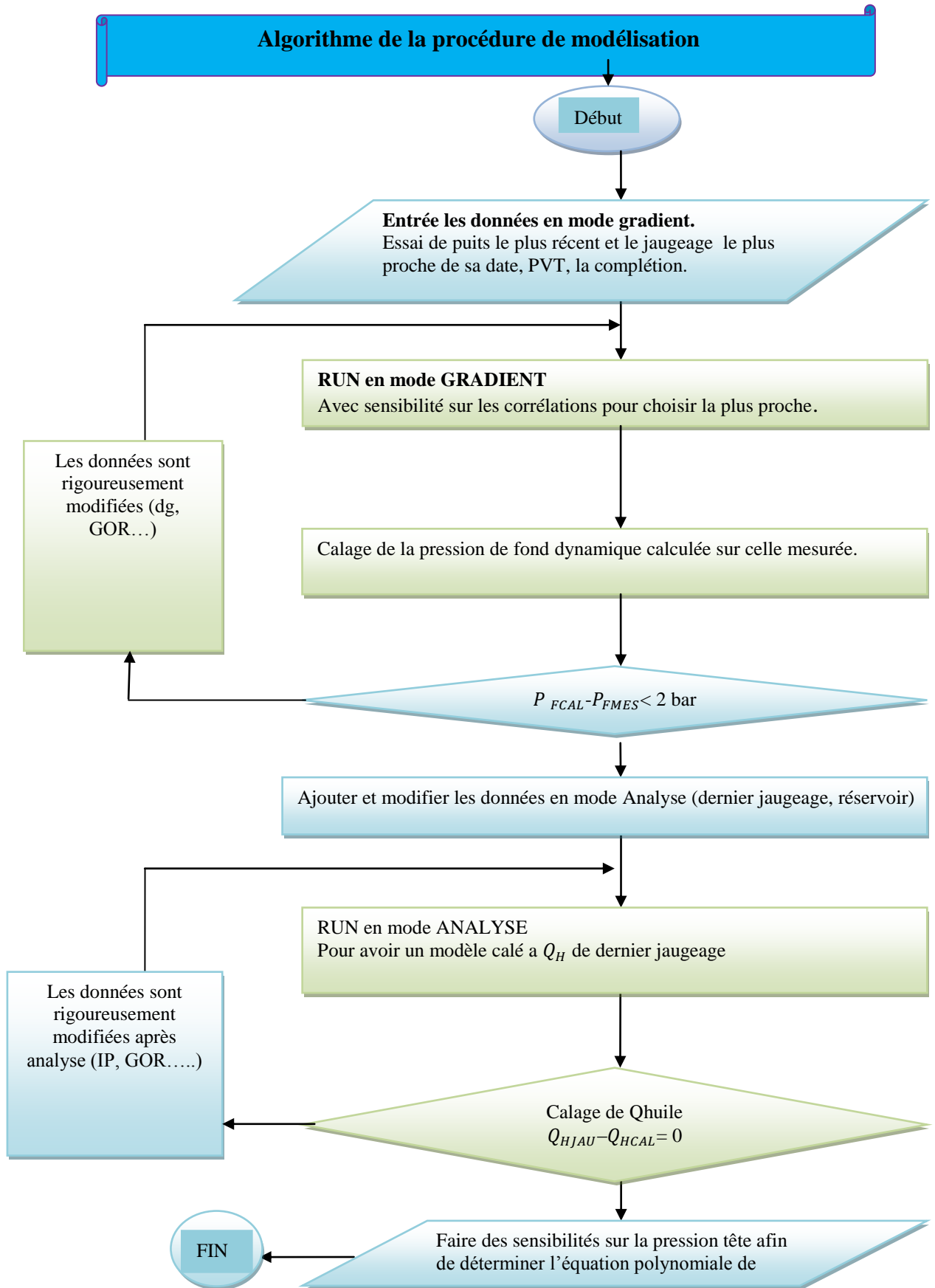
On pratique, on ne dispose pas d'outil pour créer un modèle avec toute cette complexité. SONATRACH a développé une procédure de calcul basé sur le calage du débit au niveau de la tête du puits. Pour chaque puits, le premier débit est donné par un modèle du réseau collecte et le second calculé à partir de l'équation du courbe de performance. Ainsi, tout débit qui sort des puits est retrouvé dans le réseau de collecte.

II.2.1 Collecte des données

Comme tout logiciel de modélisation, logiciel "Perform 3.00" a besoin de certains paramètres indispensables pour son exécution. La direction E & P a une base de données (Data Bank) disponible sur le réseau informatique qui détienne tous les informations sur les puits du champ.

II.2.1.1 Tests des puits (*build-up ou pression de fond dynamique*)

Le puits étant fermé, la pression va tendre vers une pression d'équilibre en tout point de gisement. Sur ces types de test, on a un enregistrement de la pression relative pour avoir une approche plus exacte de la pression de gisement.



Algorithme II.1 :La procédure de modélisation (logiciel perform version 3.00).

II.2.1.2. Jaugeage

Le calage du débit modèle se fait sur la base du jaugeage le plus récent (10-02-2016). Sur le tableau suivant, on a assemblé ces tests :

Tableau II.1 : Résultat de dernier jaugeage[8].

Date du dernier jaugeage	puits	Diam Duse (mm)	Débit huile (m^3/h)	GOR	Pression (kg/cm ²)		T° oil C°	Débit eau récupérée
					P tête	P Pipe		
06/01/2016	ONI632	7	5.02	197	40.3	17	49	0
23/02/2014	ONI541	9	3.59	109	34.5	16	37	0
28/03/2015	ONI423	7	1.99	121	22.5	16.5	44	0
18/04/2015	ONI422	11	3.81	143	22.1	15	36	0
16/02/2016	ONI421	12.69	6.86	121	30.2	15	36	0
30/11/2014	ONI413	16	0.41	4603	17	14.5	35	0
06/02/2016	ONI411	12	5.96	130	26.7	15	38	0
28/07/2015	ONI551	14	1.96	145	27	17.5	37	0
17/01/2016	ONI154	9	3.14	348	28	16.5	42	0
17/01/2016	ONI511	12	0.27	5770	22.4	14.5	50	0
05/04/2015	ONI145	9	3.64	113	26.6	16	44	0
06/01/2016	ONI442	10	5.48	109	37.8	16	42	0
05/02/2016	ONI441	9	7.96	97	42	15	45	0
15/02/2016	ONI412	16	1.2	1968	39.9	14.5	49	0
15/01/2016	ONI403	14.7	1.42	1189	23.96	14.5	39	0
26/03/2015	ONI31	26	2.79	1100	18.2	14	44	0

II.2.2 Choix de la corrélation de perte de charge verticale

Une fois qu'on injecte les données, on utilise le mode gradient de pression afin de choisir une corrélation qui permette de reproduire la pression de fond dynamique à partir d'un débit d'huile et d'une pression de tête qui donne une valeur de pression de fond dynamique, la plus proche de celle mesurée (erreur 2 bars).

Parmi les principales corrélations les plus utilisées dans les écoulements diphasiques à travers une conduite verticale et qui ont fait l'objet d'une performance sur le champ HMD, on a :

N°1 : Hagedorn & Brown (1963) oil.

N°2 : Beggs & Brill (1983).

N°3 : Aziz & all (1972).

Pour caler, on commence à manipuler les différentes corrélations disponibles pour sélectionner la plus proche. L'ajustement de la pression de fond dynamique (PFD) à la profondeur de mesure de well test est atteint par la modification rigoureuse des données (dg, GOR...)

II.2.3 Calage du modèle sur le dernier jaugeage

Dans cette étape, on va étudier le système réservoir-puits. le fond du puits est choisi comme nœud et on construira deux courbes :

1-La fonction de l'inflow (IPR) qui donne l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir.

2-La fonction de l'out flow qui donne aussi l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le tubing.

Le plot des deux courbes sur un même graphique donne le point de fonctionnement du puits (point d'intersection).

L'objectif est de reproduire l'état actuel du puits par le calage du débit sur celle mesuré dans le dernier jaugeage.

II.2.3.1 Courbe de tendance

Pour les différents paliers de la pression de tête, une courbe polynomiale d'ordre 2 est obtenue :

$$(Q_H = APt^2 + BPt + C) \quad (\text{II.1})$$

Q_H : Débit d'huile (m^3/h) ;

Pt : La pression de tête (kgf/cm^2).

A et B, C : Sont des constantes.

L'intervalle des pressions de têtes est défini pour la pression de tête (Pt) de jaugeage plus ou moins 5 bar. On détermine le débit d'huile pour cinq paliers de la pression de tête (Pt).

II.2.3.2 Exemple de détermination d'une courbe de performance

Le but de l'exemple est d'exposer la procédure de calcul d'une courbe de performance.

On a choisit le puits (ONI441).

Tableau II.2 : Les données de puits ONI 441[8].

