

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

Présenté Par :

**MANSOUR MOHAMED**

-THEME-

---

### **Etude analytique de performance d'un puits producteur d'huile équipé par pompe**

---

Soutenu le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Rapporteur : M. G. SALIM

Docteur

Univ. Ouargla

Examineurs :

## ***Dédicace***

*Avec l'aide de Dieu, j'ai pu réaliser ce modeste travail que je dédie A :*

*La mémoire de ma chère mère.*

*Mon cher père :*

*Parce que sans vous je ne serais pas là, Pour tout votre amour et votre soutien, si précieux, pendant toutes ces années, et encore aujourd'hui, et encore demain, je le sais..! Pour l'enfance merveilleuse que vous m'avez donnée et à laquelle il ne manquait rien.*

*Comment vous dire merci...*

*Avec tout mon amour, et toute ma reconnaissance.*

*Mes frères : kamel et Abderrahmane*

*Mes sœurs : hadjer et chahra zad*

*Que dieu le bénisse.*

***Ma Famille***

***Mes Proches***

***A Mes Amis***

*Pour votre soutien, vos sourires, pour tous les moments chers*

*Avec tout mon amour et mon respect.*

*Pour leur présence de tous les instants,*

*Pour le soutien qu'ils m'ont apporté,*

*Avec toute mon affection et ma reconnaissance.*

***Mansour Mohamed***

# REMERCIEMENTS

«سُبْحَانَكَ لَا عِلْمَ لَنَا إِلَّا مَا عَلَّمْتَنَا إِنَّكَ أَنْتَ الْعَلِيمُ الْحَكِيمُ»

*Nous remercions Dieu Tout-Puissant qui nous a aidés à faire  
ce travail, et pour Sa grâce tout au long de notre vie  
professionnelle et personnelle.*

*Nous remercions Dr. **GAREH salim** pour sa supervision,  
son assistance et ses conseils,*

*Ses conseils pendant cette période et pour son large soutien  
et le temps utile qu'il m'a consacré. Pour réaliser cette étude.*

*Je remercie sincèrement M. Hakim Amalou, M. Chetti  
Ayman, le Dr Abdel Hadi Ateli, et surtout le Dr **chetti  
Jamal** pour tous ces efforts et encouragements qu'il a fournis  
au cours de ce travail.*

*Bien entendu, nous remercions tous les professeurs du  
Département de Production Pétrolière de l'Université  
d'Ouargla, sans oublier tous ceux qui ont contribué  
directement ou indirectement au développement de ce  
travail; Bref, merci à tous ...*

**Mansour Mohamed**

# *SOMMAIRE*

Liste des figures	i
Liste des abréviations	iii
Résumé	v
Introduction générale	vi

## **Chapitre I : Généralité sur les pompes utilisées dans les domaines pétroliers**

<b>I.2.1</b> Le pompage aux tiges	<b>2</b>
<b>I.2.2</b> Les pompes électriques submersibles	<b>3</b>
<b>I.2.3</b> Le pompage hydraulique de fond (DHP) :	<b>4</b>
<b>I.2.4</b> Les pompes à cavités progressant	<b>5</b>

## ***Chapitre II : L'analyse Nodale***

<b>II.1</b>	L'importance de L'analyse Nodale pour les Gisements huile/Gaz	<b>7</b>
<b>II.2</b>	Concept de l'analyse Nodale	<b>9</b>
<b>II.3</b>	Procédé d'application de l'analyse Nodale	<b>10</b>
<b>II.4</b>	Objectifs de l'analyse nodale	<b>11</b>
<b>II.5</b>	Les différentes positions du nœud	<b>11</b>
<b>II.6</b>	Le point de fonctionnement	<b>16</b>

## ***Chapitre III : Performance du puits***

<b>III.1</b>	Mécanismes De Drainage D'un Gisement	<b>20</b>
<b>III.2</b>	Les Equations de Performance d'un Puits	<b>22</b>

<b>III.2.1</b>	Écoulement linéaire	<b>22</b>
<b>III.2.2</b>	Écoulement radial	<b>23</b>
<b>III.2.3</b>	Concept d'index de productivité	<b>25</b>
<b>III.3</b>	Construction des IPR dans les puits verticaux d'huile	<b>26</b>
<b>III.3.1</b>	Méthode de Vogel Harrison	<b>26</b>
<b>III.3.2</b>	Méthode de Fetkovich	<b>31</b>
<b>III.3.3</b>	Méthode de Standing	<b>32</b>
<b>III.4</b>	Les différentes corrélations de VLP	<b>35</b>
<b>III.4.1</b>	Le choix de corrélation	<b>35</b>
<b>III.4.2</b>	La correction de la corrélation choisie	<b>35</b>
<b>III.5</b>	L'écoulement Multiphasique	<b>35</b>
<b>III.5.1</b>	Les variables d'un écoulement Multiphasique	<b>36</b>

### ***Chapitre IV : Modélisation analytique***

<b>IV.1.1.</b>	Modélisation du puits partie consternant Interflow:	<b>42</b>
<b>VI.1.2.</b>	Comparaison entre Logiciel PIPESIM et de notre analyse théorique :	<b>47</b>
<b>IV.1.3.</b>	Modélisation du puits partie consternant Outflow:	<b>48</b>

