

N° Série : ..... /2017

Université Kasdi Merbah - Ouargla -



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

**Département de production**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : production des hydrocarbures**

Présenté Par :

**HEMAM NASSIRA**

**DAIKH IMANE**

-THEME -

---

**Aménagement sur le réseau de collecte pour  
améliorer la production  
(Cas de manifold OMP73)**

---

Soutenue le : 29 /05 / 2017

Jury :

<b>Président :</b>	Sid Rouhou Hadj Mohamed	Univ. Ouargla
<b>Rapporteur :</b>	Ammar Mahsoul	Univ. Ouargla
<b>Examineur :</b>	Boudjema Souhila	Univ. Ouargla



## REMERCIEMENTS

*La réalisation d'un travail de cette importance ne peut être menée à terme sans le support constant de tous les gens impliqués de près ou de loin dans le projet.*

*Ainsi l'achèvement d'un tel travail ne dépend pas seulement de l'auteur, mais aussi de toutes les personnes chères. Je profite de cette opportunité pour vous remercier tout individuellement.*

*Nous exprimons notre profonde gratitude envers notre directeur de recherche **M. Ammar Mahsoul***

*Professeur à l'université Kasdi Merbah Ouargla,  
Pour la qualité de sa supervision, ses nombreux conseils et sa bienveillante disponibilité.*

*L'ensemble du corps enseignant de la spécialité Production Professionnelle, pour leur participation à notre formation.*

*Nous exprimons également nos sincères remerciements à  
Monsieur les membres de jury :*

***Sid Rouhou Hadj Mohamed** président*

***Boudjema Souhila** Examineur*

## *Dédicaces*

*Je dédie ce fruit de travail :*

*Au nom de Dieu, le clément, le très miséricordieux.*

*Je dédie ce modeste travail particulièrement à :*

*Mon père **Salah**.*

*Ma source de sentiments*

*Ma mère **Rachida** pour leur encouragement et assistance.*

*Pour toute ma famille **Daïkh et Mecheher***

*J'adresse ma gratitude aussi à ma très chère sœur **Nissrin***

*Et mon frère : **Larbi***

*A qu'il à me rejoindre de ma vie ma vie **Lotfi** et sa famille bîreche*

*A mes amies chacune son nom pour leurs aides précieuses*

*Surtout à mes copines : **Hayet, Karima, Safa***

*Merci mille fois pour votre gentillesse, votre compétence et votre  
Compréhension.*

*A Ma collègue de travail **Nassira***

*A ma promotion de Master Production. P 2016/2017*

*A tout ceux que je n'ai pas cité leurs noms mais je n'oublie jamais  
leurs aides.*

*En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime*

*Imane*



## *Dédicaces*

*Je dédie ce fruit de travail :*

*Au nom de Dieu, le clément, le très miséricordieux.*

*Je dédie ce modeste travail particulièrement à :  
Mon père **Hamíd** qui m'ont soutenu et encadré jusqu'à ce jour.*

*Ma source de sentiments*

*Ma mère **Roba** pour leur encouragement et assistance.*

*Pour toute ma famille **Hemam***

*J'adresse ma gratitude aussi à mes très chères sœurs*

***Sabah, Nadia et Laïla***

*Et frères : **Rachíd et salah***

*A mes amies chacune son nom pour leurs aides précieuses*

*Surtout à mes copines : **Rachída, Hayet, Karíma, Safa, Halíma***

***Zina, Ahlem***

*Merci mille fois pour votre gentillesse, votre compétence et votre  
Compréhension.*

*A Ma collègue de travail **Imane***

*A ma promotion de Master Production. P 2016/2017*

*A tout ceux que je n'ai pas cité leurs noms  
mais je n'oublie jamais leurs aides.*

*En fin à tout ce qui nous aime et qu'on aime*

*Nassira*



## Liste des tableaux

Tableau 1. 1. Les stations de séparation de champs nord .....	11
Tableau 1. 2. Les stations de séparation de champ sud .....	12
Tableau 1. 3. Les avantages et les inconvénients de séparateur vertical .....	13
Tableau 1. 4. Les avantages et les inconvénients de séparateur horizontal .....	14
Tableau 1. 5. Les avantages et les inconvénients de séparateur sphérique .....	15
Tableau 3. 1. Paramètres de test .....	38
Tableau 3. 2. Données de production .....	38
Tableau 3. 3. Données de production .....	38
Tableau 3. 4. La complétion du puits OMP85 .....	39
Tableau 3. 5. Variation de débit en fonction de pression de tête .....	40
Tableau 3. 6. Les résultats de la modélisation des puits de MFD OMP73 .....	41
Tableau 3. 7. Les données de production pour le manifold OMP73 .....	42
Tableau 3. 8. Les données PVT .....	42
Tableau 3. 9. les valeurs de pression de pipe mesurés et calculés (valeur absolue) .....	47
Tableau 3. 10. L'effet d'efficacité et de rugosité sur les pipes .....	47
Tableau 3. 11. Fq du rapport de jaugeage 2000 .....	50
Tableau 3. 12. Interface pour le manifold OMP73 pour P= 17 Bara .....	51
Tableau 3. 13. Caractéristiques de séparateur .....	53
Tableau 3. 14. Capacité de séparateur .....	53
Tableau 3. 15. Calage du collecteur huile .....	56
Tableau 3. 16. les caractéristiques de la pompe monophasique .....	56
Tableau 3. 17. Les résultats de notre simulation .....	58
Tableau 3. 18. l'interface de manifold OMP73 avec l'installation de séparateur et pompe .....	58
Tableau 3. 19. Caractéristiques de la pompe multiphasique .....	59
Tableau 3. 20. L'interface de manifold OMP73 avec l'installation de pompe multiphasique .....	60
Tableau 3. 21. Les gains de 2 variantes .....	61
Tableau 3. 22. La répartition du gain des puits de la station OMP73 .....	62
Tableau 3. 23: les détails de coût d'investissement .....	64
Tableau 3. 24. Analyse de résultat .....	65
Tableau 3. 25. Risque d'investissements .....	66

## Liste des figures

<i>Figure 1. 1. Zones et numérotation des puits</i> .....	4
<i>Figure 1. 2. La liaison individuelle</i> .....	6
<i>Figure 1. 3. La liaison par collecteur</i> .....	8
<i>Figure 1.4. Points de regroupement des puits (manifold)</i> .....	9
<i>Figure 1. 5. Schéma d'une installation</i> .....	16
<i>Figure 1. 6. L'évaluation NPSH</i> .....	18
<i>Figure 2. 1.perte de charge totale pour un écoulement verticale</i> .....	22
<i>Figure 2. 2. Régime d'écoulement à travers la duse</i> .....	25
<i>Figure 2. 3. Perte de charge possible dans un système de production</i> .....	27
<i>Figure 2. 4. Les différentes positions des nœuds</i> .....	28
<i>Figure 2. 5. point de fonctionnement</i> .....	300
<i>Figure 3. 1.l'installation actuelle de manifold OMP73</i> .....	32
<i>Figure 3. 2.points de fonctionnement de puits</i> .....	35
<i>Figure 3. 3.algorithme de modélisation de potentielle de puits</i> .....	36
<i>Figure 3. 4.les courbes de performance de puits OMP85</i> .....	40
<i>Figure 3. 5.courbe de tendance</i> .....	40
<i>Figure 3. 6. Le réseau de collecte de manifold OMP73</i> .....	43
<i>Figure 3. 7. L'algorithme du modélisation de réseau de collecte</i> .....	46
<i>Figure 3. 8.Algorithme de calage</i> .....	49
<i>Figure 3. 9. L'installation de séparateur avec pomprie dans le manifold OMP73</i> .....	54
<i>Figure 3. 10.installation d'une pompe multiphasique</i> .....	60
<i>Figure 3. 11.gain en production</i> .....	62
<i>Figure 3. 12.Répartition du gain</i> .....	63

## Sommaire

Introduction .....	1
<b>Chapitre 01 généralité sur le réseau de collecte, pompes et séparateur</b>	
1.1. Généralité sur le champ de Hassi Messaoud [1] .....	3
1.1.1. Historique du champ.....	3
1.1.2. Situation du champ .....	3
1.1.2.1. Situation géographique .....	3
1.1.2.2. Situation géologique .....	3
1.1.3. Zones et numérotations des puits .....	4
1.1.4. Caractéristiques du réservoir .....	5
1.1.5. La structure du champ .....	5
1.2. Description générale du réseau de collecte .....	5
1.2.1. Particularités des lignes de collecte .....	5
1.2.2. Plans de collecte .....	6
1.2.2.1. Liaison individuelle .....	6
1.2.2.2. Liaison par collecteur : .....	7
1.2.2.3. Les manifolds .....	8
1.3. Description du Réseau de collecte de Hassi Messaoud.....	9
1.3.1. Le Réseau de Collecte Nord : .....	10
1.3.2. Le Réseau de Collecte Sud .....	11
1.4. La séparation .....	12
1.4.1. Définition et but de la séparation.....	12
1.4.2. Différents modes de séparation .....	12
1.4.3. Les Séparateurs.....	13
1.4.3.1. Les Séparateurs verticaux .....	13
1.4.3.2. Les séparateurs Horizontaux .....	13
1.4.3.3. Les Séparateurs Sphériques .....	14
1.5. Les Pompes.....	15
1.5.1. Choix du type de la pompe .....	15
1.5.1.1. Le débit .....	16
1.5.1.2. Hauteur manométrique totale (HMT).....	16
1.5.1.3. NPSH disponible .....	17
1.5.1.4. Définition du NPSHrequis .....	18



1.5.2. Les pompes monophasiques .....	19
1.5.3. La pompe multiphasique .....	19

### **Chapitre 02 pertes de charge et analyse nodale**

2.1. Les types des pertes de charge .....	20
2.2. Variation de la pression de long d'une conduite .....	20
2.3. L'écoulement monophasique.....	22
2.3.1. Perte de charge monophasique pour le liquide.....	22
2.4. L'écoulement multiphasique .....	24
2.4.1. Définition de L'écoulement multiphasique .....	24
2.5. Régime d'écoulement à travers la duse .....	24
2.5.1. Régime critique .....	24
2.5.2. Régime transitoire .....	24
2.5.3. Régime non critique.....	24
2.6. L'analyse nodale.....	25
2.6.1. Les applications de l'analyse nodale .....	26
2.6.2. Concept de l'analyse nodale .....	27
2.6.3. Procédure d'application de l'analyse nodale .....	28
2.6.4. Les différentes positions du nœud .....	30

### **Chapitre 03 simulations et modélisation de MFD OMP73**

3.1. Description de manifold OMP73.....	32
3.2. Modélisation de potentiels des puits de MFD OMP73 .....	33
3.2.1. Critère d'étude .....	35
3.2.1.1. Les corrélations de base.....	35
3.2.1.2. Procédure de modélisation .....	35
Concentrique.....	39
Concentrique.....	39
3.3. Modélisation du réseau de collecte.....	41
3.3.1. Introduction de l'outil informatique .....	41
3.3.2. Critère d'étude .....	41
3.3.3. Procédure de modélisation.....	43
3.3.3.1. Type du modèle .....	43
3.3.3.2. Corrélation .....	44
3.3.3.3. Chronologie du travail .....	44

3.3.3.4. Calage de modèle de base.....	45
3.3.3.5. L'algorithme de modélisation.....	46
3.3.4. Résultats de modélisation .....	47
3.3.5. Simulation de système (puits-réseau) .....	48
3.3.5.1. Définition de la simulation .....	48
3.4. Calage du système (puits –réseau).....	48
3.4.1. Formule développée par service collecte.....	50
3.4.2. La méthode de modélisation du système de manifold OMP73 .....	50
3.4.3. Les résultats du calage .....	51
3.4.4. Détermination de la pression d'opération.....	52
3.5. Description et étude des variantes .....	52
3.5.1. Premier variante : L'installation d'un séparateur avec pomperie à OMP73 : .....	53
3.5.1.2. Choix de la pompe.....	54
3.5.2. Deuxième variante.....	59
3.5.3. L'évaluation du gain des variantes .....	61
3.5.4. La répartition du gain .....	62
3.6. Etude technico-économique .....	63
3.6.1. Hypothèses de calcul .....	63
3.6.2. Calcul économique pour la première variante.....	64
3.6.3. Calcul économique pour la deuxième variante.....	65
3.6.4. Analyse de résultat.....	65
3.6.5. Risques d'investissements .....	65
Conclusion .....	66

## **Liste d'abreviation**

HMD	Hassi Messaoud
CINA	Centre industriel nord
CIS	Centre industriel sud
MDF	Manifold
NPSH	Net positive section head
HMT	Hauteur manométrique total
HP	Haut Pression
MP	Moyenne Pression
GOR	Gas Oil Ration
WOR	Watter Oil Ration

---

# *Introduction*

---

### **Introduction**

Le Pétrole et le gaz sont des matières premières d'une grande importance dans l'industrie actuelle, car ils représentent les capitales sources d'énergie sur lesquels sont basée l'industrie et par conséquent, toute la civilisation contemporaine.

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.

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 50 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 GORest 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, d'une part, de pouvoir recevoir cette production en gaz sans pour autant pénaliser la production en huile, d'autre part, Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes.

Notre étude consiste à optimiser le réseau de collecte de manifold OMP73, pour faire diminuer sa pression par l'installation de séparateur avec une pomprie, où d'installation d'une pompe multiphasique, et diriger l'effluent directement vers le CINA.

### **Objectifs d'étude :**

Les objectifs de cette étude se résument comme suit :

- Dimensionné le réseau de conduite de surface (pipelines), de façon de neutralisé les déférent problèmes rencontrés, et davantage augmenté la production.
- Définir les différentes corrélations de pertes de charge dans le système tubing réseau de collecte.
- Modéliser le système puits-réseau de collecte de manifold OMP73.

- Simuler les complétions actuelles et proposer des améliorations, principalement au niveau du réseau de collecte.

Organisation de l'étude :

Introduction : Consiste à donner une vue générale sur notre travail.

Le chapitre 1 :

S'occupe de la description de champ de Hassi Messaoud et son réseau de collecte, particulièrement de manifold OMP73. Il comporte aussi la définition de séparation et différents types des séparateurs et une vue brusque sur les pompes.

Le Chapitre 2 :

Ce chapitre est spécialisé pour les pertes de charge au niveau de réseau de collecte pour les différents types d'écoulement et de fluides, et les équations les plus répandues pour calculer ces pertes. Il occupe aussi, la définition de l'analyse Nodale. Dans ce chapitre, nous définirons le concept de l'analyse Nodale, ses objectifs et nous aborderons dans le détail près, la procédure de son application.

Le Chapitre 3 :

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 Pipephase9.1 et Performe et Excel, est enfin en rassemblent le couplage des deux modèles, d'une façon à choisir une installation convenable pour le manifold OMP73. Finalement il comprend une étude technico-économique pour estimer le coût du projet et calcul du temps d'amortissement.

Pour terminer une conclusion et des recommandations de cette étude sont mises en évidences.

---

## *Chapitre 01*

# *Généralité sur le réseau de collecte, pompes et séparateurs*

---

## **1.1. Généralité sur le champ de Hassi Messaoud [1]**

### **1.1.1. Historique du champ**

Le gisement de HASSI MESSAOUD fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA au niveau de la partie Nord et SN-REPAL au niveau de la partie sud du champ. En 1946 la SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara ALGERIEN, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. Le champ de HASSI MESSAOUD a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN-REPAL qui a amorcé le premier forage MD 1, ce forage découvrait à 3338 de profondeur les grès du cambrien productif d'huile. En mai 1957 à sept kilomètres nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1. Les forages qui étaient alors de dix par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971

### **1.1.2. Situation du champ**

#### **1.1.2.1. Situation géographique**

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500  $Km^2$  avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600  $Km^2$

#### **1.1.2.2. 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 pétrogazeïfere.

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 d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui]
- Au sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.



- Au sud-est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar.

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.

### 1.1.3. Zones et numérotations des puits

Le champ de "Hassi Messaoud" est découpé en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Le champ de "Hassi Messaoud" est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, chacun ayant sa propre numérotation.

- **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, Ex : RDC11..., RDC14, RDC 15

**RDC** : Rhourde chagga.                      **15** : numéro de puits dans ce champ

- **Champ Sud** : la numérotation est chronologique.

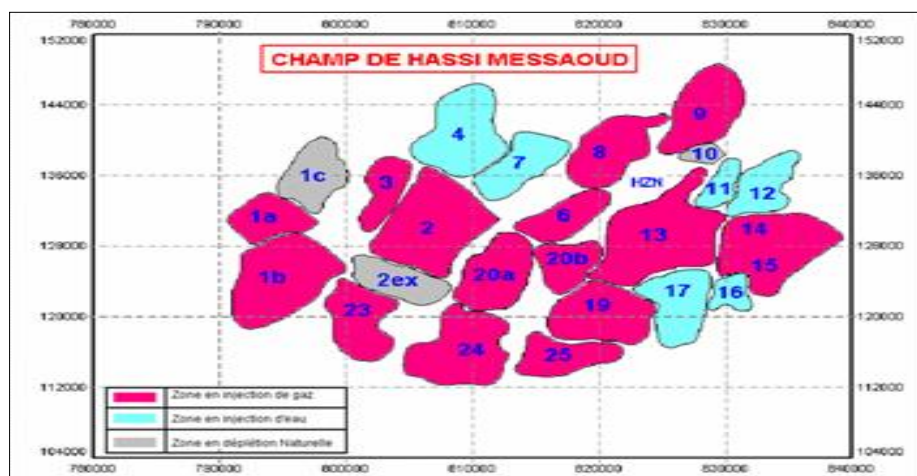


Figure 1. 1. Zones et numérotation des puits

### **1.1.4. Caractéristiques du réservoir**

A Hassi Messaoud, ce sont les sédiments cambriens qui sont saturées en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par d'épaisses couches salifères et argileuses du trias. Le plan d'eau se trouvait initialement à une profondeur d'environ 3380m, étant donné l'importante déplétion du champ, l'eau a quelque peu envahie une bonne partie du R2. Essentiellement constituée de grès anisométrique, seul la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétro physiques. Elle est la plus productive du réservoir cambrien situé environ entre 3300m et 3500m de profondeur.

### **1.1.5. La structure du champ**

Le gisement de Hassi Messaoud constitue un vaste anticlinal chauve cambro – ordovicien la couverture du gisement est assurée par le complexe argileux -gréseux et salifère du trias discordant sur la surface d'érosion du cambro – ordovicien. La saturation se développe en un vaste anticlinal de direction générale NNE -SSW, mais dont les pendages excédant rarement 1 degré.

## **1.2. Description générale du réseau de collecte [2]**

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires 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.

### **1.2.1. Particularités des lignes de collecte**

Elles transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours 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 des conditions anormales apparaissent.

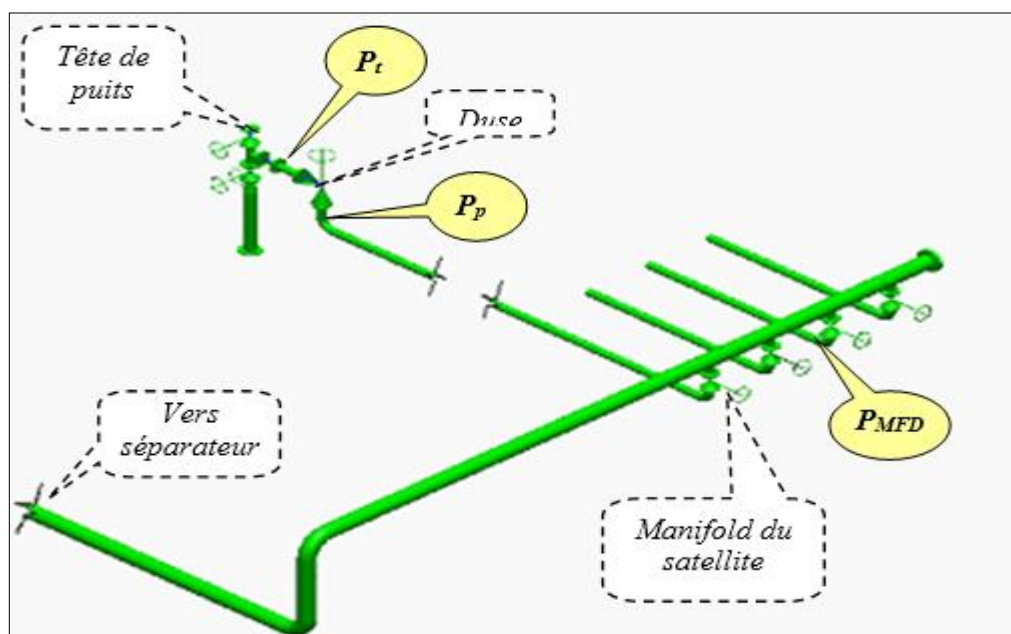
## 1.2.2. Plans de collecte

### 1.2.2.1. Liaison individuelle

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

- Identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt.
- Vérification de fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée.
- Rapidité de passage en essai avec éventuelle possibilité de modification du régime d'écoulement par l'intervention au manifold.
- Commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée.
- Possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.
- Rapidité de contrôle des paramètres du puits.

En revanche, cette disposition devient vite très onéreuse si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé, car elle exige d'importantes longueurs de conduite.