Données	valeurs	Données	Valeurs
Q _o	10.28 m ³ /h	Date de forage	14 / 05 / 2000
G.O.R _10_45	260 Std. m ³ /m ³	Zone	24
Q _w	0 m ³ /h	Type de complétion	Compl. 4"1/2 Vam ancre
Pression de gisement	248.59 kgf/cm ²	Liaison Trou	Open Hole
Pression de tête	28.1 bars	Perméabilité	367 md
Pression de fond dynamique	216.04 bars	R _w	0.5 ft
Densité du gaz	0.94	Epaisseur réservoir	3325 – 3480 m
Water-cut (f _w)	0	% de CO ₂ , H ₂ Set N ₂	1.7 % - 0 % - 1.8 %
Densité de l'huile	45 °API	Diamètre Duse	12.7 mm
Température de gisement	118°C	Température de tête	42 °C

Le run en mode gradient permet de déterminer la corrélation Hagedorn & Brown oil (1963). Après le calage de débit d'huile (Q_h) du dernier jaugeage, les sensibilités sur la pression de tête (P_t) donnent le graphe de la courbe l'In flow avec les courbes Out flow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement du puits et leur débit correspondant. Ainsi, on a l'équation :

$$Q_H = -0,0005(P_t)^2 - 0,0612(P_t) + 11,373 \tag{II.2}$$

P_t: La pression de tête (kgf/cm²);

Q_H: Débit d'huile (m³/J) et (m³/h).

Tableau II.3 : Résultats de la sensibilité du débit à la pression en tête.

Pt	Qh
45	7,66
42	7,96
40	8,17
35	8,65
30	9,11

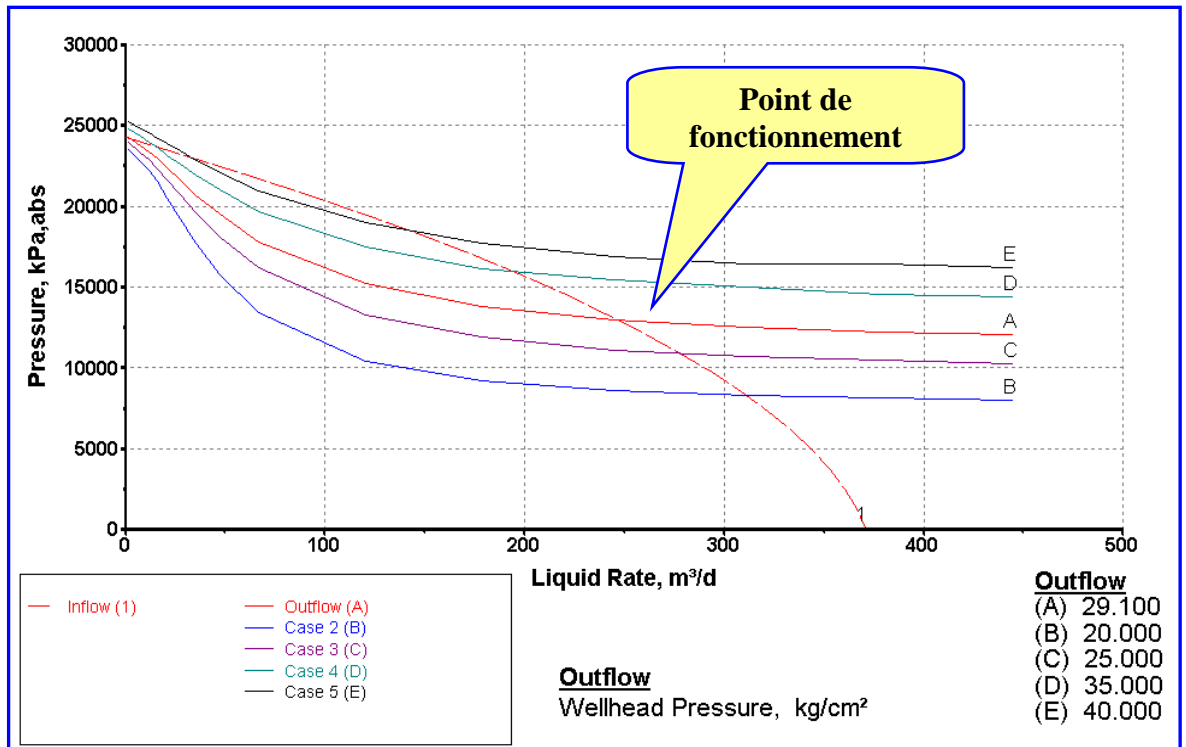


Figure II.1 : Sensibilité a la pression en tête [9].

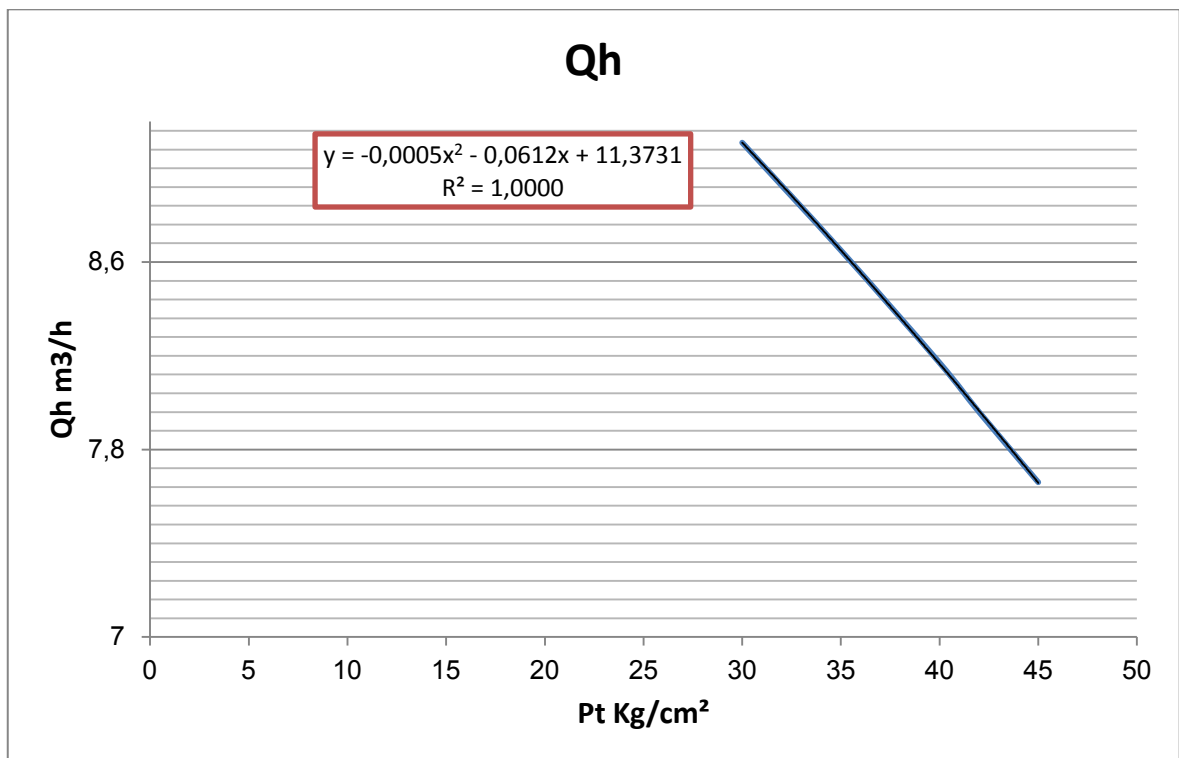


Figure II.2: Courbe de performance du puits [9].

II.3 Résultats

Une courbe de tendance est obtenue à partir d'une série de points (Q_H , Pt) pour chaque puits que l'on assimile mathématiquement à une équation polynomiale de degré 2. Les potentiels des puits sont très variables, il y a des puits très sensibles au changement de la pression de tête et d'autre pas sensible. Les coefficients des courbes de tendance R^2 sont très proches de 1.

Tableau II.4 : Résultat de modélisation des potentiels des puits.