<b>Conclusion Générale</b>	<b>52</b>
<b>Références bibliographiques</b>	<b>53</b>

## *Liste des figures*

- Fig.I.1* Schéma présentatif de pompe aux tiges
- Fig.I.2* Schéma présentatif de pompe électrique submersible
- Fig.I.3* Schéma présentatif de pompe hydraulique de fond
- Fig.I.4* Schéma présentatif de pompes à cavités progressant
- 
- Fig.II.1* Système de production simple.
- Fig.II.2* Pertes de charges possibles dans le système de production total
- Fig.II.3* La pression à travers le système de production
- Fig.II.4* Position des différents nœuds
- Fig.II.5* L'effet des différentes pressions de séparateur sur le débit
- Fig.II.6* L'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits
- Fig.II.7* L'effet de diamètre de collecte sur la performance du puits
- Fig.II.8* L'effet des différents courbe IPR sur la performance du puits
- Fig.II.9* L'effet de diamètre de tubing sur la performance du puits
- Fig.II.10* L'effet de la densité des perforations sur la performance du puits
- Fig.II.11* L'effet du diamètre des perforations sur la performance du puits
- Fig.II.12* L'effet du déclin de pression dans le réservoir
- Fig.II.13* Point de fonctionnement (intersection entre les courbes IPR et VLP)
- Fig.II.14* Effet de skin de formation
- Fig.III.1* Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement
- Fig.III.2* Drainage assisté du réservoir
- Fig.III.3* Ecoulement linéaire
- Fig.III.4* Ecoulement radial
- Fig.III.5* La courbe IPR
- Fig.III.6* Vogel IPR pour un réservoir saturé et sous saturé
- Fig.III.7* Forme d'IPR pour  $P(wf) \geq P_b$
- Fig.III.8* Le modèle Généralisé de Vogel pour un réservoir sous saturé

- Fig.IV.1*** Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{\max}=90$ )
- Fig.IV.2*** Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{\max}=162$ )
- Fig.IV.3*** Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{\max}=232$ )
- Fig.VI.4*** La dépendance des coefficients en fonction du LPI
- Fig.IV.5*** Le débit maximal en fonction du PLI
- Fig.IV.6*** Comparaison entre PIPESIM et notre Modélisation pour  $PLI=1.6$
- Fig.IV.7*** Comparaison entre PIPESIM et notre Modélisation pour  $PLI=0.6$
- Fig.IV.8*** Courbe de pression en fonction du débit ( $WCUT=0\%$ )
- Fig.IV.9*** Courbe de pression en fonction du débit ( $WCUT=20\%$ )
- Fig.IV.10*** Courbe de pression en fonction du débit ( $WCUT=40\%$ )
- Fig.IV.11*** Courbe de pression en fonction du débit avec différentes WCUT
- Fig.IV.12*** Courbe de pression Interflow et Outflow en fonction du débit avec différentes WCUT



## Liste des abréviations

AOFP	Absolut Open Flow Potential
Bo	Facteur volumétrique de fond
BP	Basse pression
ESP	Electrical Submersible Pumps
GOR	Gas Oil Ratio
HP	Haute pression
ID	Inside Diameter
IPR	Inflow Performance Relationship
MD	Measured depth
OD	Outside Diameter
Pb	Bubble pressure
Pt	Tubing pressure
Rs	Solution GOR
Sm <sup>3</sup>	Standard Cubic meter
SPM	Side Pocket Mandrel
Stb	Standard Barrel
TVD	True Vertical Depth
WHP	Well head pressure
SBHP	Static bottom hole pressure
VLP	Vertical Lift Performance
FGS	Flowing gradient Survey (Profile dynamique)
SGS	Static gradient Survey (Profile statique)
Wcut	Water cut
WOR	Water Oil Ratio

$\mu_o$	Viscosité d'huile
$\mu_g$	Viscosité de gaz
MWS	Multiphase Wellhead System

## Résumé

Dans notre travail, nous avons choisie une méthode mathématique pour trouver les pressions consterne les fluides de pompage ou d'extractions (oil). La méthode d'interpolation avec laquelle nous avons basé sur cette mémoire, et finalement après la comparaison entre notre résultat et la par PIPESIM, on trouve une meilleure approximation entre eux.

## ملخص

في عملنا , اخترنا طريقة رياضية لإيجاد الضغوط التي تفكك سوائل الضخ او الاستخراج (الزيت) ,

طريقة الاستيفاء هي التي اعتمدنا بها على هذه المذكرة

و اخيرا بعد المقارنة بين نتيجتنا و PIPESIM يمكن ان نميز الافضل بينهما

**Les mots clés** : *Interpolation, Modelisation, Matlab, Pression Interflow, Pression Outflow.*

## Summary

In our work, we chose a mathematical method to find the pressures dismays the fluids of pumping or extractions (oil). The method of interpolation with which we based on this memory, and finally after the comparison between our result and there by PIPESIM, one finds a better approximation between them

**Key words**: *Interpolation, Modelisation, Matlab, Interflow Pressure, Outflow Pressure.*

*Introduction*  
*Générale*

Du pétrole c'est une matière première connaît une expansion intense au cours du 20<sup>ème</sup> siècle.

