



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

Département de production des hydrocarbures

Mémoire

Pour obtenir le Diplôme de master

Option : production professionnelle

Présenté par :

**GUAOUAS Ahmed Nabil, KERROUT Abdellatif
TELMAMI Imadeddine**

Thème

**Etude comparative de la pose d'une pomperie dans
la station satellite ONM13**

Soutenu le : **25/05/2016**

Devant le jury :

Président : Mr TABOUCHE Adele

Univ. K.M Ouargla

Examineur : Mr AGOUNE RA

Univ. K.M Ouargla

Encadreur : Mr CHETTI Djamel Eddine

Univ. K.M Ouargla

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre promoteur Mr. CHETTI DJAMEL EDDINE pour ses conseils et ses orientations. Et notre Co-Encadreur Mr. BOUCHETI HAMOUDI pour avoir accepté de suivre cette étude.

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département production, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

GAOUAS AHMED NABIL

KERROUT ABDELLATIF

TELMAMI IMADEDLINE





Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon frère RAOUF et mes deux sœurs.

A toute ma grande famille : GUAOUAS, BELHACEM, HAMBLI ET SADOUI.

A tous mes meilleurs amis.

A notre promoteur Mr. CHETTI DJAMEL EDDINE.

A notre Co-Encadreur Mr. BOUCHETTI HAMOUDI sans oublier les gens de service contrôle production champ nord, DP SH.

A tous mes camarades des groupes.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à ceux que j'aime et je respect.

*GUAOUAS
AHMED NABIL*





Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail : A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant toute ma vie.

Ma très chère mère

Mon très cher père

A mes chers frères Hocine, et Ilyasse.

A mes chères sœurs Amina, Soumya, Maroua.

Et toute la famille Talmami

A mon très cher binôme Hamza.

A tous mes amis surtout N.Elhachmi, D.Walid et G.Salim.

A tous mes collègues d'Université de Kasdi Merbah.

A tout le monde qui me connaît.

*Sans oublier à rendre un grand hommage à ma
Grands-parents éternels dans nos mémoires*

M. Imadeddine

Talmami





Dédicaces



*Je rends grâce à **dieu** de m'avoir donner le courage et la volonté ainsi que la conscience d'avoir pu terminer mes études.*

Je dédie ce modeste travail :



*A mes très chère **mère** et **père** (allah yarahmou) pour toutes ses tendresses et pour ses nombreux sacrifices. Que Dieu les garde.*



Mes frères (Mohamed , Ibrahim, Yakoub) et sœurs (Lamia, Loubna ,Ilham) et toute les familles Kerrouit , labiad , abdelli , berahal, et laib.



A toutes mes amis (Yasser, Djahid , Omar, redouane) et ma cousin karim blanc.

A notre promoteur Mr: Chetti Djamel Eddine.

A notre Co-Encadreur Mr: Bouchetit Hammoudi.

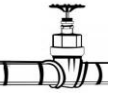


A tous ceux qui m'aiment.



Kerrouit Abd ellatif





Résumé

Tout changement de pression des séparateurs 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 du séparateur, 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. Autrement on dit : l'installation d'une pompe d'expédition d'huile dans la station ONM13 permet l'augmentation du débit.

Mots clés: Pomperie, Séparateur, Manifold, débit et pression.

Abstract

All change in separator pressure causes an alimentation perturbation. This pressure is the only thing which capable to modify the alimentation flow of wells. On collect field, the fluctuation of pipe pressure caused by separator variation of pressure, influent on the other wellhead pressures. In consequence, wells productivity will be perturbed. This modification back to an energetic variation in flow rate at choke level by variation of pipe pressure.

We can say that: the put in place oil expedition pump in ONM13 station make the rate going up.

Keywords: Pump, Separator, Manifold, flow rate and pressure.



Liste des figures

Figure I.1: Séparateur horizontal.	08
Figure I.2: L'évaluation de NPSHreq.	11
Figure I.3: L'évaluation de NPSH.	12
Figure II.1: L'inclinaison de pipe.	15
Figure II.2 Régime d'écoulement à travers la duse.	21
Figure III.1: Modèle typique de la station ONM13.	25
Figure IV.1 : l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir.	31
Figure IV.2 : L'algorithme de la procédure et le calage de la modélisation.	33
Figure IV.3 : Les courbes de performance de puits ONM25B.	36
Figure IV.4 : Courbe tendance.	37
Figure V.1: Les différences de pression dans un système complet.	39
Figure V.2 : Algorithme de simulation.	40
Figure V.3 : Schéma du réseau sans pomperie.	42
Figure V.4 : Schéma du réseau avec pomperie.	44
Figure V.5 : Répartition du gain.	46



Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les stations satellites nord, ainsi que leurs manifolds correspondants.	04
Tableau I.2 : Les stations satellites sud, ainsi que leurs manifolds correspondants.	06
Tableau III.1 : Les données PVT.	23
Tableau III.2 : Les données de production pour la station ONM13.	24
Tableau III.3 : Calage(Benchmark) Du modèle onm13.	29
Tableau IV.1 : Les paramètres de test.	34
Tableau IV.2 : Les données de production.	35
Tableau IV.3 : Les données de production.	35
Tableau IV.4 : La complétion du puits ONM25B.	35
Tableau IV.5 : Débit en fonction de la pression de tête.	37
Tableau IV.6 : les résultats de la modélisation des puits de la station ONM13.	37
Tableau V.1 : Fq du rapport de jaugeage.	41
Tableau V.2 : Interface pour la station onm13. Pression=15 bar.	43
Tableau V.3 :L'interface de la station onm13 avec l'installation d'une pompe.	45
Tableau V.4 : La répartition du gain des puits de la station ONM13.	46
Tableau VI.1 : Décomposition des prix des biens et services.	47
Tableau VI.2 : Analyse des résultats.	48
Tableau VI.3 : La moitié de la production.	48
Tableau VI.4 : Chute du prix du baril (15\$).	48
Tableau VI.5 : Les deux cas en même temps.	49
Tableau VI.6 : Doublement de prix du baril (80\$).	49
Tableau VI.7 : Le doublement des prix d'investissement avec une moitié de production.	49





BP : Basse pression.

CINA : Centre Industriel Nord.

CIS : Centre industriel sud.

HMD : Hassi Messaoud.

HP : Haut pression.

IPR : Inflow Performance Réservoir.

GOR : Gas oil ratio.

GPL : Gaz pétrole liquéfié.

LCV : Level control valve.

LDHP : Line direct haut pression.

LDBP : Line direct basse pression.

MFD : Manifold.

MP : Moyen pression.

NPSH : Net Positive Section Head.

PVT : Pression volume température.

Pt : Pression de tête.

PP : Pression de pipe

Pb : pression de bulle.

PCV : Pressure control valve.

Qh : Débit d'huile.

WOR : Water oil ratio.

Sommaire

REMERCIEMENT

DEDICACES

RESUME

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE D'ABREVIATION

INTRODUCTION **01**

CHAPITRE I : RESEAU DE COLLECTE, POMPES ET SEPARATEUR

I.1. Description du réseau de collecte de hmd:	03
I.1.1 généralités sur le champ de hmd	03
I.1. 2. Description du réseau de collecte de hmd :	03
I. 2. Description des stations satellites ONM13, OMP73 ET OMP53	06
I. 2. 1. Description du procédé de séparation de la station ONM13	06
I. 3. Les séparateurs	07
I. 3. 1. Introduction	07
I. 3. 2. Les différents types de séparateur	07
I. 4. Les pompes:	09
I. 4. 1. Généralités sur les pompes	09
I .4. 2. Choix de la pompe	09

CHAPITRE II: GENERALITE SUR LA MECANIQUE DES FLUIDES

II.1. Introduction	14
II. 2 .nombre de Reynolds & régime d'écoulement	16
II.3. L'écoulement monophasique	16
II.3.1. Perte de charge monophasique pour le liquide	16
II.3.2.perte de charge monophasique pour le gaz	18
II .4. Définition de l'écoulement multiphasique	19
II .5. Particularités des écoulements diphasiques	19
II.5.1 régime d'écoulement	19
	20

II.5.2 détermination du régime d'écoulement

CHAPITRE III : MODELISATION DU RESEAU COLLECTE

III.1.introduction	23
III.2. Critère d'étude	23
III.3 procédure de modélisation	25
III.3.1.type de modèle	25
III.3.2.corrélations	26
III.3.3.chronologie du travail	26
III.3.4.calage de modèle de base	27
III.3.5. L'efficacité d'écoulement	27
III.3.6.les étapes du travail sur le simulateur	28
III .4.résultats de la modélisation	28
III .5.conclusion	28

CHAPITRE IV : MODELISATION DES POTENTIELS DES PUITES DE STATION ONM_13

IV.1.Généralités :	30
IV.2. Critère d'étude	32
IV.2.1. L'objectif	32
IV.2.2. Les corrélations de base	32
IV.2.3. Procédure De Modélisation	32
IV.2.4. Les Données De Base	34
IV.3.Modélisation Des Performances Des Puites	34
IV.3.1. Collectes des données	34
IV.3.2. Premier calage	36
IV.3.3. Deuxième calage	36
IV.3.4. Troisième calage	36

CHAPITRE V : MODELISATION & SIMULATION DU SYSTEME (PUITS-RESEAU)

V.1.Généralités :	38
V.2.Définition de la simulation :	38
V.3.Calage du système (puites – réseau)	39
V.3.1. L'algorithme du simulation	40
	41

V.4. Formule développée par service collectif.	
V.5. Détermination De La Pression d'opération	41
V.6. Modélisation & simulation du système de la station	42
V.7. Les résultats du calage	43
V.8. Description Et Etude De l'installation d'une Pomperie.	44
V.8.1. l'installation d'une Pomperie A l'ONM13	44
V.9. La répartition du gain	45

CHAPITRE VI : ETUDE ECONOMIQUE

VI.1. calcul économique pour l'installation de la pomperie	47
VI.1.1. Evaluation du gain	47
VI.1.2. Cout d'investissement	47
VI.1.3. Délai d'amortissement du projet	47
VI.2. Analyse des résultats	48
VI. 3. Risques d'investissements	48

CONCLUSION 50

RECOMENDATION

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE



Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est exploité suivant deux techniques différentes. La technique appliquée sur la partie sud du champ consiste à séparer la production des puits producteur d'huile dans les stations satellites sud et expédier l'huile par pompage et le gaz par compression vers le centre de traitement sud (CIS). La deuxième technique appliquée sur la partie nord consiste à exploiter le champ par trois méthodes différentes, à savoir :

- Dans six stations satellites, l'huile séparée est pompée vers le centre de traitement nord (CINA) tandis que le gaz est envoyé par sa propre pression de séparation.
- Dans deux stations satellites, le gaz et l'huile séparés sont envoyés par gravité vers une troisième station.
- Dans la dernière station, l'huile est pompée et le gaz est comprimé vers CINA.

Notre étude consiste à améliorer le deuxième type d'exploitation par l'installation d'une pomperie d'expédition d'huile pour diminuer la pression de séparation et augmenter la production des puits connectés à la station satellite concernée : ONM13.

Dans cette station, plusieurs puits producteurs d'huile possèdent un grand potentiel de production et peuvent produire plus, mais ne sont pas exploités en régime optimum à cause de plusieurs problèmes. Parmi lesquels :

L'augmentation de la pression de séparation due aux pertes de charge par gravité, dans le pipe d'expédition d'huile. Cette augmentation est causée par la différence d'élévation entre le point de départ et le point d'arrivée. La différence d'élévation est estimée à 30 m.

L'installation d'une pomperie dans la station ONM13 va permettre de diminuer la pression de séparation et réduire la charge sur le séparateur. Cette situation va engendrer une diminution de la pression de manifold et, par la suite, une diminution des pressions de pipe des puits raccordés à ce manifold. La diminution des pressions de pipe des puits va conduire à une augmentation de la production des puits.



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

- Modélisation du réseau de collecte de la station ONM13 à l'aide du logiciel « PIPEPHASE ».
- Modélisation des performances des puits à l'aide du logiciel « PERFORM ».
- Modélisation du système puits-réseau de collecte à l'aide d'une interface sur « Excel » qui permet d'avoir une relation entre la pression de tête et la pression de pipe.
- Simulation du système et calcul du gain en production.
- Etude technico-économique pour estimer le coût du projet et calcul du temps d'amortissement.

Chapitre I:
RESEAU DE COLLECTE, POMPES ET SEPARATEUR



I.1. DESCRIPTION DU RESEAU DE COLLECTE DE HMD :

I.1.1 Généralités sur le champ de HMD:

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud s'étend sur une superficie de 2000 km². Depuis sa découverte en 1957, il a connu le forage d'environ 1068 puits dont, 700 puits sont producteurs d'huile. Les autres sont soit injecteurs de gaz ou d'eau, soit producteurs d'eau, soit abandonnés. Sa production atteint 52M M t/j d'huile et 45 MM Stdm³ de gaz naturel. Cette production est véhiculée des puits jusqu'aux centres de traitement, via les manifolds et les stations satellites par un réseau de collecte d'une longueur d'environ 2400 kilomètres, tous diamètres confondus.

I.1. 2. Description du réseau de collecte de HMD :

Le réseau de collecte du champ Hassi Messaoud constitue l'ensemble des tuyauteries et accessoires des conduites, reliant les puits producteurs huile aux centres de traitement, via les stations satellites et les manifolds. Il se divise en deux parties qui sont plus ou moins indépendantes :

I.1.2.1. 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 séparées dans les neuf stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations satellites :

- Six (06) 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 (02) 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 (HP et MP), un séparateur vertical (BP), 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^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bar.

La production de certain puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA, sans passer par les stations satellites. 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.

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

Tableau I.1 : Les stations satellites nord, ainsi que leurs manifolds correspondants.

Stations de séparation	Manifolds	Système de séparation au niveau de CINA
OMO13	OMO13, OMN332 (W1F''), OMN63 et OMN72	2 ^{ème} étage & LDHP
OMO35	OMO35	2 ^{ème} étage
CINA	OMO42, OMO73, OMP17, OMO17	LDHP & LDMP
OMP53	OMP42, OMP53, OMP71	2 ^{ème} étage
OMP57	OMP57	2 ^{ème} étage
OMP73	OMP73	2 ^{ème} étage
ONM13	ONM13, ONM222, ONM 35	2 ^{ème} étage
OMJ82	OMJ82	2 ^{ème} étage
OMN77	OMN77	2 ^{ème} étage
OML75	OML75	2 ^{ème} étage & LDHP



I.1.2.2. 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 envoyé vers CIS.

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

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 bar, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bar.

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



Tableau I.2 : Les stations satellites sud, ainsi que leurs manifolds correspondants.