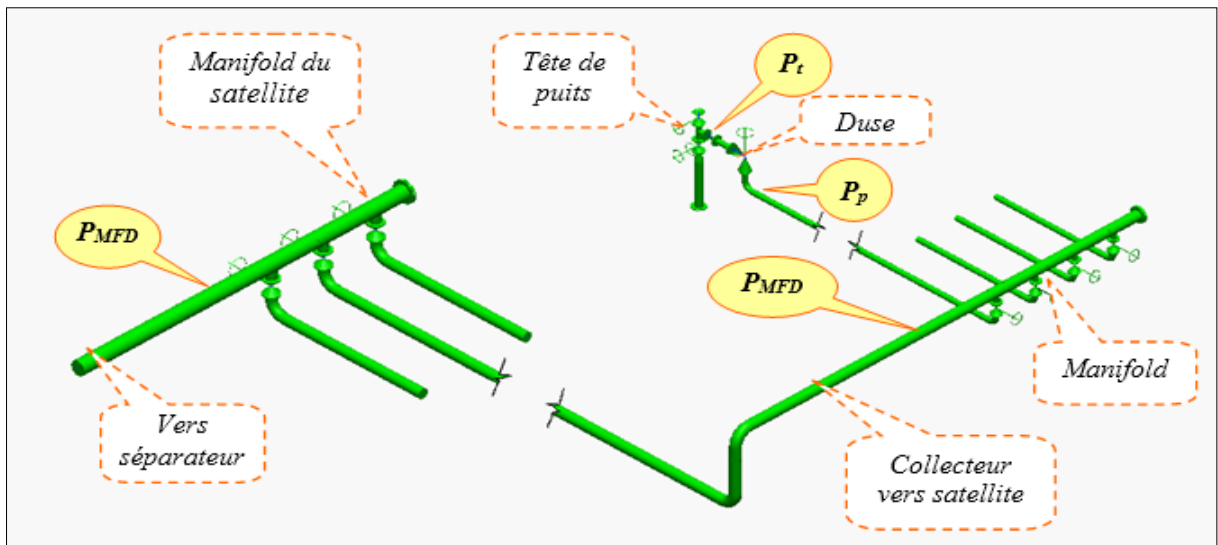


*Figure 1. 2. La liaison individuelle*

### **1.2.2.2. Liaison par collecteur :**

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de regroupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels que les lignes individuelles soient les plus courtes possibles. Les productions des puits assemblés dans même collecteur sont envoyées vers le centre de traitement. Le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux le centre de traitement éloigné. Ceci n'est plus vrai pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est souvent préférable. Dans le collecteur, on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur d'essais où s'effectuent les contrôles périodiques indispensables. En outre, quand le séparateur d'essai est placé comme c'est souvent le cas, dans le centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de test y aboutissant. Il faut en outre savoir que la formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que technique :

- ❖ **Inconvénients financiers :** Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement est engagé avant le champ n'ait rien produit.
- ❖ **Inconvénients techniques :**
  - La production entière peut être polluée par celle d'un émettant de l'eau.
  - La capacité des conduites doit être calculée selon des données prévisionnelles d'où risque d'erreur d'estimation.
  - L'huile remplissant la conduite de test doit être chassée avant chaque nouvel essai ; perte de temps gênantes quand les puits sont nombreux et le programme de contrôle est chargé.



**Figure 1. 3.** La liaison par collecteur.

### 1.2.2.3. Les manifolds

Par raison de commodité, on groupe les vannes sur des manifolds qui devaient permettre «d'aiguiller» la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usine et livré en éléments portables montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrés où même plus. L'encombrement n'étant limité que par la possibilité de transport

Sur les installations. On utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers les divers postes desservis sont réalisées par intercalation entre deux éléments successifs de manchettes portant les piques voulus. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties aux points les plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés et porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et de matériel en cas de fausse manœuvre Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.



*Figure 1.4. Points de regroupement des puits (manifold)*

### **1.3. Description du Réseau de collecte de Hassi Messaoud [3]**

Le réseau collecte constitue l'ensemble des tuyauteries et accessoires de conduite, reliant les puits aux centres de traitements, via les stations satellites et les manifolds. 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 → 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 :

### **1.3.1. Le 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 séparée 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 de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2<sup>ème</sup> 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 de CINA, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation sont 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.

**Tableau 1. 1.** Les stations de séparation de champs nord [3]

<b>Stations de séparation</b>	<b>Manifolds</b>	<b>Système de séparation au niveau de CINA</b>
OMO13	OMO13, OMN332 (W1F''), OMN63 et OMN72	2 <sup>ième</sup> étage & LDHP
OMO35	OMO35	2 <sup>ième</sup> étage
CINA	OMO42, OMO73, OMP17, OMO17	LDHP & LDMP
OMP53	OMP42, OMP53, OMP71	2 <sup>ième</sup> étage
OMP57	OMP57	2 <sup>ième</sup> étage
ONM13	ONM13, ONM222	2 <sup>ième</sup> étage
OMJ82	OMJ82	2 <sup>ième</sup> étage
OMN77	OMN77	2 <sup>ième</sup> étage
OML75	OML75	2 <sup>ième</sup> étage & LDHP

### **1.3.2. Le 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<sup>ième</sup> étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars. La production des puits non séparée dans les stations satellites 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 bars, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bar.



**Tableau 1. 2.** Les stations de séparation de champ sud [3]

<b>Stations de séparation</b>	<b>Manifolds</b>	<b>Système de séparation au niveau de CIS</b>
W1C	W1C, W1C', W1D, W1F, W1F'.	2 <sup>ième</sup> Etage
CIS	E2C, N2A, N1B, N1C, N2B, S1A'.	LDHP, LDBP, 2 <sup>ième</sup> Etage
E1C	E1B, E1B', E1B'', E1C.	2 <sup>ième</sup> Etage, LDHP
E2A	MINI E2A - E1A, E1A, E1A', E1A'', E2A.	2 <sup>ième</sup> Etage, LDHP
S1A	S1A, S1B, S1B'.	2 <sup>ième</sup> Etage, LDHP
W1A	W1A, W1B, W1E, W1A'.	2 <sup>ième</sup> Etage

### **1.4. La séparation**

#### **1.4.1. Définition et but de la séparation** [4]

La séparation est le processus de ségrégation des différentes phases constituantes le pétrole brut à savoir le dégorgeage du gaz de l'huile (dégazage) et l'élimination de l'eau.

Les raisons qui nous conduisent ont séparé les produits au départ :

- Connaître les possibilités des puits de production en quantité et en qualité.
- On doit fournir à l'acheteur un produit bien défini (gaz, huile, gazoline) débarrassé de ses principales impuretés.
- Elimination de l'eau.

#### **1.4.2. Différents modes de séparation** [4]

Il existe trois méthodes de séparations :

- Séparation par choc : Réalisée dans des séparateurs horizontaux.
- Séparation par gravité : Réalisée dans des séparateurs verticaux.
- Séparation par force de centrifuge : Réalisée dans des séparateurs sphériques.

### **1.4.3. Les Séparateurs** [5]

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes. Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent.

#### **1.4.3.1. Les Séparateurs verticaux**

Les effluents pénètrent avec une certaine vitesse dans la chambre primaire où leur est imprimé un mouvement circulaire (entrée latérale, déflecteur). Les liquides s'écoulent le long des parois et s'accumulent dans la chambre de décantation. Du gaz libre se dégage et remonte vers la sortie supérieure en empruntant le conduit de drainage de l'extracteur de brouillard. Le gaz chargé débrouillard atteint directement l'extracteur de brouillard. Les gouttelettes de liquide piégées dans les chicanes tombent dans la chambre inférieure en ruisselant sur la paroi du conduit de drainage. Le gaz s'échappe par la sortie supérieure. La décharge des liquides est assurée par une conduite basse. Elle est réalisée soit en continu à niveau constant, soit à régime intermittent par remplissage et vidanges alternées du compartiment, entre un niveau haut et un niveau bas. L'important est que le temps de rétention nécessaire à la libération du gaz piégé dans l'huile, soit suffisant.

**Tableau 1. 3.** Les avantages et les inconvénients de séparateur vertical [5]

<b>Les avantages</b>	<b>Les inconvénients</b>
Traitement possible des hydrocarbures salés	Coût assez élevé.
Nettoyage facile (aisé).	Transport difficile
Faible encombrement	Séparation triphasique difficile.
Utilisé en moyenne et haute pression.	Mauvaise séparation en cas d'hydrocarbures moussants.

#### **1.4.3.2. Les séparateurs Horizontaux**

L'effluent pénètre par l'extrémité amont du séparateur, il est diffusé dans la chambre primaire par le déflecteur. Les gaz s'échappent vers le haut, les liquides s'accumulent sous un plancher perforé dans la chambre de décantation. Le gaz encore chargé de brouillard pénètre

dans une chambre secondaire en franchissant la section de tranquillisation et traverse cette chambre à une vitesse qui est fonction du débit, et de la section de passage disponible. Durant ce trajet, les gouttelettes de liquide les plus lourdes tombent sous le plancher perforé. L'extracteur de brouillard arrête les plus légères. Si la vitesse d'écoulement du gaz est trop grande, l'entraînement de liquide est important et l'extracteur de brouillard s'engorge.

La séparation est alors mauvaise. Il peut même arriver que l'engorgement de l'extracteur de brouillard crée une perte de charge telle que le liquide déposé dans la chambre inférieure se trouve siphonné par le conduit de drainage. Cet accident est surtout à craindre avec les extracteurs à tamis ou à bourrages filtrants. La plupart des constructeurs ont heureusement porté remède à ce défaut soit en modifiant le tube de drainage, soit en prévoyant des événements d'équilibrage. Dans un séparateur horizontal, les liquides décantés sont étalés sur grande longueur. Pour stabiliser le plan d'interface, on dispose généralement quelques cloisons brise-vague transversale.

**Tableau 1. 4.** Les avantages et les inconvénients de séparateur horizontal [5]

<b>Les avantages</b>	<b>Les inconvénients</b>
-Solution économique.	-Nettoyage difficile.
-Rempli à moitié, il offre un passage suffisant au gaz.	-Limité aux moyennes et basses pressions.
-Séparation triphasique aisé	

### **1.4.3.3. Les Séparateurs Sphériques**

Apparus plus tard sur le marché, ces séparateurs sont d'un emploi assez peu courant. Leurs principaux avantages sont leur faible encombrement et leur forme sphérique qui se prête à la réalisation de capacités résistant bien à la pression. En revanche, ils admettent mal les régimes irréguliers. Ils trouvent surtout leur emploi dans le traitement des gaz à condensat.

**Tableau 1. 5.** Les avantages et les inconvénients de séparateur sphérique [5]

Les avantages	Les inconvénients
-Utilisation possible sur une unité de production offshore.	-L'utilisation de ce séparateur n'est pas courante
-Utilisé à de très hautes pressions.	-Coût très cher.
	-Séparation à phases difficile

### **1.5. Les Pompes [6]**

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.

#### **1.5.1. Choix du type de la pompe [6]**

Chaque mécanicien doit être en état de choisir des pompes selon les exigences technologiques, voilà pourquoi il doit connaître les constructions de ces machines, leur principe de fonctionnement, les paramètres principaux, les règles de l'entretien et la base théorique pour prévoir l'état de la machine dans différentes conditions d'emploi.

La sélection du type de pompe peut se faire à partir des caractéristiques suivantes qui donnent les domaines de travail des divers types :

- Le débit unitaire.
- La pression d'aspiration et de refoulement.
- La hauteur manométrique totale
- NPSH

**1.5.1.1. Le débit**

- **Plage de fonctionnement :**

Le débit requis : minimum, normal, maximum doit être précisé.

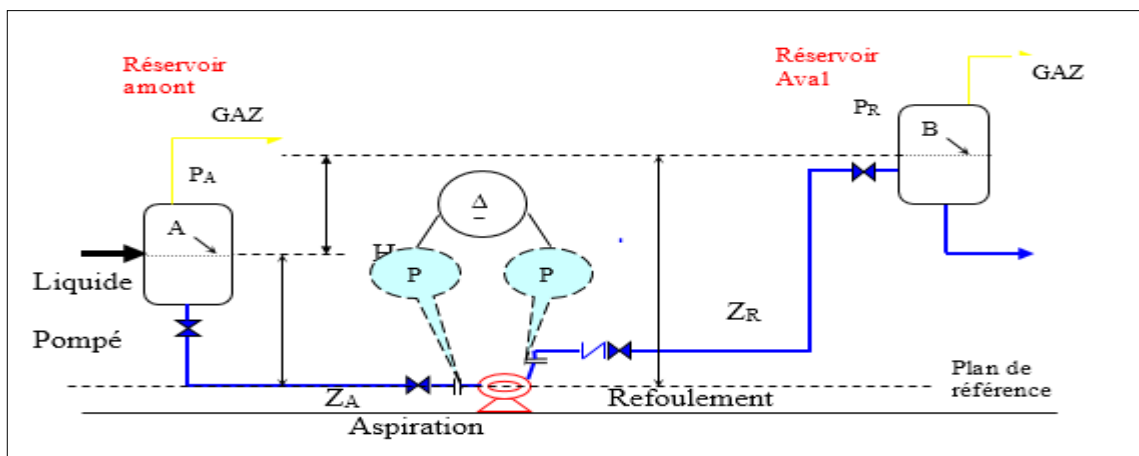
- **Débit garanti ou contractuel :**

Le client demande au constructeur de lui garantir un débit ; ce débit garanti ou contractuel peut être le débit nominal ou maximum ou un débit de calcul déduit du précédent par une majoration de l'ordre de 5 à 10%. La sécurité ainsi prise prend à priori en compte une dégradation inévitable des performances à l'usage.

**1.5.1.2. Hauteur manométrique totale (HMT)**

La hauteur manométrique totale d'élevation de la pompe est l'énergie mécanique utile exprimée en mètre (m) qu'elle transmet à la masse de liquide. La détermination de la hauteur manométrique totale nécessite une installation donnée.

Une installation est en générale représentée par un schéma comme celui ci-dessous :



*Figure 1. 5. Schéma d'une installation.*

Par définition la charge totale est :

$$H = [(P_R - P_A)/\rho g] + H_0 + \Delta h \quad (1.1)$$

$\Delta h$ : Les pertes de charge totales dans l'installation (circuit d'aspiration et refoulement)

$H_0$ : représente la dénivellation entre les niveaux des réservoirs, appelée aussi hauteur géométrique en[m] ;  $H_0 = Z_R - Z_A$

$P_R, P_A$ : Pression de refoulement et d'aspiration des réservoirs en [pascale]

$P_1, P_2$ : Pression de refoulement et d'aspiration de la pompe en [pascale]

$\rho$  : masse volumique du liquide pompé en [Kg/m<sup>3</sup>].

$g$ : Accélération de pesanteur en [m/s<sup>2</sup>].

$$H_{mt} = (P_2 - P_1)/\rho g \quad (1.2)$$

L'équation (1) est la hauteur manométrique totale de l'installation.

L'équation (2) est la hauteur manométrique totale de la pompe, qui représente l'énergie fournie par la pompe au fluide.

Formule pratique d'utilisation :

$$H = [(P_R - P_A)/d] * 10.2 + H_0 + \Delta h \quad (1.3)$$

Avec :  $P_R$  et  $P_A$  sont exprimées en bar, et ( $d$ ) est la densité du liquide à la température d'opération.

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

### **1.5.1.3. NPSH disponible [7]**

Un fonctionnement sans incident de cavitation des pompes centrifuges n'est possible qu'à la condition qu'aucune formation de vapeur ne se produise à l'intérieur de la pompe, appelé NPSH disponible ( Net Positive Section Head ) où la hauteur d'élévation de la charge du fluide à l'aspiration, s'exprime dans les conditions d'entrée dans la pompe par la hauteur totale de charge absolue mesurée par rapport au plan de référence diminuée de la hauteur correspondant à la pression de vapeur du liquide, soit :

$$(NPSH)_{disp} = (P_{asp} - T_V) / \rho g + (h_{asp} - \Delta H_{asp}) \quad (1.4)$$

avec:

$h_{asp}$ : Hauteur géométrique de charge entre le niveau du fluide dans le réservoir et le plan de référence.

$P_{asp}$ : Pression d'aspiration de la pompe en [pascalle].

$T_V$ : Tension de vapeur du liquide véhiculé en [pascalle].

$\rho$  : Masse volumique à la température de service [Kg/m<sup>3</sup>].

$g$  : Accélération de la pesanteur [m/s<sup>2</sup>].

$\Delta H_{asp}$ : Pertes de charge dans la conduite d'aspiration [m].

$(NPSH)_{disp}$ : s'exprime en mètre [m].

### 1.5.1.4. Définition du NPSHrequis [7]

L'étude de l'évolution de la pression statique à l'intérieur d'une pompe pour un débit donné montre qu'une pression minimale se situe dans la roue, légèrement en arrière du bord d'attaque de l'ailettage. NPSHrequis est notamment liée aux chocs et aux turbulences à l'entrée de la roue. NPSH<sub>requis</sub> est exprimé en mètre. La courbe caractéristique du NPSH<sub>requis</sub> qui est fournie par le constructeur. Pour éviter les dommages causés par le phénomène de cavitation il faut toujours vérifier la condition d'installation suivante :

$$(NPSH)_{disp} \geq (NPSH)_{requis}$$

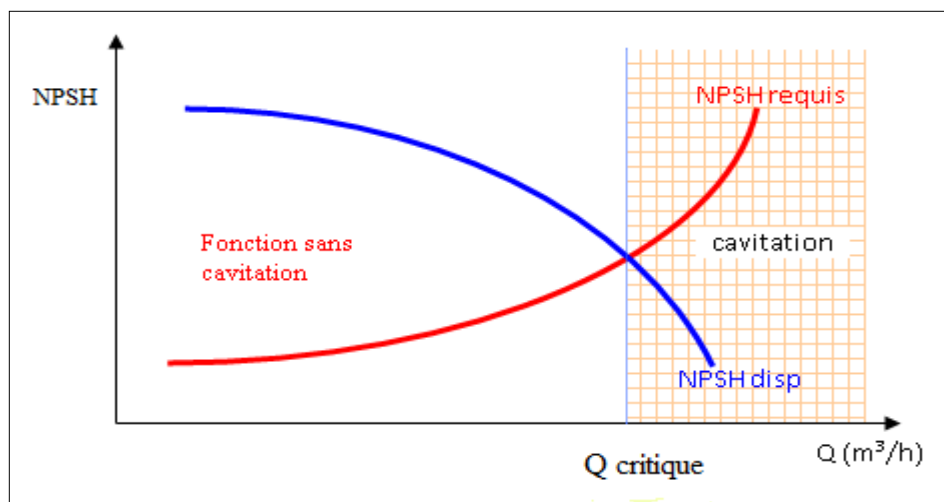


Figure 1. 6. L'évaluation NPSH [7]

On distingue plusieurs types de pompes. On peut citer :

- Les pompes monophasiques.
- Les pompes multiphasiques.

### **1.5.2. Les pompes monophasiques [6]**

Sont des pompes centrifuges où le rotor entraîne dans son mouvement un liquide qui est rejeté à la périphérie par la force centrifuge. Une particule du liquide prise isolément suit une trajectoire constamment située dans un plan perpendiculaire à l'axe de rotation. Elle transport une seul phase de fluide.

### **1.5.3. La pompe multiphasique [8]**

Les pompes multiphasiques sont des pompes centrifuges spéciales capables de pomper un ensemble de flux de produits (plusieurs phases), solide, air et liquide. Ce type de pompes est soumis à des exigences très élevées, elles doivent ; à cause de l'inévitable contamination des liquides par des particules en suspension ; très bien résister à l'usure. Les pompes multiphasiques sont excellentes pour une utilisation dans des unités de flottation. Elles peuvent en outre servir dans d'autres processus où apparaissent des mélanges gaz/liquide et solide grâce à la compression de ces trois phases, cette pompe, est un moyen de booster du pétrole du puits vers l'usine de traitement sans aucun torchage pour améliorer la production du gisement, elles sont conçues généralement pour des puits à faible pression.



---

## *Chapitre 02*

### *Perte de charge et analyse nodale*

---

## 2.1. Les types des pertes de charge [10]

Les pertes de charge totales d'un fluide sont dues aux variations de l'énergie potentielle et cinétique de ce fluide, mais également aux frottements sur les parois d'une conduite. On distingue 2 types de perte de charge :

➤ **Perte de charge linéaire ou régulière**

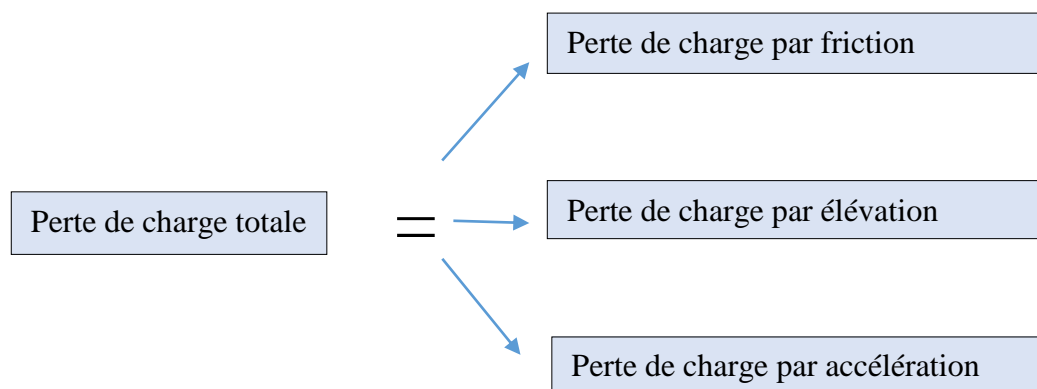
Dans une conduite rectiligne de section constante ou dans un profil de conduite épousant la forme de la veine de fluide, la vitesse varie très légèrement, et la chute de pression est due aux seuls frottements visqueux. Ce type de perte de charge dépend essentiellement de la longueur de la conduite.

➤ **Perte de charge singulière :**

La vitesse peut varier brutalement sur une courte distance (en norme, ou en direction), la chute de pression qui en résulte est surtout due dans ce cas à la variation soudaine de la quantité de mouvement du fluide, (écoulement avec variation brusque de vitesse).

## 2.2. Variation de la pression de long d'une conduite [11]

L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique ou polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe est donnée par :



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

- Le terme d'élevation où le terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération.

Si on prend la perte de charge ( $\Delta P$ ) apparue sur une distance ( $\Delta Z$ ), on peut écrire une équation en termes de gradient de pression en psi/ft.

$$\left(\frac{dp}{dt}\right)_{tot} = \left(\frac{dp}{dt}\right)_{acc} + \left(\frac{dp}{dt}\right)_{grav} + \left(\frac{dp}{dt}\right)_{frott} \quad (2.3)$$

Où

- $\left(\frac{dp}{dt}\right)_{acc}$  est le gradient de pression dû à l'accélération. Correspondant à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide.
- $\left(\frac{dp}{dt}\right)_{grav}$  est le gradient de pression dû à la gravité. correspondant à la variation d'énergie potentielle (élévation).
- $\left(\frac{dp}{dt}\right)_{frott}$  est le gradient de pression dû aux frottements.