Puits	MF D	Pt (kgf/cm ²)	Q_H (m ³ /J)	Q_H (m ³ /h)	$Q_H = A(Pt)^2 + B(Pt) + C$	R^2	Corrélation de perte de charge dans le tubing
ONIZ632	ONI 31	40.3	120.48	5.02	$y = 0.0006x^2 - 0.1078x + 8.4374$	1	Hagedorn & Brown
ONIZ541	ONI 31	34.5	86.16	3.59	$y = 0.001x^2 - 0.1467x + 7.4654$	0.998	Beggs & Brill
ONIZ423	ONI 31	22.5	47.76	1.99	$y = -0.0001x^2 - 0.0546x + 3.2833$	0.9991	Hagedorn & Brown
ONIZ422	ONI 31	22.1	91.44	3.81	$y = 0.0024x^2 - 0.2737x + 8.7018$	0.9992	Aziz & all
ONIZ421	ONI 31	30.2	164.64	6.86	$y = 0.0004x^2 - 0.3587x + 17.301$	1	Hagedorn & Brown
ONIZ413	ONI 31	17	9.84	0.41	$y = 2E-05x^2 - 0.0045x + 0.4838$	0.9988	Beggs & Brill
ONIZ411	ONI 31	26.7	143.04	5.96	$y = 0.003x^2 - 0.2852x + 11.438$	0.9995	Aziz & all
ONI551	ONI 31	27	47.04	1.96	$y = 0.003x^2 - 0.2852x + 11.438$	0.9995	Beggs & Brill
ONI54	ONI 31	28	75.36	3.14	$y = 0.0001x^2 - 0.0233x + 3.7167$	0.9996	Hagedorn & Brown
ONI511	ONI 31	22.4	6.48	0.27	$y = 0.0012x^2 - 0.0685x + 1.1902$	0.9989	Hagedorn & Brown
ONI45	ONI 31	26.6	87.36	3.64	$y = 0.0005x^2 - 0.0575x + 4.8337$	0.9995	Aziz & all

Puits	mfd	Pt (kg/cm ²)	Q _H (m ³ /J)	Q _H (m ³ /h)	Q _H = A(Pt) ² + B(Pt) + C	R ²	Corrélation de perte de charge dans le tubing
ONI442	ONI 31	37.8	131.52	5.48	y = 0.0006x ² - 0.1202x + 9.2047	0.9997	Aziz & all
ONI441	ONI 31	42	191.04	7.76	y = -0.0005x ² - 0.0612x + 11.373	1	Hagedorn & Brown
ONI412	ONI 31	39.9	28.8	1.2	y = -0.0001x ² - 0.0137x + 1.9228	0,9995	Hagedorn & Brown
ONI403	ONI 31	23.96	34.08	1.42	y = 0.0004x ² - 0.0539x + 2.4564	0,9968	Aziz & all
ONI31	ONI 31	18.2	66.96	2.79	y = -0.0004x ² + 0.0076x + 2.783	0,9995	Aziz & all

II .4 Conclusion

L'optimisation peut être définie sommairement comme :

- Une opération permettant de trouver le meilleur de chaque chose.
- Le choix entre une série de possibilité (de meilleur suivant un critère définie, à l'avance) [12].

L'objectif de notre travail est la maximisation du débit de production en termes des pertes de charge, ce qui nous permis de trouver les valeurs extrémales de notre modèle (puits-réseau de collecte). Permettant par exemple de minimiser les couts, ou au contraire maximiser les bénéfices.

Pour la résolution du système de production, l'Analyse Nodale nous permet d'atteindre notre objectif car elle tient compte de toutes les pertes de charge dans le tubing ou dans le réseau de collecte.

Le principe de l'Analyse Nodale est de distinguer les principaux paramètres du système (maillage du modèle) pour cela des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélations.

Chapitre III

Modélisation du réseau de collecte manifold (ONI31)

Modelisation du reseau de collecte manifold (ONI31)

III.1 Introduction

L'objet de ce travail consiste à créer un modèle machine du système de collecte manifold (ONI31) par une modélisation hydraulique. Une fois le modèle créé, il sera utilisé comme outil de simulation. Pour avoir une bonne présentation du système de manifold (ONI31), il faut choisir une période où on peut avoir le maximum d'information. On a opté pour la journée du 10/02/2016 parce qu'elle nous fournit un maximum de données.

III.2 Modélisation hydraulique

La modélisation hydraulique utilise le Pipephase comme un outil de calcul des pertes de charge en écoulement diphasique dans les lignes du réseau de collecte. Le principe est que le débit de toutes les sources (puits) sera fixé avec une pression de pipe estimée, mais à l'arrivée (station) il sera juste le contraire (une pression de pipe fixée et un débit estimé).

III.2.1 Outil de calcul

Un logiciel Pipephase (Version 9.1) sera utilisé pour le calcul des pertes de charges des écoulements polyphasiques dans le réseau de collecte, entre autres, les vitesses d'écoulement des effluents, températures, et retenues liquide liquid Hold-up... etc.

Il peut faire le calcul pour des liaisons individuelles ainsi que pour un réseau à plusieurs pipes.

Dans notre travail, on fixe les débits des sources (puits) avec la pression d'arrivée et on estime les pressions de départ des sources (pression pipe).

III.2.2 Données de modélisation

Ces données sont utilisées pour créer une présentation du réseau manifold (ONI31) sous forme de fichiers machine du logiciel Pipephase.

III.2.2.1 Les pressions

La pression tête (P_t) et la pression pipe (P_p) seront déterminées à partir de la base de données du Manifold de production.

Les pressions relevées des manifolds sont présentées sur le tableau suivant :

Tableau III.1 : Les pressions relevées des manifolds [8].

Manifold	P_{MFD} (Bars)
ONI31	15
OML75	13

III.2.2.2 Paramètre de production

Le débit d'huile, le rapport gaz-huile GOR, la température et la fraction d'eau (water-cuts) seront déterminées à partir des données de Bilan-Gaz.

Le débit est calculé par la formule appliqué par Sonatrach qui utilise les pressions moyennes mesurées sur le terrain en amont la pression de tête (P_t) et en aval la pression de pipe (P_p) de la duse de tête de puits et les dimensions de duse obtenues de la base de données appropriées.

III.2.2.3 Propriétés des fluides

Densité de l'huile : 45° API

Viscosité de l'huile : 1.92 cp à 30 °C, 1.462 cp à 50 °C

Densité du gaz : 0,65

Azote : 1.8 %

Gaz carbonique : 1.7 %

Densité de l'eau produite : 1.07

Température ambiante : 25 °C à 50°C [8].

III.2.2.4 Type de modèle

Le modèle hydraulique informatisé choisi est de type black oil (Produits noirs), par opposition à un modèle compositionnel (Produits de composition).

Dans un modèle Produit de composition, les propriétés des fluides sont déterminées par les courbes des points de vaporisation des produits de composition des fluides individuels dans

diverses conditions de pression et de température. Inversement, dans le modèle Produits noirs, ces propriétés physiques sont saisies directement.

III.2.2.5 Profils des pipes

La carte de réseau du système manifold (ONI31) est nécessaire pour déterminer l'emplacement des puits que les différents raccordements entre pipes.

Les longueurs de ligne ainsi que les élévations sont tirées à partir de la base de données Sce Collecte & Desserte. Une formule appliquée par ce service qui sert à simuler des profils artificiels des pipes, à partir des profils réels. Ces derniers sont visualisés sur des fichiers, ils sont utilisés pour calculer la dénivelé de chaque segment du pipe.

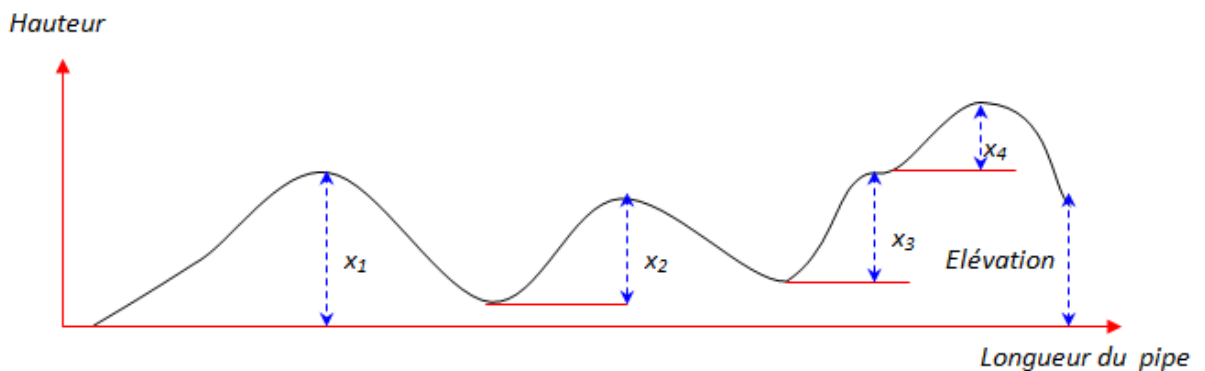


Figure III.1 : Profil des pipes[10] .

$$X = \frac{(\sum \text{remontés}) \cdot 2}{N^{\text{br seg}}} \quad (\text{III.1})$$

x : dénivelé de chaque segment.

$N^{\text{br seg}}$: 6 pour un pipe > 2000 m

$N^{\text{br seg}}$: 4 pour un pipe de 1000 à 2000 m

$N^{\text{br seg}}$: 2 pour un pipe < 1000 m

On ajoute de dénivelé de dernier segment les élévation totale entre le départ et celui d'arrivée.

III.2.2.6 Corrélations de perte de charge dans le pipe

Il existe plusieurs corrélations dans le domaine des calculs des pertes de charge des conduites horizontaux, mais seulement deux qui donnent des bons résultats pour le réseau de HMD à savoir :

- Beggs / Brill / Moody (BBM).