Stations de séparation	Manifolds	Système de séparation au niveau de CIS
W1C	W1C, W1C', W1D, W1F, W1F'.	2 ^{ième} Etage
CIS	E2C, N2A, N1B, N1C, N2B, S1A'.	LDHP, LDBP, 2 ^{ième} Etage
E1C	E1B, E1B', E1B'', E1C.	2 ^{ième} Etage, LDHP
E2A	MINI E2A - E1A, E1A', E1A'', E2A.	2 ^{ième} Etage, LDHP
S1A	S1A, S1B, S1B'.	2 ^{ième} Etage, LDHP
W1A	W1A, W1B, W1E, W1A'.	2 ^{ième} Etage
W2A	W2A, W2A', W2B, W2C, W4, HGA.	2 ^{ième} Etage, LDHP, LDBP

I. 2. DESCRIPTION DES STATIONS SATELLITES ONM13, OMP73& OMP53 :

Les stations satellites ONM13, OMP73 et OMP53 sont situées au nord-est du champ de Hassi-Messaoud, à plus de 9 kilomètres du Centre Industriel Nord (CINA). Elles sont destinées à la séparation de la production de plus de 60 puits dont la majorité est implanté dans les zones 11, 12 et 13. La production totale de ces puits est d'environ 4500 t/j d'huile et 3,4 MM Stm³/j de gaz. Le procédé de séparation de chaque station est décrit dans les paragraphes suivants.

I. 2. 1. Description du procédé de séparation de la station ONM13 :

La station satellite ONM13 est implantée dans la zone 12. Elle comporte trois manifolds (ONM13, ONM35 et ONM222) et un séparateur horizontal pour la séparation de la production de 27 puits, dont 18 sont actuellement ouverts, les autres sont fermés.



La production totale des puits ouverts est d'environ 2084 m³/j d'huile et plus de 1 MMStm³/j de gaz avec un GOR_{moyen} de 470 m³/m³. Cette production est séparée actuellement à une pression de 15 bar, tel que, l'huile et le gaz séparés sont expédiés par gravité vers la station OMP53 à l'aide de deux pipes de diamètre 12'' pour l'huile et un pipe de diamètre 16'' pour le gaz.

I. 3. LES SEPARATEURS :

I. 3. 1. Introduction :

La séparation est une opération qui consiste à séparer l'effluent de certain constituant pour rendre l'huile commercialisable selon les spécifications internationales. Cette opération se réalise dans des appareils appelés séparateurs. Ces derniers sont des récipients métalliques sous pression de formes diverses suivant le but recherché et les dimensions appropriées en fonction :

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

I. 3. 2. Les différents types de séparateur :

Il existe plusieurs types de séparateur tel que :

- les séparateurs horizontaux.
- les séparateurs verticaux.
- les séparateurs sphériques.

Mais le séparateur le plus utilisé pour les stations satellite de l'hydrocarbure sont les séparateurs horizontaux.

I. 3. 2. 1. Les séparateurs horizontaux :

Un séparateur horizontal est une capacité cylindrique métallique sous pression incorporée à un circuit ou elle provoque un ralentissement de la vitesse de coulement de l'effluent.

- *Principe de fonctionnement :*

L'huile gazée arrive à une extrémité et projetée sur un déflecteur brisant l'émulsion. Par différence de densité, l'huile tombe au fond du cylindre, le gaz s'accumule dans la partie supérieure. Le gaz traverse un certain nombre de chicanes qui retiennent les



gouttelettes d'huile, puis à travers un dernier tamis dit « extracteur de brouillard» ; avant de partir par une sortie supérieure. L'huile est soutirée à la partie inférieure (FigI.1).

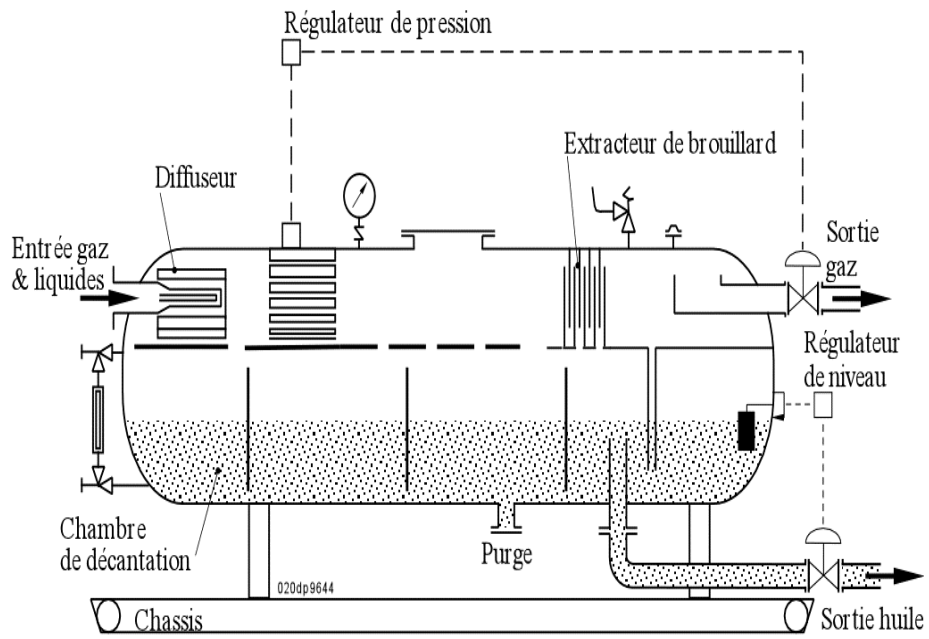


Figure I.1 : Séparateur horizontal.

I. 3. 2. 1. Les séparateurs verticaux :

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

- **Principe de fonctionnement :**

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



I. 4. LES POMPES:

I. 4. 1. Généralités sur les pompes :

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

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

Tous cela est requis par :

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

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

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

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

Les pompes centrifuges, sont celles qui sont les plus communément utilisées dans l'industrie du pétrole.

I. 4. 2. Choix de la pompe :

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.
- NPSH disponible.
- La hauteur manométrique totale.



I.4.2.1. 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.

I.4.2.2.NPSH disponible :

Un fonctionnement sans incident de cavitation des pompes centrifuges n'est possible qu'à la condition qu'aucune formation de vapeur ne se produise à l'intérieur de la pompe, appelé NPSH disponible (Net Positive Suction 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 :

$$\boxed{(\text{NPSH})_{\text{disp}} = (P_{\text{asp}} - T_v) / \rho \cdot g + (h_{\text{Asp}} - \Delta H_{\text{asp}})} \quad (\text{I.1})$$

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].

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

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

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

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

$\text{NPSH}_{\text{disp}}$ dépend uniquement de l'installation, pour sa partie située en amont de la pompe, et les conditions opératoires.



I.4.2.3. Définition du NPSH_{requis} :

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'ailetage. NPSH_{requis} est notamment liée aux chocs et aux turbulences à l'entrée de la roue. (fig 01)

NPSH_{requis} est exprimé en mètre. La courbe caractéristique du NPSH_{requis} qui est fournie par le constructeur.

Ces deux paramètres font la référence à la hauteur de charge nette à l'aspiration de la pompe (NPSH)_{requis} et (NPSH)_{disp} lié à l'installation ; c'est dans la valeur de la marge de sécurité à prendre entre (NPSH)_{requis} et (NPSH)_{disp} pour assurer à l'utilisateur un fonctionnement satisfaisant vis-à-vis de la cavitation.

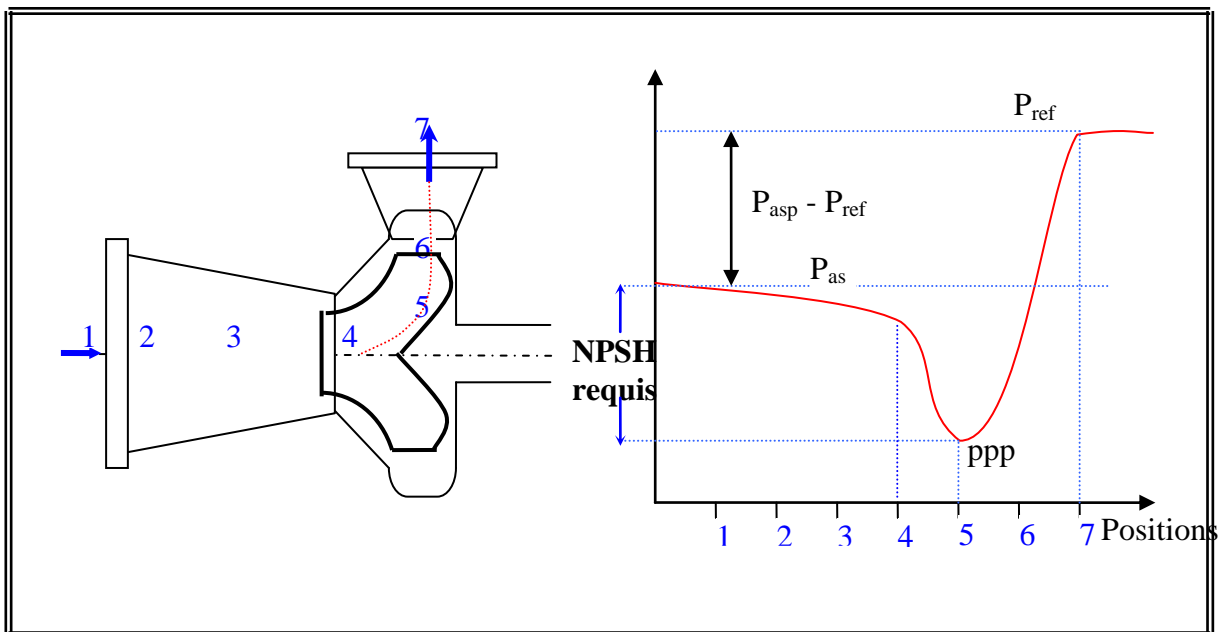


Figure I.2: L'évaluation de NPSH_{req}.

I.4.2.4. Phénomène de cavitation :

La cavitation est la vaporisation d'un fluide soumis à une pression inférieure à sa pression de vapeur.

Ce phénomène se manifeste par la formation au sien de l'écoulement, de bulles, poches, tourbillons ou torche de vapeur prisonnier dans les pompes, ces structures de vapeur apparaissent dans les zones de faible pression à l'entrée des aubes de roue (point 5 dans la figure NPSH_{requis}) et sont transportées dans les zones à plus haute pression. Sous l'action du gradient de pression, elle implose dès que la pression locale dans l'écoulement redevient supérieure à la pression de vapeur.



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

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

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

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

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

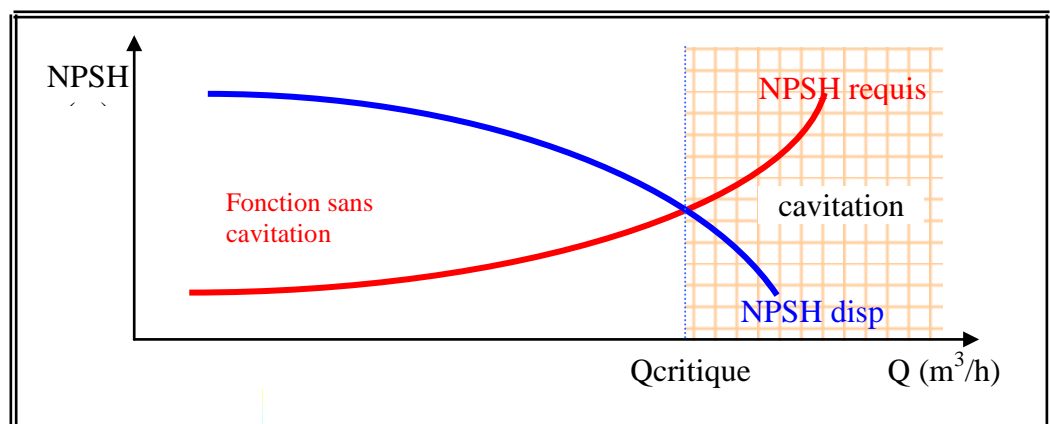


Figure I.3: L'évaluation de NPSH.

I.4.5. Hauteur manométrique totale (Hmt) :

La hauteur manométrique totale d'élévation 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.

$$\mathbf{H} = [(\text{P}_R - \text{P}_A) / \rho g] + \mathbf{H}_0 + \Delta \mathbf{h} \quad \text{(I.2)}$$

Avec :

Δh : 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 et P_A : pression de refoulement et d'aspiration des réservoirs en [pascalle]

P_2 et P_1 : pression de refoulement et d'aspiration de la pompe en [pascalle]

ρ : masse volumique du liquide pompé en [Kg/m^3].

g : accélération de pesanteur en [m/s^2].

Chapitre II :
GENERALITE SUR LA MECANIQUE DES FLUIDES



II. 1. INTRODUCTION :

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

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

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important.

L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique où polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe (fig.1) est donnée par :

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

Si on prend la perte de charge (ΔP) apparue sur une distance (ΔZ), on peut écrire une équation en terme de gradient de pression en psi/ft.

$$[dP/dZ]_{\text{Tot}} = [dP/dZ]_{\text{Elé}} + [dP/dZ]_{\text{F}} + [dP/dZ]_{\text{Accé}} \quad (\text{II.1})$$

$$[dP/dZ]_{\text{Accé}} = \rho_m \cdot v_m \cdot dv_m / g_c dZ \quad (\text{II.2})$$

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.



$$[dP/dZ]_{Elev} = \rho_m \cdot \sin\theta \cdot g/g_c \quad (II.3)$$

$$[dP/dZ]_F = f_m \cdot \rho_m \cdot v_m^2 / 2 \cdot g_c \cdot \varphi \quad (II.4)$$

où :

- ρ_m : densité du mélange.
- V : vitesse d'écoulement.
- φ : diamètre intérieur de la conduite.
- g_c : facteur de conversion.
- f_m : facteur de frottement du mélange.
- g : accélération de la gravité.

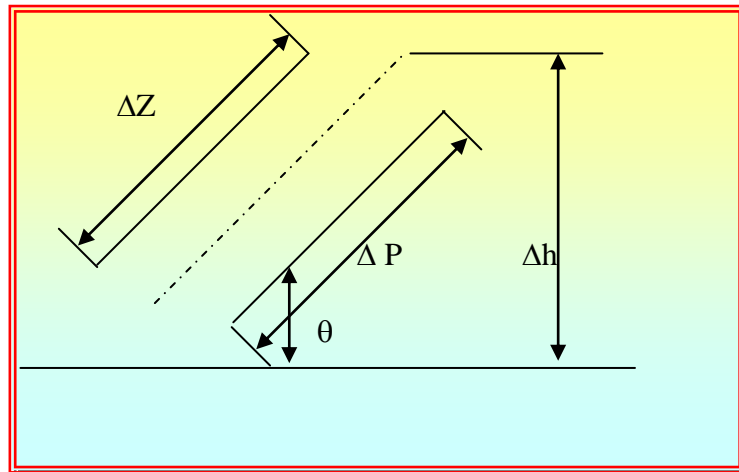


Figure. II.1 : Inclinaison du pipe.