Tell que :

$$\left[\frac{dp}{dz}\right]_{\acute{e}le} = \rho_m \cdot \sin\theta \cdot g / g_c \quad (2.4)$$

$$\left[\frac{dp}{dz}\right]_F = f_m \cdot \rho_m V_m^2 / 2 \cdot g_c \cdot \varphi \quad (2.5)$$

$$\left[\frac{dp}{dz}\right]_{Acc\acute{e}} = \rho_m \cdot V_m \cdot dV_m / g_c dz \quad (2.6)$$

- $\rho_m$  : densité du mélange.
- $V$  : vitesse d'écoulement.
- $\varphi$  : Diamètre intérieur de la conduite.
- $g_c$  : facteur de conversion.
- $f_m$  : facteur de frottement du mélange.
- $g$  : accélération de la gravité.

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

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

Le terme de friction due aux forces de frottements.

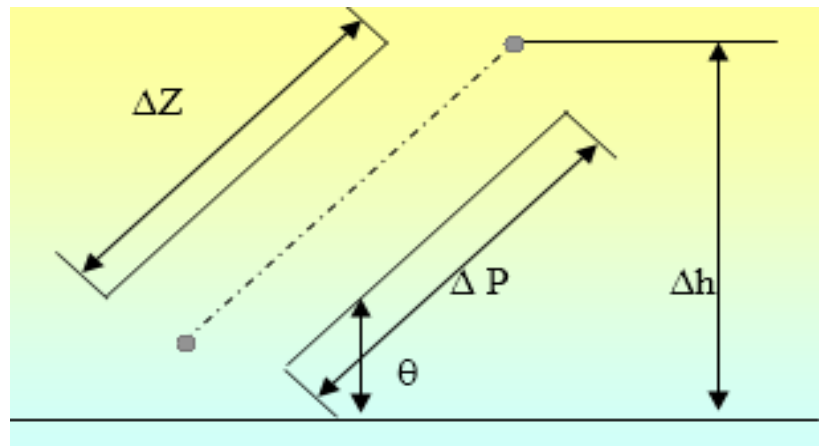


Figure 2. 1.perte de charge totale pour un écoulement verticale [11]

## 2.3. L'écoulement monophasique [11]

### 2.3.1. Perte de charge monophasique pour le liquide

$$\Delta P_L = \Delta P_F + \Delta P_{ELV} \quad (2.7)$$

- $\Delta P_F$  : perte de charge due à la friction
- $\Delta P_{ELV}$ : perte de charge due à l'élévation.

#### ➤ perte de charge due à la friction :

Elle est déterminée par la formule de HAZEN WILLIAMS comme suit :

$$\Delta P_F = [(Q_L \cdot Y^{0.75} \cdot C) / (0.148 \cdot D^{2.63})]^{1.85} \cdot L \quad (2.8)$$

- $Q_L$  : débit de liquide en (bbl/j).
- $Y$  : gravité spécifique du liquide.
- $D$  : diamètre du pipe en (pouce).
- $C$  : constante de HAZEN WILLIAMS

$C = 100$  pour les pipes en acier qui ont 15 ans de service.

$C = 120$  pour les nouveaux pipes en acier.

$C = 150$  pour les pipes de fibre de verre.

➤ **perte de charge due à l'élévation**

Elle est déterminée par l'équation de BERNOULLI, ce théorème exprime l'énergie contenue dans un fluide qui est basée sur les trois termes suivants :

- La pression due à l'élévation.
- La pression due à l'énergie potentielle.
- La pression due à l'énergie cinétique.

Vu la loi de conservation de l'énergie, dans une conduite, l'énergie au point 1 est égale à l'énergie au point 2.

$$Z_1 + \frac{144 \cdot P_1}{\rho_1} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144 \cdot P_2}{\rho_2} + \frac{V_2^2}{2g} + H \quad (2.9)$$

Où :

- $Z$  : élévation (ft).
- $P$  : pression (psi).
- $\rho$  : Masse volumique (lb/cuft).
- $v$  : vitesse d'écoulement (ft/sec).
- $g$  : constante de gravité.
- $H$  : Perte de charge (ft).

$$\Delta P_{elv} = (H_2 - H_1) \cdot \rho \cdot \gamma \quad (2.10)$$

- $H_1$ : élévation du point initial (m).
- $H_2$  : élévation du point final (m).
- $\gamma$  : Gravité spécifique de l'huile.
- $\rho$  : Accélération de la pesanteur ( $m/s^2$ ).

## **2.4. L'écoulement multiphasique [12]**

### **2.4.1. Définition de L'écoulement multiphasique**

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

## **2.5. Régime d'écoulement à travers la duse [11]**

### **2.5.1. Régime critique**

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant. Généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport  $P_p/P_t$  est inférieur à 0,5.

### **2.5.2. Régime transitoire**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport suscit é est compris entre 0,5 et 0,75.

### **2.5.3. Régime non critique**

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse ( $P_t$ ) et le débit huile varient avec la variation de la pression aval duse ( $P_p$ ). Un régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport  $P_p/P_t$  est supérieur à 0,75. Lorsque le

régime d'écoulement à travers la duse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.

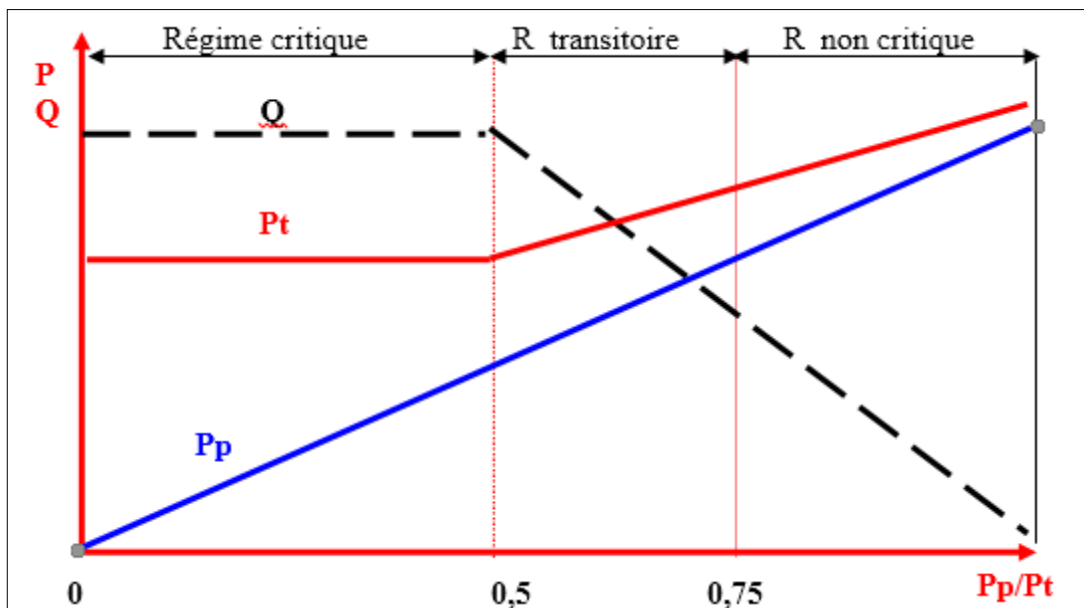


Figure 2. 2. Régime d'écoulement à travers la duse [11]

Formule utilisée pour le calcul du débit d'huile à travers la duse d'un puits producteur d'huile

$$Q = D^{1.8} \cdot P_t \cdot f(x) / 1000K \quad (2.12)$$

Où : -  $Q$ : débit d'huile.

- $D$  : diamètre de la duse
- $P_t$  : pression de tête.
- $K$  : constante déterminée lors du dernier jaugeage
- $f(x)$  : fonction du rapport  $P_p/P_t$  tel que :

- $f(x) = 1$  si  $P_p/P_t < 0.5$  (régime critique)
- $f(x) = 2.18(P_p/P_t)(P_p/P_t)^{1.2}$  si  $P_p/P_t > 0.75$  (régime non critique)

## 2.6. L'analyse nodale [12]

La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée. L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique

de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. C'est une technique d'optimisation pour améliorer la performance du puits. Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

### **2.6.1. Les applications de l'analyse nodale** [12]

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). La procédure peut être appliquée pour l'analyse de performance des puits d'injection par une modification appropriée, quelques-unes des applications possibles de l'analyse nodale sont :

- Optimiser les dimensions des pipelines de réseau de collecte.
- Optimiser le diamètre de la duse
- Optimiser l'équipement d'ascenseur artificiel.
- Optimiser l'effet de la densité des perforations

La figure représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur.

Il peut être subdivisé comme suit :

- L'écoulement dans le milieu poreux,
- Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
- L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
- L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc...)



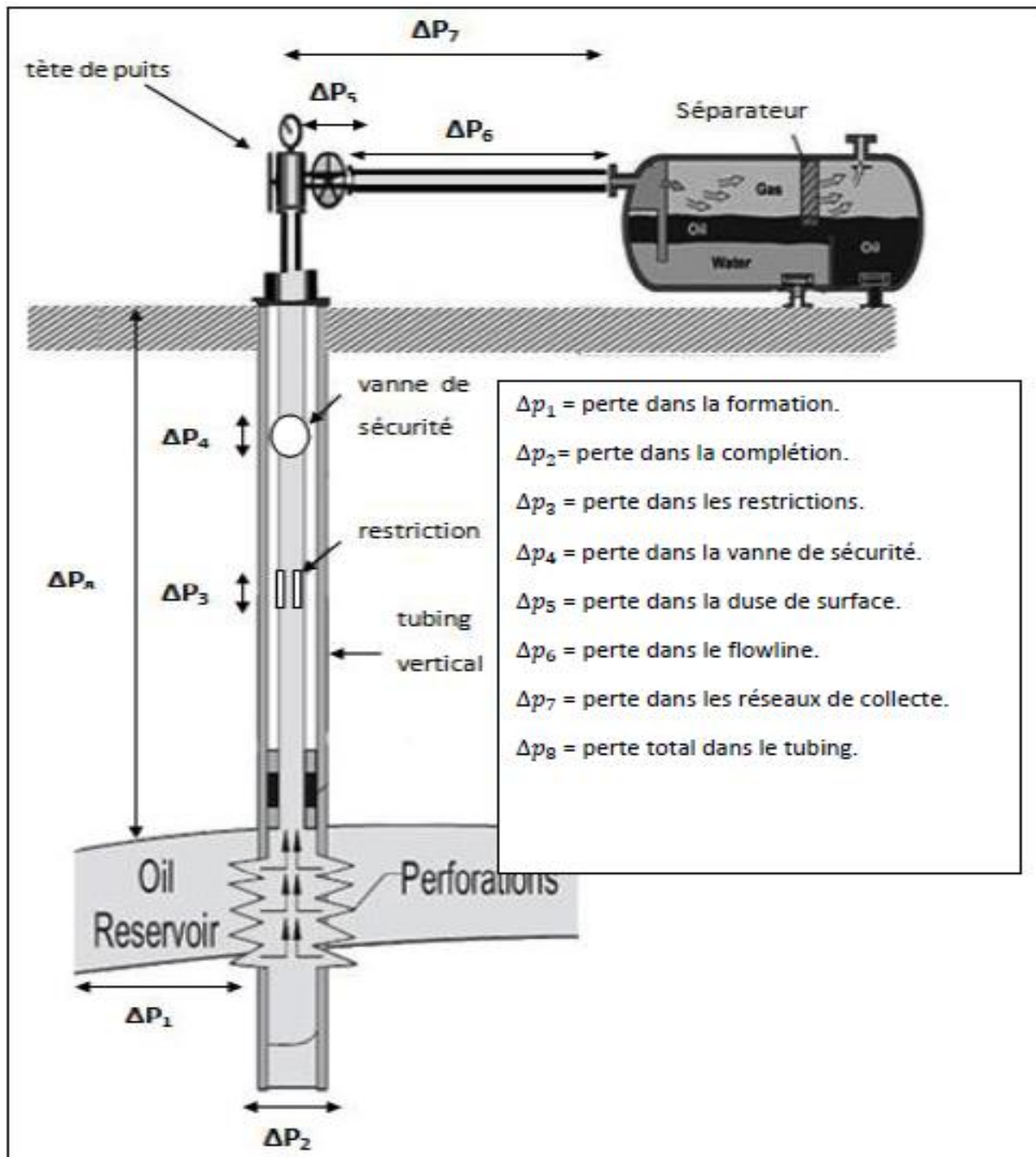


Figure 2. 3. Perte de charge possible dans un système de production [12]

### 2.6.2. Concept de l'analyse nodale [12]

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des noeuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure montre les emplacements des divers noeuds. Ces noeuds sont classifiés en tant que noeuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce noeud et la

pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont :  $P_r$  et  $P_{sep}$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est commandé par la duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important.

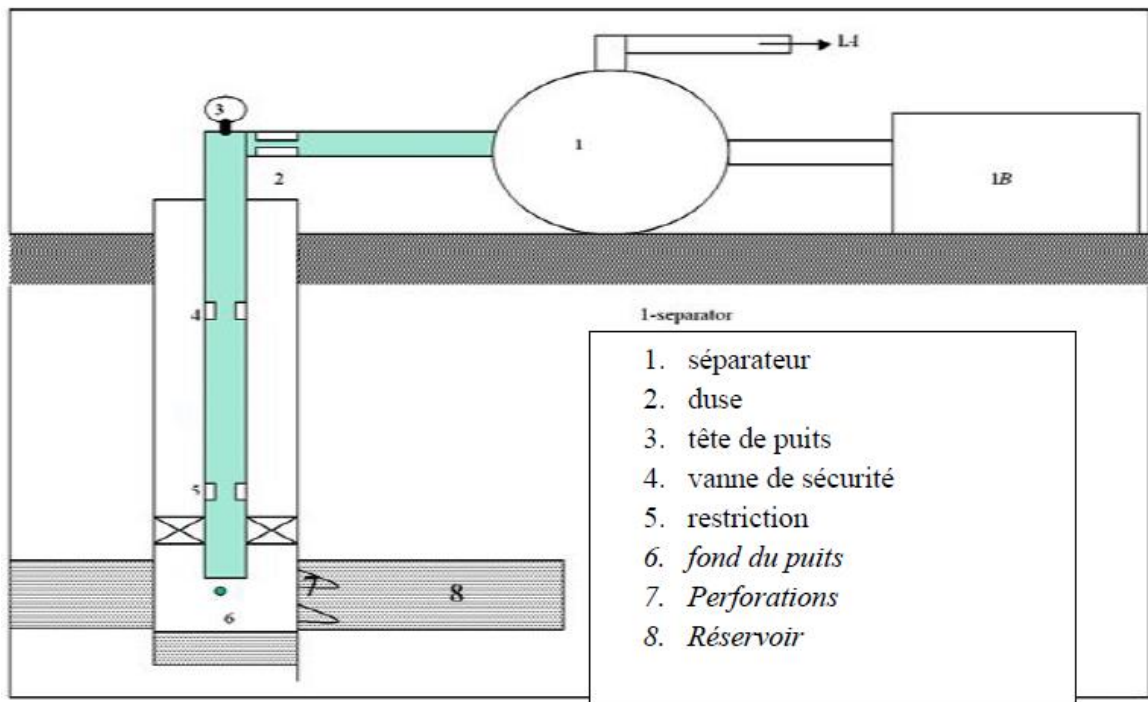


Figure 2. 4. Les différentes positions des nœuds [12]

### 2.6.3. Procédure d'application de l'analyse nodale [13]

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

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

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

- Inflow : 
$$P_{node} = P_r - \Delta P \quad (2.13)$$

- Outflow : 
$$P_{node} = P_{sep} + \Delta P_{OU} \quad P_{node} = P_t + \Delta P \quad (2.14)$$

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

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

La procédure est la suivante :

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

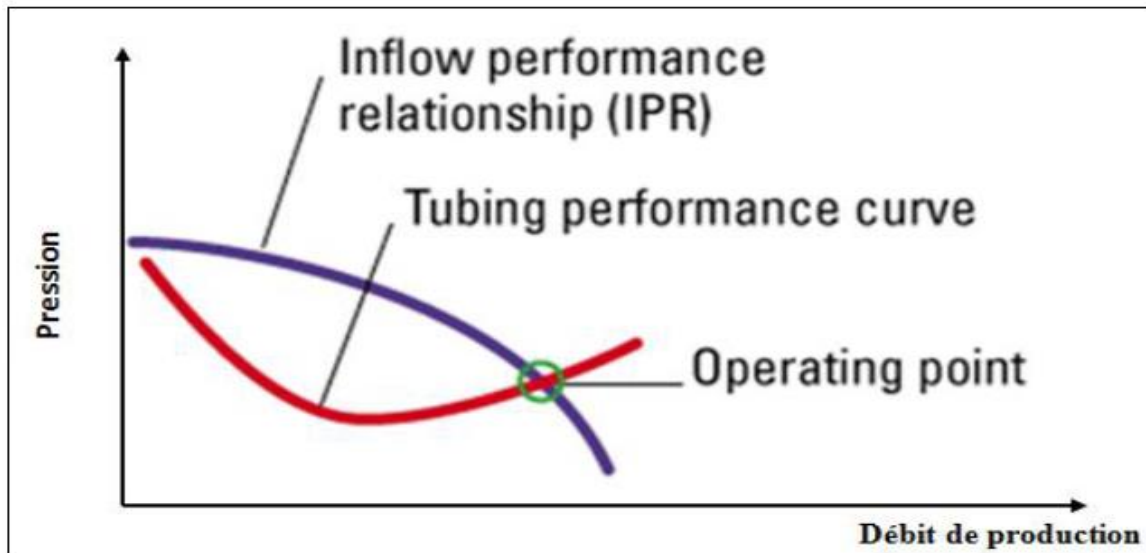


Figure 2. 5. Point de fonctionnement [13]

#### 2.6.4. Les différentes positions du nœud [13]

##### ➤ Nœud 1 :(séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression deséparateur sur le fonctionnement du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

La production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible

##### ➤ Nœud 2: (duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier L'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation  $P_{wf} = f(GLR, Q, \delta)$

Avec :  $\delta$  le diamètre de la duse 1/64 inch et  $Q$  : le débit de production.

**➤ Noeud 3: (tête du puits)**

Le choix du noeud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flow lines sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

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

**➤ Noeud 6: (fond du puits):**

Le choix du noeud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (noeud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

**➤ Noeud 8: (réservoir)**

Le choix du noeud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

---

*Chapitre 03*

*simulations et modélisation de*

*manifold OMP73*

---

### 3.1. Description de manifold OMP73

Le manifold OMP73 est implanté dans la zone 11 à environ 3 km à l'ouest de la station ONM13. Il regroupe la production d'environ 10 puits dont :

- 8 sont actuellement ouverts (OMP722, OMP843, OMP85, OMP72, ONM13, OMP84, OMP65, OMP6).
- 2 sont fermés (OMP742 : Attente Work Over)

(ONM23 : Attente WorkOver )

La production totale de ces puits (suivant sigma test du janvier 2017) est d'environ  $31.9\text{m}^3/\text{j}$  d'huile. Cette production est envoyée à l'aide d'un pipe 8'', vers les collecteurs huile 12'' venant de la station ONM13 pour être expédiées par gravité vers la station OMP53. Actuellement la pression est 17 Bar au niveau de manifold OMP73.

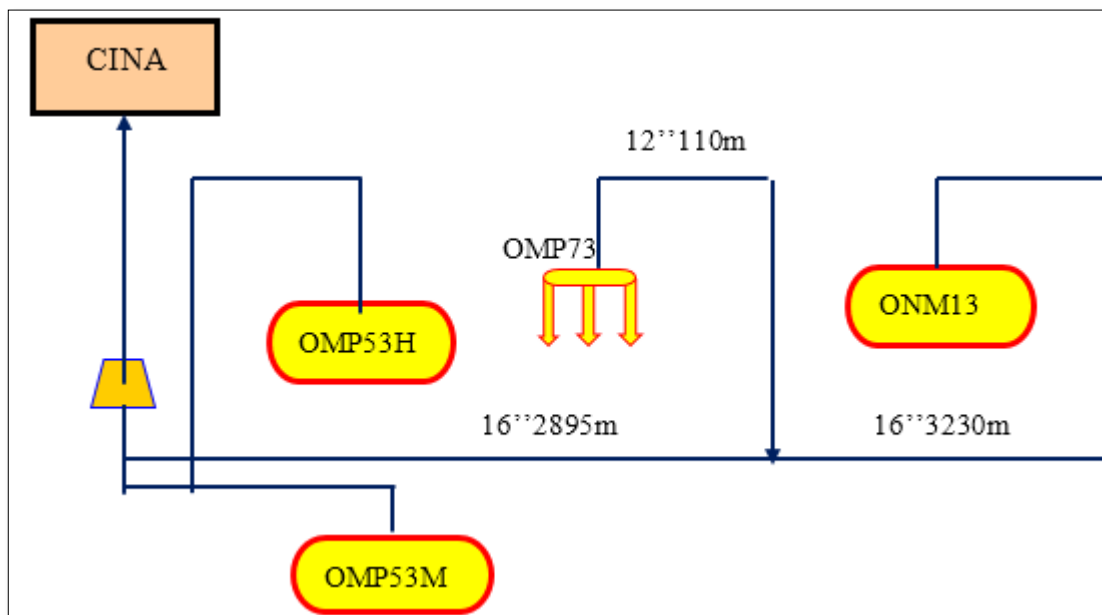


Figure 3. 1.l'installation actuelle de manifold OMP73

L'objectif de notre étude est consisté à minimiser la pression de manifold OMP73, ce qui est assez élevée, dont associé plusieurs problèmes on cite :

- Différence d'élévation

- Abandonnement des puits ayant une faible Pt. Implique un manque à produire qui ne cesse à augmenter.

Pour cela on va créer un modèle informatisé exact et précis des puits productifs associés aux MFD OMP73. Une fois créé, ce modèle pourra servir à :

- Définir le régime de production d'un puits.
- Optimiser la production courante.
- Prédire les effets des changements futurs sur les débits d'huile.