- Dukler / Eaton/ Flannigan (DE).

La corrélation de BBM a généralement tendances à sous-estimer les pertes de charge dans le système, quand les lignes ont des points bas qui peuvent accumuler des liquides ou ont beaucoup de segment en remonté. Inversement, et la corrélation de DE sur-estime généralement les pertes de charge dans les lignes qui sont principalement en descente, sans ondulation ou point bas. comme notre réseau manifold (ONI31) est caractérisé par des lignes de pipe accidentées (conditions extrêmes), on a choisi la corrélation de DE, qui donne des meilleurs résultats.

III.2.3 Procédure de la modélisation

Après introductions des données dans le logiciel Pipephase, on exécute le premier run pour pouvoir créé un fichier sous Excel, relative au modèle développé sur Pipephase, qui comporte tous les données mesurées du modèle. Avec l'apport d'une macro, on importe les outputs calculés par le logiciel (P_{Pc} , Q_{Liq}) sur le fichier Excel où nous pouvons constaté les écarts entre les valeurs calculées et celles mesurées.

III.2.4 Le calage

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte avec le moins d'itérations possibles.

On a pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée la pression de pipe et la valeur calculée la pression de pipe ne doit pas dépasser 5%. c'est à dire :

$$\left| \frac{P_{pm} - P_{pc}}{P_{pm}} \right| \leq 5\% \quad (\text{III.2})$$

P_{pm} : pression pipe mesuré.

P_{pc} : pression pipe calculé.

Tout puits qui présente un écart dépassant cette limite doit être revu. En premier lieu, il faut revoir les données d'entrées. Une fois qu'il a été confirmé que les pressions enregistrées, les différents débits, les profils de niveau, les longueurs et les dimensions de ligne sont corrects, le calage de la pression pipe calculé (P_{Pc}) au la pression pipe mesuré (P_{Pm}) se fait par les ajustements de l'efficacité d'écoulement et de la rugosité du pipe.

On prend l'efficacité comme un facteur englobant les autres paramètres qui sont reliés à la perte de charge.

Elle a une relation proportionnelle avec la pression de pipe calculé. Par défaut, elle est égale à 100% pour tous les pipelines. Toute modification apportée sur sa valeur nous donne une idée sur l'état du pipe.

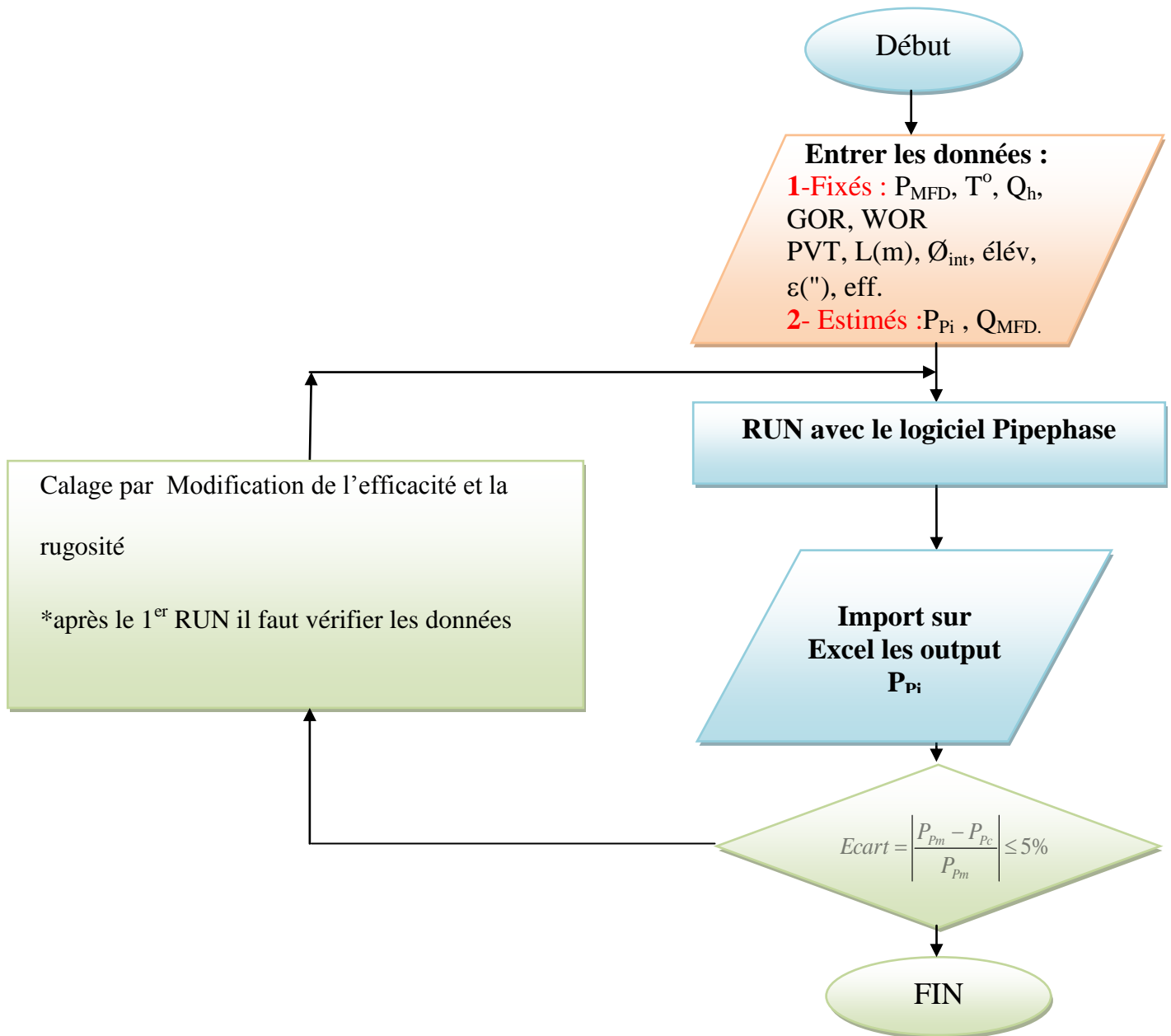
90 % < Eff. < 110 % pipe en bon état.

60 % < Eff. < 90 % acceptable sous réser

Eff < 60 % on a un problème, bouchage du pipe où réplique d'un autre pipe (freinage) dans le cas d'une jonction.

La rugosité est égale à 0.0018" pour un nouveau pipe et ne dépasse pas 0.02" pour un vieux pipe.

L'organigramme suivant résume la procédure de modélisation suivie:



Algorithme III.1 :La procédure de modélisation (logiciel pipephase version 9.1).

III.2.5 Résultats de la modelisation

Sur le tableau suivant, on compare les valeurs de pression calculées à l'aide du logiciel PipePhase aux valeurs mesurées sur le terrain. Aussi, on a des cellules qui nous donnent un jugement sur la modélisation.

Tableau III.2 : Résultat de modélisation.

Puits	P _{PM} (Bara)	P _{PC} (Bara)	(P _{PM} - P _{PC})/P _{PM}	Ecart %
ONIZ632	18	17.5706	0.0239	2.3858
ONIZ541	17	17.6496	-0.0382	3.8210
ONIZ423	17.5	16.7964	0.0402	4.0205
ONIZ422	16	15.5032	0.0311	3.1051
ONIZ421	16	16.2633	-0.0165	1.6457
ONIZ413	15.5	15.0941	0.0262	2.6190
ONIZ411	16	15.3625	0.0398	3.9843
ONI551	18.5	18.6761	-0.0095	0.9517
ONI54	17,5	17.6531	-0.0088	0.8750
ONI511	15.5	15.0793	0.0271	2.7144
ONI45	17	17.1759	-0.0103	1.0345
ONI442	17	16.7195	0.0165	1.6501
ONI441	16	15.4992	0.0313	3.1299
ONI412	15.5	15.0929	0.0263	2.6263
ONI403	15.5	15.1464	0.0228	2.2812
ONI31	15	15.4951	-0.0330	3.3007

III .3 Conclusion

Le réseau de collecte est l'ensemble des pipes horizontaux du surface qui relie les têtes des puits au centre du traitement d'huile.

L'effluent brut qui s'écoule dans les conduites verticales (tubing) est recueilli en surface, ce dernier subit des pertes de charge horizontales, les principaux corrélations qui les calculs sont : corrélations de Dukler, d'Eaton et de Flanigan. L'entretien quotidien est exigé à cause des problèmes rencontrés, principalement dans le réseau de collecte tels que les corrosions, les dépôts de sels, les hydrates...

Chapitre IV

Calage du système réseau - puits

Calage du système réseau - puits

IV.1 Introduction

Le but recherché à travers ce calage est de faire une balance pression-volume de tout le système, c'est à dire le débit qui sort des puits soit égale au débit qu'est reçue dans la station.