II. 2 .NOMBRE DE REYNOLDS & REGIME D'ÉCOULEMENT :

Le nombre de Reynolds est un paramètre sans dimension, qui relie le rapport des forces d'inertie aux forces de viscosité. Il est noté de la manière suivante :

$$\boxed{\text{Re} = \rho v d / \mu} \quad (\text{II.5})$$

- ρ : masse volumique (Kg/m^3).
 μ : viscosité dynamique (Kg/m.s)
 d : diamètre intérieur de la conduite (m)
 v : vitesse d'écoulement (m/s).

D'une façon schématique, les écoulements sont classés selon la distribution des vitesses à l'intérieur de la conduite dans l'une des catégories suivantes :

- Pour un diamètre donné, caractérisé par un nombre de Reynolds inférieur à 2100, on observe que le filet fluide conserve sa place sur toute la longueur du tube, ce type d'écoulement est appelé écoulement **Laminaire**.
- Pour des nombres de Reynolds supérieurs, le filet fluide commence à onduler puis se disperse dans la masse en écoulement indiquant ainsi des trajectoires désordonnées, c'est le régime **Turbulent**.

II .3. L'ÉCOULEMENT MONOPHASIQUE :

II.3.1. Perte de charge monophasique pour le liquide :

$$\boxed{\Delta P_L = \Delta P_F + \Delta P_{ELV}} \quad (\text{II.6})$$

ΔP_F : perte de charge due à la friction

ΔP_{ELV} : perte de charge due à l'élévation.



II .3.1.1. Perte de charge due a la friction :

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

$$\Delta P_F = [(Q_L \cdot Y^{0.75} \cdot C) / (0.148 \cdot D^{2.63})]^{1.85} \cdot L \quad (\text{II.7})$$

QL : 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.

II .3.1.2. Perte de charge due a l'élévation :

Elle est déterminée par l'équation de BERNOULI (1) :

❖ THEOREME DE BERNOULI :

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.



$$Z_1 + \frac{144 \cdot P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144 \cdot P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} + H \quad (II.8)$$

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

$$\Delta P_{ELV} = (H_2 - H_1) \cdot \rho \cdot \gamma \quad (II.9)$$

- H1 : élévation du point initial (m).
- H2 : élévation du point final (m).
- γ : gravité spécifique de l'huile.
- ρ : accélération de la pesanteur (m/s^2).

II.3.2. Perte de charge monophasique pour le gaz :

La perte de charge monophasique pour le gaz est déterminée par la formule de WEYMOUTH :

Cette formule suppose que :

- La variation d'énergie cinétique est nulle.
- L'écoulement est régulier et isotherme.
- La canalisation est horizontale.
- Le travail réalisé par le gaz est nul.



$$\Delta P_g = [P_1 + (P_s/T_s)^2 + (Q_{gs} \cdot L \cdot S \cdot T \cdot Z) / (433,45)^2 \cdot (D^{2.667})^2] - P_2 \quad (\text{II.10})$$

Où :

- Q_{gs} : débit de gaz dans les conditions standards (cuft/j).
 D : diamètre du pipe en (pouce).
 P_1 : pression du point initial en (psi).
 P_2 : pression du point final en (psi).
 L : longueur de la conduite (mile)
 S : gravité spécifique du gaz.
 T : température absolue du gaz en (°R).
 T_s : température absolue dans les conditions standards (psi).
 P_s : pression dans les conditions standards (psi).
 Z : facteur de compressibilité du gaz dans les conditions standards.

II.4. DEFINITION 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).

II.5. PARTICULARITES DES ÉCOULEMENTS DIPHASIQUES :

II.5.1 Régime d'écoulement :

En écoulement monophasique, le fluide est considéré homogène et isotrope

Homogène: La nature du milieu matériel est la même en tout point du fluide.

Isotrope: En tout point, les propriétés physiques sont les mêmes dans toutes les directions.

En écoulement diphasique, une ségrégation de la phase gaz et de la phase liquide se produit. La pesanteur agissant différemment sur les deux phases, des mouvements internes se produisent de façon à permettre au gaz d'occuper les parties hautes de la conduite et aux liquides (huile et eau) les parties basses. La façon dont se fait cette ségrégation du gaz et du liquide est caractérisée par le régime d'écoulement (flow pattern).



En écoulement horizontal, on identifie les régimes suivants en fonction de la teneur décroissante du liquide :

- *Écoulement à bulles (bubble flow)* : Pour les faibles quantités du gaz et les écoulements liquide très turbulent.
- *Écoulement par bouchons (slug flow)* : des bouchons de gaz s'alternent avec les bouchons de liquide.
- *Écoulement à grandes poches (plug flow)* : écoulement à vagues qui atteignent le sommet de la conduite.
- *Écoulement à vagues (wavy flow)* : les vagues sont générées par l'écoulement du gaz.
- *Écoulement stratifié (stratified flow)* : la surface est toujours parcourue d'ondulations.
- *Écoulement annulaire (annular flow)* : le liquide mouille la paroi sur toute la circonférence.
- *Écoulement à brouillards (mist flow)* : pour les grandes vitesses de gaz et les faibles contenus liquides.

II.5.2 Détermination du régime d'écoulement :

II.5.2.1 Régime d'écoulement a travers la duse :

➤ REGIME 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.



➤ REGIME TRANSITOIRE :

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

➤ REGIME 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.

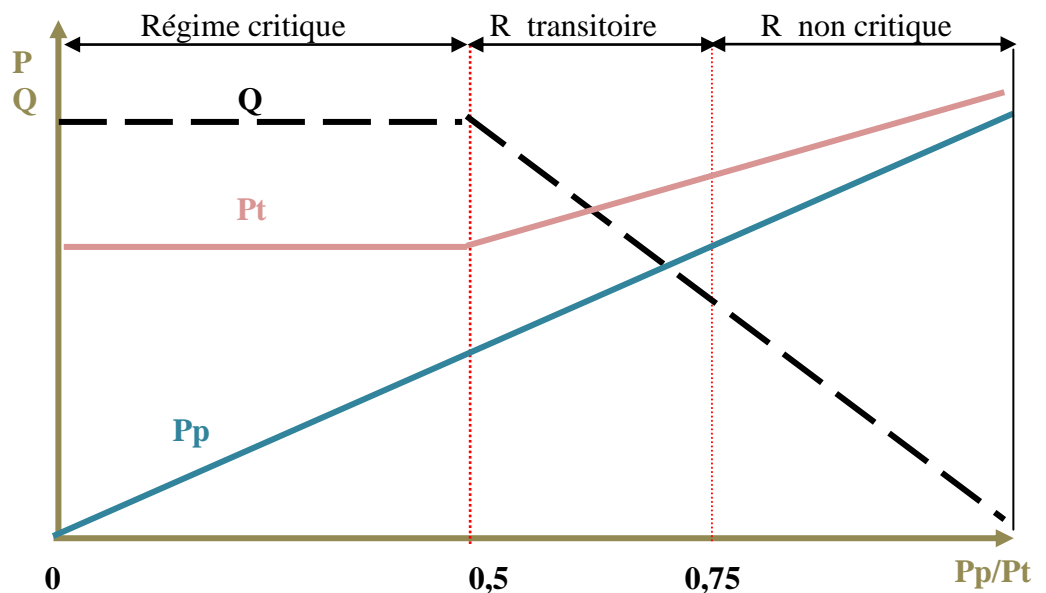


Figure II.2: Régime d'écoulement a travers la duse.



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

$$Q = D^{1.8} * P_t * f(x) / 1000 K \quad (\text{II.11})$$

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)

II.5.2.2 Régime d'écoulement dans une conduite :

Pour déterminer le régime d'écoulement dans une conduite, plusieurs auteurs ont tracé des cartes d'écoulement en fonction de la vitesse superficielle du gaz et du liquide.

$$V_{SG} = q_G / s \quad (\text{II.12})$$

$$V_{SL} = q_L / s \quad (\text{II.13})$$

Où :

q_G : débit volumique du gaz.

q_L : débit volumique du liquide.

s : section de la conduite.

Chapitre III:

MODELISATION DU RESEAU COLLECTE



III.1.INTRODUCTION:

PIPEPHASE9.1 traite les écoulements monophasiques (huile ou gaz) comme il peut traiter les écoulements poly-phasiques. 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.

III.2. CRITERES D'ETUDE :

L'objet de cette étude consiste à créer un modèle informatisé exact et précis des puits productifs, des lignes de collecte, des manifolds et des installations satellites associées au système de HMD (la station ONM13). Une fois créé, ce modèle permettra d'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 nécessite le recueil des données de pression des puits en exploitation et les manifolds sur le terrain :

Les relevés des paramètres sur terrain concernant la station **ONM_13** sont :

La pression du manifold ONM13 = 15 bar

La pression du manifold ONM222 = 16 bar

La pression du manifold ONM35 = 16.5 bar

⇒ Les propriétés des fluides :

Tableau III.1 : Les données PVT

	ONM13	unités
Viscosité à t = 50°C	1.779	Cp
Viscosité à t = 30°C	2.479	Cp
DENSITE D'HUILE	807.6	[kg/cm3]
DENSITE DE GAZ		
DENSITE D'EAU	1070	[kg/cm3]
AZOTE	1	%
H ₂ S	0	%
GAZ CARBONIQUE	0.6	%



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

Tableau III.2 : Les données de production pour la station ONM_13.

Puits	Qh	GOR	Qg	Pression (kg/cm ²)		Débit Eau (l/h)	WOR
	(m ³ /h)	[m ³ /m ³]	Std m ³	Press, Tête	Press, Pipe	Récupérée	
ONMZ153	3,84	534	2048	38,42	15	0	0
ONM471	3,56	585	2085	30	21	0	0
ONM352	3,45	572	1973,37	28,5	16,5	1293	0
ONM25B	2,79	1331,45	3720,98	24,5	14	0	0
ONM243	5,91	462,81	2736,7	28,5	14,5	0	0
ONMZ343	5,97	108,9	649,9	18,5	16,8	0	0
ONMZ443	2,87	199	572	21	15,7	0	0
ONM543	3,56	141	502	21,2	17,2	0	0
ONM541	5,92	143,6	850,3	21	17,6	0	0
ONM461	6,39	749	4785	20,4	19,8	0	0
ONI343	2,14	140,06	1700	107	19	0	0
ONI23	11,52	115,16	1327	104	23	0	0
ONI233	8,36	103	862	70	20,3	0	0
ONI34	3,37	111	419	68	19,8	0	0
ONI321	4,4	101,4	446,21	27,5	21	0	0
ONM32	4,78	101	482	30	19,8	0	0
ONM33	4,18	691,87	2894,5	22	17,5	0	0
ONM21	3,8	852,45	3239	29	20	0	0
Total	86,81	7042,7	31292,96				

⇒ La description physique du réseau collecte : les données de surface des puits (descente et flow line), la longueur et le diamètre des pipes ainsi que les niveaux.

Le nombre de segment dépend de la longueur de pipe :

02 segments si la longueur de pipe <1000m.

04 segments si 1000m < la longueur de pipe <2000m.

06 segments si 2000m < la longueur de pipe <4000m.

08 segments si la longueur de pipe >4000m.

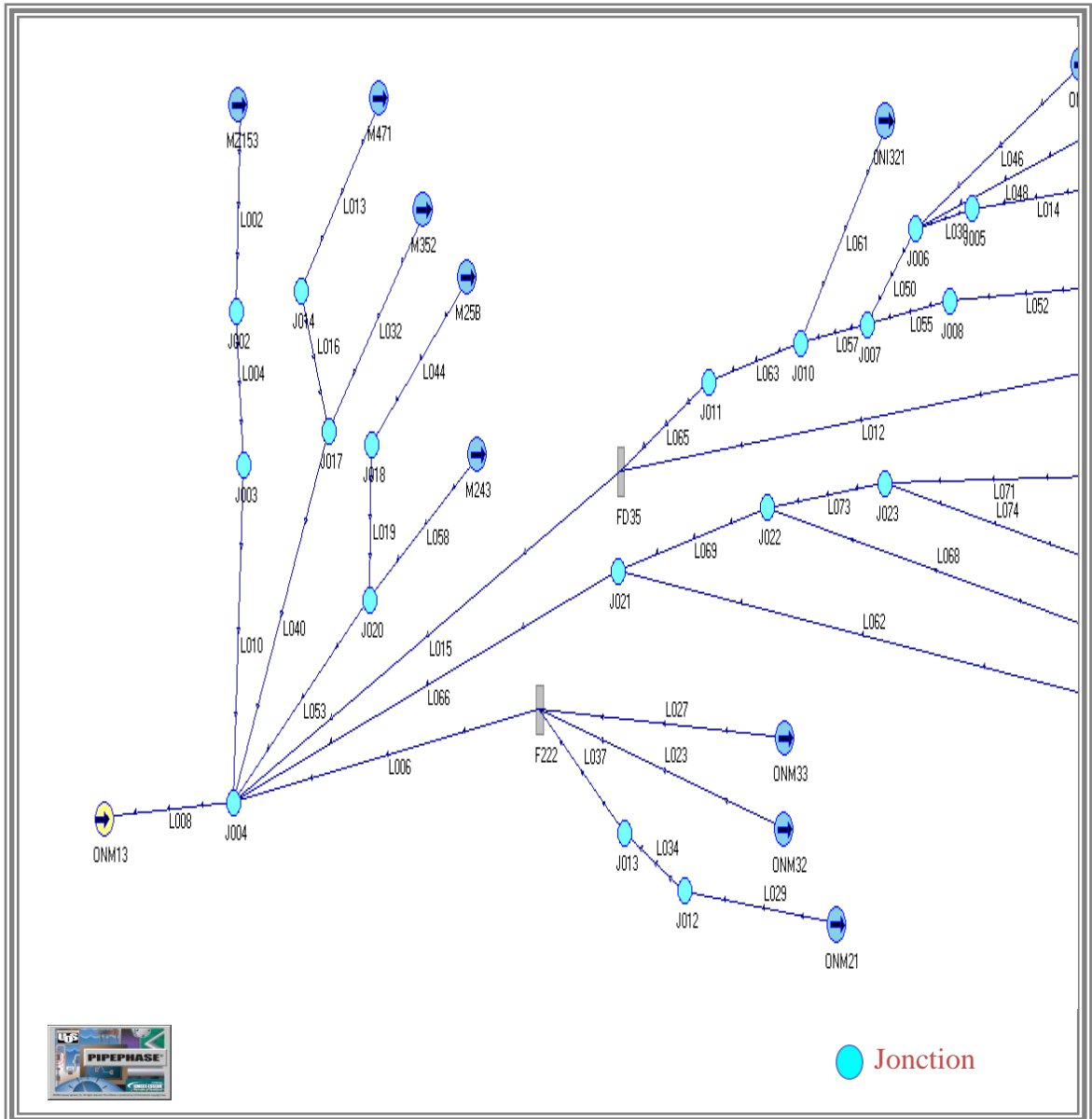


Figure III.1 : Modèle typique de la station ONM13.