Les pays producteurs des pétroles sont rechercher toujours à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec tous les méthodes de récupération assistée, mais de moins chère.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier la performance du puits productif et d'étudier l'influence des principaux paramètres (LPI et WCUT) en utilisant une méthode numérique telle que l'interpolation.

Par conséquent, le mémoire présentant ce travail est entamé par cette introduction générale qui donne une idée sur le thème abordé tout en exposant clairement notre but.

Ainsi, cette mémoire est structurée en quatre chapitres :

- Le premier est consacré à la présentation des pompes.
- Le deuxième est une initiation à L'analyse Nodale.
- Dans le troisième chapitre on a présenté les performances du puits.
- Dans le quatrième chapitre, nous avons fait l'analyse théorique.

Une conclusion générale récapitule les principaux résultats obtenus au cours de ce travail ainsi que des recommandations futures pour une éventuelle amélioration des performances du puits.

## **Chapitre I :**

# **Généralité sur les pompes utilisées dans les domaines pétroliers**

## I.1. Différentes types des pompages

### I.1.1 Le pompage aux tiges (Sucker rod pumping) :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe Volumétrique verticale compose d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges [1].

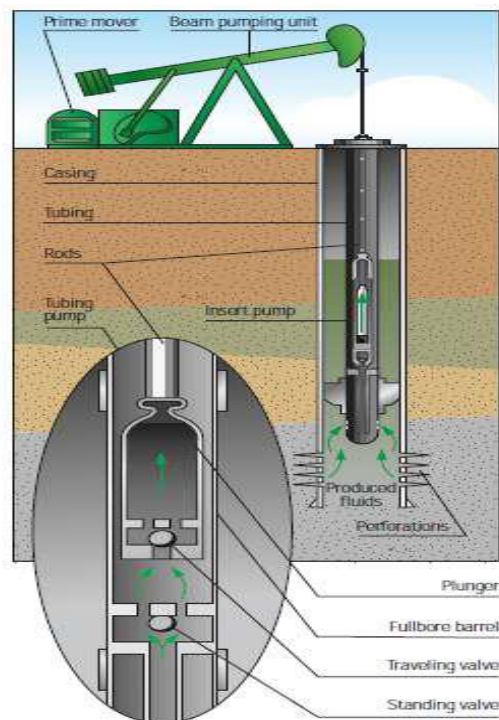
L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraine une unité à balancier ou un élévateur hydraulique, faisant ainsi un système de va-et-vient.

#### Principaux avantages :

- \* Compatible avec une pression de fond très faible.
- \*Adapte aux puits isolés.
- \*Meilleur pour les huiles lourdes

#### Principaux inconvénients :

- \* Réparation plus difficiles
- \* Pas adapté aux gros volumes produits
- \* Coût d'investissement initial élève pour les pompes à grandes capacités.



*Fig.I.1. Schéma présentatif de pompe aux tiges*

### I.1.2 Les pompes électriques submersibles (Electric Submersible Pumping ESP) :

Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une unité de pompe centrifuge sur la colonne de production qui est connectés au mécanisme du contrôle de surface par un câble électrique [1].

Les composants du fond sont suspendus de tubing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de pompe.

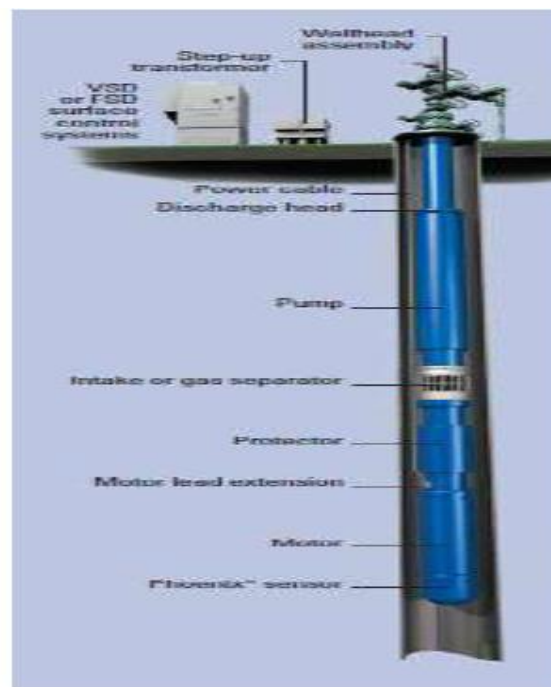
Au-dessus du moteur il y'a protecteur, ensuite la prise (Intake) ou séparateur du gaz, et enfin la pompe. Le câble électrique est branché dans le sommet du moteur.

#### Principaux avantages :

- \* Peut atteindre des pressions de fond en écoulement plus basses.
- \* Bien adapté aux productions à pourcentage d'eau élevée.

#### Principaux inconvénients :

- \* Ne peut produire en présence de gaz libre dans l'effluent.
  - \* Accès au réservoir nécessitant des complétions complexes.
- En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing pompe pour réparation



*Fig.1.2. Schéma présentatif de pompe électrique submersible*



### I.1.3 Le pompe hydraulique de fond (DHP) :

Le pompage hydraulique est une application de principe de pascal qui nous montre que le liquide transmet intégralement et dans tous les sens toute augmentation de pression qu'il subit.