La procédure de calcul suivie est basée sur le calage du débit au niveau de la tête du puits. Le logiciel Pipephase est utilisé pour relier le débit au pression de pipe. Toutes modifications apportées sur notre modèle Réseau Collecte va entraîner un changement sur les pressions de pipes calculés. On sait que cette variation est portée sur la pression de tête pour les puits en régime non critique, donc au débit. Pour le calcul de la pression de tête, on a utilisé une formule développée par SONATRACH qui fait la liaison entre la pression amont (P_t) et aval (P_p) de la Duse.

Cette pression est injectée dans des équations de performance des puits pour avoir un nouveau débit. La solution est atteinte lorsque les deux débits sont les mêmes (le débit qui sort des puits doit être retrouvés dans le réseau de collecte). Si non, on va refaire les calculs avec un débit moyen.

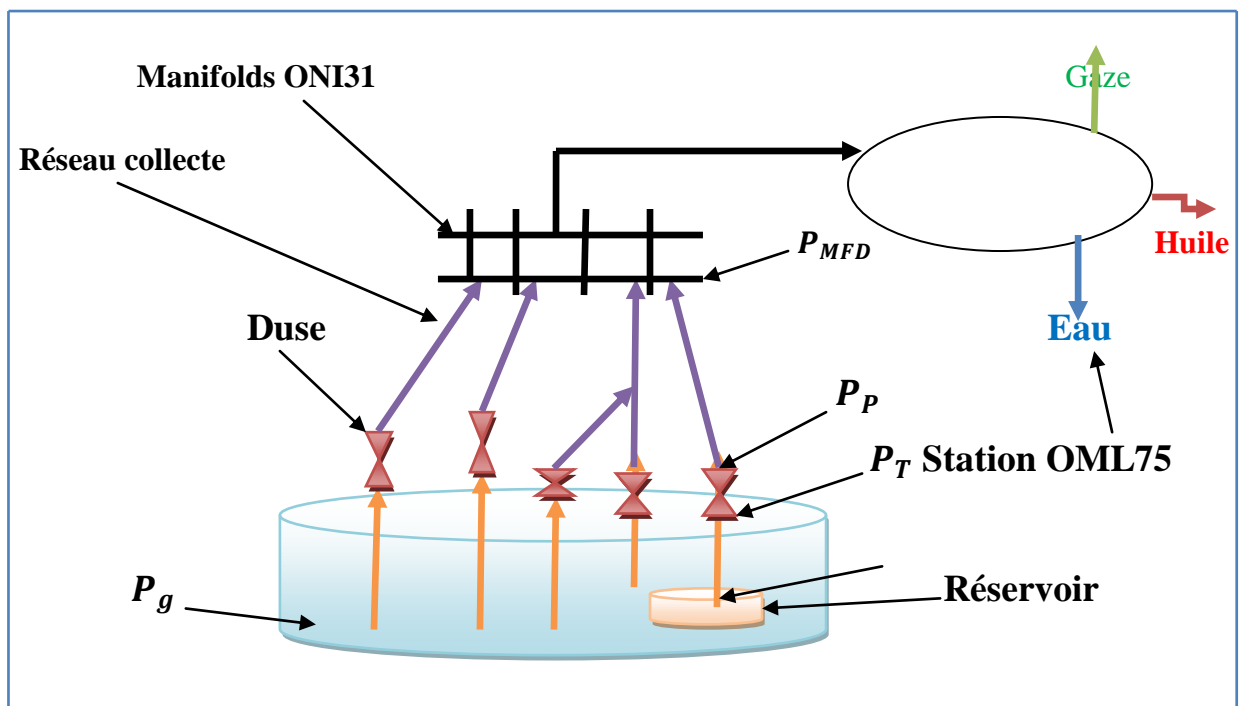


Figure IV.1 : Calage de système puits- réseau.

IV.2 Données

On a besoin de :

- Les données des jaugeages les plus récentes (Q_H , GOR, WOR...).
- Les équations de $Q=f(P_t)$ tirées à partir des courbes de performance.
- Le modèle du réseau collecte sur Pipephase.
- Les valeurs des coefficients K et Ψ utilisées dans une interface (Fq). Cette dernière permet de calculer la pression de tête. Ces deux coefficients sont en fonction du palier GOR.

IV.3 L'interface fq

Il est utilisé comme interface entre le calcul de réseau en surface et les out-flow des puits. Cette fonction prend en charge la variation énergétique de l'écoulement à travers la Duse et elle fait la liaison entre sa pression amant (P_t) et aval (P_p) en fonction du rapport (P_p/P_t) la pression de tête est calculé à partir de cette fonction.

IV.4 Procédure de calage

On a construit un tableau Excel pour automatiser les calculs et les rendre plus rapides.

L'organigramme suivi est résumé dans les étapes suivantes :

- a) Entrer les données du dernier jaugeage sur le modèle de Pipephase.
- b) Initier le tableau Excel : débit du jaugeage le plus récent, valeurs de K et Ψ utilisé dans l'équation de interface (Fq).
- c) Exécuter le logiciel Pipephase.
- d) Faire un macro pour importer les Pressions de pipe calculés (P_{pi}) et le débit de Pipephase ($Q_{Hi-Ré}$) pour chaque puits au tableau.
- e) Calculer les pressions de tête avec l'interface (Fq) pour les puits qui sont en régime non-critique.

$$P_{Ti}=P_{Pi} \cdot (Fq/K_i)^{\left(-\frac{1}{\Psi_i}\right)} \quad \text{(IV.1)}$$

P_{Pi} : Pression de pipe calculée (kgf/cm²) ;

P_{Ti} : Pression de tête calculée (kgf/cm²) ;

Fq : Interface ;

Ψ et K : Des coefficients.

- f) Calculer un nouveau débit à partir des équations des courbes de performance (Q_{Hi-Pu})

$$Q_{Hi-Pu} = A_i \cdot (P_{Ti})^2 + B_i \cdot (P_{Ti}) + C_i \quad (\text{IV.2})$$

Q_{Hi-Pu} : Nouveau débit à partir des équations des courbes de performance (m^3/h);

P_{Ti} : Pression de pipe calculée (kgf/cm^2);

A_i et B_i, C_i : sont des constantes.

- g) Faire un test de convergence entre les deux débits pour chaque puits (calculé par Perform et utilisé dans Pipephase) :

* Les Critères de convergence :

- $\sum Q_{Hi-Pu} \approx \sum Q_{Hi-Ré}$
- Des erreurs inférieures à une valeur ξ très proche de zéro :

$$|Q_{Hi-Pu} - Q_{Hi-Ré}| \leq \xi$$

On a deux cas :

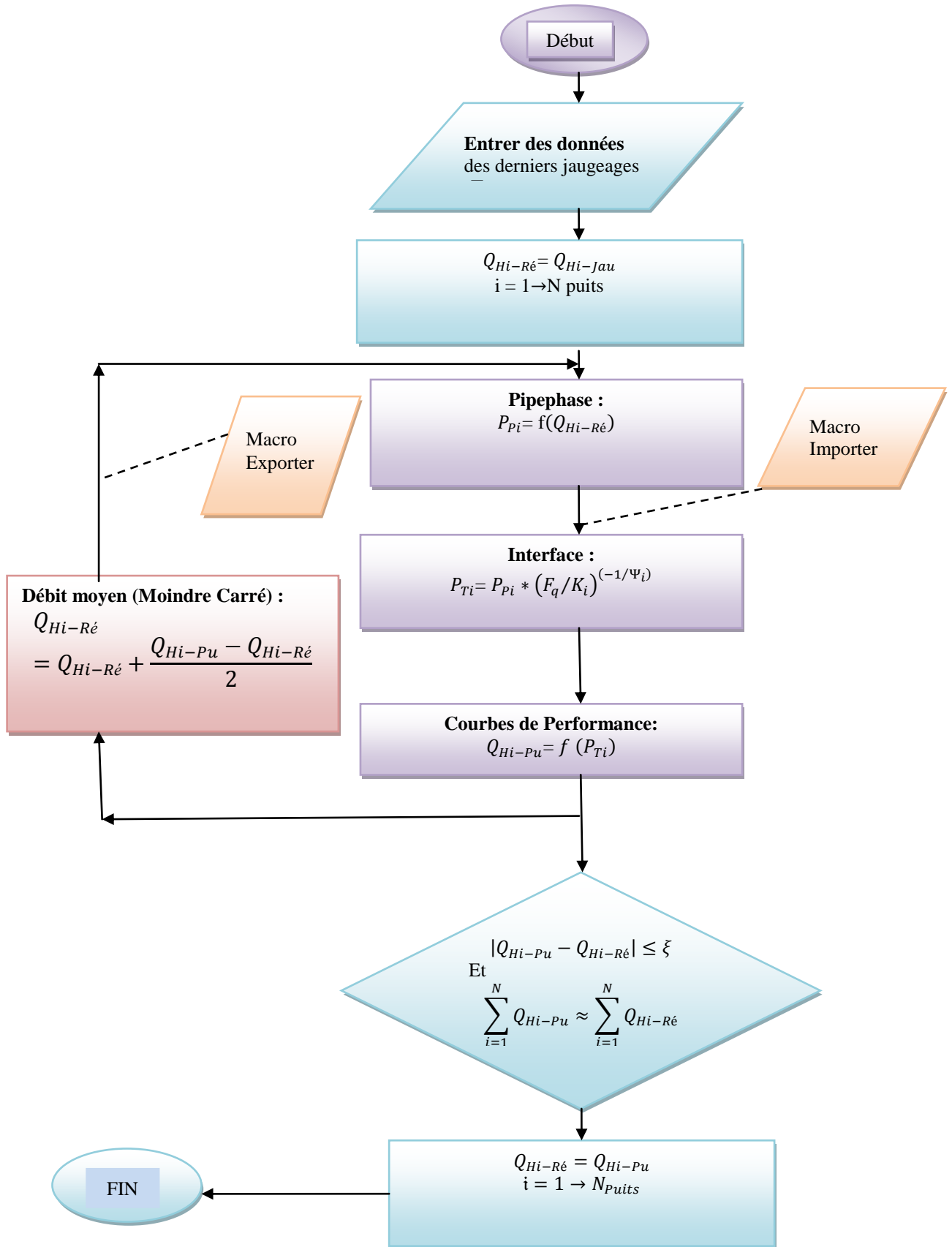
- A. Critères non vérifiées : retourner à l'étape (c) avec un débit moyen