III.3 PROCEDURE DE MODELISATION :

III.3.1. Type de modèle :

Le modèle hydraulique informatique choisi est « black oil »(produits noirs), par opposition au modèle « compositional » (produits de composition).

Dans le modèle « produits noirs », les 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 bases, 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 produit-de composition soit exact, il faut connaître les rapports exacts de tous les composants hydrocarbonés pour toutes les sources (puits). Ceci exige d'innombrables analyses PVT en laboratoire, c'est-à-dire une procédure longue et coûteuse.

III.3.2. Corrélations :

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 la plus populaire, est utilisée a grande échelle, elle 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 à surestimé les pertes de charge des lignes descendantes, sans ondulation ou point bas.

III.3.3. Chronologie du travail :

❶ LES PARAMETRES INTRODUIITS :

- Le débit d'huile de chaque puits en (m³/h).
- Le GOR de chaque puits en (m³/m³).
- Le WOR de chaque puits en (%).
- La température de chaque puits en (°C).
- Les données de PVT selon la variante.
- La longueur entre les deux points en (m).
- Le diamètre de la conduite en (pouce).
- La pression du point d'arrivé en (Kg/cm²).
- La pression du point de départ on l'estime en (Kg/cm²).

❷ LES PARAMETRES CALCULES des puits :

- La pression du point de départ de chaque puits (Kg/cm²).
- La perte de charge entre deux points.



② *LES PARAMETRES INTRODUIITS POUR LE MANIFOLD :*

- La pression du point d'arrivé en (Kg/cm²).
- Les données de PVT.
- On estime le débit du point d'arrivé (m³/h).

② *LES PARAMETRES CALCULES de la station onm13:*

- Le débit du point d'arrivé.

III.3.4. Calage de modèle de base :

Le calage du modèle de base de stations ONM_13 est établi si l'écart est inférieur à 10%.

Autrement dit :

$$\mathbf{L'ECART = (P_{pm} - P_{pc}) / P_{pm} \leq 10\% .} \quad \mathbf{(III.1)}$$

P_{pm} : Pression de pipe mesurée.

P_{pc} : Pression de pipe calculée.

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 à la référence.
- Mais, si l'erreur relative est supérieure de 10%. On procède la vérification des données puis on manipulant sur l'efficacité et la rugosité du pipe.
-

III.3.5. L'efficacité d'écoulement :

Ce critère 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



III.3.6. Les étapes du travail sur le simulateur :

- Modélisation du réseau collecte on utilisant logiciel **Pipephase** .
- Introduire les données dans logiciel.
- Exécution du modèle.
- Importer les datas et créer un fichier **Excel** pour calculer l'écart :

$$\text{Ecart} = |(\Delta P_m - \Delta P_c) / \Delta P_m| \quad (\text{III.2})$$

- Vérification des données et modification de l'efficacité, la rugosité ou la corrélation dans les cas ou l'écart est supérieur à 10%.
- Le calage se termine quand l'écart des résultats de tous les puits est inférieur a 10%.

III .4.RESULTATS DE LA MODELISATION :

Un 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 sont joints en page 29.

III .5.CONCLUSION :

D'après les résultats du calage de modèle de la station ONM13 on peut dire que :
Les puits de toutes les lignes sont conformes à la référence d'une efficacité 100% et la rugosité égale $1.8 \cdot 10^{-3}$ m, sauf les puits ONM32 et ONI23 possèdent une efficacité faible de l'ordre 60%.



Tableau III.3 : Calage(Benchmark)
Du modèle onm13

	Pm	PRESSION CACULEE			Qm	DEBIT REVISE		
	bara	bara	diff	Ecart	m ³ /hr	m ³ /hr	diff	%
MFD_ONM13	15,00	15,01	-0,01	-0,07%	86,81	86,81	0	100%
ONMZ153	15,00	15,51	-0,51	-3,41%	3,84	3,84	0	100%
ONM471	21,00	19,08	1,92	9,16%	3,56	3,56	0	100%
ONM352	16,50	17,41	-0,91	-5,52%	3,45	3,45	0	100%
ONM25B	14,00	15,28	-1,28	-9,16%	2,79	2,79	0	100%
ONM243	14,50	15,21	-0,71	-4,91%	5,91	5,91	0	100%
ONMZ343	16,80	16,95	-0,15	-0,91%	5,97	5,97	0	100%
ONMZ443	15,70	17,11	-1,41	-8,97%	2,87	2,87	0	100%
ONM543	17,20	17,35	-0,15	-0,84%	3,56	3,56	0	100%
ONM541	17,60	17,45	0,15	0,84%	5,92	5,92	0	100%
MFD_ONM35	16,5	17,30	-0,80	-4,85%	36,18	36,18	0	100%
ONM461	19,80	20,24	-0,44	-2,24%	6,39	6,39	0	100%
ONI343	19	20,41	-1,41	-7,42%	2,14	2,14	0	100%
ONI23	23	21,03	1,97	8,55%	11,52	11,52	0	100%
ONI233	20,3	20,86	-0,56	-2,78%	8,36	8,36	0	100%
ONI34	20	20,36	-0,36	-1,79%	3,37	3,37	0	100%
ONI321	21	20,71	0,29	1,37%	4,4	4,4	0	100%
MFD-ONM222	16	17,00	-1,00	-6,25%	8,58	8,58	0	100%
ONM32	19,8	18,19	1,61	8,12%	4,78	4,78	0	100%
ONM33	17,5	18,53	-1,03	-5,90%	4,18	4,18	0	100%
ONM21	20	18,46	1,54	7,72%	3,8	3,8	0	100%



CHAPITRE IV :

MODELISATION DES POTENTIELS DES PUIITS



IV.1.GENERALITES :

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 :

$$\Delta P = P_g - P_{fd} \quad (IV.1)$$

Où :

P_g : Pression de gisement.

P_{fd} : Pression de fond dynamique.

La combinaison des courbes suivantes :

- Inflow Performance Réservoir (IPR) - Réservoir.
- Vertical Flow Performance - 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 :

$$P_{fd} = P_g - Q / I_p \quad P_b < P_{fd} < P_g \quad \text{Equation de Darcy.} \quad (IV.2)$$

Où :

$$P_f = 0.125 P_g [-1 + \sqrt{81 - 80 (Q_0 / Q_{max})}] \quad \text{Equation de Vogel.} \quad (IV.3)$$

$$Q_{max} = Q_b + I_p / 1.8$$

Avec : P_g : Pression de gisement.

P_{fd} : Pression de fond dynamique.

Q : le débit.

I_p : L'Index de productivité

P_b : Pression du bulle.



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

- 2- 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.
- 3- La même méthode (corrélations : vertical multiphasique flow), on obtient les pressions de fond requises pour la remonté du fluide dans le tubing (Intake pressure).
- 4- On trace 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.

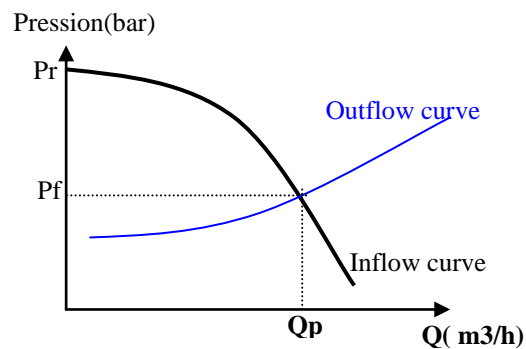


Figure IV.1 : L'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir.

- 5- Une performance du potentiel de production du puits mettant en œuvre différentes sensibilités qui permettent d'améliorer l'état actuel en débit.
- 6- Les résultats sont transmis au fichier Excel pour obtenir une équation polynôme de la forme :

$$Y = A x^2 + B x + C \quad (IV.4)$$

Y : représente le débit.

X : représente la pression tête.

A, B et C se sont des constants de chaque puits.



IV.2. CRITERES D'ETUDE:

IV.2.1. Objectif:

L'objet de cette étude consiste à créer un modèle informatisé des puits productifs associées à la station satellite : ONM13. Une fois créée, 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 a utilisé le logiciel "Perform 4" qui permet de déterminer les différentes sensibilités affectant le puits.

IV.2.2. 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 & Brown (1963).
- ✓ Poettmann & Carpenter (1952).
- ✓ Beggs & Brill (1983).
- ✓ Mona modified (1986).
- ✓ Aziz & All (1972).
- ✓ Baxendell & Thomas (1961).
- ✓ Sylvester & Yao Mech (1987).
- ✓ Mukherjee & Brill (1983).

IV.2.3. Procédure de modélisation:

La procédure de modélisation consiste à suivre les étapes données par l'algorithme de calage dans la page suivante :

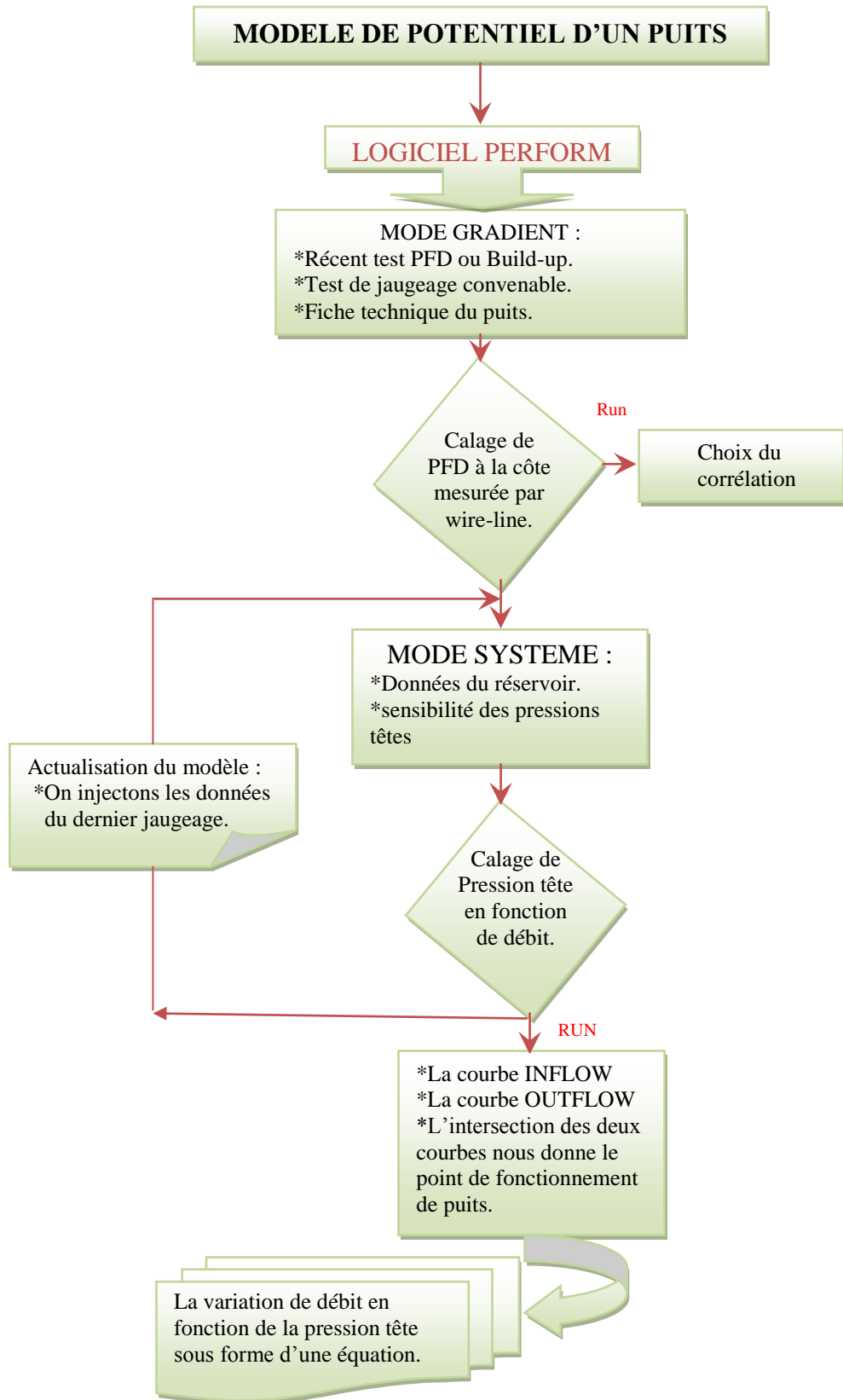


Figure IV.2 : L'Algorithme de la procédure et le ct le calage du modélisation.



IV.2.4. 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 (voir l'annexe) :

- Test récent de Build-Up où test PFD de chaque puits concerné.
- Test de Jaugeage convenable au build-Up où PFD.
- La côte de mesure donnée par wireline.
- Fiche technique de chaque puits (complétion).
- Test de Jaugeage, le plus récent de chaque puits.

IV.3.MODELISATION DES PERFORMANCES DES PUIITS :

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 ONM25B dans le but d'exposer les courbes de performance et la chronologie du travail :

IV.3.1. Collectes des données:

- la situation du puits : gas lift.
- Dernier Test effectué build-up où PFD :

Tableau IV.1 : les paramètres de test.

PUIITS	Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	Index Prod,In j,	HK Proche	Skin	Duse (mm)	Rinvest Proche
			Gisement	Fond Dyn,	Tete						
ONM25B	BUILD_UP	18-05-2003	188	115.22	25.5	1.39	0.019	-	1.93	20	-

- La Côte de mesure PFD : 3220 m (wire-line).
- Test de jaugeage convenable au test PFD : (même diamètre, GOR, WOR et la température) :



Tableau IV.2 : les données de production.

PUIITS	Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Débit (m ³ /h)	GOR	Pression (kg/cm ²)		Temp, Huile (°C)	Débit Eau (l/h)
			Huile		Press, Tete	Press, Pipe		Récupérée
OMN25B	05-06-2003	20	1.38	1133	17.7	13.3	26	0

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

Tableau IV.3 : les données de production.

PUIITS	Date Mesure	Diam, Duse (mm)	Débit (m ³ /h)	GOR	Pression (kg/cm ²)		Temp, Huile (°C)	Débit Eau (l/h)
			Huile		Press, Tete	Press, Pipe		Récupérée
ONM25B	17-02-2016	20	2.79	1331,45	24.5	14	17	0

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

Tableau IV.4: la complétion du puits ONM25B.