Le pompage hydraulique applique ce principe à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur, une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer [1]:

- \* Soit un piston moteur entraînant par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston.
- \* Soit hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse
- \* débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice.
- \* Soit une turbo- pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

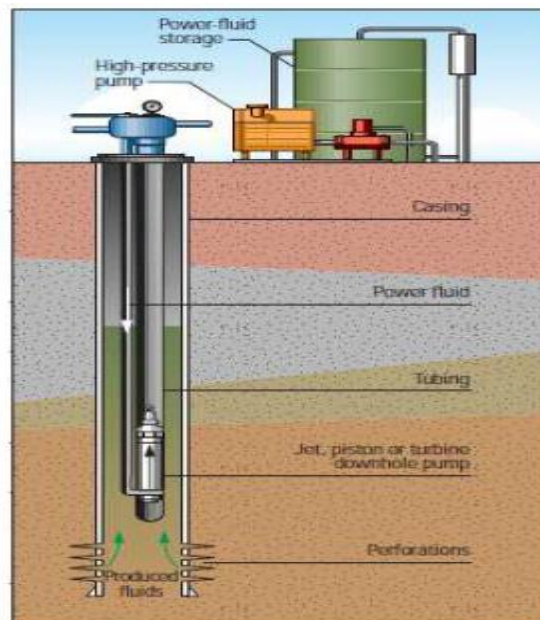
Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple.

#### Principaux avantages :

- \* Adapté aux profondeurs importantes et aux puits déviés.
- \* facilité de modification de la taille et de la cadence de la pompe pour s'adapter aux conditions de puits.
- \* Fluide moteur pouvant servir de fluide porteur pour injection d'un additif.

#### Principaux inconvénients :

- \* investissement initial en équipement et entretien de celui-ci assez coûteux.
- \*Essai des puits posant un problème.



*Fig.I.3.Schéma présentatif de pompe hydraulique de fond*

#### I.1.4 Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP).

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressant est issu des travaux de l'ingénieur français Rene Moineau en 1932.

Son fonctionnement est le suivant :

\* un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourne à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profilé en double hélice interne.

\* la rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

Dans quelques cas, les pompes PCP sont connectées avec des moteurs de pompe submersible électrique.

##### Principaux avantages

\* Adapté aux fluides visqueux.

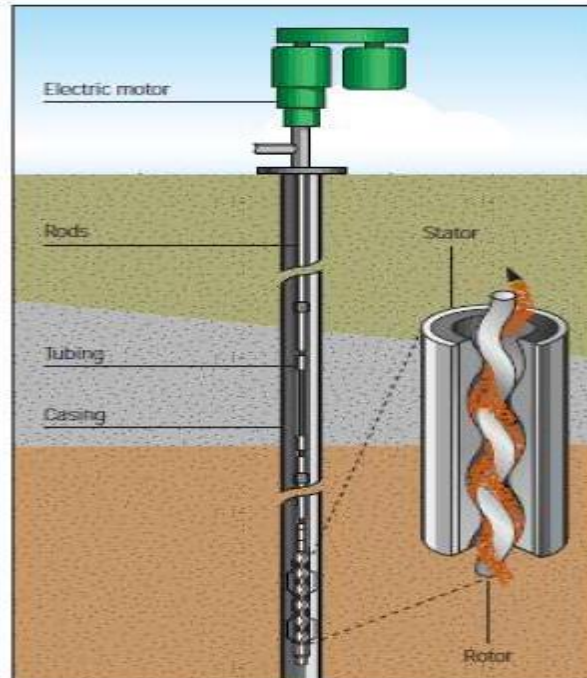
\* Capables de produire des puits chargés de paraffine et de solides

##### Principaux inconvénients

\* Réparation plus difficiles

\* Pas adaptés aux gros débits

\* Mal adapté aux puits déviés.



*Fig.1.4. Schéma présentatif de pompes à cavités progressant*

*Chapitre II :*  
*L'analyse Nodale*

## II.1. L'importance de L'analyse Nodale pour les Gisements d'huile et de Gaz

Le système de production peut être simple et peut inclure beaucoup de composantes dans lesquelles les pertes de pression se produisent. La *Fig. (II.1)* montre un schéma d'un système producteur simple.