$$Q_{Hi-Ré} = Q_{Hi-Ré} + \frac{Q_{Hi-Pu} - Q_{Hi-Ré}}{2} \quad (\text{IV.3})$$

$Q_{Hi-Ré}$: débit de Pipephase (m^3/h).

On utilise une macro pour exporter ces débits dans le fichier input de Pipephase.

- B. Critères vérifiées : Le débit de chaque puits est déterminé.



Algorithme IV.1 : Procédure de calage du système.

IV.5 Résultats de calage

Le tableau suivant donne les résultats de calage :

Tableau IV.1 : Résultat de calage.

Puits	Pression Calculé (Bara)		Q_h test	Q_h (n), Per	Q_h (n), Piph	Test, Conv
	Tête	Pipe				
ONIZ632	41.964	17.547	5.02	4.970	4.994	-0.023
ONIZ632	36.635	17.553	3.59	3.433	3.468	-0.035
ONIZ632	22.357	16.718	1.99	2.013	1.998	0.014
ONIZ422	22.405	15.501	3.81	3.774	3.792	-0.018
ONIZ421	31.751	16.186	6.86	6.315	6.373	-0.058
ONIZ413	17.510	15.094	0.41	0.411	0.411	0.001
ONIZ411	26.769	15.362	5.96	5.953	5.957	-0.003
ONI551	28.394	18.657	1.96	1.923	1.941	-0.018
ONI54	29.498	17.631	3.14	3.116	3.128	-0.011
ONI511	22.544	15.077	0.27	0.256	0.263	-0.007
ONI45	27.856	17.155	3.64	3.26	3.36	-0.010
ONI442	37.977	16.633	5.48	5.505	5.485	0.020
ONI441	43.000	15.487	7.96	7.817	7.853	-0.036
ONI412	40.900	15.093	1.2	1.195	1.198	-0.002
ONI403	23.989	15.145	1.42	1.394	1.407	-0.013
ONI31	19.676	15.493	2.79	2.778	2.784	-0.006

Tableau IV.2 : Balance de débit d'après le calage.

	m^3 / h	m^3 / j
TOTAL Q_h test	55.50	1332.00
TOTAL Q_h (n), Per	54.47	1307.37
TOTAL Q_h (n), Piph	54.68	1312.32
Diff Σ test	0.82	19.68

Le calage nous a permis d'avoir un système caractérisé par une balance du débit de 0.21 m³/h et un écart moyen entre les deux débits calculés pour chaque puits de 0.018 m³/h. Ainsi, on a un modèle fiable du système qu'on peut lui faire confiance.

IV.6 Conclusion

La modélisation des puits a été faite à l'aide du logiciel Perform, qui nous a donnés principalement la relation entre le débit d'huile et les pressions des têtes des puits en passant par plusieurs étapes dans le logiciel.

La modélisation du réseau de collecte a été faite à l'aide du logiciel Pipephase9.1, et des différentes procédures de calage pour avoir une égalité entre les paramètres mesurés et les paramètres calculés.

La modélisation parfaite de système permet d'obtenir un modèle correspond au modèle du réseau ONI31, et finalement avoir une bon simulation.

Chapitre V

Cas de simulation du système

Cas de simulation du système

V.1 Introduction

Ce travail consiste à créer un modèle machine du système de collecte (manifold ONI31). Une fois créé, ce modèle sera utilisé comme outil de simulation. Pour avoir une bonne présentation du système, il faut choisir une période où on peut avoir le maximum d'information. On a opté pour la journée du 10 février 2016 parce qu'elle nous fournit un maximum de données.

V.2 La simulation

La simulation par ordinateur repose sur un modèle du système à analyser, modèle qui est ensuite utilisé pour reproduire l'évolution du système dans le temps.

L'intérêt n'est pas seulement de fournir un résultat vrai, mais d'offrir aussi une approche à la réalité et permettre d'analyser des variations afin de pouvoir prendre des décisions.

Ces différents scénarios de fonctionnement étudiés sont déterminés suivant des considérations opérationnelles et économiques.

V.2.1 L'objectif

Déterminer la variation du débit (gain) pour les différents scénarios possibles d'installation de séparateur et la pompe.

V.2.2 Scénarios envisagés

- Cas de base: Réseau sans séparateur à manifold (ONI31) avec pression manifold 15 bars.
- Séparateur en March à manifold (ONI31) avec pompe :

Les variantes possibles des pressions séparateurs:

$P_{\text{sep}}=14\text{bar}-8\text{bar}$.

V.2.3 Résultats

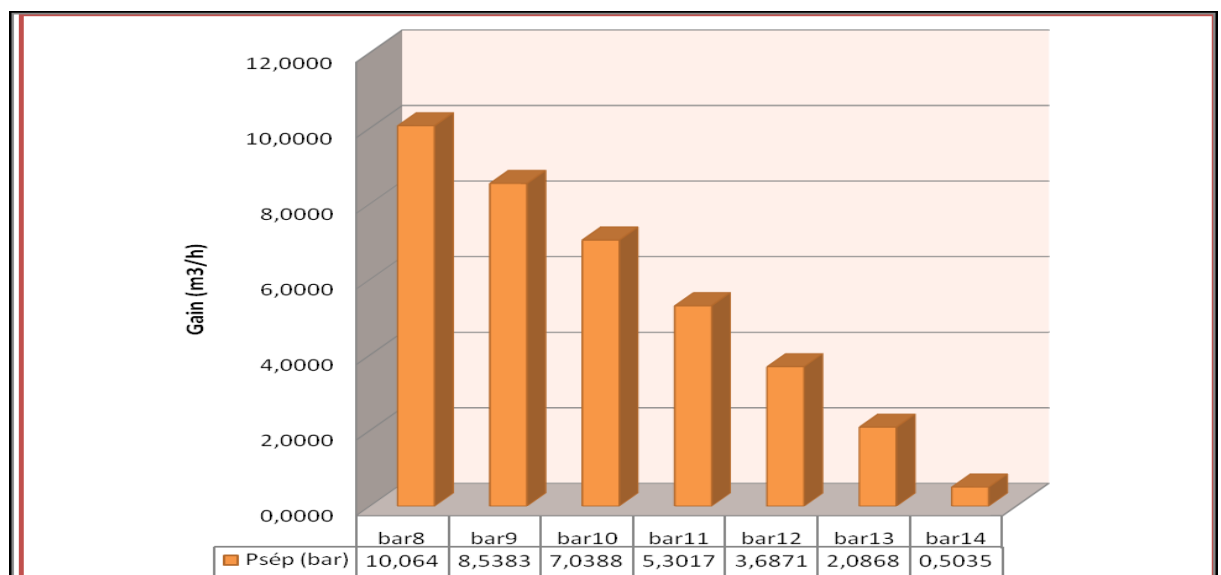
Toutes les simulations confirment qu'on a une augmentation considérable de la production en huile à manifold (ONI31), elle est résumée selon chaque cas comme suite:

Tableau V.1 : Différent scénario d'une simulation de système.

Cas de simulation	Psép ONI31	Q_H (m ³ /h)	Gain total en production (m ³ /h)
Cas de base	15bar	55.5	0
Avec séparateur et pompe	14bar	56	0.503
	13bar	57.59	2.087
	12bar	59.19	3.687
	11bar	60.8	5.302
	10bar	62.54	7.039
	09bar	64.04	8.538
	08bar	65.56	10.064

D'après la comparaison entre le cas de base, le cas de séparateur et la pompe à manifold (ONI31), on a enregistré un gain très important en fonction de la pression de séparation, qui varie de 0,5 à 10,06 m³/h.