Comme moyen de calcul on s'est disposé d'un logiciel "Perform 3" qui permet de déterminer les différentes sensibilités affectant le puits. Et logiciel "pipephase" qui permet de déterminer les différentes sensibilités affectant le réseau de collecte.

### **3.2. Modélisation de potentiels des puits de MFD OMP73**

L'écoulement du fluide au fond d'un puits producteur est conditionné par la différence de pression entre la couche productrice (gisement) et le fond de puits. Cette différence de pression est donnée par l'équation suivante :

$$\Delta P = P_g - P_{fd} \quad (3.1)$$

Où :

- $P_g$ : Pression de gisement.
- $P_{fd}$ : Pression de fond dynamique.

La combinaison des courbes de Inflow Performance Réservoir (IPR, Réservoir) et Vertical Flow Performance (VFP, Tubing) permet de déterminer à quelle de tête et de fond, on aura un débit optimum.

Le débit de production d'un puits est déterminé théoriquement par l'analyse nodale de la manière suivante :

- 1- On suppose plusieurs débits et on calcul les pressions de fond correspondantes :

$$P_{fd} = P_g - Q/Ip \quad (3.2)$$



$$P_b < P_{fd} < P_g$$

Equation de Darcy

Ou l'équation de Vogel :

$$P_{fd} = 0.125 P_g \left[ -1 + \sqrt{81 - 80(Q_0/Q_{max})} \right] \quad (3.3)$$

$$Q_{max} = Q_b + Ip/1.8 \quad (3.4)$$

Avec :

- $P_g$ : Pression de gisement.
- $P_{fd}$  : Pression de fond dynamique.
- $Q$  : le débit.
- $Ip$ : L'Index de productivité
- $P_b$  : Pression du bulle.

Ensuite, on trace la courbe IPR (Inflow Performance).

- Avec les mêmes débits, on détermine les pressions de tête nécessaires pour l'évacuation du fluide jusqu'au séparateur. Pour cela, on utilise les corrélations appropriées.
- La même méthode (corrélations : vertical multiphasique flow), on obtient les pressions de fond requises pour la remonté du fluide dans le tubing (Intake pressure).
- On plot la courbe l'In flow (l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir) avec celle l'Out flow (l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le tubing). L'intersection nous donne le débit du puits.
- Une performance du potentiel de production du puits mettant en œuvre différentes sensibilités qui permettent d'améliorer l'état actuel en débit.
- Les résultats sont transmis au fichier Excel pour obtenir une équation polynôme de la forme :

$$Y = Ax^2 + Bx + C \quad (3.5)$$

- $Y$ : représente le débit
- $x$  : représente la pression tête.
- $A, B$  et  $C$  se sont des constants de chaque puits.

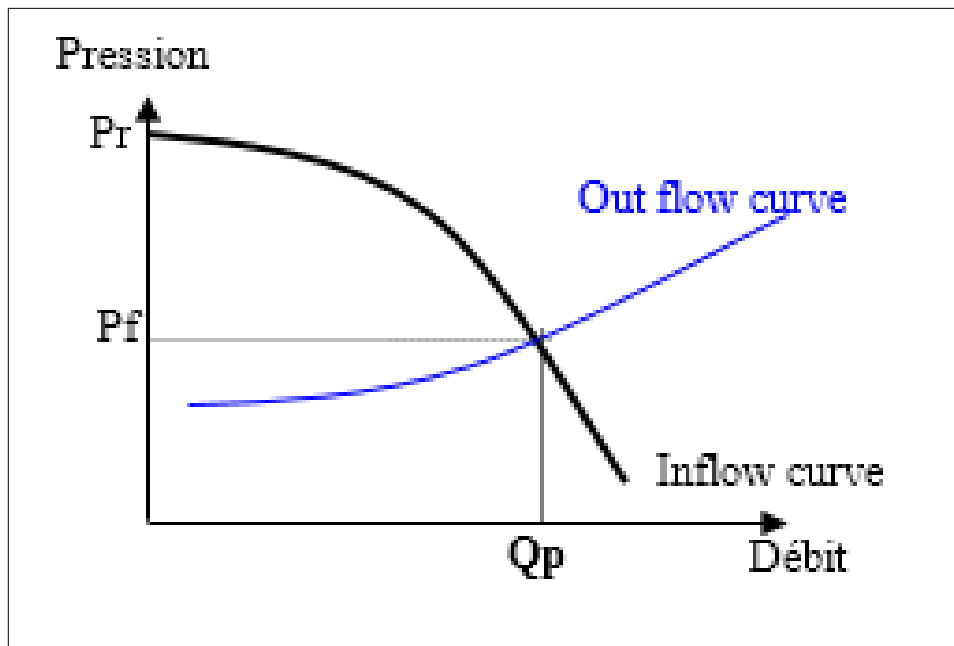


Figure 3. 2.points de fonctionnement de puits

### 3.2.1.Critère d'étude

#### 3.2.1.1. Les corrélations de base

Il existe plusieurs corrélations de calcul des pertes de charge pour les écoulements diphasiques à travers une conduite verticale tel que:

- Hagedorn et Brown (1963).
- Poettmann et Carpenter (1952).
- Beggs et Brill (1983).
- Mona modified (1986).
- Aziz et autres (1972).

#### 3.2.1.2. Procédure de modélisation

La procédure de modélisation consiste à suivre les étapes données par L'algorithme de calage ci-dessous :

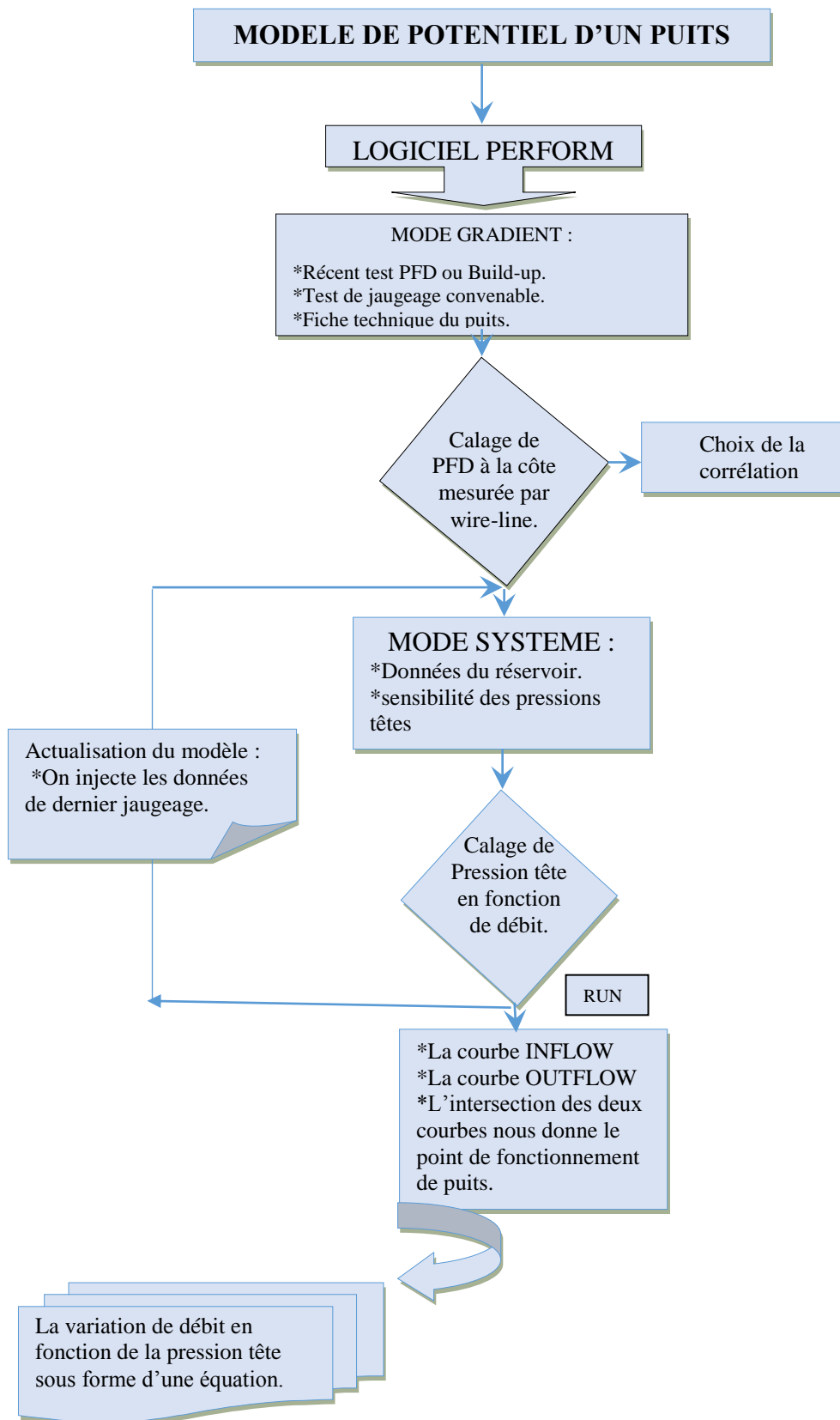


Figure 3. 3.algorithme de modélisation de potentielle de puits

**3.2.1.3. Les données de base**

La détermination de la variation du débit en fonction des différentes pressions de tête, pour chaque puits, nécessite de recueillir les données suivantes (annexe II)

- Récent test Build-Up où test PFD de chaque puits concerné.
- Test de Jaugeage convenable au build-Up où PFD.
- La côte de la mesure donnée par wireline.
- Fiche technique de chaque puits (complétion).
- Test de Jaugeage, le plus récent de chaque puits.
- Les données PVT :
  - Densité moyenne en surface 0.8 permettant d'augmenter le taux de récupération par réinjection de gaz.
  - La pression de gisement est variable, 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup>.
  - La température est de l'ordre de 118°C.
  - La porosité est faible 5 à 10%.
  - La perméabilité est très faible.
  - La viscosité est de 0.2 CP.
  - Le facteur volumétrique de fond est de 1,7

**3.2.1.4. Modélisation des performances des puits**

Tous les puits en questions ont été modélisés selon leurs derniers Build Up et ajustés au dernier jaugeage. Afin d'établir les courbes de sensibilité, une simulation a été faite avec cinq (05) paliers de pression de tête pour chaque puits. A titre d'exemple on a choisi le puits OMP85 dans le but d'exposer les courbes de performance et la chronologie du travail :

- *collectes des données:*
  - la situation du puits : gas lift.
  - Dernier Test effectué build-up

**Tableau 3. 1.** Paramètres de test

PUITS	Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod, In j,	HK	Skin	Duse (mm)	Rinvest
			Gisement	Fond Dyn,	Tete						
OMP85	BUILD_UP	21 /09 / 2009	157.87	84.28	22	5.71	0.072	-	-1.72	23.8	102

- La Côte de mesure PFD : 3280.44 m (wire-line).
- Test de jaugeage convenable au test PFD : (même diamètre, GOR, WOR et la température)

**Tableau 3. 2.**Données de production

PUITS	Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h) Huile	GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Temp, Huile (°C)	Débit Eau (l/h) Récupérée
					Press, Tete	Press, Pipe		
OMP85	21-11-2009	23.8	6.63	651	25.3	12.8	21	0

- Dernier test du jaugeage : débit d’huile, pression tête, GOR, WOR et la température.

**Tableau 3. 3.**Données de production

PUITS	Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Débit (m <sup>3</sup> /h) Huile	GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Temp, Huile (°C)	Débit Eau (l/h) Récupérée
					Press, Tete	Press, Pipe		
OMP85	05-01-2017	20	8.16	427	29.4	16.4	18	0

- La fiche technique du puits (complétion) : casing, tubing, concentrique et perforation

Tableau 3. 4.La complétion du puits OMP85

Complétion	Casing 7''	Tubing 4''1/2	Concentrique 1''660	Concentrique 1''660
La côte (m)	7133	5733	4223	3435

- La hauteur utile = 48.7m.
- Perméabilité = 0.86md.
- Densité du Gaz = 0.9.
- Densité d'eau = 1.07.
- Propriétés des perforations :
  - Perforation density :20 à 70 SPM.
  - Diamètre des perforations = 2 cm.
  - Longueur des perforations = 40 cm.
- **Premier Calage**
  - Calage de la pression de fond dynamique avec la côte mesurée on manipulant sur le GOR.
  - Choisir la corrélation appropriée des pertes de charge verticale qui donne une valeur de pression de fond la plus proche de celle mesurée (l'option Gradient).
- **Deuxième Calage**
  - Calage de la pression de tête avec le débit on manipulant sur le facteur de turbulence où l'index de productivité.(l'option Système)
- **Troisième Calage**
  - Introduire les données de dernier jaugeage (Pt, Qh, GOR, WOR et T°).
  - Le calage de la pression tête avec le débit.
  - Une performance du potentiel de production du puits mettant en œuvre différentes sensibilités qui permettent d'améliorer l'état actuel en débit.
  - Extraire les résultats dans un fichier Excel pour l'appréciation de débit en fonction de la pression tête.

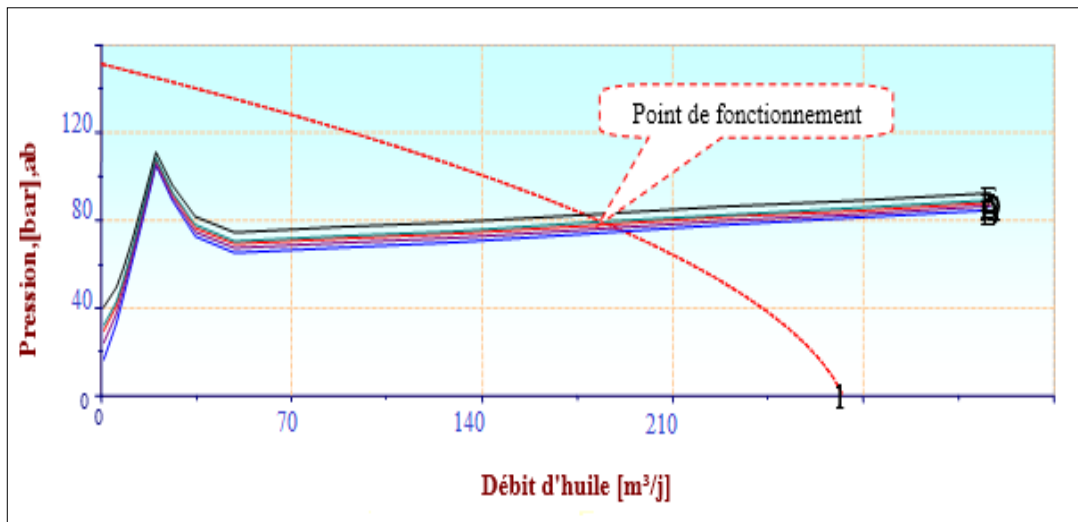


Figure 3. 4.les courbes de performance de puits OMP85

Tableau 3. 5.Variation de débit en fonction de pression de tête

Pt[Kg/cm <sup>2</sup> ]	Qh [m <sup>3</sup> /j]	Qh [m <sup>3</sup> /h]
20	198.2	8.25
25	197.3	8.22
<b>29.4</b>	<b>195.84</b>	<b>8.16</b>
35	193.6	8.06
40	192.1	8.004

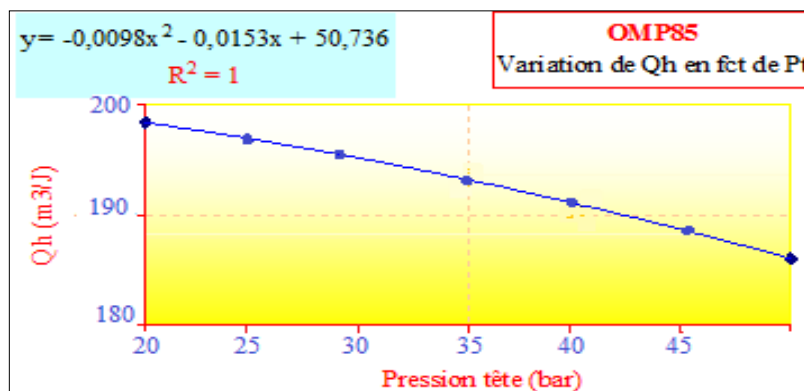


Figure 3. 5.courbe de tendance

Remarque : Pour le reste des courbes, voir l'annexe.

Dans les tableaux ci-dessous, on résume les résultats obtenus du calcul aux niveaux de manifold

**Tableau 3. 6.** Les résultats de la modélisation des puits de MFD OMP73

Puits	Pt kg/cm <sup>2</sup>	Qh m <sup>3</sup> /J	Equation : Qh=f(Pt)	R <sup>2</sup>	CORRELATION UTI
OMP722	28	116,64	$y = -0,0634x^2 + 0,4441x + 138,24$	0,9986	MONA MODIFIED
OMP843	55,58	55,68	$y = 0,0849x^2 - 8,0924x + 519,86$	0,9966	HAGEDORN & BROWN
ONM85	29,4	195,84	$y = -0,0098x^2 - 0,0153x + 50,736$	1	AZIZ & ALL
OMP72	27	35,04	$y = -0,0869x^2 + 2,3928x + 16,866$	0,987	ANSARI MECHANISTIC
OMP84	22,16	13,2	$y = -0,0315x^2 + 0,6064x + 128,06$	0,9992	ANSARI MECHANISTIC
OMP65	23,02	81,84	$y = -0,0091x^2 + 0,0797x + 51,355$	0,9964	ANSARI MECHANISTIC
OMP64	24,6	147,6	$y = -0,0457x^2 + 0,2455x + 276,52$	0,9986	POETTMANN & CARPENTAR

### 3.3. Modélisation du réseau de collecte

#### 3.3.1. Introduction de l’outil informatique

PIPEPHASE est un programme de simulation qui simule les états étudiés de pression, température dans les puits, les pipes et autre configurations linéaires ou réseau de pipe, puits, pompes, compresseurs, séparateurs et autres équipements. PIPEPHASE peut traiter les écoulements monophasiques (huile ou gaz) comme il peut traiter les écoulements polyphasiques. Il peut faire le calcul pour des liaisons individuelles ainsi que pour un réseau de plusieurs pipes. On fixe le débit et on estime la pression de départ mais pour l’arrivée on fixe la pression et on estime le débit, les paramètres estimés seront calculés par PIPEPHASE.

#### 3.3.2. Critère d’étude

L’objet de cette étude consiste à créer un modèle informatisé exact et précis des puits productifs, des lignes de collecte et de manifold. Une fois créée, ce modèle pourra servir à optimiser la production actuelle et prédire les effets des changements futurs sur les débits d’huile, de gaz et d’eau en fonction des prévisions. La création du modèle informatisé



nécessite de recueillir des données de pression concernant les puits en exploitation et les manifolds sur le terrain. Les relevés des paramètres sur terrain concernant le manifold sont :

**OMP\_73** : La pression du manifold OMP73 = 17 bar

Les données de production : concernant Qh, GOR, WOR, Qh, seront déterminés à partir de la base des données Jaugeage, des essais de puits les plus récents.

**Tableau 3. 7.** Les données de production pour le manifold OMP73

Puits	Débit huile	GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Débit Eau (l/h)	WOR
	m3/h	m3/m3	Pt	Pp	Récupérée	fraction
OMP722	4.86	266	28	22.06	0	0.016
OMP843	5.48	256	55.58	41.6	0	0
OMP85	8.16	651	29.2	23.1	260	0
OMP72	4.86	266	28	22.06	0	0.338
ONM13	1.83	185	25.8	21.3	2418	0
OMP84	0.55	318	22.16	19.85	0	0
OMP65	3.41	194	23.02	20	0	0
OMP64	6.15	564	24.6	21	0	0
Total	31.88	2891				

**Tableau 3. 8.** Les données PVT

	OMP73	unités
Viscosité à t = 50°C	1.742	Cp
Viscosité à t = 30°C	2.534	Cp
Densité d'huile	806	[kg/cm3]
Densité de gaz	0.979	[kg/cm3]
Densité d'eau	1070	[kg/cm3]
Azote	1.8	%
H2S	0	%
QAZ CARBONIQUE	1.7	%

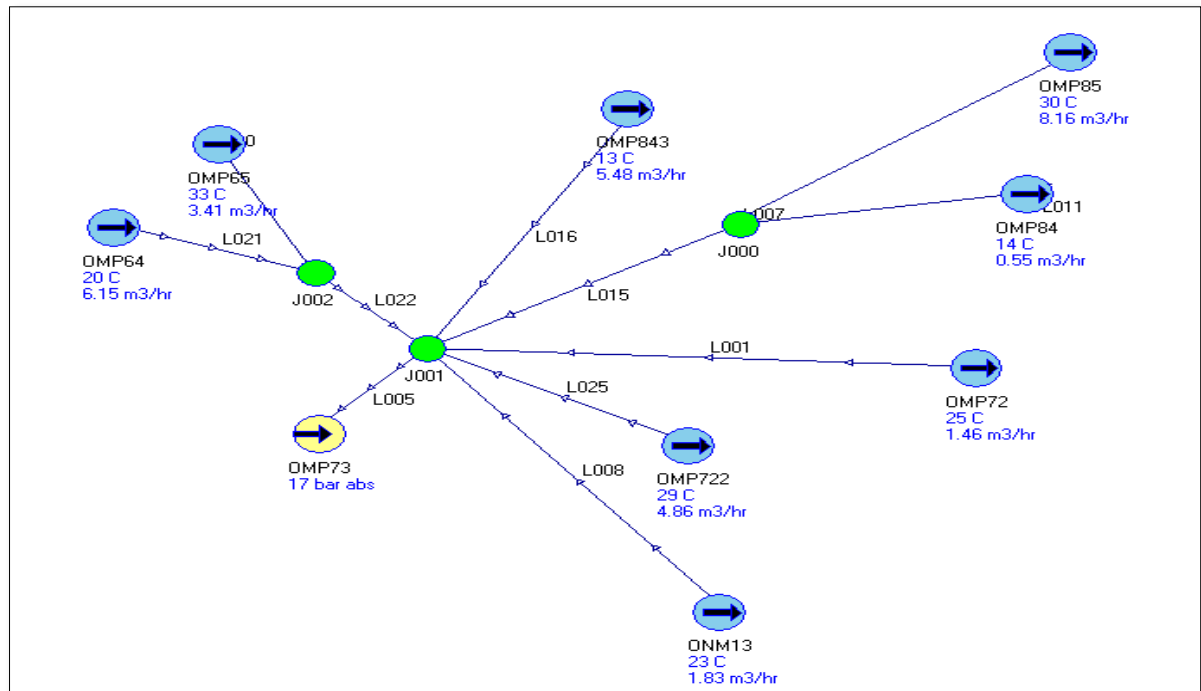


Figure 3. 6. Le réseau de collecte de manifold OMP73

### 3.3.3. Procédure de modélisation

#### 3.3.3.1. Type du modèle

Le modèle hydraulique informatisé choisi d'être un modèle « black oil » (produits noirs), par opposition à un modèle « compositionnel » (produits de composition). Dans le modèle « produits noirs », ces propriétés physiques sont saisies directement sous la forme d'un rapport gaz-huile, d'une fraction d'eau ou de masse volumique dans les conditions de base, et de viscosités sous deux températures connues.