Ce système se compose de trois phases :

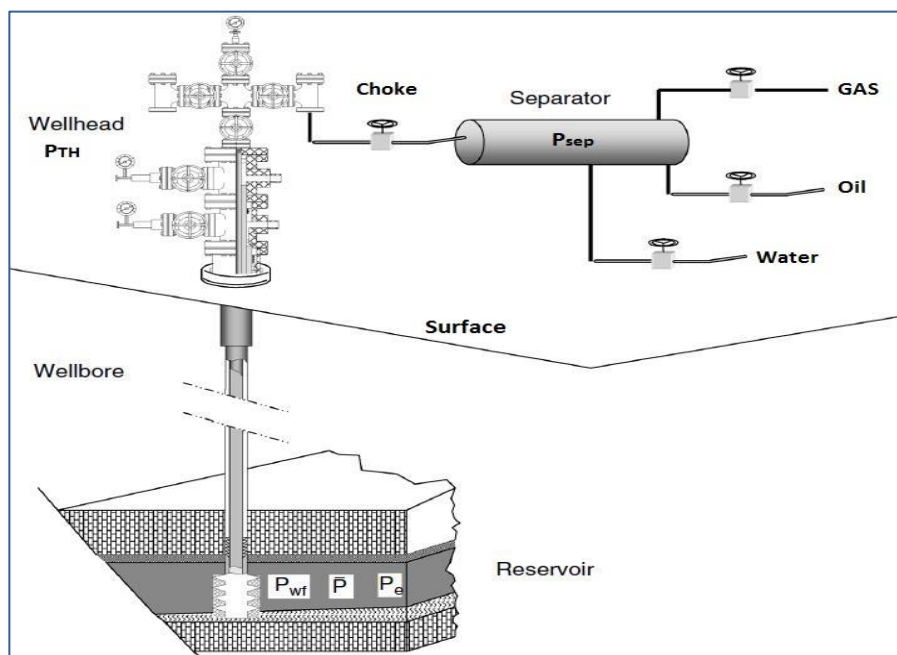
1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles.
3. Ecoulement dans les pipes horizontales.

Le système de production peut être relativement simple ou inclure plusieurs de composantes dans lesquelles les pertes d'énergie ou de pression se produisent.

La baisse de pression dans tout le système à n'importe quel moment sera égale à la pression du fluide initiale moins la pression du fluide finale ( $P_R - P_{sep}$ )

Avec :  $P_R$  et  $P_{sep}$  sont la pression moyenne de réservoir et la pression de séparation respectivement.

Cette chute de pression est la somme des chutes des pressions produites dans toutes les composantes du système. La chute de pression le long de n'importe quelle composante change avec le taux de production, le taux de production sera contrôlé par les composantes choisies.



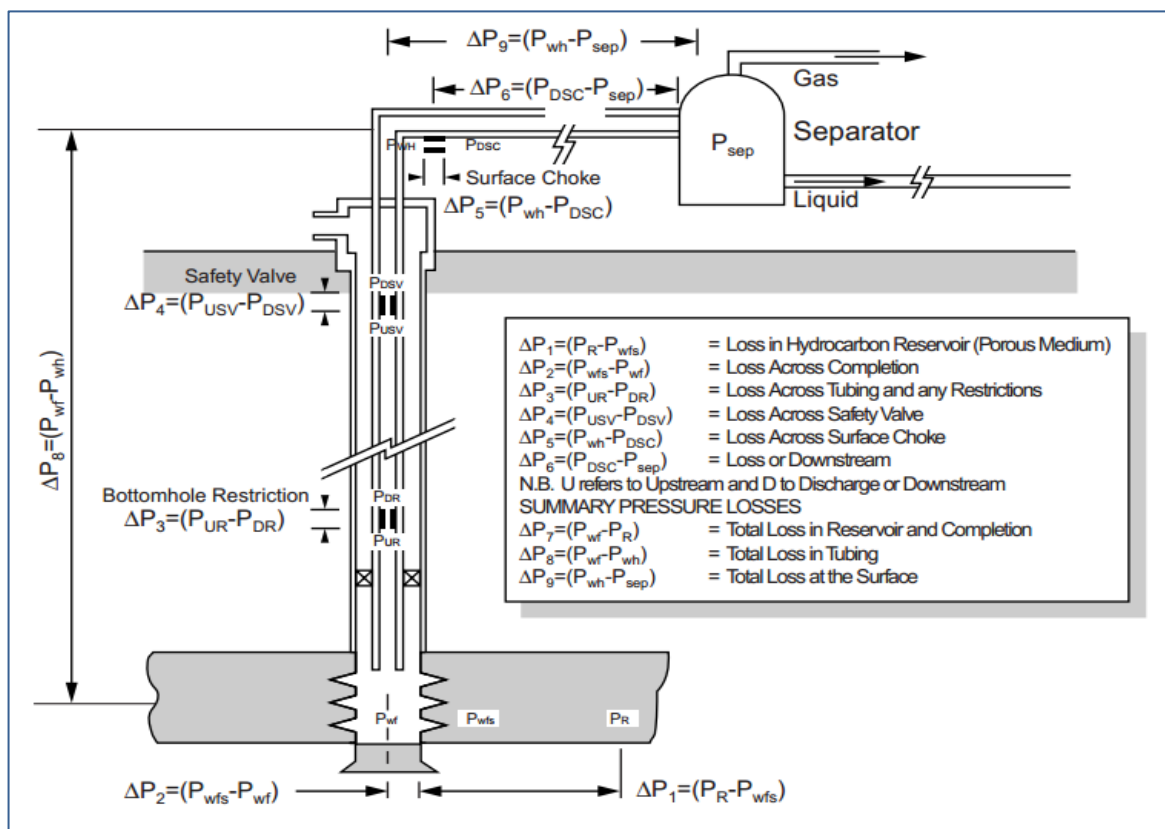
*Fig II.1* Système de production simple.