Sur l'histogramme en 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.

Figure V.1 : Le gain pour les différents paliers de P_{SEP} .

Chapitre VI

Etude technico-économique

Etude thecnico-économique

VI.1 Introduction

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

VI.2 Etude thecnico-économique

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

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

Notre rôle est d'apporter une réponse chiffrée à tout problème qui lui est posé. Compte tenu de la complexité du problème technique industriel, son art consistera à :

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

VI.2.1 Hypothèses de calcul

Il existe deux méthodes pour l'estimation des couts :

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

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

❖ On a choisi la 2^{eme} , car elle est plus complete.

VI.2.2 Coût d'investissement du projet

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

*Les prix de chaque unité sont résumés dans le tableau suivants :

Tableau VI.1 : Coût d'investissement du projet.

les équipements	prix \$ _{usa}
le coût total de l'unité de pompage est estimé	840000
le coût total de l'unité de séparateur est estimé	1990000
coûts total :	2830000

VI.2.3 Délai d'amortissement du projet

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

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

- Le gain est de : 10,06 m³ / h, (241,44 m³/j), (1518,49 bbl/j).
- Le revenu journalier est de : 56184 \$ / j.

$$T_{am} = 51 \text{ jours}$$

NB : Prix d'un Bbl de pétrole est de 37 \$ / Bbl.

VI.2.4 Analyse des risques

Il consiste à prévoir l'état où les estimations sur les quelles sont basés les calculs, et qu'ils ne refléteront pas la réalité pour des différentes raisons, rendant le délai d'amortissement plus grand. On va prendre le cas d'un prix d'investissement égal à une fois et demi le prix estimé et un gain équivalent à la moitié du gain calculé par simulation.

Tableau VI.2 : analyse des risques.

Cas du risque	Prix d'investissement (\$ _{USA})	Gain (m ³ / j)	Délai d'amortissement
1- Résultats de calcul prouvé dans la réalité.	2 830 000	241.44	51 jours
2- Prix d'investissement plus grand de 1,5 fois.	4 245 000	241.44	76 jours
3-Gain moins petit de deux fois.	2 830 000	120.72	101 jours
4- Prix d'investissement plus grand de 1.5 fois & gain moins petit de deux fois.	4 245 000	120.72	150 jours

VI.3 Conclusion

Le coût de dépenses est faible et le délai d'amortissement du projet est très efficace ce qui permet d'affirmer que notre investissement est bénéfique.

Conclusion générale et Recommandation

Conclusion générale

Cette étude nous amène à aboutir aux conclusions suivantes :

- Pendant la modélisation du réseau de collecte de manifold (ONI31), on a remarqué que toutes les lignes sont à la référence avec une erreur moins 5%.
- Les résultats de la modélisation des potentiels des puits ont permis de localiser les puits candidats à une augmentation de débits dans le cas d'une diminution de la pression manifold (ONI31).
- L'installation d'un séparateur avec pomperie au manifold (ONI31) engendrera un gain en production estimé à 7% de production.
- La mise en place d'un séparateur avec pomperie au MFD ONI31 avec une pression de séparation 8 Bar est la variante dominante vu les avantages suivants :
 - Un gain en production estimé à 240 m³/j.
 - Faible investissement estimé à 2830 000\$.
 - Délai d'amortissement inférieur à 55 jours.
 - Soulagement du séparateur (OML75).
 - Soulagement du réseau collecte avec les scénarios possibles.
- Le séparateur à installer dans le MDF ONI31 est caractérisé par :
 - Séparateur horizontal haute pression.
 - Dimension:108",40'.
 - Capacité Gaz:150000 Stdm³/J.
 - Capacité d'huile:450 m³/h.
 - Pression de service : 20bar.
 - Pression de test hydraulique (1999) : 33bar.
 - Pression de soupape : 22bar.
 - Hauteur de liquide maximum : 30"
 - Ø_{conduite} : entre brut 8" , sortie huile séparé 6", sortie gaz 8".
 - Hauteur au sol : 1,45 m.

- La pompe choisie pour être installée à ONI31 possède les caractéristiques suivantes :
 - Pression à l'aspiration : 7,94 Bar
 - Pression de refoulement : 26,1Bar
- La diminution de la pression de séparation provoque une augmentation de la production, ce qui montre l'importance de cette étude.

Recommandation

Suite aux conclusions suscitées, nous recommandons :

- L'installation immédiate d'un séparateur avec pomperie dans le manifold (ONI31).
- Déviation des puits qui sont reliés au manifold ONM35 vers le MFD ONI31 (ONI34, ONIZ652, ONIZ432, ONI23, ONI233, ONI323.....ect).
- L'installation d'un nouveau sous manifold ONI422 qui regroupe les puits suivants: ONI45, ONI551, ONI54, ONIZ632, ONI442, ONIZ541, ONIZ423.

Références Bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] L.Mailhe, "Cours de production (collecte- traitement- stockage) ". Institut Français du pétrole, Rueil-Malmaison. 1974.
- [2] Bouchemaa Farid. Khouiled Hicham. Bellaoui Brahim, "Optimisation de production par la modélisation intégrée (puits – réseau) Cas d'étude - satellite W1A". Mémoire Master professionnel, Université Ouargla, 2012-2013.
- [3] Mimoune Anter.Saada Zakaria, "Amélioration De La Qualité De Pétrole Brut LDHP". Mémoire Master En Génie Des Procédés, Université Mohamed Khider Biskra, 2012.
- [4]SKRBD, <https://fr.scribd.com> <mobile doc.
- [5] Bakelli Baba Hammou . Hadj Mohammed Slimane," Séparateurs" université Ouargla, 2012-2013.
- [6] Geoirge.v, Chilingarian john.o.Probertson.Jrasanjay kumar, "surface operations in petroleum production ". New York. N X 10017 U.S.A.1987.
- [7] M^r Zaatout Kamel, "Etude d'installation d'une unité de Pompage a w2a' "projet d'induction, Décembre 2002.
- [8] Données (Sonatrach/dp/ep/data bank).
- [9] Logiciel perform (version 3.00).
- [10] Sce Collecte & Desserte, Irara Hassi messaoud
- [11] logiciel pipephase (version 9.1).
- [12] Aoun Ala Eddine.Achour Ayoub, "Analyse et diagnostic de réseau collecte dans le champ Bir Berkine".2012-2013.

Annexes

La géologie du champ Hassi Messaoud

Le gisement pétrolier de Hassi Messaoud est considéré parmi les plus importants gisement du monde. Il s'étend sur une surface de (2000 km²). Le champ HMD se situe à 650 km au Sud-est d'Alger et 350km de la frontière Tunisienne. Il a été découvert en 1956. Actuellement, il produit environ 66 000 m³/j (52 M T/j) d'huile, et 47,6 MM Std.m³/j de gaz.