Inversement, dans un modèle produits de composition, les propriétés des fluides sont déterminées par le flashing (courbe des points de vaporisations) et pour que le modèle produits de composition soit exact, il faut connaître les rapports exacts de tous les composants d'hydrocarbonés pour toutes les sources (puits). Ceci exigerait d'innombrables analyses des PVT en laboratoire, c'est-à-dire une procédure longue et coûteuse.

**3.3.3.2. Corrélation**

Il existe différentes corrélations de calcul de perte de charge pour les écoulements diphasiques dans les conduites horizontales, mais à HMD on utilise deux corrélations :

- BEGGS/ BRILL/ MOODY (BBM) : La corrélation BBM est plus populaire et utilisée à grande échelle, il a tendance à sous-estimer les pertes de charge dans un terrain vallonné c'est à dire les lignes ont des points bas qui peuvent accumuler les liquides où ont beaucoup de sections en monté.
- DUKLER/ EATON/ FLANNIGAN (DE) : La corrélation DE a tendance a sur-estime généralement les pertes de charge des lignes descendantes, sans ondulation ou point bas.

**3.3.3.3. Chronologie du travail**

- **Les paramètres introduits**
  - Le débit d'huile de chaque puits en ( $m^3/h$ ).
  - Le GOR de chaque puits en ( $m^3/m^3$ ).
  - Le WOR de chaque puits en (%).
  - La température de chaque puits en ( $^{\circ}C$ ).
  - Les données de PVT selon la zone.
  - La longueur entre les deux points en (m).
  - Le diamètre de la conduite en (pouce).
  - La pression du point d'arrivé en ( $Kg/cm^2$ ).
  - La pression du point de départ on l'estime en ( $Kg/cm^2$ ).
- **Les paramètres introduits pour le manifold**
  - La pression du point d'arrivé en ( $Kg/cm^2$ ).
  - Les données de PVT.
  - On estime le débit du point d'arrivé ( $m^3/h$ ).
- **Les paramètres calculés**
  - Le débit du point d'arrivé.

- La pression du point de départ de chaque puits (Kg/cm<sup>2</sup>).
- La perte de charge entre deux points.

#### **3.3.3.4. Calage de modèle de base**

Le calage du modèle de base de manifold OMP\_73 est établi si le rapport de la différence de pression pipe entre celle mesurée moins celle calculée sur celle mesurée est inférieure à 5%.

Autrement dit :

$$l'ecart = (Pp_m - Pp_c) / Pp_m \leq 5\% \quad (3.6)$$

Pour caler le modèle de base on effectue les opérations suivantes :

- Création d'un fichier Excel avec les macros pour la comparaison des Pressions pipes mesurées avec les pressions pipes calculées par PIPEPHASE.
- Cependant, lorsque la pression calculée et ajustée se trouve dans la limite de 10% des valeurs enregistrées sur le terrain, il est considéré que la ligne est conforme a la référence.
- Mais, si l'erreur relative est supérieure de 5%. On procède la vérification des données puis on manipulant sur l'efficacité et la rugosité du pipe qui est pris par défaut 100% pour tous les pipelines. Pour une efficacité d'écoulement au-dessous de 50% signifie la présence d'un goulot d'étranglement dû à un bouchage du pipe où interférence avec un autre pipe dans le cas d'une jonction.

90 % <Eff<100 %    bonne

50 % <Eff<90 % acceptable

Eff<50 %    Problème dans le pipe

3.3.3.5. L'algorithme de modélisation

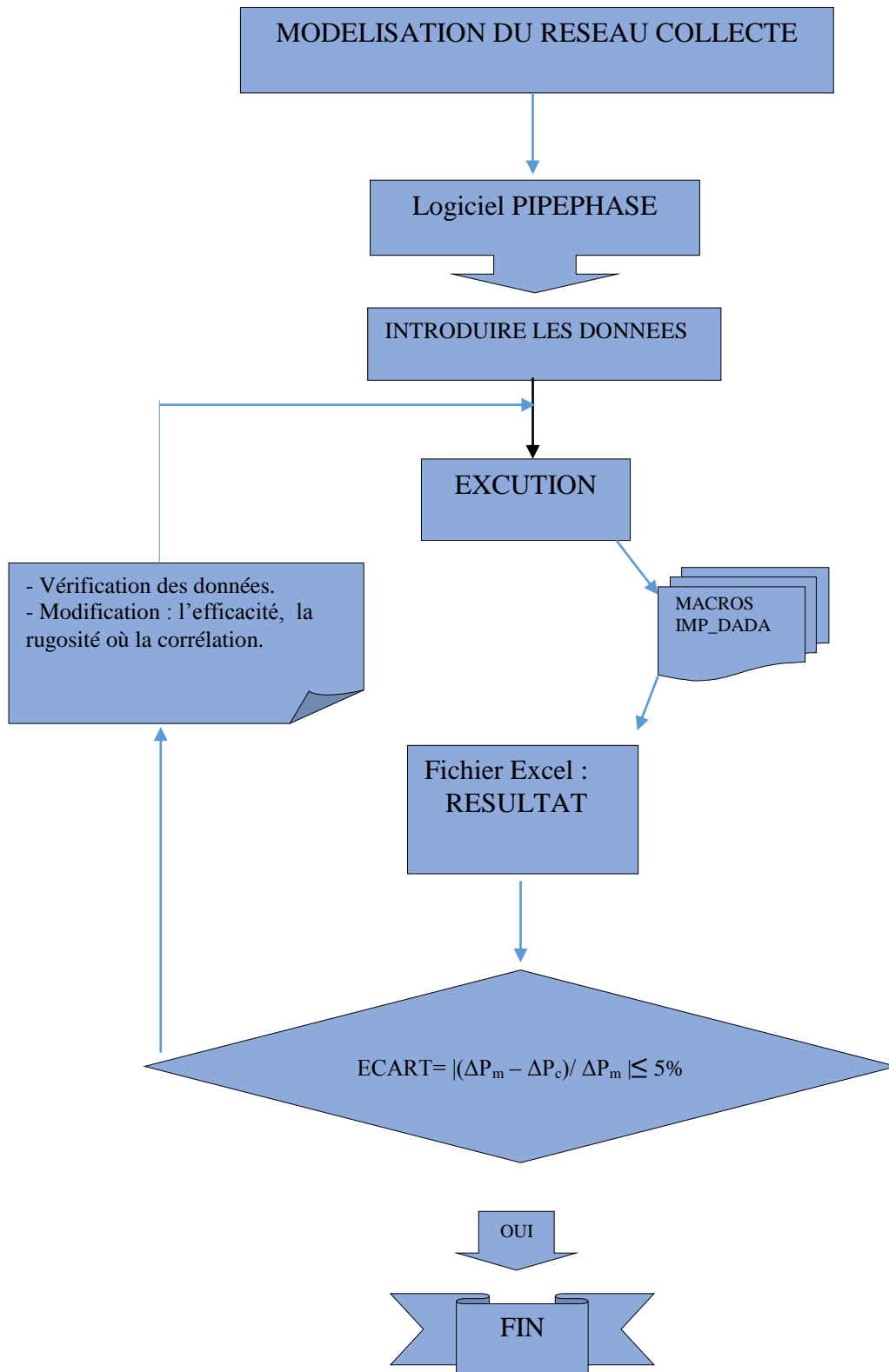


Figure 3. 7. L'algorithme du modélisation de réseau de collecte

**3.3.4. Résultats de modélisation**

Le tableau résumé comparant les valeurs calculées à l'aide du logiciel PIPEPHASE aux valeurs mesurées sur le terrain et indiquant les mesures correctrices prises pour obtenir les valeurs calculées.

**Tableau 3. 9.** Les valeurs de pression de pipe mesurés et calculés (valeur absolue)

puits	Ppm	Ppc	(Ppm-Ppc)/Ppm
OMP722	22.06	21.95	0.4%
OMP843	41.6	41.71	0.26%
OMP85	23.1	23	0.43%
OMP72	22.41	22.1	1.38%
ONM13	21.3	20.55	3.5%
OMP84	19.85	20.08	2,16%
OMP65	20	20.41	2.05%
OMP64	21	20.91	0.42%

**Tableau 3. 10.** L'effet d'efficacité et de rugosité sur les pipes

Les lignes	Efficacité	Rugosité	Observation
L020	50	0.02	Problème dans le pipe
L021	70	0.02	Acceptable
L022	70	0.02	Acceptable
L001	100	0.02	Bonne
L016	70	0.02	Acceptable
L015	70	0.02	Acceptable
L007	100	0.02	Bonne
L011	70	0.02	acceptable
L025	70	0.02	acceptable
L008	100	1.8000e-003	Bonne
L005	100	1.8000e-003	Bonne

### 3.3.5. Simulation de système (puits-réseau)

#### 3.3.5.1. Définition de la simulation

La simulation c'est une représentation du fonctionnement d'un procédé, défini par ses opérations unitaires, sa structure et ses courants d'alimentation et résolution du système d'équations résultant. De façon générale, la simulation nous donne des informations sur le procédé de fonctionnement partant du réservoir jusqu'au séparateur. On base sur les données suivantes :

- Dernier test jaugeage.
- La variation du débit en fonction de la pression tête.

Dans le cas général, les pertes de charge dans un système de production, du réservoir jusqu'à la séparation, sont données par l'équation suivantes : (fig-1)

$$\Delta P_1 = P_r - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4 - P_{sép} \quad (3.7)$$

- $\Delta P_1$  : Les pertes de charge dans le réservoir, ils présentent (10-50%) de  $\Delta P_{total}$ .
- $\Delta P_2$  : Les pertes de charge dans le tubing, ils présentent (30-80%) de  $\Delta P_{total}$ .
- $\Delta P_3$  : Les pertes de charge en tête de puits (duse)
- $\Delta P_4$  : Les pertes de charge le long de la pipe (flowline)
  - $\Delta P_3 + \Delta P_4 = (5 - 30\%) \text{ de } \Delta P_{total}$ .

La variation du débit en fonction de la pression (Courbe IPR) permet de définir le régime de production d'un puits.

La combinaison des courbes suivantes :

- In flow Performance Réservoir (IPR) (Réservoir).
- Vertical Flow Performance. (Tubing).
- The surface system. (Pipe-line).

### 3.4. Calage du système (puits –réseau)

Le calage du système (puits – réseau) consiste à trouver une solution hydraulique entre le débit out flow des puits et le débit input du réseau de collecte à un temps «T »,

relative au Bilan Gaz et les derniers tests du jaugeage du chaque puits de manifold OMP73, selon L'algorithmme de la simulation suivante :

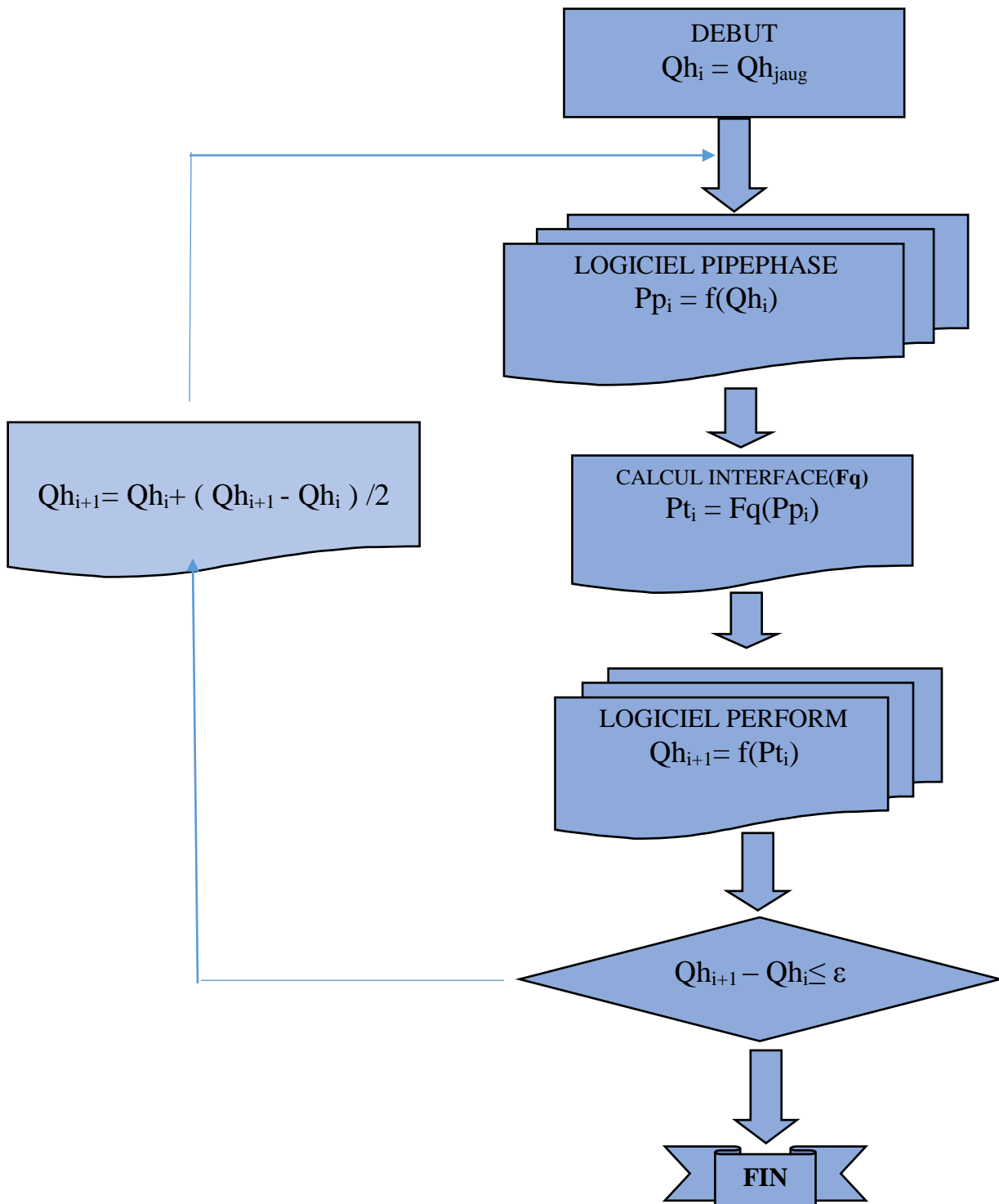


Figure 3. 8. Algorithmme de calage



### 3.4.1. Formule développée par service collecte

$F_q$  est la fonction qui prend en charge la variation énergétique de l'écoulement à travers la duse, en fonction du rapport  $P_p/P_t$ .

$$F_q = \frac{B_o}{(1-B_o)(1+\frac{GOR*T}{T_o*P_t}+WOR)} = K(P_p/P_t)^\Psi \quad (3.8)$$

Avec :

$$B_o = 1.04 + 0.00181 * (P_t) \quad (3.9)$$

Ce qui nous permet d'écrire l'équation suivante :

$$P_t = P_p [B_o/k(1 - B_o)(1 + (GOR * T/T_o * P_t)) + WOR]^{-1/\Psi} \quad (3.10)$$

Où  $K$  et  $\psi$  sont des coefficients qui dépendent du taux de GOR :

**Tableau 3. 11.** Fq du rapport de jaugeage 2000

Fq du rapport de jaugeage 2000		
GOR	K	$\psi$
0 - 120	1.069	-0.8269
120 - 250	1.0904	-0.8904
250 - 550	1.0719	-0.9697
550 - 750	1.0717	-1.001
750 - 1000	1.0782	-1.0025
>1000	1.0626	-1.0666

Dans un système nodal et pour le champ de Hassi Messaoud, la fonction  $F_q$  représente l'interface entre le calcul de réseau en surface et les out-flow des puits.

### 3.4.2. La méthode de modélisation du système de manifold OMP73

C'est l'évaluation du réseau collecte de manifold OMP73 avec le potentiel des puits selon les étapes suivantes :

- Création d'un fichier Excel.
- Introduire les données du jaugeage.
- K et  $\Psi$  sont ajustés par un SOLVEUR.
- On injecte le débit de jaugeage de chaque puits..... (PIPEPHASE).
- Extraire les résultats calculés (le débit de liquide & la pression pipe).
- Calcul la fonction Fq puis la pression tête (Pt).....(INTERFACE)
- A partir de la pression tête on détermine le débit..... (PERFORM)
- Le calage établi si  $Q_{per} - Q_{pphase} = \xi$  ; où  $\xi$  l'erreur relative.
- Sinon, on injecte la valeur  $[Q_{per} + (Q_{per} - Q_{pphase})/2]$ .
- On arrête la simulation lorsque, la valeur  $\xi$  sera très petite.

Pour la simulation on a utilisé des macros :

- Macros NEW-SIMULATION : l'organisation du tableau du convergence.
- Macros DONNEES INITIALES : première étape de simulation.
- Macros EXPORT\_DATA : l'exportation les Out-put (Qh) dans un fichier texte (WORLDPAD).
- Macros WORLD : l'utilité qu'il s'occupe de l'importation des valeurs( Qh ) de fichier texte(W-P) au fichier texte INP de logiciel PIPEPHASE.
- Macros IMPORT-DATA : l'ouverture de fichier NOUDE-OUT (DBASE) du PIPEPHASE et l'importation des valeurs calculées (Ql&Pp ) sur le fichier Excel.

### 3.4.3. Les résultats du calage

Les résultats du calage de manifold sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau 3. 12.**Interface pour le manifold OMP73 pour P= 17 Bara

Date	Puits	Qh (m³/h)	Pression_Calculé[ bara]		Qh(n), Per (m³/h)	QL(n), Piph (m³/h)	Qh(n), Piph (m³/h)	Test, Conv
			Tête	Pipe				
2/01/2017	OMP722	4.86	28	21.95	4.858298	5,1332770	4.8603277	-0.001814
8/02/2017	OMP843	5.48	55.58	41.71	5,472203	5,8021920	5.4802192	-0.0080162
5/01/2017	OMP85	8.16	29.4	23	8.177302	2,2390000	8,179116	-0.0071205
21/03/2017	OMP72	1.46	27	22.1	1.461909	1,9683289	1,4582329	0.0001954

23/02/2017	ONM13	1.83	25.8	20.55	1,830783	2,0231280	1.8305885	-0.0020297
15/01/2017	OMP84	0.55	22.16	20.08	0,543185	0,7930550	0,5503055	0.0036761
1/03/2017	OMP65	3.41	23.02	20.41	3,408500	3,9085000	3.4108500	-0.00235
29/01/2017	OMP64	6.15	24.6	20.91	6.1506590	7,0656430	6,1610643	-0.0104052
		31.88			31.902839		31.9060007	

Debit pipephase= 31.9060007 [m<sup>3</sup>/h]

- débit perf = 31.90283903 m<sup>3</sup>/h
- Total  $\Sigma_{\text{test}}$  = 31.88m<sup>3</sup>/h
- Diff  $\Sigma_{\text{test}}$  = - 0.02786

### 3.4.4. Détermination de la pression d’opération

Après la mise en place des séparateurs, ces derniers effectuent un premier dégazage du liquide contenu dans l’effluent des puits. Sortie gaz on trouve une vanne automatique de contrôle du niveau ‘PCV’. la nouvelle pression des séparateurs doit être choisie et optimisée en fonction des critères suivants :

- Aussi faible que possible pour abaisser au maximum la pression de tête des puits et augmenter la production.
- Relativement constante pour ne pas perturber le débit d’alimentation des séparateurs.
- La pression de service des séparateurs c’est la pression départ gaz, après la mise en place d’une pompe et le niveau du liquide sera contrôlé par la vanne automatique (LCV).