La conception finale d'un système de production ne peut pas être séparée en une performance de réservoir et en une performance du système de pipes et être manipulée indépendamment.

La **Fig (1.2)** montre les diverses pertes de pression (perte de charge) qui peuvent se produire dans le système du réservoir au séparateur. Commenant du réservoir ces pertes sont notées comme suit :

- $\Delta P_1 = (P_R - P_{wfs})$ : Perte dans le milieu poreux.
- $\Delta P_2 = (P_{wfs} - P_{wf})$ : Perte le long de complétion.
- $\Delta P_3 = (P_{UR} - P_{DR})$ : Perte le long des restrictions.
- $\Delta P_4 = (P_{USV} - P_{DSV})$ : Perte le long des vannes de sécurité.
- $\Delta P_5 = (P_{wh} - P_{DSC})$ : Perte dans la duse de surface.
- $\Delta P_6 = (P_{DSC} - P_{Sep})$ : Perte dans les conduites de surface.
- $\Delta P_7 = (P_R - P_{wf})$ : Perte totale dans le réservoir et la complétion.
- $\Delta P_8 = (P_{wf} - P_{wh})$ : Perte totale dans le tubing.
- $\Delta P_9 = (P_{wh} - P_{Sep})$ : Perte totale dans les collectes.

Les diverses configurations du puits peuvent changer d'un système très simple du **Fig (II.1)** au système complet du **Fig (II.2)**, la configuration la plus utilisée est celle du **Fig (II.2)**.

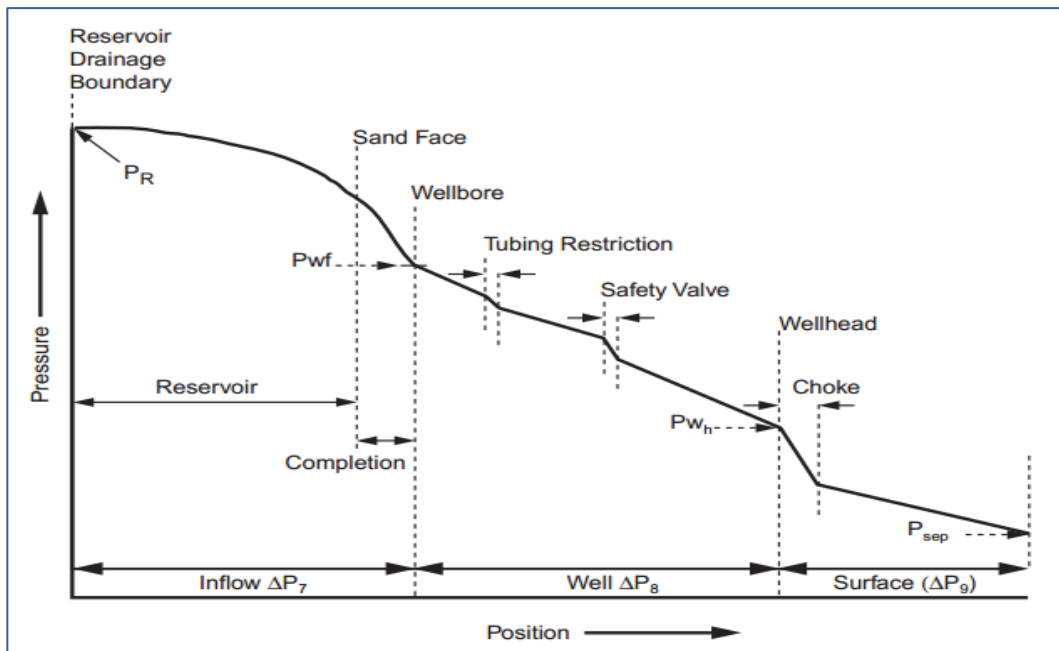


*Fig II.2 : Pertes de charges possibles dans le système de production total*

$P_R$	Reservoir Pressure	$P_{USV}$	Upstream Safety Valve Pressure
$P_{WFS}$	Flowing sand face Pressure	$P_{DSV}$	Downstream Safety Valve Pressure
$P_{wf}$	Flowing Bottom Hole Pressure	$P_{WH}$	Well Head Pressure
$P_{UR}$	Upstream Restriction Pressure	$P_{DSC}$	Downstream surface Choke Pressure
$P_{DR}$	Downstream Restriction Pressure	$P_{sep}$	Separator Pressure

La **Fig (II.3)** représente schématiquement la distribution de pression à travers le système de production.

Il identifie les composants les plus significatifs, plan d'écoulement, tuyauterie et le réservoir et la complétion où les pertes de pression se produisent.



*Fig II.3 : La pression à travers le système de production*

## II.2 Concept de l'analyse Nodale

Afin de résoudre tout le système de production, des nœuds sont placés le long du système, ces nœuds sont définis par différentes équations ou corrélation.

La **Fig (II.4)** montre les endroits des divers nœuds possibles. Les nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence de pression existe à travers elle, et la pression ou la réponse de débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Le nœud (1) représente la pression du séparateur, qui est souvent réglée à une valeur constante la

pression au nœud (1A) est habituellement constante (la pression de vente et de compression de gaz), la pression au nœud (1B) est en général constante et égale à zéro psi.