Complétion	Casing 7’’	Tubing 4’’1/2	Concentrique 1’’660	Liner 4’’1/2
La côte (m)	3294	3247	3402	3248 : 3442

- La hauteur utile = 40m.
- Perméabilité = 4.55md.
- Température du réservoir = 115°C.
- Densité d’huile = 0.8.
- Densité du Gaz = 0.4.
- Densité d’eau = 1.07.

Propriétés des perforations :

- Perforation densité : 6 SPF.
- Diamètre des perforations = 0,34 in.
- Longueur des perforations = 36 in.



IV.3.2. Premier Calage :

- Calage de la pression de fond dynamique avec la côte mesurée en 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).

IV.3.3. Deuxième Calage :

- Calage de la pression de tête avec le débit on manipulant sur le facteur de turbulence ou l'index de productivité (l'option Système).

IV.3.4. 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 (figIV.3).
- Extraire les résultats dans un fichier Excel pour l'appréciation de débit en fonction de la pression tête (figIV.4).

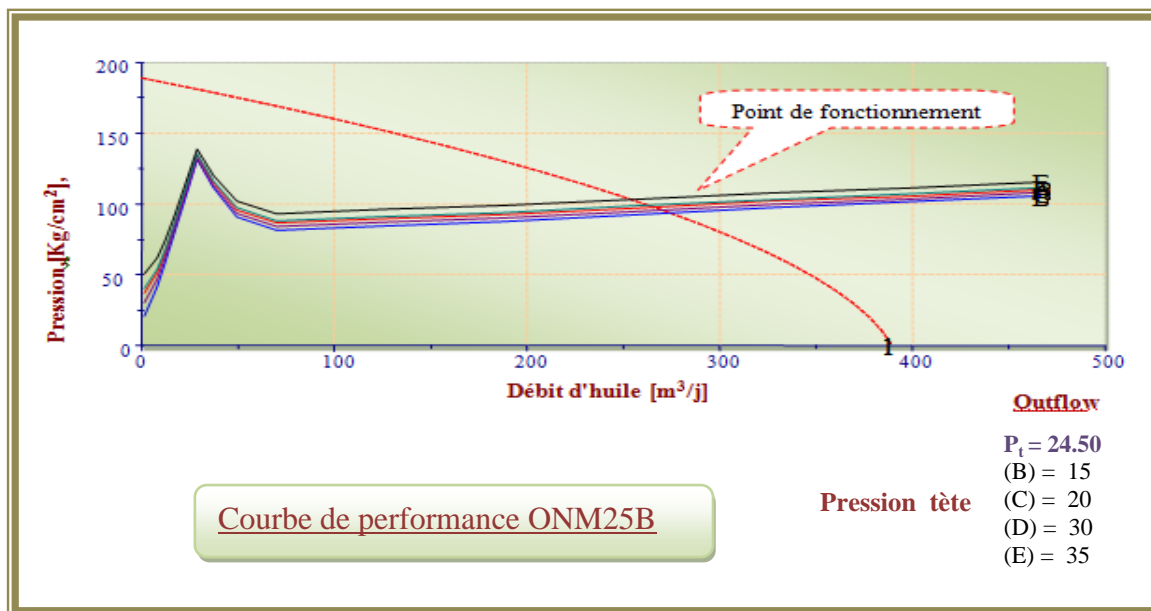


Figure IV.3 : Les courbes de performance de puits ONM25B.



PUITS ONM25B		
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
15	75.6	3.15
20	70.8	2.95
24.5	66.96	2.79
30	62.26	2.59
35	57.6	2.4

Tableau IV.5: Débit en fonction de la pression de tête.

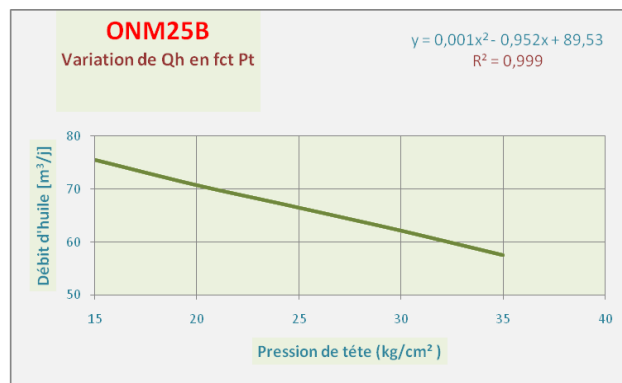


Figure IV.4: Courbe tendance.

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

- Dans les tableaux ci-dessous, on résume les résultats de calcul obtenus aux niveaux de La station ONM_13.

Tableau IV.6 : les résultats de la modélisation des puits de la station ONM_13.

Puits	Pt[kg/cm ²]	Qh (m3/J)	Equation: Qh=f(Pt)	R2	CORRELATION UTILISEE
ONMZ153	38,42	92,16	$y = -0,021x^2 + 0,685x + 98,81$	0.991	Aziz et Al
ONM471	30	85,44	$y = -0,021x^2 + 0,377x + 92,65$	0.999	Ansari Mechanistic
ONM352	28,5	82,8	$y = -0,011x^2 - 0,647x + 110,6$	0.999	Baxendell & Thomas
ONM25B	24,5	66,96	$y = 0,001x^2 - 0,952x + 89,53$	0.999	Mukherjee & Brill
ONM243	28,5	141,84	$y = 0,000x^2 - 2,939x + 224,6$	0.999	Orkiszewski
ONMZ343	18,5	143,28	$y = -0,004x^2 - 0,17x + 166$	0.995	Baxendell & Thomas
ONMZ443	21	68,88	$y = -0,014x^2 + 0,020x + 75,12$	0.999	Baxendell & Thomas
ONM543	21,2	85,44	$y = 0,012x^2 - 2,354x + 129,4$	0.999	Mukherjee & Brill
ONM541	21	142,08	$y = 0,021x^2 - 8,044x + 301,3$	0.999	Baxendell & Thomas
ONM461	20,4	153,36	$y = -0,007x^2 - 0,812x + 172,1$	0.977	Sylvester & Yao Mech
ONI343	107	51,36	$y = 0,021x^2 - 11,43x + 1033$	0.999	Aziz et Al
ONI23	104	276,48	$y = -0,010x^2 - 1,871x + 590,8$	0.955	Sylvester & yao Mech
ONI233	70	200,64	$y = 0,063x^2 - 14,44x + 899,6$	1	Sylvester & yao Mech
ONI34	68	80,88	$y = 0,018x^2 - 4,564x + 308,0$	0.999	Aziz et Al
ONI321	27,5	105,6	$y = 0,001x^2 - 0,920x + 135$	0.939	Poettmann & Carpenter
ONM32	30	114,72	$y = -0,42x^2 - 0,128x + 310,1$	0.999	Mukherjee & Brill
ONM33	22	100,32	$y = -0,013x^2 - 1,085x + 159,0$	0.991	Beggs & Barill
ONM21	29	91,2	$y = -0,008x^2 - 0,346x + 108,9$	0.999	Ansari Mechanistic



CHAPITRE V :
MODELISATION & SIMULATION DU SYSTEME
(PUITS-RESEAU)



V.1.GENERALITES :

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)

$$\Delta P1 = Pr- \Delta P2- \Delta P3- \Delta P4- Psép \quad (V.1)$$

- Les pertes de charge dans le réservoir : $\Delta P1 = (10-50\%)$ de ΔP_{total} .
- Les pertes de charge dans le tubing : $\Delta P2 = (30-80\%)$ de ΔP_{total} .
- Les pertes de charge en tête de puits (duse) : $\Delta P3$.
- Les pertes de charge le long du pipe (flowline) : $\Delta P4$.

$$\Delta P3 + \Delta P4 = (5-30\%) \text{ de } \Delta P_{total}.$$

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 :

- Inflow Performance Réservoir (IPR) - Réservoir.
- Vertical Flow Performance. - Tubing.
- The surface systems. - Pipe-line.

V.2.DEFINITION DE LA SIMULATION :

La simulation 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. En se basant sur les données suivantes :

- Dernier test jaugeage.
- La variation du débit en fonction de la pression tête (chapitre IV).



V.3.CALAGE DU SYSTEME (PUITS – RESEAU) :

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 la station ONM13 selon l’algorithme de simulation.

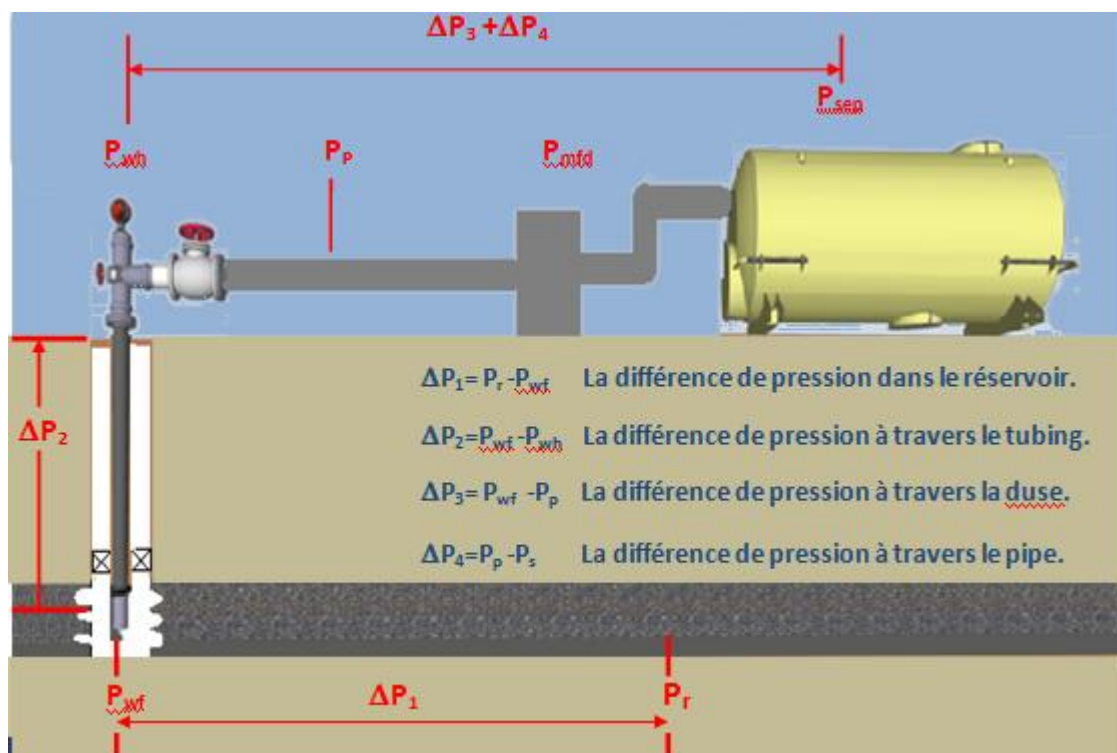


Figure V.1: Les différences de pression dans un système complet.



V.3.1. L'algorithme de simulation:

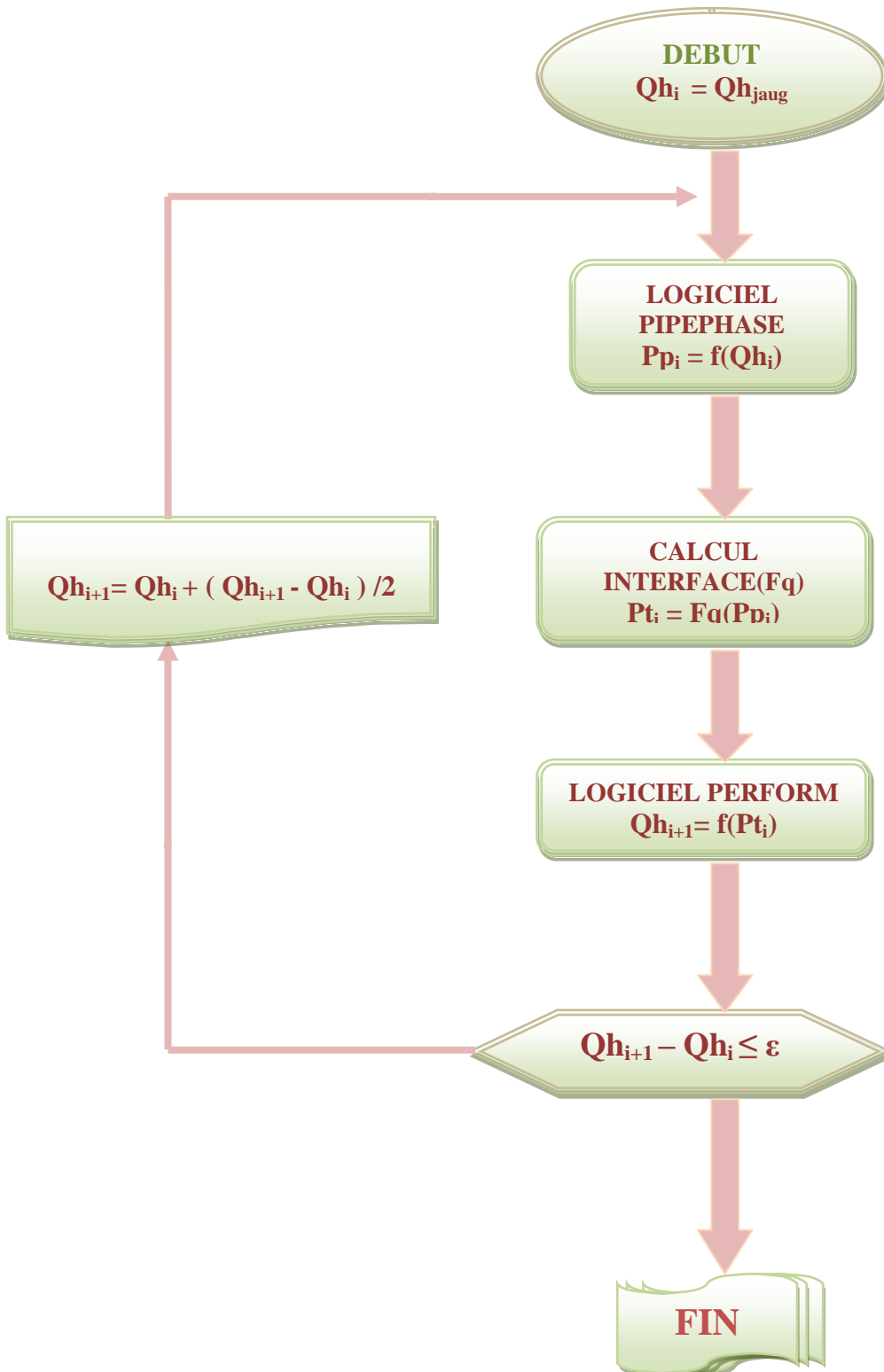


Figure V.2 : Algorithme de simulation.