### 3.5. Description et étude des variantes

Tout changement de la pression de manifold provoque une perturbation de l’alimentation. Cette pression est même la seule variable capable de modifier le débit d’alimentation des puits. Sur le réseau de collecte, les fluctuations des pressions de pipe causées par la variation de la pression de manifold, influent sur les pressions de tête des autres puits. Par conséquent la productivité de ces puits est perturbée. Cette perturbation est due à la

variation énergétique de l'écoulement au niveau de la duse causée par les fluctuations des pressions de pipe. Pour cette raison, deux variantes ont été étudiées :

### 3.5.1. Premier variante : L'installation d'un séparateur avec pomperie à OMP73 :

#### 3.5.1.1. Caractéristiques de séparateur

L'installation d'un séparateur avec pomperie dans le manifold OMP73 permettre de l'augmentation de débit dont l'huile est pompée vers CINA directement. Comme indique le schéma ci-dessous :

**Tableau 3. 13.**Caractéristiques de séparateur

Séparateur	Type	Dimensions		
		Long (ft)	Diam (inch)	Volume (cft)
OMP73	HORIZONTAL	30	84	1155

**Tableau 3. 14.**Capacité de séparateur

Séparateur	Conditions de référence				Capacité actuel			
	P (bar)	T (°C)	Qh (m³/h)	Qg (m³/h)	Qh (m³/h)	Qg ( m³/h)	%H	%G
OMP73	10	50	324	34000	57.76	31426.1	17.83	92.43

Tel que :

- Qg : représente le débit de gaz en amont de séparateur.
- %H =  $(Q_{h\text{actuel}} / Q_h) * 100$
- %G =  $(Q_{g\text{actuel}} / Q_g) * 100$

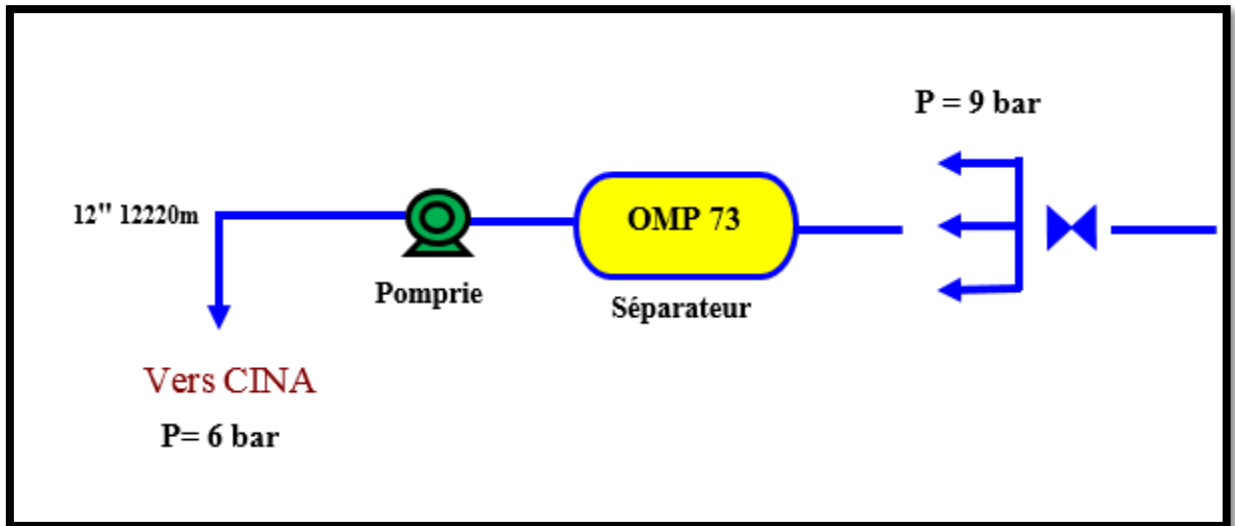


Figure 3. 9. L'installation de séparateur avec pomperie dans le manifold OMP73

### 3.5.1.2. Choix de la pompe

#### ❖ Débit

L'analyse des résultats d'évaluation du débit, implique un type de pompe à installer de débit 60.41 m<sup>3</sup>/h dans le manifold OMP73, permet d'avoir une nouvelle pression de séparation égale à 9 bars

#### ❖ Détermination de la pression d'aspiration de la pompe

La pression d'aspiration est donnée par l'application de la formule suivante :

$$P_{asp} = P_{sép} - \Delta P_{asp} \quad (3.11)$$

Tel que :  $\Delta P_{asp}$  représente les pertes dans le circuit d'aspiration de la pompe.

- Les pertes de charges lorsque le débit d'huile égale 37.69 m<sup>3</sup>/h, le diamètre intérieur de la conduite d'aspiration égale 200 mm et sont :

- conduite droite → 1,5 mm / m
- coude à 90° → 15 mm / coude
- vanne directe → 100mm / vanne
- réduction → 8,6 mm / réduction

Donc dans notre installation :

➤ 20 (m) de conduite droite	$J_1$ →	0,03 m	
			+
➤ 05 coude à 90	$J_2$ →	0,075 m	
			+
➤ 02 vannes directes	$J_3$ →	0,2 m	
			+
➤ 01 réduction	$J_4$ →	0,0086 m	
		<u>0,0086 m</u>	
		$\Sigma Ji = 0,3136m$	

- $\Sigma Ji$  : représente les pertes de charge dans la conduite d'aspiration avec l'eau à 20° C comme fluide véhiculé.

Cependant :  $\Delta P_{asp} = \Sigma Ji / K_{HW}$

Avec :

- $K_{HW}$  : facteur de conversion pour fluide visqueux par rapport à l'eau.

Admettant :  $K_{HW} = 0,85$

Donc :  $\Delta P_{asp} = 0,3136 / 0,85 \Rightarrow \Delta P_{asp} = 0,369 \text{ m}$

Finalement la pression d'aspiration de la pompe égale 8.631 bars.

**❖ Détermination de la pression de refoulement de la pompe**

La pression de refoulement dans le collecteur d'huile (12''B, 8'') de diamètre et (12200)m de longueur respectivement, est calculée à partir du logiciel PIPEPHASE comme suit :

Tableau 3. 15. Calage du collecteur huile

	Target	PRESSION CACULEE	target	DEBIT REVISE			GOR	WOR
	Bara	bara	m <sup>3</sup> /hr	m <sup>3</sup> /hr	diff	%	m3/m3	%
CLH_OMP73	Pression de ref =	38.3	60.41	60.41	0	100%	15	0%
CINA	6	7	60.41	60.41	0	100%		

Donc :  $P_{ref} = 37,3$  bar

Pour une marge de sécurité 1,2 :

$P_{ref} = 39.96$  bar et  $\Delta P_{ref} = 33.96$  bar

❖ Calcul de la hauteur manométrique totale

On a:

$$H = [(P_R - P_A) / \rho g] + H_0 + \Delta h \tag{3.12}$$

Tel que :

- $P_A$  représente la pression de séparateur qui égale  $9 \cdot 10^5$  pascalle.
- $P_R = 6 \cdot 10^5$  pascalle.
- $H_0$  : représente la dénivellation entre les niveaux des réservoirs (OMP73 & CINA).

Donc :  $H_0 = 165 - 135 = 30$ m

- $\Delta h$  : pertes de charge dans l'installation (circuit d'aspiration + circuit refoulement)

Donc :

$$\Rightarrow H_{mt} = [(9 - 6) \cdot 10^5 / 9,81 \cdot 807.6] + 30 + 36,39$$

$H_{mt} = 104.33$  m.....l'installation

$$\Rightarrow Hmt = (38.3 - 8.631) \cdot 10^5 / 9,81 \cdot 807.6$$

$$Hmt = 380.64 \text{ m} \dots\dots\dots\text{pompe}$$

**❖ calculer NPSH disp**

Nous avons comme donnée :

- $g = 9,81 \text{ m/s}^2$
- $\rho = 806 \text{ Kg/m}^3$
- $P_{asp} = 8.631 \text{ bars}$
- $T_v = 7.631 \text{ bars}$

On a :

$$(NPSH)_{disp} = (P_{asp} - T_v) / \rho g + (h_{asp} - \Delta H_{asp}) \tag{3.13}$$

$$h_{asp} = D / 2 + Z_{sol} \tag{3.14}$$

avec :

- $D = 84''$  (diamètre de séparateur OMP73).
- $Z_{sol} = 1 \text{ m}$

$$\Rightarrow h_{asp} = 2,067 \text{ m}$$

$$(NPSH)_{disp} = 12,622 + 2,067 - 0,369$$

$$(NPSH)_{disp} = 14.32 \text{ m}$$

D’après les résultats du calcul, cela nous permet de dire que les hauteurs manométriques, les pressions d’aspiration & de refoulement et le débit à assurer sont à priori nécessaires pour assurer la fonctionnalité des pompes à installer, ces données sont reportées sur le tableau ci- dessous :



Tableau 3. 16.les caractéristiques de la pompe monophasique

Condition fonctionnelles		OMP73
Débit [m <sup>3</sup> /h]		<b>60.41</b>
Pression d'aspiration [bar]		<b>8.631</b>
Pression de refoulement [bar]		<b>38.3</b>
NPSHdisp[m]		<b>14.32</b>
Hauteur Manométrique Totale [m]	L'installation	<b>104.33</b>
	La pompe	<b>380.64</b>

D'après la simulation avec pipephase on obtient les différents débits de manifolds OMP73 qu'ils correspondent à les diverses pressions sélectionnées à fin de choisir la pression de fonctionnement optimum pour ce manifold.

Les résultats de notre simulation présente dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3. 17.Les résultats de notre simulation

Puits	Qh(m <sup>3</sup> /h)	Qh(m <sup>3</sup> /h)	Gain(m <sup>3</sup> /h)	Gain (m <sup>3</sup> /h)	Gain (m <sup>3</sup> /h)	Gain (m <sup>3</sup> /h)
	Pmfd=17bar	Pmfd=9bar	Pmfd=15bar	Pmfd=13bar	Pmfd=11bar	Pmfd=9bar
OMP722	4.86	5,635246	0,1751	0, 3726	0,53802	0.775246
OMP843	5.48	5,891189	0,1421	0,4830	0,3746	0.411189
OMP85	8.16	8,520362	0,2186	0,3548	0,3032	0.360362
OMP72	1.46	2,351906	0,2329	0,3906	0,6197	0.891906
OMP13	1.83	2,374253	0,11125	0,2834	0,4720	0.5442253
OMP84	0.55	1.027269	0,2207	0,3345	0,3893	0.477267
OMP65	3.41	4,016513	0,1825	0,3433	0,4813	0.606513
OMP64	6.15	7,874481	0,2242	0,2713	1,0689	1.724481
TOTAL	31.88	37.691219	1.5073	2.8335	4.24702	5.811219

A partir ce tableau on peut dire que la meilleur pression qui nous permet d'optimiser notre réseau et augmenter le débit d'alimentation de manifold et de l'ordre de 9.03 Bar.

La simulation d'installation de séparateur avec pomprie de débit 60.41 (m<sup>3</sup>/h) qui abaisse la pression de manifold à 9 Bar fournit les résultats suivants.

**Tableau 3.18.** l'interface de manifold OMP73 avec l'installation de séparateur et pomprie

Puits	Qh (m <sup>3</sup> /h)	Pc barg		Qh, Per (m <sup>3</sup> /h)	Qh(n), Piph (m <sup>3</sup> /h)	Test, Converg
		Tête	Pipe			
OMP722	4.86	24.16	18.01	5,635246	5,595	0,040246
OMP843	5.48	50.44	37.54	5,891189	5,893289	-0,002100
OMP85	8.16	27.31	20.11	8,520362	8,515533	0,004829
OMP72	1.46	21.96	10.35	2,351906	2,35284	-0,000934
OMP13	1.83	21.32	17.67	2,374253	2,375494	-0,001241
OMP84	0.55	20.80	17.53	1,027269	1,027469	-0,000200
OMP65	3.41	20.68	19.02	4,016513	4,015	0,001513
OMP64	6.15	20.51	18.97	7,874481	7,876481	-0,002000
<b>Total</b>	<b>31.88</b>			37.691219	37.651106	

Débit pipephase = 37.651106 [m<sup>3</sup>/h]

- *débit perf* = 37.691219 m<sup>3</sup>/h
- *Total Σtest* = 31.88m<sup>3</sup>/h
- *Le Gain* = 37.691219 – 31.88⇒

$$\text{LEGAIN} = 5.811219 \text{ m}^3/\text{h}$$

Donc pour cette variante on remarque la chute de pression de manifold de 17 bar à 9 bar, ce qui implique un gain de : **5.811219 m<sup>3</sup>/h**

### 3.5.2. Deuxième variante

Cette cas consiste à installer une pompe multiphasique au niveau de manifold OMP73 pour expédie l'effluent vers CINA à travers une ligne de 12" et de longueur de 12.220 KM. Selon le schéma suivant :

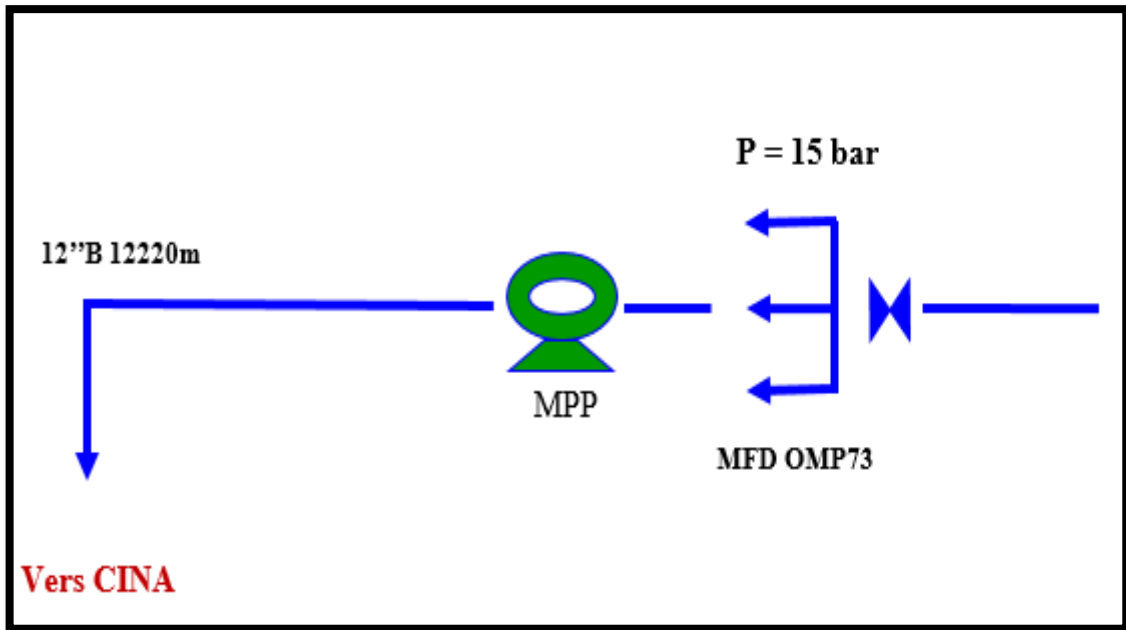


Figure 3. 10.installation d'une pompe multiphasique

Après l'installation d'une pompe multiphasique la pression de manifold OMP73 est chutée vers 15bars, donc la pression d'aspiration et d'ordres de 14.631bars.

D'après les résultats de pipephase sur le collecteur d'effluent de manifold OMP73vers CINA la pression de refoulement est de l'ordre de 42 Bars.

Donc la pompe multiphasique aspire à 14.631 Bar et refoulement à 40Bar avec un débit de 120 m<sup>3</sup>/h pour que l'effluent s'achemine vers CINA (6 Bar).

Tableau 3. 18.Caractéristiques de la pompe multiphasique

Condition fonctionnelles		OMP73
Débit [m <sup>3</sup> /h]		120
Pression d'aspiration [bar]		14.631
Pression de refoulement [bar]		42.01
Hauteur Manométrique Totale [m]	L'installation	179.98
	La pompe	345.71

Tableau 3. 19.L'interface de manifold OMP73avec l'installation de pompe multiphasique

Puits	Qh (m <sup>3</sup> /h)	Pc barg		Qh, Per (m <sup>3</sup> /h)	Qh(n), Piph (m <sup>3</sup> /h)	Test, Converg
		Tête	Pipe			
OMP722	4.86	24.16	18.01	5.0351	5.0272	0,07946
OMP843	5.48	50.44	37.54	5.6221	5.6236	-0,001513
OMP85	8.16	27.31	20.11	8.3786	8.3774	0,00124
OMP72	1.46	21.96	10.35	1.6929	1.6918	-0,001134
OMP13	1.83	21.32	17.67	1.94125	1.9437	-0,00245
OMP84	0.55	20.80	17.53	0.7707	0.7718	-0,001102
OMP65	3.41	20.68	19.02	3.5925	3.5929	0,004113
OMP64	6.15	20.51	18.97	6.3742	6.3767	-0,002512
<b>Total</b>	<b>31.88</b>			33.8173	33.8151	

Debit pipephase =33.8173 [m<sup>3</sup>/h]

- débit perf =33.8173 m<sup>3</sup>/h
- Total  $\sum_{test} = 31.88$  m<sup>3</sup>/h
- Le Gain = 33.8173 – 31.88 ⇒

LE GAIN =1.93 m<sup>3</sup>/h

### 3.5.3. L'évaluation du gain des variantes

Dans le tableau ci- dessous on résume les résultats obtenus :

Tableau 3. 20.Les gains de 2 variantes

Variantes	Débit (avant) (m <sup>3</sup> /h)	Débit (après) (m <sup>3</sup> /h)	Gain (m <sup>3</sup> /h)
N°1	31.88	37.691219	<b>5.811219</b>
N°2	31.88	33.81	<b>1.93</b>

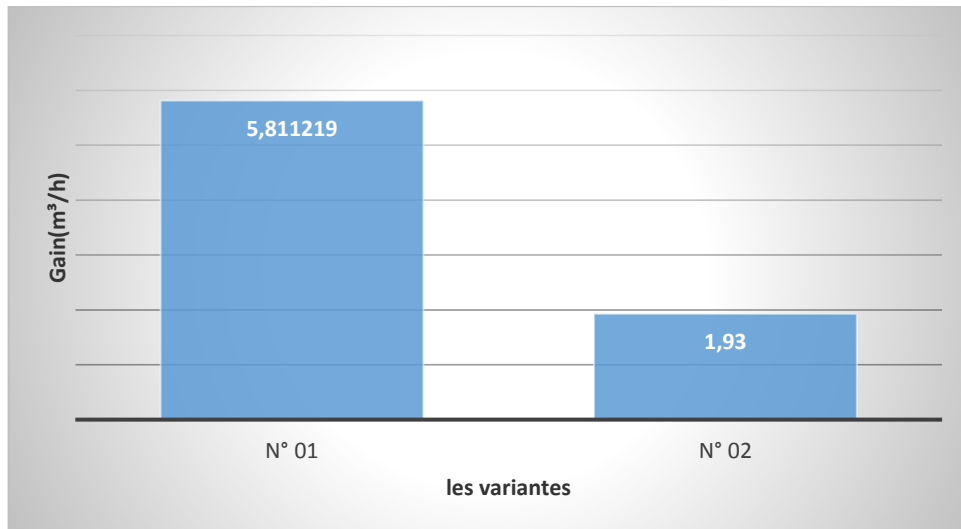


Figure 3. 11.gain en production

### 3.5.4. La répartition du gain

La répartition du gain n’était pas homogène sur tous les puits, selon le régime de chaque puits. Les résultats de ces tests nous ont permis de localiser les puits candidats à une augmentation de débits dans le cas d’une diminution de la pression MFD OMP73.

Tableau 3. 21.La répartition du gain des puits de la station OMP73

Puits	Qh (m³/h)	Qh (m³/h)	Gain (m³/h)
	Pmfd=17 bar	Pmfd=9 bar	
OMP722	4.86	5,635246	0.775246
OMP843	5.48	5,891189	0.411189
OMP85	8.16	8,520362	0.360362
OMP72	1.46	2,351906	0.891906
ONM13	1.83	2,374253	0.5442253
OMP84	0.55	1.027269	0.477267
OMP65	3.41	4,016513	0.606513
OMP64	6.15	7,874481	1.724481
<b>TOTAL</b>	<b>31.88</b>	<b>37.691219</b>	<b>5.811219</b>

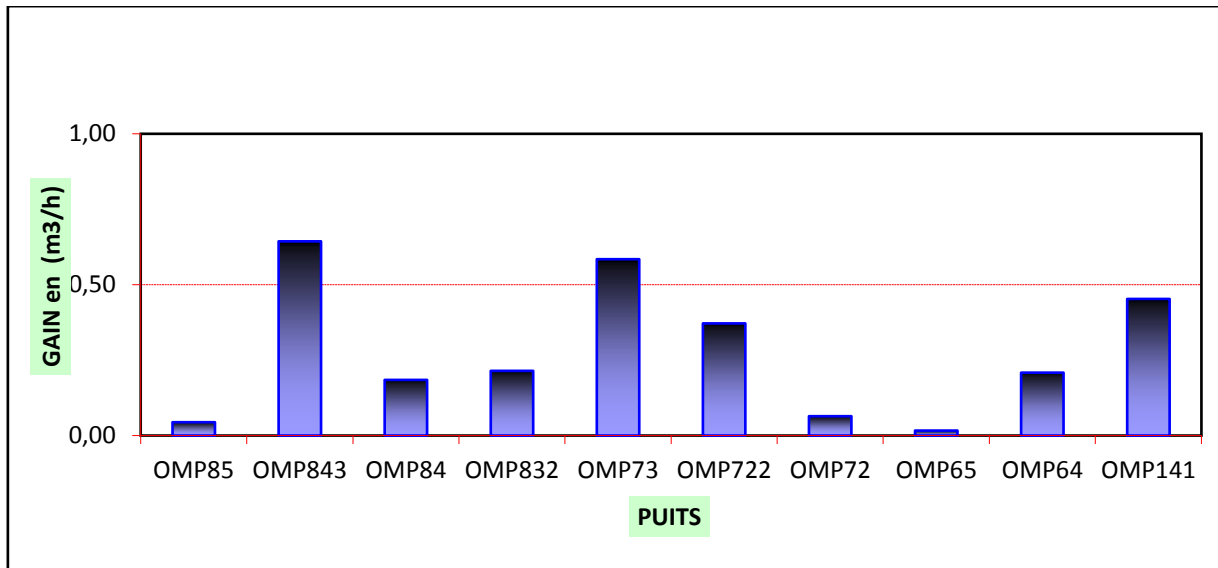


Figure 3. 12.Répartition du gain

### 3.6. Etude technico-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. 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, 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.

#### 3.6.1. Hypothèses de calcul

Il existe deux méthodes pour l'estimation des couts :

- ❖ **1<sup>er</sup> méthode** : Faire la liste de tout le materiel requis pour les travaux et estimer la main d'oeuvre et les délai pour la réalisation.
- ❖ **2<sup>eme</sup> 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<sup>eme</sup> car elle est plus complète.

### 3.6.2. Calcul économique pour la première variante

Cette variante consiste de l'installation d'un séparateur avec pomperie de débit d'huile égale 37.69m<sup>3</sup>/h dans le manifold, où l'huile séparée est pompée vers CINA.

- Le gain de la mise en place d'un séparateur avec pomperie = **199123.42 \$/j**
- Le coût d'investissement = **2158128.66\$**

**Tableau 3. 22:** les détails de coût d'investissement

Eléments	Prix \$ <sub>USA</sub>
Un séparateur	6021.89
Une pompe (en location)	5673.6
Une pipe de 12" (12.3 km)	1713752.17
2 électropompes à barrel	181766
Electricité (coffrets, câbles et éclairage)	55928
Robinetterie, tyautrie, raccordrie.montage d'équipements.	58331
Instrumentaion.	50102
Etudes.	25225
Matériel de sécurite.	13399
Pieces de rechange.	19219
Génie civil.	12495
prestation (supervision, essais, transport et d'assurances)	16216
Total	2158128.66

#### ❖ Délai d'amortissement de projet

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

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

$$T_{am} = 2158128.66 / 199123.42$$

Donc : Temps d'amortissement = **11 jours.**

### 3.6.3. Calcul économique pour la deuxième variante

La mise en place d'une pompe multiphasique à MND OMP73 de débit égale 33.81m<sup>3</sup>/h. L'effluent est pompé vers CINA directement.