Dans cette étude, on suppose que la pression de séparation est constante pour n'importe quel débit, et elle sera indiquée comme nœud (1).

Noté que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont :

$P_R$  Et  $P_{sep}$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est commandé par la duse.

Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction parmi elles, un changement de chute de pression dans l'une peut changer le comportement de chute de pression dans tous les autres (la compressibilité), ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composantes sur toute la performance du système.

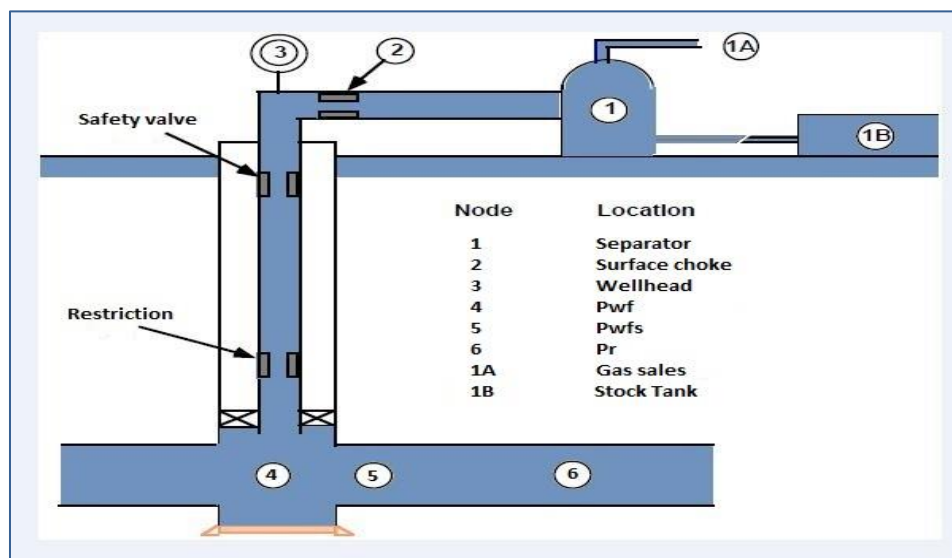


Fig II.4 : Position des différents nœuds

### II.3 Procédé d'application de l'analyse Nodale

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

- 1- Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
- 2- Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
- 3- Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
- 4- Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement.

## II.4 Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).
- ✓ Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et a en aider choisir de la méthode.
- ✓ Vérifier chaque composante dans le système puits (déterminer si elle affect beaucoup le taux de production).

## II.5 Les différentes positions du nœud

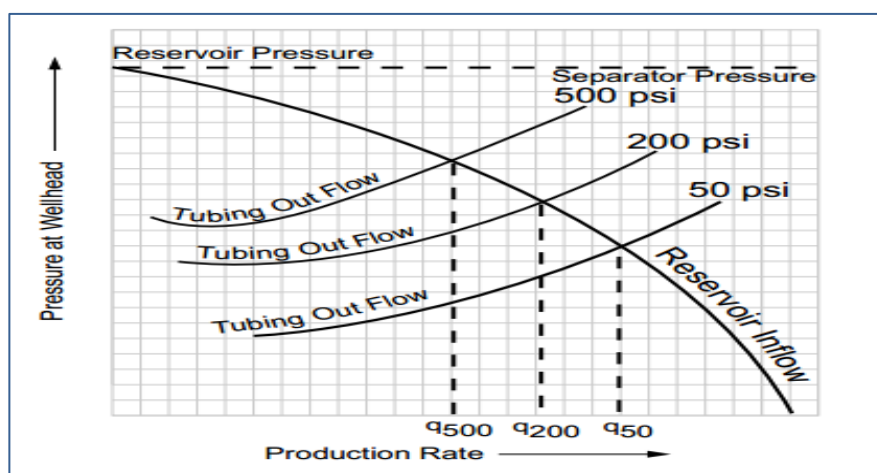
### ◆ Nœud 1 : Le séparateur

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

Les données nécessaires sont:

- ▶ *IPR* mesuré dans le trou du puits.
- ▶ Chute de pression **dans** le tubing en fonction du débit.
- ▶ Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.

La *Fig (II.5)* montre l'effet des différentes pressions de séparateur sur le débit de production du puits ; il est clair que la production soit maximale si la pression de séparation est aussi faible que possible.