V.4.LA FORMULE DEVELOPPEE PAR LE SERVICE COLLECTE :

Fq est la fonction qui prend en charge la variation énergétique de l'écoulement à travers la duse, en fonction du rapport Pp/Pt.

$$Fq = \frac{B_0}{(1-B_0)(1 + \frac{GOR*T}{T_0*Pt} + WOR)} = K (Pp/Pt)^\psi \quad (V.2)$$

Avec :

$$B_0 = 1.04 + 0.00181 * (Pt)$$

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

$$Pt = Pp[B_0 / K(1-B_0)(1 + (GOR*T / T_0*Pt)) + WOR]^{-1/\psi} \quad (V.3)$$

Où K et ψ sont des coefficients qui dépendent du taux de GOR :

Tableau V.1 : Fq du rapport de jaugeage.

GOR	K	ψ
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 Fq représente l'interface entre le calcul de réseau en surface et les out-flow des puits.

V.5.DETERMINATION DE LA PRESSION D'OPERATION :

Les séparateurs effectuent un premier dégazage du liquide contenu dans l'effluent des puits. Le liquide est envoyé par gravité vers la station OMP53. 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).

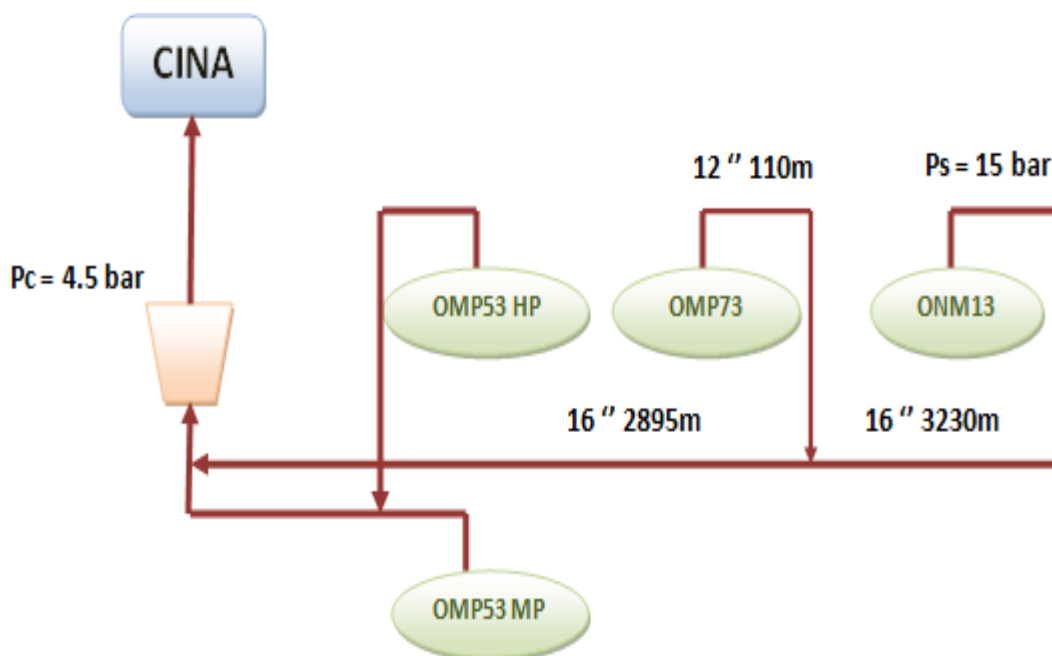


Figure V.3 : Schéma du réseau sans pompierie.

V.6.MODELISATION & SIMULATION DU SYSTEME DE LA STATION :

C'est l'évaluation du réseau collecte de la station ONM13 avec le potentiel des puits selon les étapes suivantes :

- Création d'un fichier Excel.
- Introduire les données du jaugeage.
- K et Ψ 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 ξ l'erreur relative.
- Sinon, on injecte la valeur $[Q_{per} + (Q_{per} - Q_{pphase})/2]$.
- On arrête la simulation lorsque, la valeur ξ sera très petite.

V.7.LES RESULTATS DU CALAGE :

Les résultats du calage sont résumés dans les tableaux suivants:

**Tableau V.2 : interface pour la station onm13.
Pression=15 bar.**

Date du jaugeage	Puits	Qh (m³/h)	Pression_Calculé[bara]		Qh(n), Per (m³/h)	QL(n), Piph (m³/h)	Qh(n), Piph (m³/h)	Test,Con
			Tête	Pipe				
17/02/2016	ONMZ153	3,84	39,4200000	15,5111651	3,882501483	3,839990474	3,839990474	0,042511
22/02/2016	ONM471	3,56	28,3881972	19,0769222	3,60119441	3,65998758	3,65998758	-0,05879
23/01/2016	ONM352	3,45	31,1632168	17,4113270	3,323116326	3,63000821	3,63000821	-0,30689
17/02/2016	ONM25B	2,79	27,1735067	15,2821446	2,683300877	2,999999496	2,999999496	-0,31669
10/03/2016	ONM243	5,91	31,4373358	15,2125669	5,508569591	5,699903349	5,699903349	-0,19133
10/03/2016	ONMZ343	5,97	19,4141802	16,9524503	6,584319381	6,560007754	6,560007754	0,024312
10/02/2016	ONMZ443	2,87	24,1182390	17,1089144	2,810779686	2,869996537	2,869996537	-0,05921
10/02/2016	ONM543	3,56	22,2961301	17,3452721	3,453346616	3,78998758	3,78998758	-0,33664
10/11/2015	ONM541	5,92	21,7091683	17,4513438	5,690354077	5,160199967	5,160199967	0,530154
29/08/2015	ONM461	6,39	21,8474672	20,2431593	6,292444746	6,389998846	6,389998846	-0,09755
21/02/2016	ONI343	2,14	108,0000000	20,4105589	1,812666667	1,500000035	1,500000035	0,312667
05/02/2016	ONI23	11,52	105,0000000	21,0330592	11,80395833	11,72001117	11,72001117	0,083947
07/12/2015	ONI233	8,36	71,0000000	20,8635174	7,997625	7,660008795	7,660008795	0,337616
21/02/2016	ONI34	3,37	69,0000000	20,3589977	3,282583333	3,060011168	3,0600110	0,222572
07/12/2015	ONI321	4,4	27,9470683	20,7127445	4,586238992	4,70000951	4,608095101	-0,02185
13/01/2016	ONM32	4,78	28,3506367	18,1916661	4,29614558	4,779995456	4,779995456	-0,48385
03/03/2016	ONM33	4,18	24,1485117	18,5318347	5,217412779	5,499845241	5,119845241	0,097568
06/02/2016	ONM21	3,8	27,5498191	18,4555116	3,887325931	3,998005202	3,708005202	0,179321
		86,81			86,71388381		86,75605179	

- débit pipeh = 86,756 m³/h.
- débit perf = 86.713 m³/h.
- Total Σ_{test} = 86.81 m³/h.
- Diff Σ_{test} = - 0.103 m³/h.



V.8.DESCRPTION ET ETUDE DE L'INSTALATION D'UNE POMPRIE :

Tout changement de pression des séparateurs 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 du séparateur, 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. Autrement on dit : l'installation d'une pompe d'expédition d'huile dans la station ONM13 permet l'augmentation du débit.

V.8.1.L'installation d'une pomperie à L'ONM13 :

Il s'agit de mettre en place une pomperie dans la station ONM_13, où l'huile séparée est pompée vers CINA via manifold OMP53.

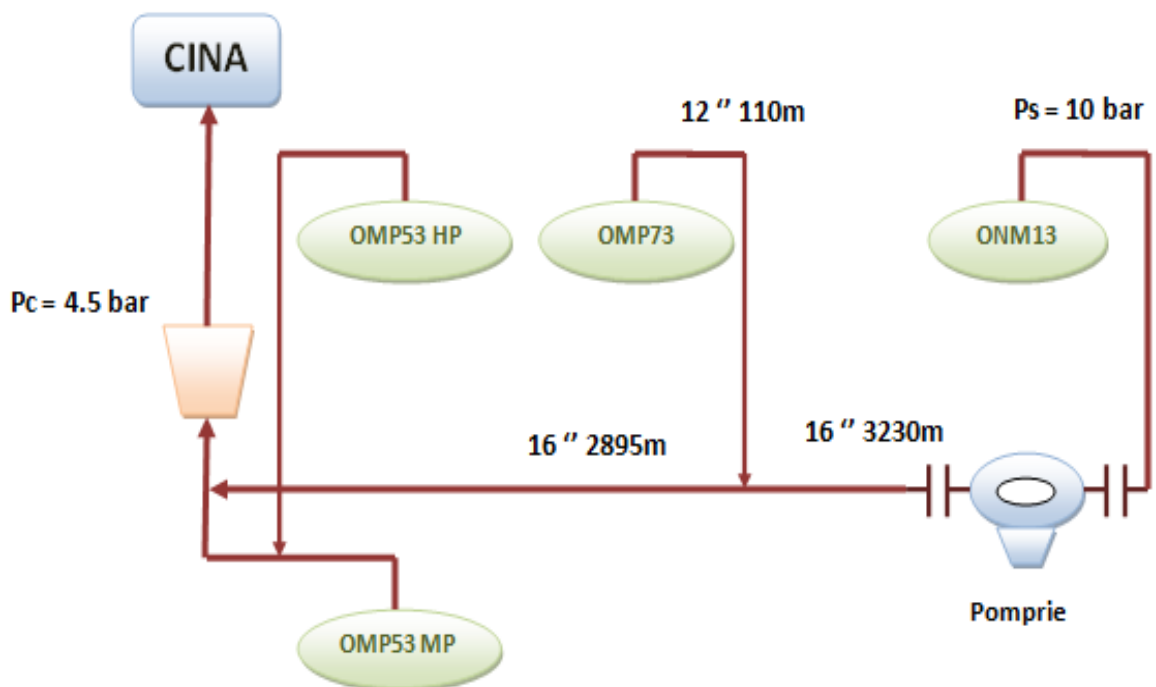


Figure V.4 : Schéma du réseau avec une pomperie.



Tableau V. 3 :L'interface de la station onm13 avec l'installation d'une pompe.

Date du jaugage	Puits	Qh (m ³ /h)	Pression_Calculé[bara]		Qh(n), Per (m ³ /h)	QL(n), Piph (m ³ /h)	Qh(n), Piph (m ³ /h)	Test,Con
			Tête	Pipe				
17/02/2016	ONMZ153	3,84	39,4200000	10,7641460	3,882501483	3,839990474	3,839990474	0,042511
22/02/2016	ONM471	3,56	23,0785506	15,5088297	3,756900172	3,65998758	3,65998758	0,096913
23/01/2016	ONM352	3,45	23,9137357	13,3609401	3,701553281	3,63000821	3,63000821	0,071545
17/02/2016	ONM25B	2,79	18,4946264	10,4012175	3,011048619	2,999999496	2,999999496	0,011049
10/03/2016	ONM243	5,91	21,2967589	10,3055289	6,750367727	6,699903349	6,699903349	0,050464
10/03/2016	ONMZ343	5,97	14,4311673	12,6012865	6,647403258	6,560007754	6,560007754	0,087396
10/02/2016	ONMZ443	2,87	18,2403464	12,9392749	2,951119317	2,869996537	2,869996537	0,081123
10/02/2016	ONM543	3,56	16,9905552	13,2178006	3,869515863	3,78998758	3,78998758	0,079528
10/11/2015	ONM541	5,92	16,5779652	13,3265248	7,238260659	7,160199967	7,160199967	0,078061
29/08/2015	ONM461	6,39	18,3000119	16,9562016	6,454006552	6,389998846	6,389998846	0,064008
21/02/2016	ONI343	2,14	108,0000000	17,2345871	1,812666667	2,00000035	2,00000035	-0,18733
05/02/2016	ONI23	11,52	105,0000000	17,8307135	11,80395833	11,72001117	11,72001117	0,083947
07/12/2015	ONI233	8,36	71,0000000	17,6705966	7,997625	8,160008795	8,160008795	-0,16238
21/02/2016	ONI34	3,37	69,0000000	17,1411097	3,282583333	3,370011168	3,370011168	-0,08742
07/12/2015	ONI321	4,4	23,5074812	17,4223803	4,746904956	4,70000951	4,70000951	0,046895
13/01/2016	ONM32	4,78	15,5848779	10,0003008	8,587166624	8,779995456	8,779995456	-0,19282
03/03/2016	ONM33	4,18	18,7986543	14,4262950	5,583724911	5,499845241	5,499845241	0,083880
06/02/2016	ONM21	3,8	22,2312159	14,8926010	4,05225765	3,998005202	3,998005202	0,054252
		86,81			96,12956441		95,82796668	

DEBIT PIPEPHASE = 95.827[m³/h]

- débit perf = 96.129 m³/h
- Total \sum test = 86.81 m³/h
- Le Gain = 9.319 m³/h
- Le Gain = 223.656 m³/J

V.9.REPATITION 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 de stations ONM13.



Tableau V.4 : La répartition du gain des puits de la station onm13.