- Le gain de la mise en place d'une pompe multiphasique = 178618.87\$/j.
- Le coût d'investissement = 2149946.77 \$. (pompe multiphasique=3513.6\$)
- Délai d'amortissement du projet est 13 jours

### 3.6.4. Analyse de résultat

Dans le tableau ci- dessous on résume les résultats obtenus

**Tableau 3. 23.** Analyse de résultat

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	199123.42	2158128.66	11
N°2	178618.87	2149946.77	13

### 3.6.5. Risques d'investissements

Une étude prévisionnelle a été faite, selon trois cas :

- ❖ Le prix imposé est doublé, mais la production reste constante.
- ❖ La chute de la production jusqu'à la moitié et le coût d'investissement inchangeable.
- ❖ Le doublement des prix, accompagnés par une chute de production jusqu'à la moitié.

Des tableaux résumés comparant les valeurs calculées sont joints dans la page suivante :



Tableau 3. 24. Risque d'investissements

Cas du risque		Prix d'investissement (\$USA)	Gain (\$USA)	Délai d'amortissement
Résultats de calcul prouvé dans la réalité.	1 <sup>er</sup> variante	2158128.66	199123.4	11
	2 <sup>ème</sup> variante	2149946.77	178618.8	13
Prix d'investissement plus grand de 1,5 fois.	1 <sup>er</sup> variante	5395321.65	199123.4	28
	2 <sup>ème</sup> variante	5374866.925	178618.8	31
Gain moins petit de deux fois.	1 <sup>er</sup> variante	2158128.66	99561.71	23
	2 <sup>ème</sup> variante	2149946.77	89309.43	25
Prix d'investissement plus grand de 1,5 fois & gain moins petit de deux fois.	1 <sup>er</sup> variante	5395321.65	99561.71	55
	2 <sup>ème</sup> variante	5374866.925	89309.43	61

**N.B :** Les valeurs (coût d'investissement) sont estimées à la base de données d'une installation d'une pomperie d'huile dans la station satellite E1C. tell que 1bbl = 35 \$.

---

# *Conclusion*

---

## CONCLUSION

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous permet de dire que la valeur de perte de charge enregistrée au niveau du réseau de collecte actuel est très importante et la capacité de ce dernier ne répond plus au potentiel réel du champ. La récupération de maximum de réserve insiste de minimiser les pertes de charge dans le réseau de collecte, des interventions sur ce dernier s'imposent. Pour cela nous proposons un nouvel réseau de collecte qui consiste de rechercher une disposition possible du réseau de collecte pour une production optimale.

Pendant la modélisation du réseau de collecte de manifold OMP73, on a remarqué que la corrélation de DE - Dukler-Eaton-Flannigan est pour le calcul de pertes de charges le long des lignes de surface, et comme résultat en a vu que toutes les lignes sont à la référence, sauf pour la ligne L020 (4'') venant du puits OMP65, qui est étalonnée avec une efficacité d'écoulement de 50%.

Pour l'expédition d'huile de manifold OMP73 vers le CINA directement, l'installation d'une pompe multiphasique, engendra une diminution de la pression de manifold de **2 bars** et un gain en production estimé à **46.32m<sup>3</sup>/j** de la production totale de manifold, cependant la mise en place d'une pomperie avec un séparateur, engendra une nouvelle pression égale **9,8 bar** au lieu **17bar**, et résultat un gain en production double estimé à **139.469m<sup>3</sup>/j** avec un investissement estimé à 2158128.66\$ (délai d'amortissement inférieur à **11jours**), en plus d'un soulagement du séparateur **MP** de la station **OMP53** et un soulagement du réseau de collecte, l'un des deux collecteurs 12" doit être en service. La pompe choisie pour être installée à OMP73 (suivant cette variante) possède les caractéristiques suivantes :

- Débit unitaire : 60,41 m<sup>3</sup>/h.
- HMT (pompe) : 380.64 m
- HMT (installation) : 104.33 m
- Pression à l'aspiration : 8, 631 bars
- Pression de refoulement : 38,3bars
- NPSH disponible : 14,32 m

Les constatations issues de cette étude nous ramènent à recommander ce qui suit :

- Mise en place d'une pomperie avec un séparateur au niveau de manifold OMP73.
- Installer un pipeline de 12" qui permettra de lier le manifold OMP73 directement avec le CINA et de résoudre le problème de la chute de pression le long de ce segment.
- Mise à niveau des pipelines pour satisfaire les conditions cinétique et potentielle, il est recommandé de changer un pipeline de 4" à 6" et un autre pipeline à 8".
- Évitez de lier les pipelines entre eux et réaliser des liaisons individuelles surtout pour les puits dont les conditions de production diffèrent beaucoup.
- Commencer une étude topographique afin de vérifier le changement d'élévation.
- Vérifiez périodiquement le diamètre de paroi des pipelines.
- Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds.

---

*Référence*  
*bibliographiques*

---

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] Arbaoui Adil, Zaitout Lazhar, Touati Ali, « Etude des Pertes de Circulation Partielles dans la phase 8 dans le *Champ de Hassi Messaoud* », mémoire de master, université kasdi merbah ouargla, 2012.
- [2] L. Mailhe, « cours de production, collecte-traitement-stockage », institut français de pétrole, éditions technip 27 rue Ginoux 75737 Paris Cedex 15, en 1974.
- [3] Zaatout kamel, « étude d'installation d'une unité de pompe à W2A », mémoire de recrutement, base irara entreprise sonatrach, en 2002.
- [4] Dahraoui Youssouf, benmansour abd el Karim, « étude des réseaux de collecte et de séparation », université Kasdi merbah- ouargla, mémoire de fin d'étude (DUEA), juin 2005.
- [5] Khamssa moussa, Belhani mohamed lamine, « la séparation et ces problèmes rencontrés à Hassi r'mel », université Kasdi merbah- ouargla, mémoire de fin d'étude (DUEA), 2005.
- [6] Lompo tiamangou, « les critères de choix d'un groupe de pompage pour les périmètres d'irrigation maraichers, étude de marche », livre, en 1994.
- [7] Khouilade slimane, Sayah laid, « investigation expérimentale du phénomène de cavitation dans les pompes », université kasdi merbah ouargla, mémoire de master.
- [8] « Les pompes multiphasique » disponible à <https://www.verderliquids.com/be/fr/edur/edur>
- [9] F. Forre, A. Wildbolz, « hydraulique », livre, département d'environnement construit et géoinformation.
- [10] Manual Marcoux, « mécanique de fluide », livre, université Paul sabatier\_FSI.
- [11] Guaouas Ahmed Nabil, Kerrou Abdellatif, Telmami Imadeddine, « Etude comparative de la pose d'une pomperie dans la station satellite ONM13 », université kasdi merbah ouargla mémoire de master, mai 2016.
- [12] D. Gauder, C. Charlier, A. Vitello, « Modélisation des pertes de charge dans des conduites pour des écoulements multiphasiques appliquée à des systèmes de production de pétrole », *Revue Scientifique des ISILF* n°25.
- [13] Aoun Ala Eddine, Achour Ayoub, « analyses et diagnostic de réseau de collecte de champ de Birberkine » ; mémoire de fin d'étude, université m'Hamed bougara boumerdes 2013.
- [14] Bechane Akram, Djohor Ramzy, « analyses et diagnostic de réseau de collecte de satellite S1A », mémoire de fin d'étude, université m'Hamed bougara boumerdes.
- [15] « Exploration et production, le process, la séparation », Total, Manuel de formation, cours EXP-RT-PR070, révision.
-

[16] « les pompes multiphasique » disponible sur <https://french.alibaba.com/product-detail/2msp-oil-gas-multiphase-pump-60565855662.html>.

**Sites web :**

- [www.slideshire.com](http://www.slideshire.com)
- [www.Mecaflux.com](http://www.Mecaflux.com)
- [www.usinenouvelle.com](http://www.usinenouvelle.com)
- [www.pcm.eu](http://www.pcm.eu)
- [Edusol /education.fr](http://Edusol/education.fr)

---

# *Annexe*

---



## Annex.A

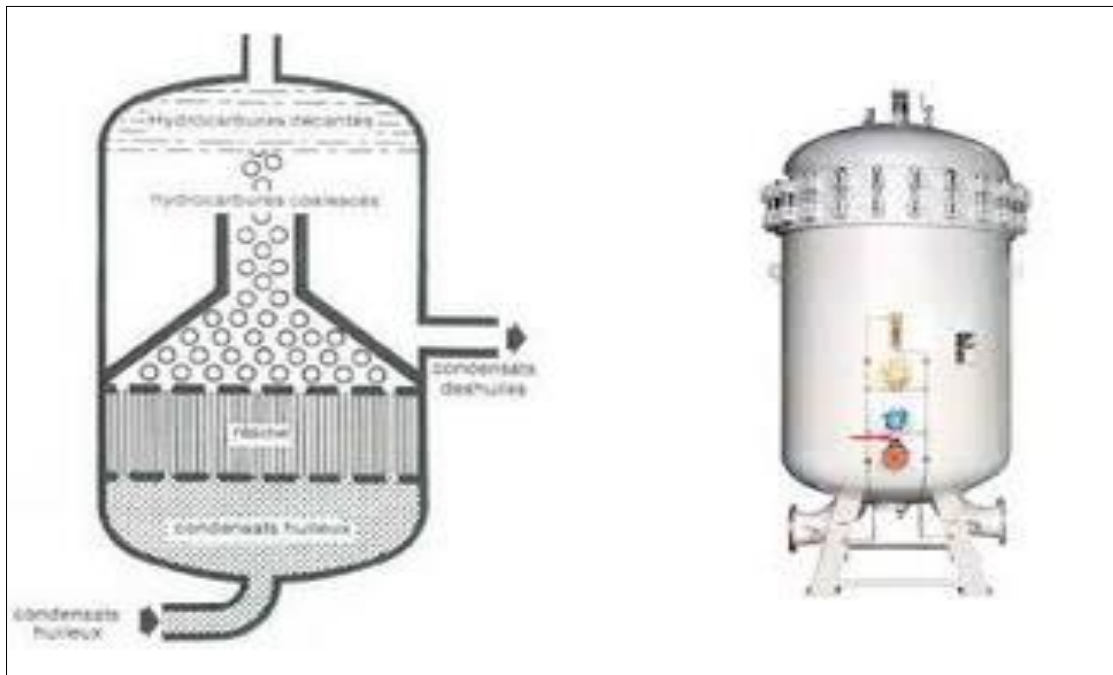


Figure.A.1 : séparateur vertical [15]

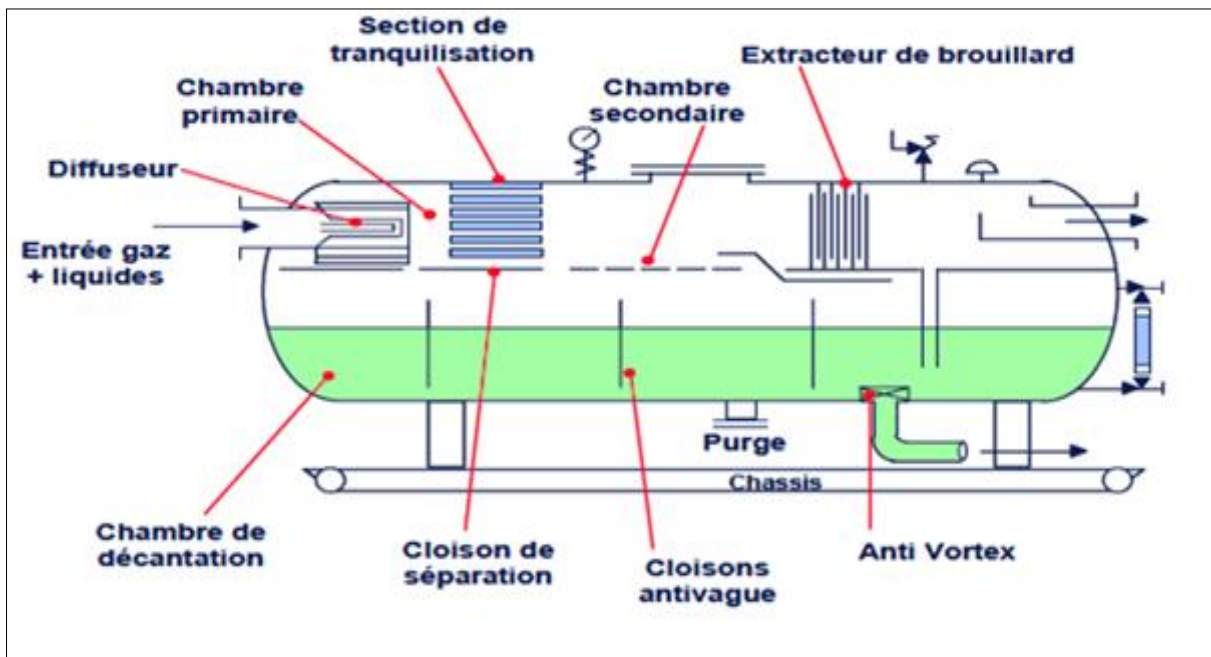


Figure.A.2 :séparateur horizontal [15]

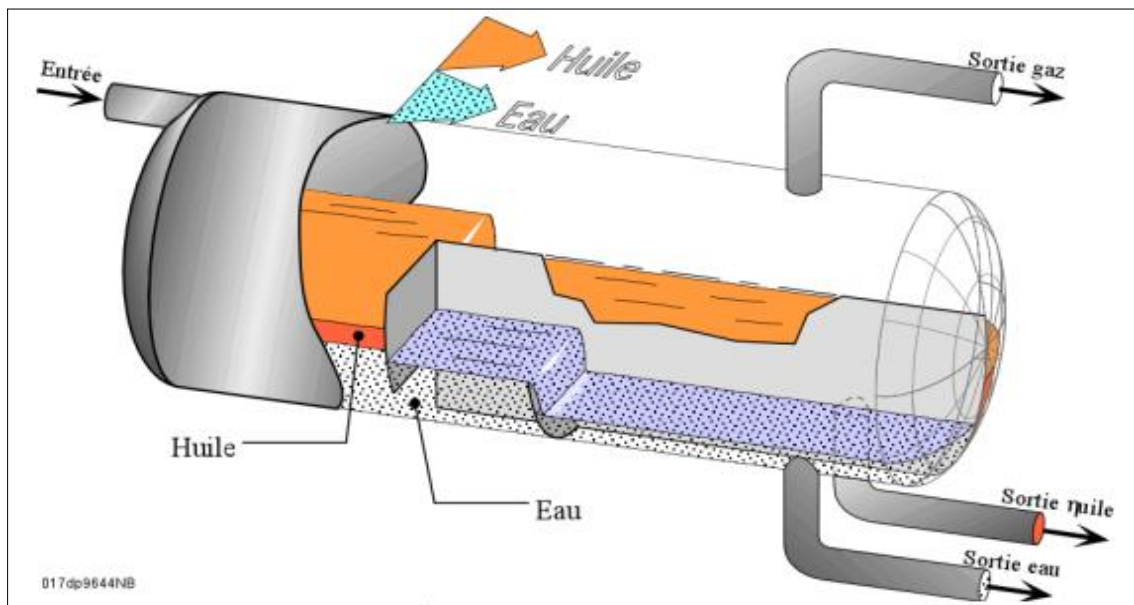
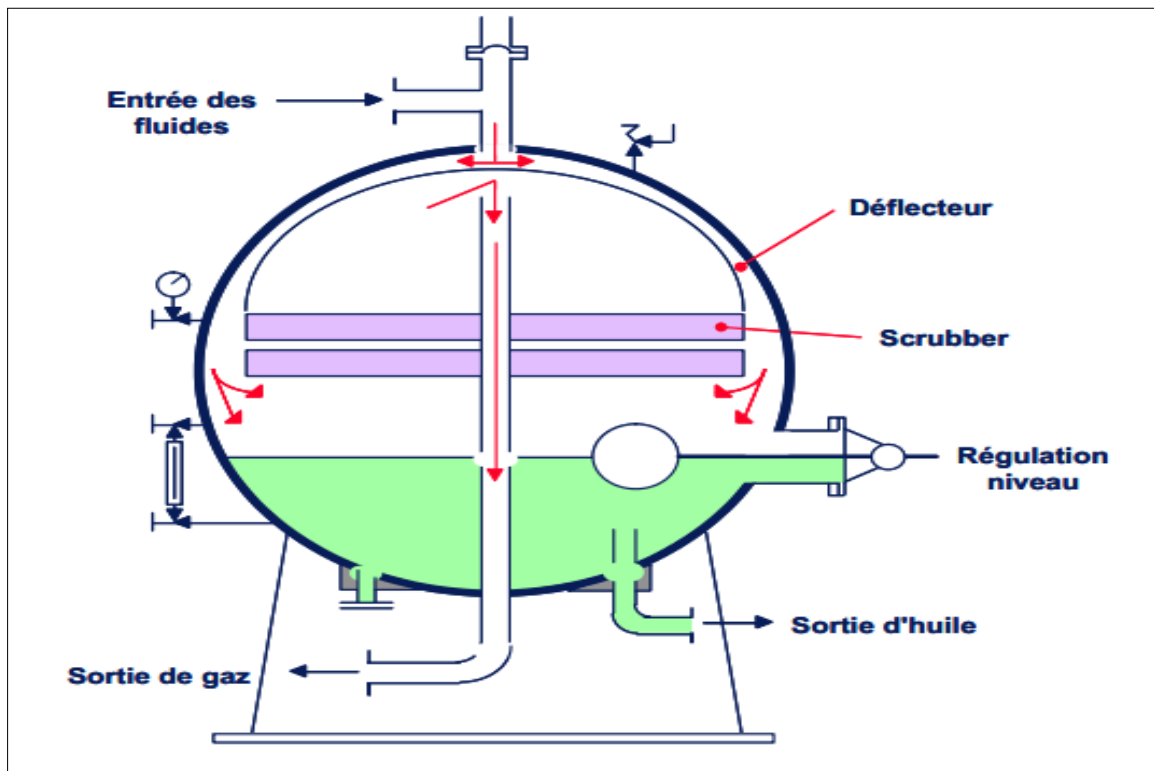


Figure.A.3 :séparateur trois phases [15]



*Figure.A.4 :séparateur sphérique [15]*



*Figure.A.5 :pompe monophasique [3]*



*Figure.A.6* : pompe multiphasique [15]

## **Annex.B**

### **Le simulateur PERFPRM 3.00**

L'Analyseur des puits PERFORM 3.00 est un outil graphique utilisé pour analyser la performance d'un puits. PERFORM peut vous aider:

- Améliorez la conception d'accomplissement
- Augmenté la performance du puits
- ptimiser la production PERFORM est analyser les reservoirs multi couches et multilatéraux,vous pouvez exécuter les types suivantes d'analyses :
- analyse de système
- analyse de gradient
- optimisation du gaz lift

**Tableau.B.1.**Les données de production de manifold OMP73

Puits	Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Qh m <sup>3</sup> /h	Ip	HKp	Skin	Duse	côte (m)
			g	Fd	Tt						
<b>OMP722</b>	BU	30/7/00	179,3	99,06	28	4.86	0,01	21,2	-4	19,8	3340
<b>OMP85</b>	BU	21/9/09	131,6	84.28	29.4	3,36	0.07	62	-1.72	23.8	3280.44
<b>OMP64</b>	BU	26/3/06	130.3	76.49	24.6	6,43	0.15	42	-6.53	32	3252
<b>OMP843</b>	BU	05/4/02	135,8	105,93	55.58	5.88	0,88	713	-4,31	26,9	3220
<b>OMP65</b>	BU	31/3/06	106,4	46.93	23.06	3.41	0.02	47	-4,16	16	3200
<b>OMP84</b>	BU	28/9/09	193.1	62.94	22.16	0.55	0.08	34	0.08	25	3035.36
<b>ONM13</b>	BU	03/6/00	159	53,76	25.8	1.83	0,07	141	-0.33	30,5	3200
<b>OMP72</b>	BU	20/11/12	211.2	82.1	27	1.46	0.01	135	-1.97	25.4	3235.99

**Tableau.B.2.**Installation du surface des puits de manifold OMP73

Zone	Puits	Descente		Flow Line		Observation
		Dia. (")	Long(m)	Dia. (")	Long	
11	OMP72	2	2.5	4	25	Gaz Lift
11	OMP843	3	2.5	6	40	GL
11	ONM13	3	2	4	60	GL
11	OMP84	6	4	6	70	GL
11	OMP85	3	1.5	6	35	GL + puits salé
13N	OMP64	3	1.5	6	30	GL
13N	OMP65	3	2.5	6	45	GL
11	OMP722	3	1.5	4	60	GL.