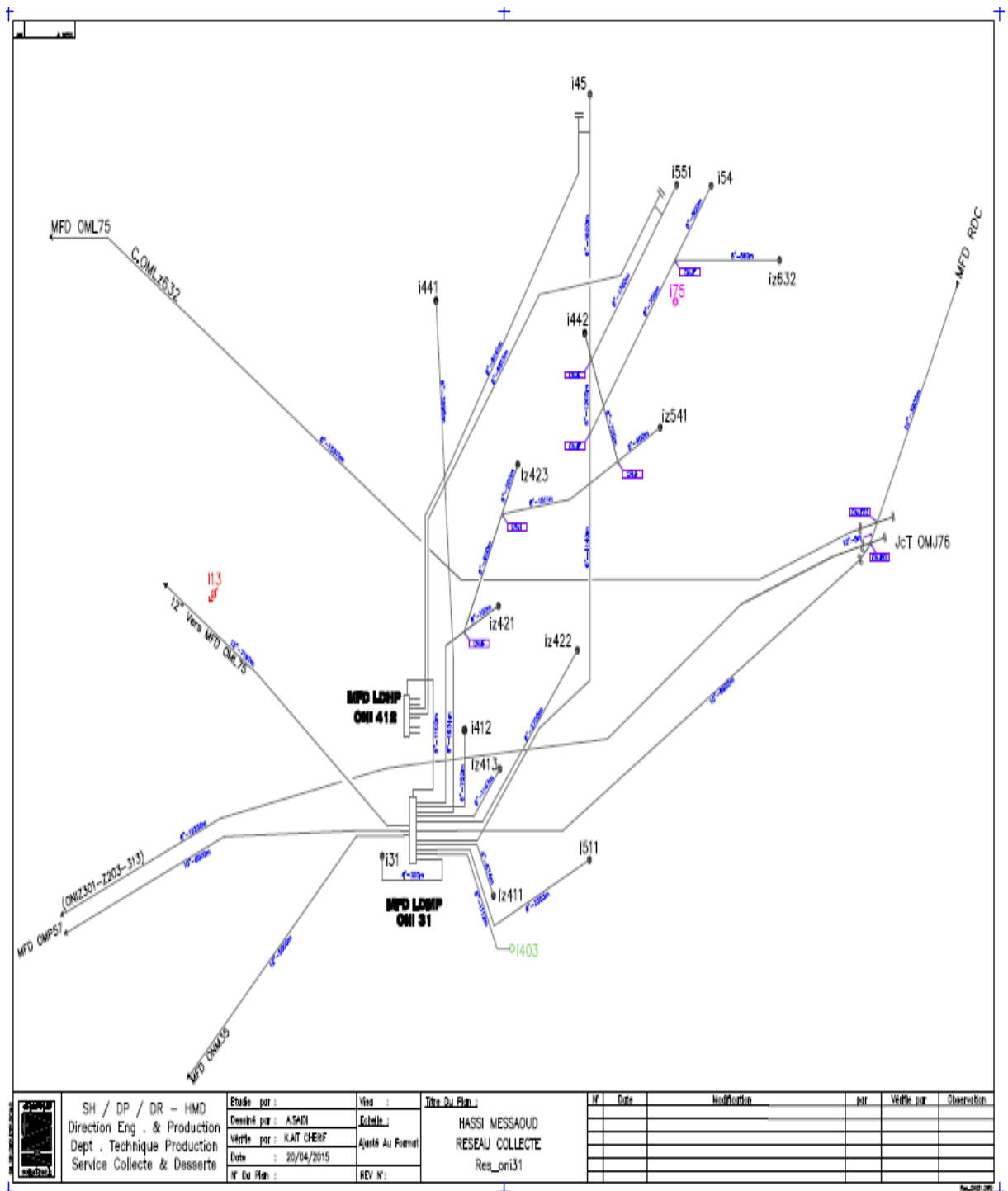
L'exploitation des H.C gazeux ou liquides comprend une série d'étapes successives coûteuses. Parmi ces étapes, la canalisation des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitement, ainsi que le transfert de gaz comprimé vers les puits de réinjection. Ces opérations sont effectuées respectivement par le biais d'un réseau de collecte et d'un réseau de desserte.


Au début de l'exploitation du champ, le réseau de collecte des puits fonctionnait avec une capacité normale pouvant recevoir la production du champ, après 40 années d'exploitation, on a enregistré une chute de pression du réservoir, avec une production croissante du gaz, ce qui a engendré de nombreux problèmes dans le réseau. La cause principale de l'augmentation du GOR est l'injection du gaz dans presque toutes les zones du champ, pour cela le problème principal du réseau de collecte du champ de Hassi Messaoud est de pouvoir recevoir cette production en gaz sans pour autant pénaliser la production en huile. Toute solution proposée pour les installations sur le réseau fait appelle à des budgets très importants d'où, la nécessité d'avoir des études rigoureuses bien accomplies.



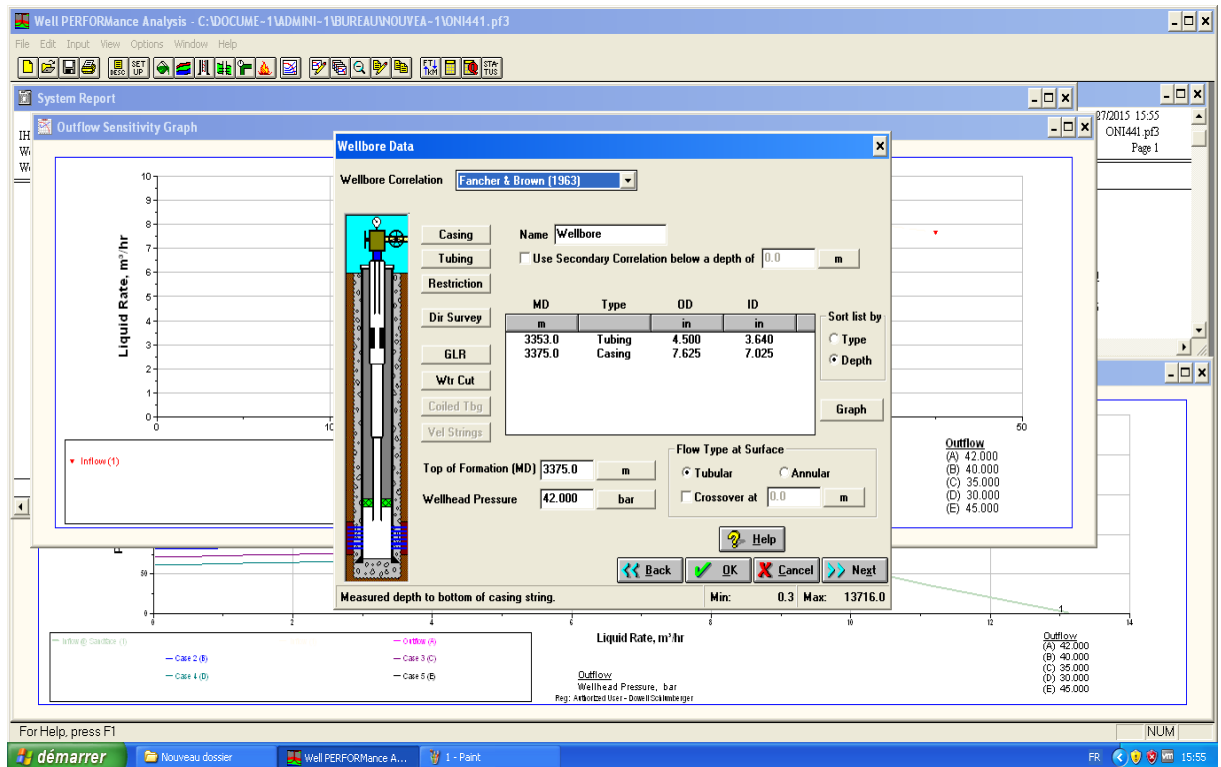
Figure montre notre réseau de Hassi messaoud

Réseau de collecte ONI31 :

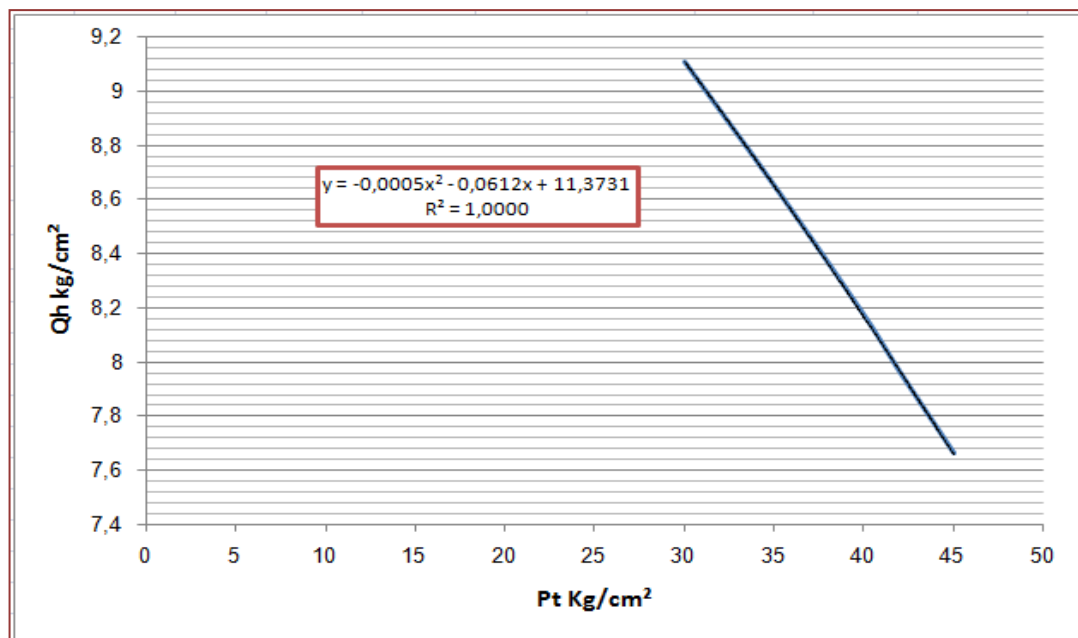


	SH / DP / DR - HMD	Etude par :	Vise :	Titre Du Plan :	N°	Date	Modification	par	Verifié par	Observation
	Direction Eng. & Production	Dessiné par : A.SMHI	Echelle :	HASSI MESSAOUD						
	Dept. Technique Production	Validé par : KAT CHERF	Ajusté Au Format :	RESEAU COLLECTE						
	Service Collecte & Desserte	Date : 20/04/2015	REV N° :	Res_oni31						
		N° Du Plan :								

Exemple de détermination d'une courbe de performance puits ONI 441 par logiciel perform:



Courbe de performance :



Exemple du réseau de manifold ONI31 par logiciel pipe phase :