Puits	Qh(m ³ /h)	Qh(m ³ /h)	Gain(m ³ /h)	Gain (m ³ /h)	Gain (m ³ /h)	Gain (m ³ /h)
	P mfd=15 bar	Pmfd=10 bar	Pmfd=13 bar	Pmfd=12 bar	Pmfd=11bar	Pmfd=10bar
ONMZ153	3,84	3,8825	0,0186	0,0256	0,0332	0,04250148
ONM471	3,56	3,7569	0,1006	0,1230	0,1746	0,19690017
ONM352	3,45	3,7016	0,1007	0,1245	0,1800	0,25155328
ONM25B	2,79	3,0110	0,1025	0,1134	0,1720	0,22104862
ONM243	5,91	6,7504	0,3115	0,4526	0,7002	0,84036773
ONMZ343	5,97	6,6474	0,4329	0,5006	0,5997	0,67740326
ONMZ443	2,87	2,9511	0,0325	0,0433	0,0713	0,08111932
ONM543	3,56	3,8695	0,0142	0,0213	0,0289	0,30951586
ONM541	5,92	7,2383	0,8236	1,0002	1,2659	1,31826066
ONM461	6,39	6,4540	0,0285	0,0437	0,0641	0,06400655
ONI343	2,14	1,8127	-0,0324	-0,0326	-0,3270	-0,32733333
ONI23	11,52	11,8040	0,1124	0,1598	0,2345	0,28395833
ONI233	8,36	7,9976	-0,3542	-0,3551	-0,3563	-0,362375
ONI34	3,37	3,2826	-0,0859	-0,0870	-0,0870	-0,0874166
ONI321	4,4	4,7469	0,2111	0,2265	0,3003	0,34690496
ONM32	4,78	8,5872	1,4659	2,7250	3,0025	3,80716662
ONM33	4,18	5,5837	0,7245	0,8003	1,0200	1,40372491
ONM21	3,8	4,0523	0,0896	0,1200	0,1800	0,25225765
TOTAL			4,09657	6,004908	7,256801	9,31956441

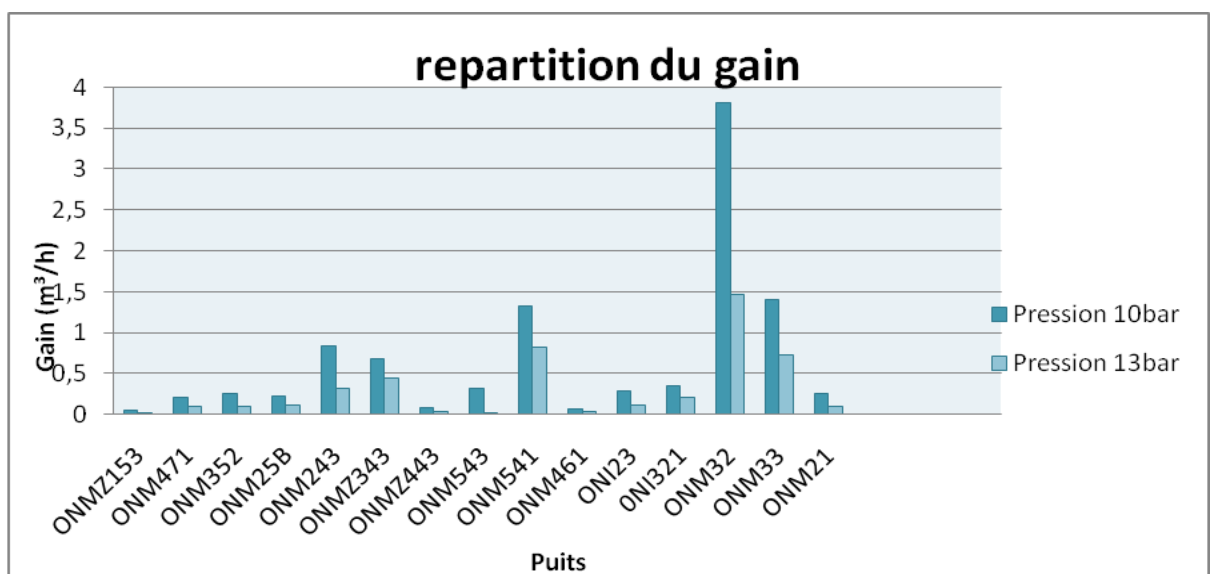


Figure V.5 : Répartition du gain.

CHAPITRE VI : ETUDE ECONOMIQUE



VI.1.CALCUL ECONOMIQUE POUR L'INSTALLATION DE LA POMPERIE :

Cette étude consiste en l'installation d'une pomperie de débit d'huile égale 112.22m³/h (donnée par département R-C DP. SH) dans la station ONM_13, ou l'huile séparée est pompée vers CINA via manifold OMP53.

VI.1.1.Evaluation du gain :

- Le gain de la mise en place d'une pomperie = **56240 \$/j.**
 - **Le gain : 1406 bbl/J**
 - **10 /04/2016 : 1bbl = 40 \$.**

VI.1.2.Cout d'investissement :

- Le coût d'investissement est la somme des dépenses (cash flow) envisagées sur la station ONM13.

Tableau VI.1 : Décomposition des prix des biens et services.

DESIGNATION	SOUS TOTAL \$	TOTAL \$
1° ETUDES:	63063	63063
2° MATERIELS ET EQUIPEMENTS:		647511
02 électropompes Barrel	154500	
ELECTRICITE:	139819	
ROBINETTERIE:	194436	
INSTRUMENTATION:	125255	
MATERIELS DE SECURITE:	33498	
3° PIECES DE RECHANGE:	48048	48048
4° GENIE-CIVIL:	31238	31238
TOTAL GENERAL =		790000\$

VI.1.3.Délai d'amortissement du projet :

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

$$T_{am} = \text{coût total du projet} / \text{revenues totales par unité de temps} \quad \text{(VII.1)}$$

$$T_{am} = 790000 / 56240$$

Donc : Temps d'amortissement = **14 jours.**



VI.2.ANALYSE DES RESULTATS :

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

Tableau VI.2 : Analyse des résultats.

Variantes	Débit (m³/h)	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	112,22	56240	790000	14

VI.3.RISQUES D'INVESTISSEMENTS :

Une étude prévisionnelle à été faite, selon six cas :

- 1- La chute de la production jusqu'à la moitié.
- 2- Chute du prix du baril (15\$), mais la production reste constante.
- 3- Chute du prix du baril (15\$), accompagnés par une chute de production jusqu'à la moitié.
- 4- Doublement de prix du baril (80\$), mais la production reste constante.
- 5- Le doublement des prix d'investissement, accompagnés par une chute de production jusqu'à la moitié.

Des tableaux résumés comparant les valeurs calculées sont joints dans les tableaux suivants :

Tableau VI.3 : La moitié de la production.

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	28120	790000	28

Tableau VI.4 : Chute du prix du baril (15\$).

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	21090	790000	38

**Tableau VI.5 : Les deux cas en même temps.**

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	10545	790000	75

Tableau VI.6 : Doublement de prix du baril (80\$).

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	112480	790000	07

Tableau VI.7 : Le doublement des prix d'investissement avec une moitié de production.

Variantes	Gain (\$/j)	Coût d'investissement (\$)	Délai d'amortissement (jours)
N°1	28120	1580000	56



L'étude et l'analyse des résultats nous permettent de conclure :

- ✓ Une variation remarquable pour les résultats des tests de jaugeage, due à la différence de pression au niveau de la tête et du manifold.
- ✓ Une diminution de la pression du séparateur jusqu'à 10 bar, va engendrer une diminution au niveau de la pression des têtes de puits. Cette situation conduit à une augmentation de la productivité des puits avec un gain de 1406 m³/J.
- ✓ Pour contrôler le niveau de liquide du séparateur après l'installation de la pompe. Il est nécessaire d'installer une vanne de contrôle de niveau (LCV : level control valve), afin d'éviter le phénomène de cavitation.
- ✓ Les coûts des investissements sont élevés, mais le temps d'amortissement est très court (14 jours), ce qui rend le projet tout à fait rentable.



- Suite a ce travail, nous recommandons :
- L'installation d'une pompe dans la station ONM13 car elle est la meilleur solution pour bien exploiter les puits producteurs d'huile qui ont un grand potentiel de production et peuvent produire plus avec leur régime optimum.
- Coupe la liaison entre la station ONM13 et OMP73 et le relie individuellement vers le centre de traitement (évite le farinage de l'effluent)
- L'installation d'une pomperie a ONM13 représente le meilleur choix techniquement et économiquement



Références bibliographiques

✓ Livres

- [1] : I. MOURAVIEV, R. ANDRAISSOV, C. GUIMATOUZINOV, G. GOVOROVA,
V. POLOZKOV, Gisements de pétrole et de gaz: Exploitation – Production Tome 1,
Editions Ecole Supérieure, Moscou.
- [2]: K. AMINIAN, Water production problems and solutions –Part I-, petroleum and natural
gas engineering department, West Virginia University.
- [3] :R.Cossé, 1988, Le gisement, Techniques d'exploitation pétrolière, Paris.
- [4]: 1986, Propriétés des fluides de gisement, cours de production tome 2. Editions technip,
27 rue Ginoux 75737 –Paris- Cedex 15.

✓ Rapport

- [5]: Data Banc (SH/DP/EP).
- [6]: Données (SH/DP/EP/départements contrôle puits, techniques puits).
- [7]: J.BERTAUX, Fluide sélection guide for matrix traitements Dowell Schlumberger, 1986.

✓ Programme informatique

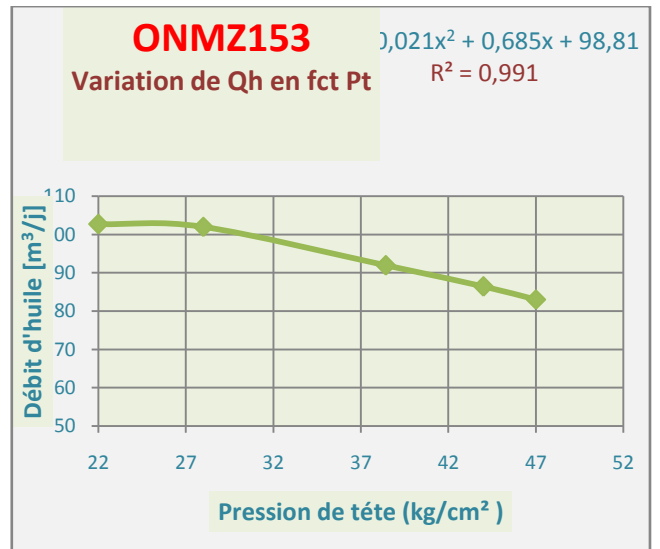
- [8]: Logeciele Perform4.01.
- [9]: Logeciele Pipephase9.1.



**LES COURBES DE PERFORMANCE DES PUITES
DE LA STATION ONM13.**

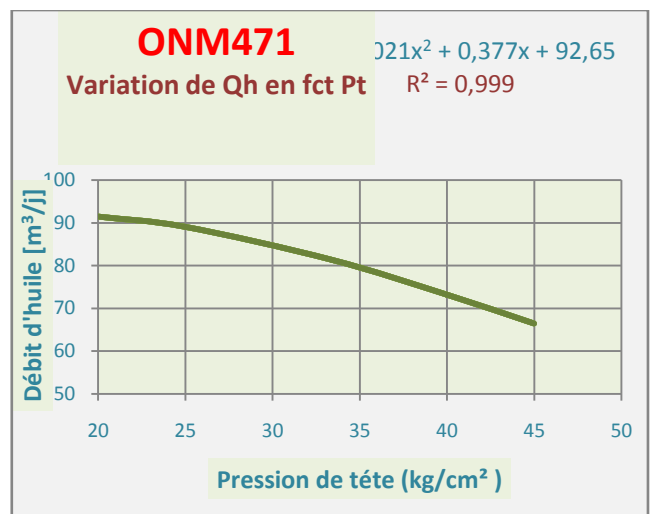
PUITS ONMZ153

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
22	4,28	102,72
28	4,25	102
38,42	3,83	91,92
44	3,6	86,4
47	3,46	83,04



PUITS ONM471

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
20	3,81	91,44
25	3,71	89,04
33,4	3,39	81,36
40	3,05	73,2
45	2,77	66,48





PUITS ONM243

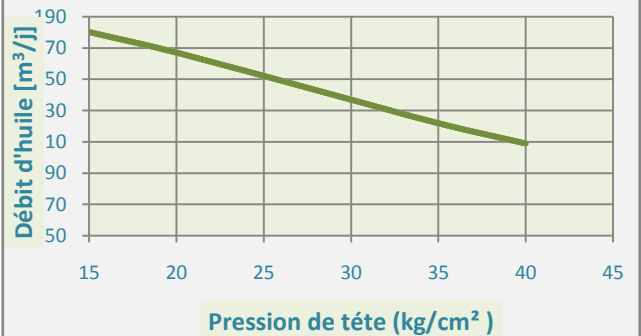
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
15	7,51	180,24
20	6,96	167,04
28,5	5,9	141,6
35	5,08	121,92
40	4,54	108,96

ONM243

Variation de Qh en fct Pt

$$0,000x^2 - 2,939x + 224,6$$

$$R^2 = 0,999$$



PUITS ONM541

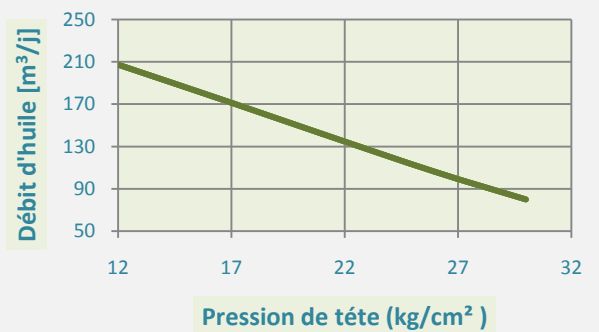
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
12	8,65	207,6
17	7,15	171,6
21	5,92	142,08
26	4,42	106,08
30	3,34	80,16

ONM541

Variation de Qh en fct Pt

$$0,021x^2 - 8,044x + 301,3$$

$$R^2 = 0,999$$



PUITS ONMZ443

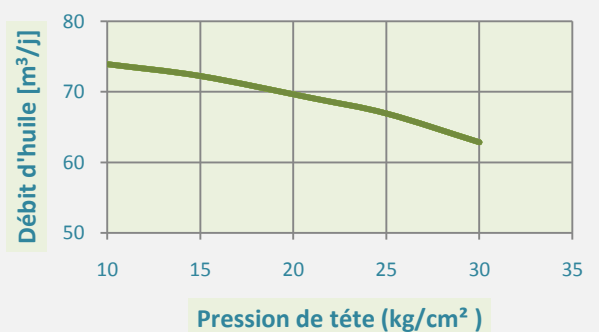
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
10	3,08	73,92
15	3,01	72,24
21	2,88	69,12
25	2,79	66,96
30	2,62	62,88

ONMZ443

Variation de Qh en fct Pt

$$0,014x^2 + 0,020x + 75,12$$

$$R^2 = 0,999$$





PUITS ONMZ343

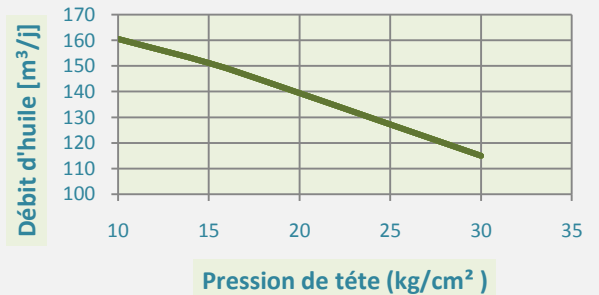
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
10	6,69	160,56
15	6,3	151,2
18,5	5,96	143,04
25	5,3	127,2
30	4,79	114,96