**Tableau.B.3.**Réseau de collecte de manifold OMP73

Date de pose	Points Départ	Points d'arrivée	Pipes		L'Elévation(m)	
			Diam(in)	Long(m)	Départ	Arrivée
2001	OMP72	CNJJ 01	4	800	142	134
1970	CNJJ 01	MD_OMP73 (01)	6	300	134	134
1970	ONM13	MD_OMP73(02)	4	920	141	140

1970	OMP84	CNJJ 02	8	115	145	140
1980	OMP85	CNJJ 02	6	1110	143	140
1970	CNJ 02	MD_OMP73(03)	8	176	140	140
1975	OMP64	CNJJ 03	8	200	140	140
1977	OMP65	CNJJ 03	6	1050	140	135
1975	CNJJ 03	MD_OMP73(04)	8	1163	135	134
1999	OMP722	MD_OMP73(05)	4	800	140	134
1999	OMP843	MD_OMP73(06)	6	2800	172	134
1972	MF_OMP73(07)	CNJJ 04	12	110	134	134
1995	CNJJ 04	CNJJ 05	12	130	134	134
1970	MF_OMP73(08)	CNJJ 06	8	100	134	134
1998	MF_OMP73(09)	CNJJ 07	8	120	134	134
1973/97	CNJJ 05	MF_OMP53(01)	12	1680+1200	168	134
1994	CNJJ 06	MF_OMP53(02)	12	3070	168	134
<b>1973</b>	<b>CNJJ 07</b>	MF_OMP53(03)	16	2895	168	134

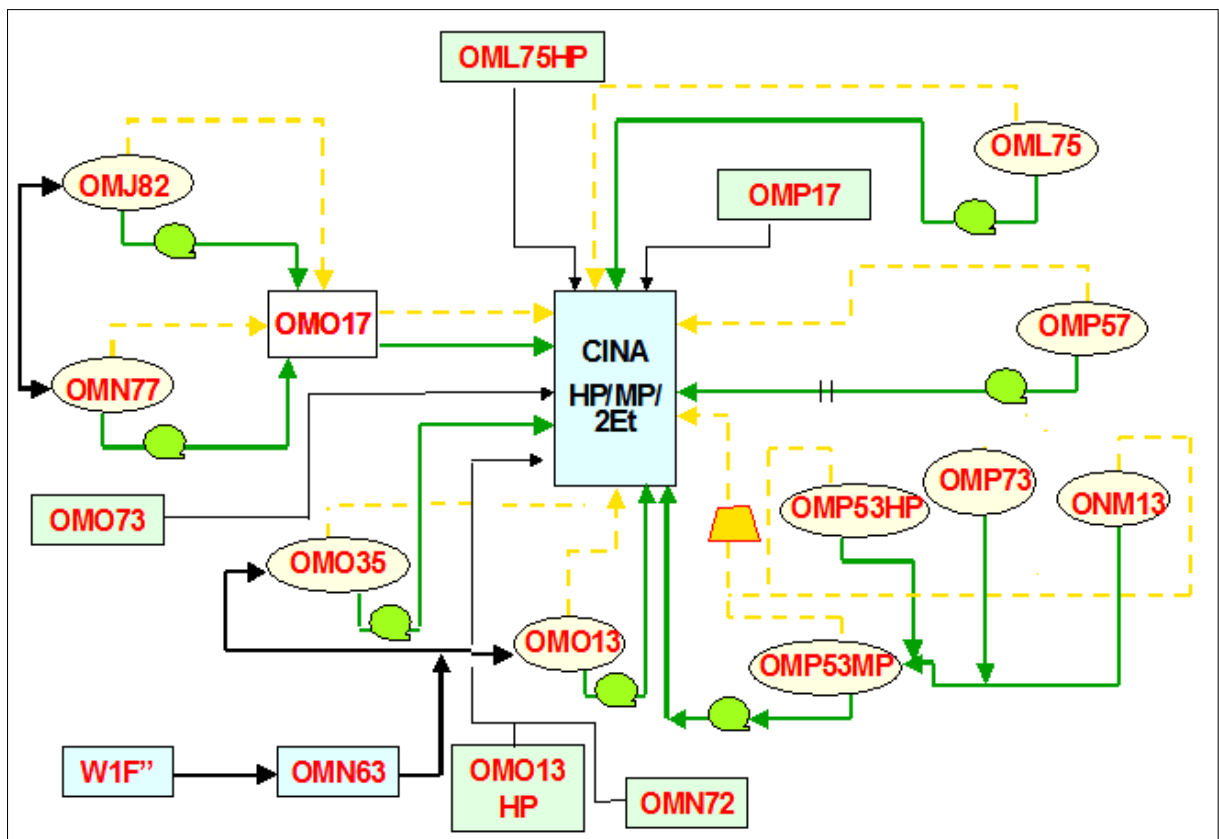
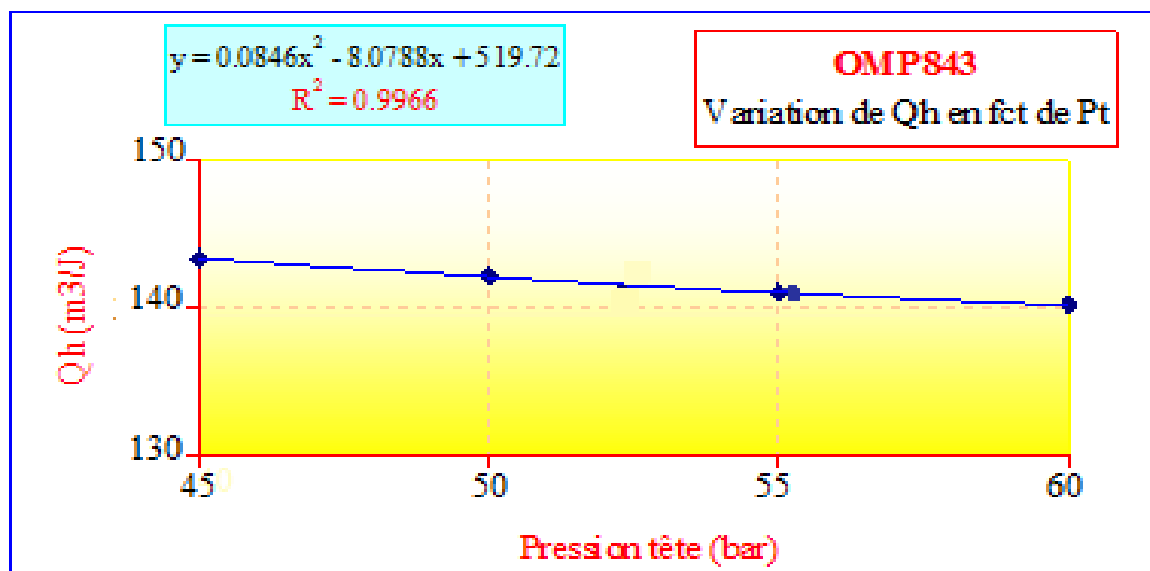


Figure.B.1 : description du réseau de collecte de champ nord [11] .

**Tableau.B.4.** Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP843

PUITS OMP843		
Pt[Kg/cm <sup>2</sup> ]	Qh[m <sup>3</sup> /j]	Qh[m <sup>3</sup> /h]
45	143.03	5.95
50	142.4	5.93
<b>55.58</b>	<b>141.12</b>	<b>5.88</b>
60	140	5.83
65	139.04	5.793

**Figure.B.2:** courbe de tendance de puits OMP843**Tableau.B.5.** Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP72

PUITS OMP72		
Pt[Kg/cm <sup>2</sup> ]	Qh[m <sup>3</sup> /j]	Qh[m <sup>3</sup> /h]
20	42.5	1.77
25	37.3	1.55
<b>27</b>	<b>35.04</b>	<b>1.46</b>

30	32	1.33
35	25.53	1.063

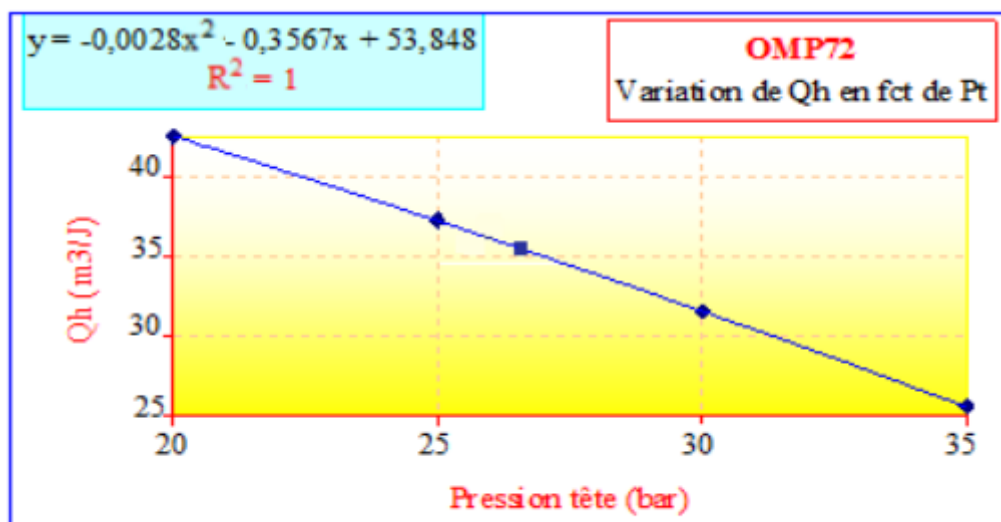


Figure.B.3: courbe de tendance de puits OMP72

Tableau.B.6. Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP84

PUITS OMP84		
Pt[Kg/cm <sup>2</sup> ]	Qh[m <sup>3</sup> /j]	Qh[m <sup>3</sup> /h]
15	15	0.625
20	14	0.583
<b>22.16</b>	<b>13.2</b>	<b>0.55</b>
25	12.11	0.504
30	9.3	0.387



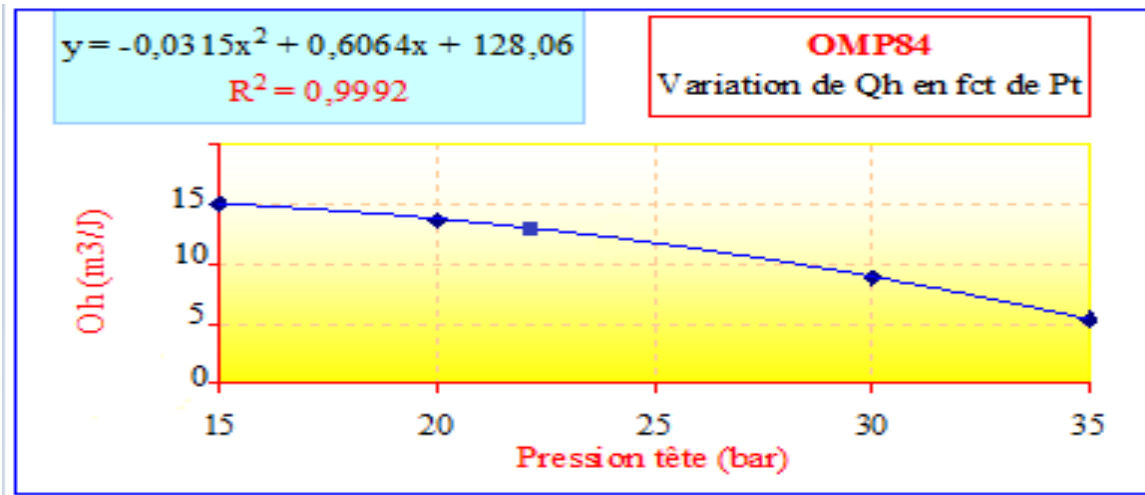


Figure.B.4: courbe de tendance de puits OMP84

Tableau.B.7.Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP65

PUITS OMP65		
Pt[Kg/cm <sup>2</sup> ]	Qh[m <sup>3</sup> /j]	Qh[m <sup>3</sup> /h]
15	83.72	3.48
20	82.6	3.45
<b>23.02</b>	<b>81.84</b>	<b>3.41</b>
25	80.6	3.35
30	78.1	3.25

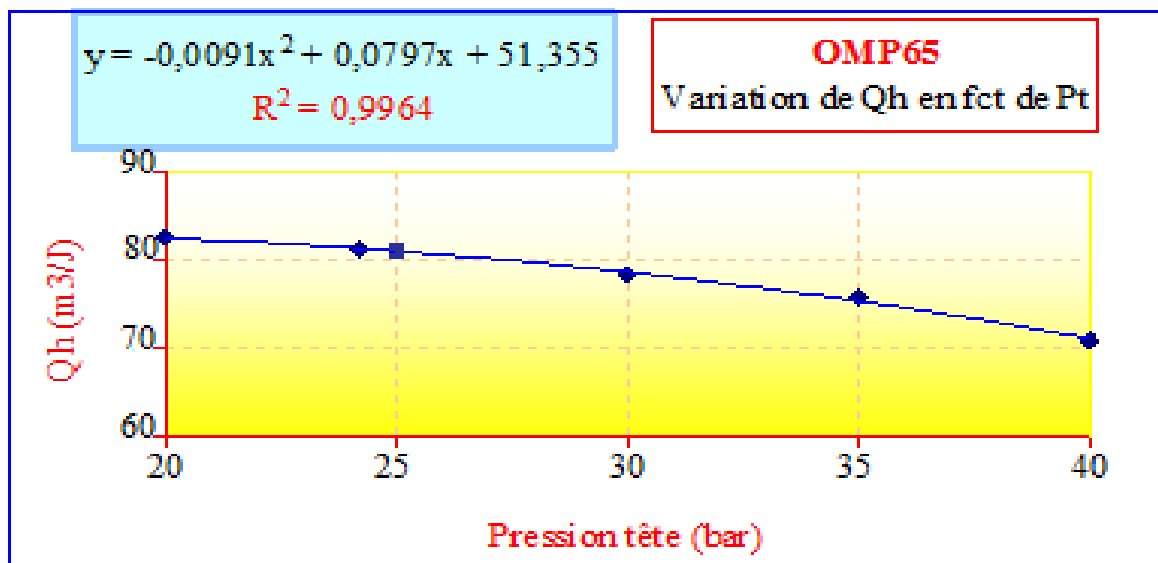
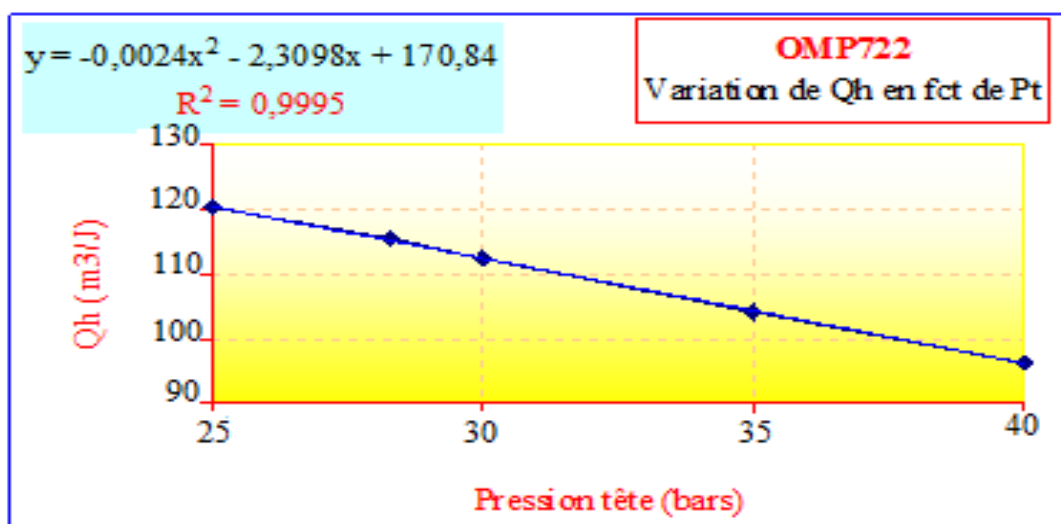


Figure.B.5 : courbe de tendance de puits OMP65

**Tableau.B.8.** Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP722

PUITS OMP722		
Pt[Kg/cm2]	Qh[m3/j]	Qh[m3/h]
20	128.3	5.30
25	120	5
<b>28</b>	<b>116.64</b>	<b>4.86</b>
30	112.09	4.67
35	103.91	4.32

**Figure.B.6** : courbe de tendance de puits OMP722**Tableau.B.9.** Variation de débit en fonction de pression de tête de puits OMP64

PUITS OMP64		
Pt[Kg/cm2]	Qh[m3/j]	Qh[m3/h]
15	160	6.66
20	153.2	6.38
<b>24.6</b>	<b>147.6</b>	<b>6.15</b>
25	147	6.125
30	140	5.83

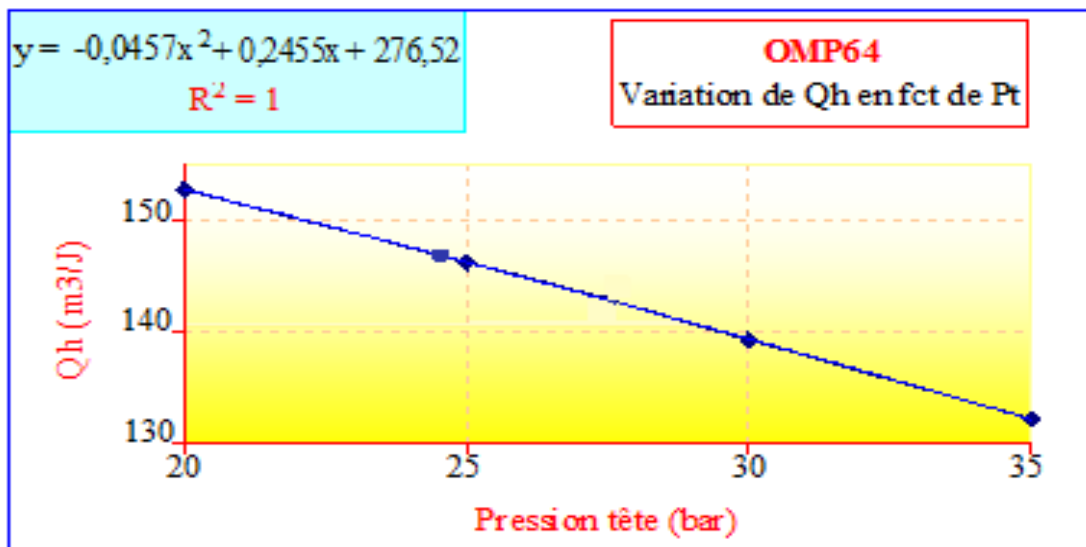


Figure.B.7 :courbe de tendance de puits OMP64

Tableau.B.10.Variation de débit en fonction de pression de tête de puits ONM13

PUITS ONM13			
Pt[Kg/cm2]	Qh[m3/j]	Qh[m3/h]	
20	49.1	2.04	
25	45.01	1.87	
<b>25.8</b>	<b>43.92</b>	<b>1.83</b>	
30	40	1.66	
35	34.9	1.45	

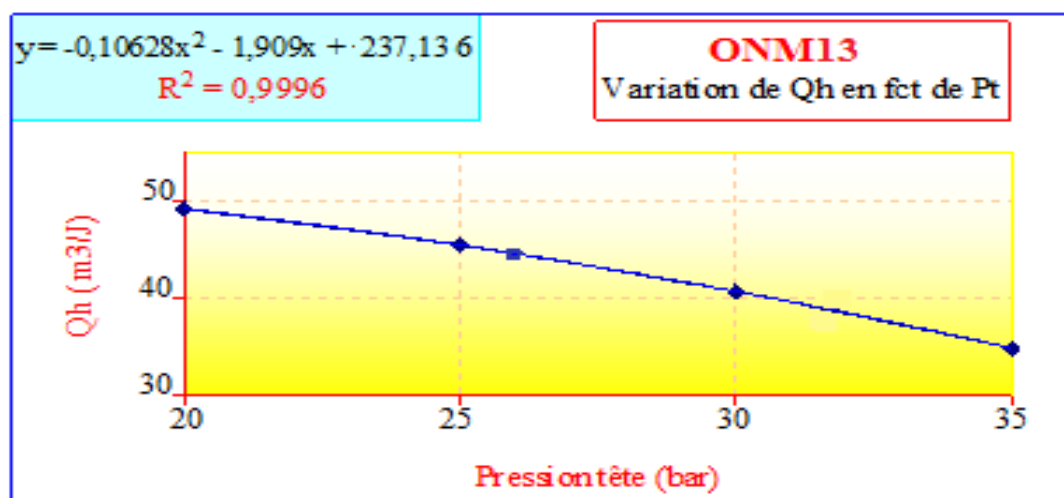


Figure.B.8 : courbe de tendance



## Résumé

Après 50 années d'exploitation du champ de Hassi Messaoud, on a enregistré une chute de pression du réservoir, et pour le maintenir, la technique d'injection d'eau ou de gaz lift était adoptée, ce qui a engendré de nombreux problèmes dans le réseau de collecte implique un perturbation de productivité due à la variation énergétique de l'écoulement au niveau de la duse causée par les fluctuations des pressions de pipe. Cette pression est même la seule variable capable de modifier le débit produit. L'objectif de ce mémoire est d'étudier ce problème au niveau de manifold OMP73, et proposer des solutions pour le résoudre. Pour ce raison, deux variantes sont pris en considération pour choisir le meilleur solution ; soit on mise en place un séparateur avec pomperie , soit on installe une pompe multiphasique .

**Mots clés :Séparateur, manifold, pompe monophasique, pompe multiphasique**

## Abstract

After 50 years of exploitation of the Hassi Messaoud field, a pressure drop was recorded in the reservoir, and in order to maintain it, the water or gas lift injection technique was adopted, resulting in many problems in The collection network implies a Productivity disruption due to energy variation Of the flow at the level of the choke caused by the fluctuations of the pipe pressures. This pressure is even the only variable capable of modifying the product flow. The objective of this thesis is to study this problem at the level of OMP73 manifold, and proposed solutions to solve it. For this reason, two variants are taken into consideration in choosing the best solution: either a separator with pumping is installed or a multiphase pump.

Key words: separator, manifold, multiphase pump, single phase pump,

## ملخص

بعد خمسين سنة من استغلال حقل حاسي مسعود, انخفض الضغط في عمق المخزن ,و للمحافظة عليه تم الاعتماد على تقنية ضخ الماء و الغاز داخل الآبار التي تسببت في مجموعة من المشاكل على مستوى شبكة الوصل السطحية مما أدى إلى انخفاض الانتاجية نظرا للتغير الطاقوي للتدفق على مستوى صنوبر التدفق و الذي تسببه تقلبات ضغط الأنابيب يعتبر هذا الأخير المسؤول الوحيد عن تغير الانتاجية.

هدف هذا البحث هو دراسة هذه المشاكل على مستوى نقطة التجمع واقتراح حلول مناسبة للحد منها ولهذا الغرض أخذنا بعين الاعتبار اقتراحين لتحديد أفضلهما, يتمثل الأول في تثبيت فاصل ومضخة أما الثاني فيتمثل في تثبيت مضخة متعددة الأطوار, مع أن التوصيل في كلتا الحالتين يكون نحو مركز المعالجة مباشرة.

الكلمات المفتاحية: فاصل, نقطة الربط, مضخة متعددة الاطوار, مضخة