ONMZ343

Variation de Qh en fct Pt

$$-0,004x^2 - 0,17x + 166$$

$$R^2 = 0,999$$



PUITS ONM352

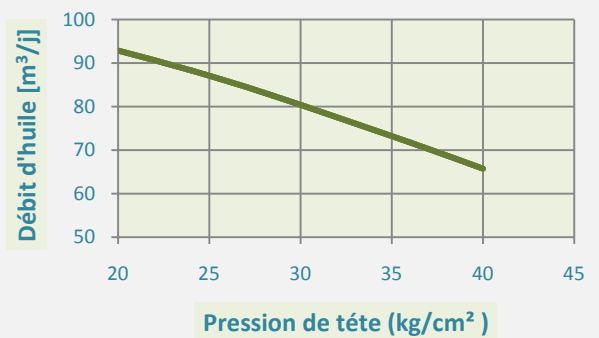
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
20	3,87	92,88
24	3,68	88,32
28,5	3,44	82,56
36	2,99	71,76
40	2,74	65,76

ONM352

Variation de Qh en fct Pt

$$,011x^2 - 0,647x + 110,6$$

$$R^2 = 0,999$$



PUITS ONM543

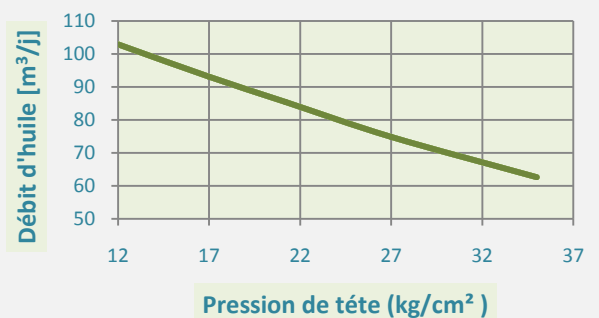
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
12	4,29	102,96
17	3,88	93,12
21,2	3,56	85,44
27	3,12	74,88
35	2,61	62,64

ONM543

Variation de Qh en fct Pt

$$0,012x^2 - 2,354x + 129,4$$

$$R^2 = 0,999$$





PUITS ONM461

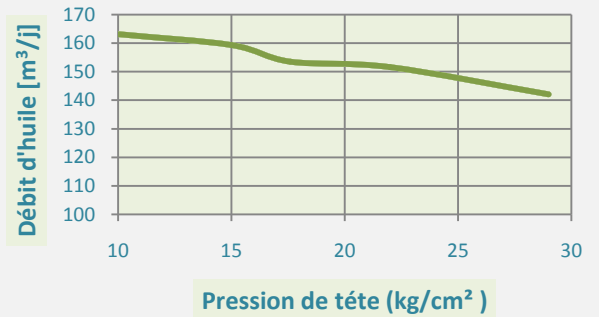
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
10	6,8	163,2
15	6,64	159,36
17,6	6,4	153,6
22	6,32	151,68
29	5,92	142,08

ONM461

Variation de Qh en fct Pt

$$0,007x^2 - 0,812x + 172,1$$

$$R^2 = 0,977$$



PUITS ONI343

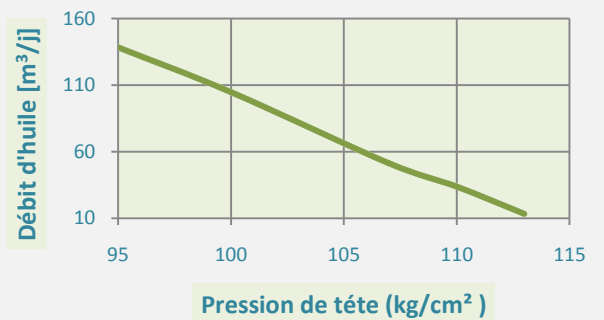
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
95	5,77	138,48
100	4,37	104,88
107	2,14	51,36
110	1,41	33,84
113	0,56	13,44

ONI343

Variation de Qh en fct Pt

$$0,021x^2 - 11,43x + 1033$$

$$R^2 = 0,999$$



PUITS ONI23

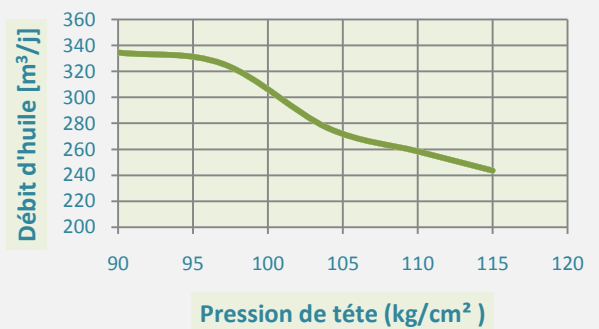
Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
90	13,94	334,56
97	13,58	325,92
104	11,52	276,48
110	10,77	258,48
115	10,15	243,6

ONI23

Variation de Qh en fct Pt

$$010x^2 - 1,871x + 590,8$$

$$R^2 = 0,955$$



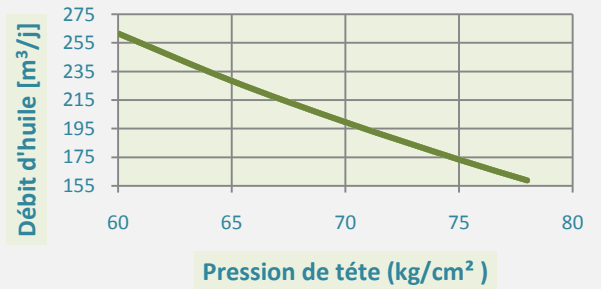


PUITS ONI233

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
60	10,9	261,6
65	9,52	228,48
70	8,32	199,68
75	7,23	173,52
78	6,62	158,88

ONI233

Variation de Qh en fct Pt



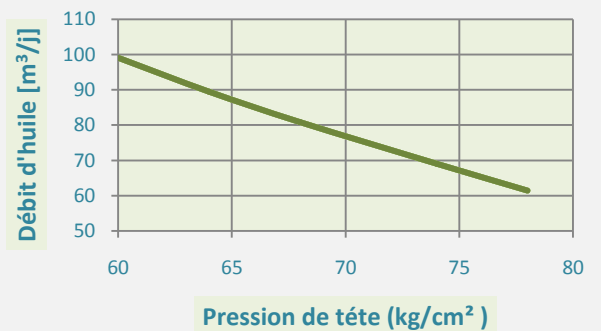
PUITS ONI34

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
60	4,13	99,12
64	3,73	89,52
68	3,37	80,88
74	2,88	69,12
78	2,56	61,44

ONI34

Variation de Qh en fct Pt

$$0,018x^2 - 4,564x + 308,0$$

$$R^2 = 0,999$$


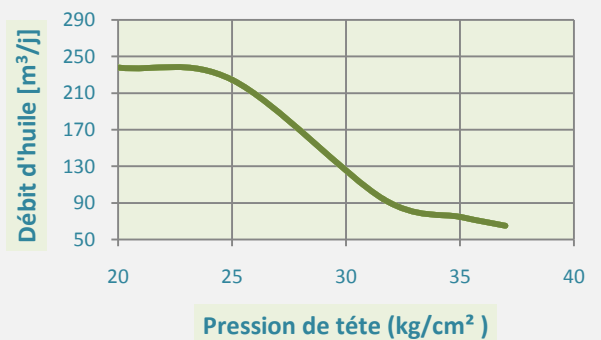
PUITS ONI321

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
20	9,92	238,08
25	9,36	224,64
31,65	3,93	94,32
35	3,12	74,88
37	2,72	65,28

ONI321

Variation de Qh en fct Pt

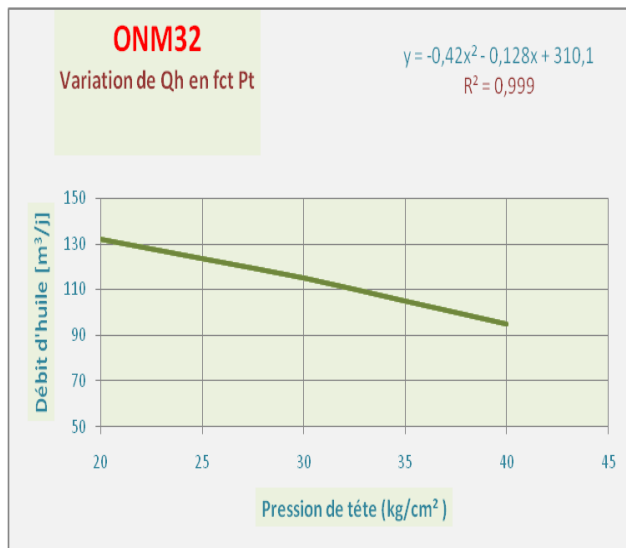
$$0,001x^2 - 0,92x + 135$$

$$R^2 = 0,939$$




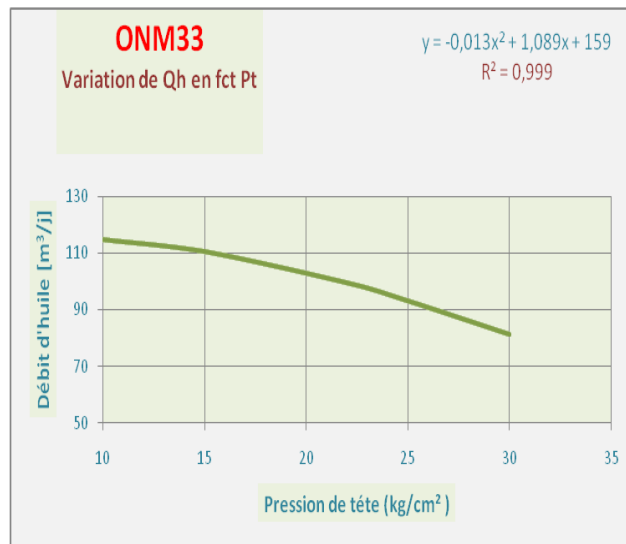
PUITS ONM32

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
20	5,51	132,24
25	5,15	123,6
30	4,79	114,96
35	4,38	105,12
40	3,95	94,8



PUITS ONM33

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
10	4,79	114,96
15	4,6	110,4
22	4,15	99,6
25	3,88	93,12
30	3,39	81,36



PUITS ONM21

Pt[Kg/cm ²]	Qh[m ³ /j]	Qh[m ³ /h]
20	4,1	98,4
25	3,96	95,04
29	3,81	91,44
35	3,58	85,92
40	3,38	81,12

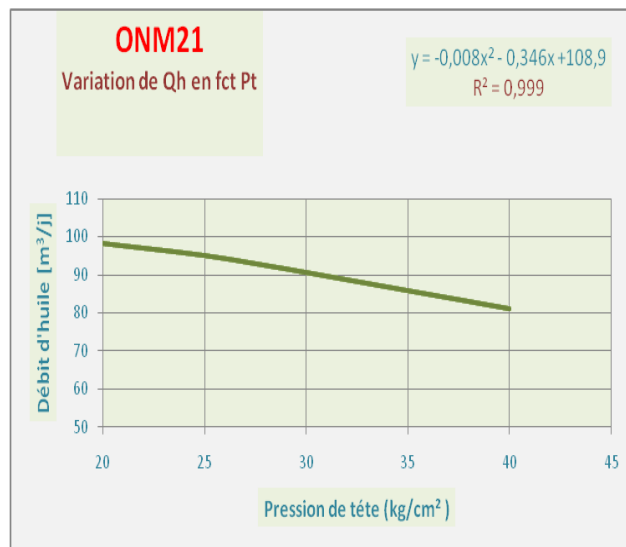




Tableau IV.1 : les paramètres de test.

PUITS	Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h) Huile	Index Prod, Inj,	HK		Skin	Duse (mm)
			Gisement	Fond Dyn,	Tete			Proche			
ONMZ153	BUILD_UP	17/10/2009	165.96	153	22	4.57	0.327	-	1.93	15.8	
ONM471	BUILD_UP	28/02/2012	184	110.86	45	5.73	0.078	-	-0,3	16	
ONM352	PFD	24/09/1997	190	107.08	27	8.12	0.09	-	-	16.2	
ONM25B	BUILD_UP	18/05/2003	188	115.22	25.5	1.39	0.019	-	1.93	20	
ONM243	BUILD_UP	05/11/2009	168.6	77.33	21	5.21	0.068	204	6.28	15.7	
ONMZ343	DST	22/07/2001	239.56	199.56	56.1	9.68	0.53	-	- 4.93	12.7	
ONMZ443	DST	18/05/2006	209.08	184.96	73.6	7.72	0.34	319	- 2.51	12.7	
ONM543	BUILD_UP	19/05/2010	214.6	139.59	25	4.67	0.064	229	1.09	12.7	
ONM541	BUILD_UP	08/06/2011	198.25	111.64	22	4.71	0.057	129	- 0,04	9	
ONM461	BUILD_UP	23/05/2010	167.35	79.1	19.62	5.2	0.059	143	3.61	30.8	
ONI343	DST	20/02/2009	441.18	412.59	189.2	26.78	1.056	575	- 4.87	12.7	
ONI23	BUILD_UP	03/06/2009	426.34	218.43	40	4.99	0.024	-	24.5	10	
ONI233	BUILD_UP	30/05/2013	278.21	240.65	55	7.46	0.196	407	- 4.39	10	
ONI34	BUILD_UP	12/12/2014	246.12	197.44	30	4.13	0.09	163	- 1,82	10	
ONI321	BUILD_UP	19/03/2012	202.9	176.53	27	3.03	0.115	134	-	-2,96	
ONM32	BUILD_UP	10/12/2010	216.95	187.2	46.3	4.2	0.162	53	- 1,35	9,53	
ONM33	BUILD_UP	06/04/2002	110.31	69.01	21.2	3.95	0.096	-	- 3,07	19,8	
ONM21	BUILD_UP	19/06/2005	240.24	61.95	15	4.2	0.023	-	0,33	18	


Tableau IV.4: la complétion du chaque puits.

puits	Casing 7"	Tubing 4"1/2	Concentrique 1"660	Cripine: C	La hauteur utile (m)
				Liner: L 4"1/2 (m)	
ONMZ153	3272	3378	3365	L: 3379-3407	-
ONM471	3363	3345	3363	L: 3346-3818	-
ONM352	3347	3393	3424	C: 3395-3443	6
ONM25B	3294	3247	3402	3248 : 3442	40
ONM243	3340	3314	3400	L: 3315-3443	22,5
ONMZ343	3474	3040	-	O-H	-
ONMZ443	3395	3325	3285	L: 3328-3479	58
ONM543	3421	3346	2798	L: 3347- 3497	31
ONM541	3396	3339	-	L: 3340-3466	24
ONM461	3396	3335	3406	C: 3377-3450	-
ONI343	3388	3362	-	L: 3363-3450	22
ONI23	3364	3303	-	L: 3304-3463	34,5
ONI233	3358	3351	-	O-H	O-H
ONI34	3381	3329	-	L: 3330-3451	44
ONI321	3383	3345	3383	L: 3354-3366	37,5
ONM32	3368	3339	3308	L: 3330-3762	-
ONM33	3378	3367	3400	O-H	-
ONM21	3320	3267	3445	L: 3268-3470	17,5