*Fig II.5 : L'effet des différentes pressions de séparateur sur le débit de production*



◆ **Nœud 2 : La duse**

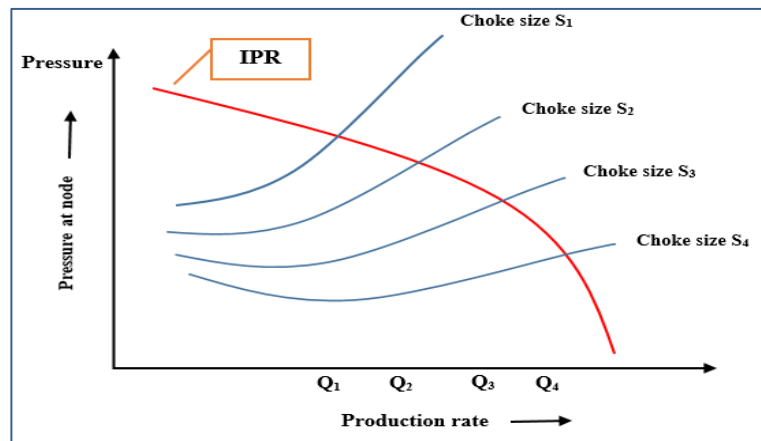
L'emplacement du nœud 2 (**duse**) nous permet d'étudier l'effet de la duse, et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont :

- ▶ **IPR** mesurée dans le trou de puits (Well bore).
- ▶ Chute de pression en fonction de débit.
- ▶ L'Equation  $P_{wf} = f(GLR, q, \vartheta)$

$\vartheta$ : Diamètre de la duse  $\frac{1}{64}$  in.

$q$ : Débit de production.

La **Fig (II.6)** montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.



*Fig II.6 : L'effet du diamètre de la due sur la performance du puits*

◆ **Nœud 3 : Tête de puits (Well Head)**

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

Les données nécessaires sont:

- ▶ **IPR** (Inflow-Performance-Relationship) mesuré dans le puits
- ▶ chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- ▶ Chute de pression dans la collecte en fonction du débit.
- ▶ Pression du séparateur.

La **Fig (II.7)** montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits ; l'augmentation du diamètre de la collecte ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$ ) est suivie par une augmentation de débit de production ( $q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$ ).

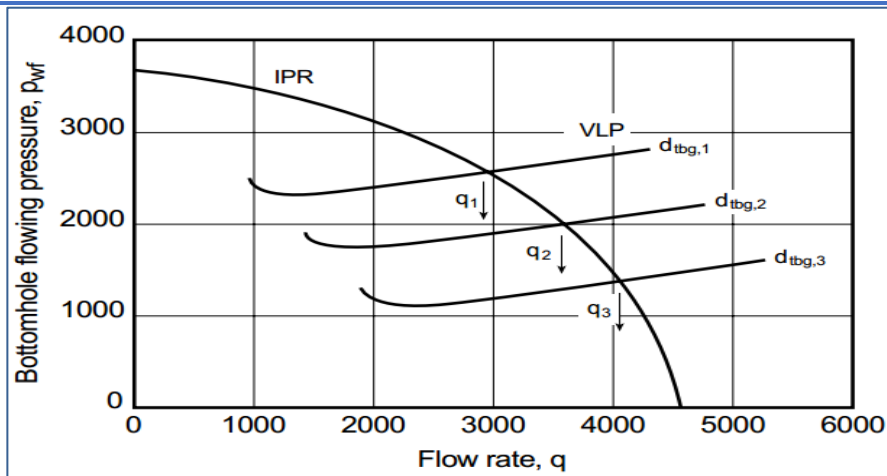


Fig II.7 : L'effet de diamètre de collecte sur la performance du puits

#### ◆ Nœud 4 : fond du puits

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

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

La Fig (II.8) Montre l'effet des différents courbes **IPR** sur la performance du puits.

En supposant que :

**IPR (1):** courbe **IPR** pour une couche colmatée

**IPR (2):** courbe **IPR** pour une couche non-colmatée; non-stimulée (undamaged and unstimulated).

**IPR (3):** courbe **IPR** pour une couche non-colmatée; stimulée (undamaged and stimulated).

Ces courbes indiquent le bénéfice de la stimulation d'un puits.

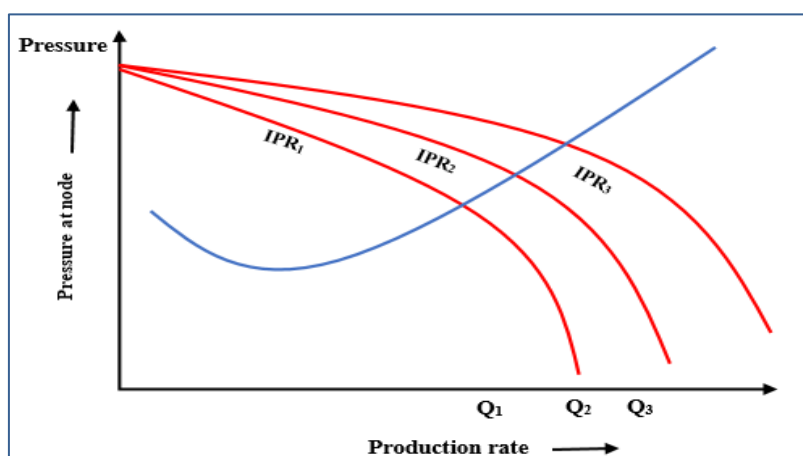


Fig II.8 : L'effet des déferents courbe IPR sur la performance du puits

La Fig (II.9) montre l'effet de Cinq diamètres de tubing sur la performance du puits : l'augmentation du diamètre de tubing de ( $D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3 \rightarrow D_4$ ) est liée par une augmentation de débit sauf pour  $D_5$  qui a tué le puits, donc le  $D_3$  (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

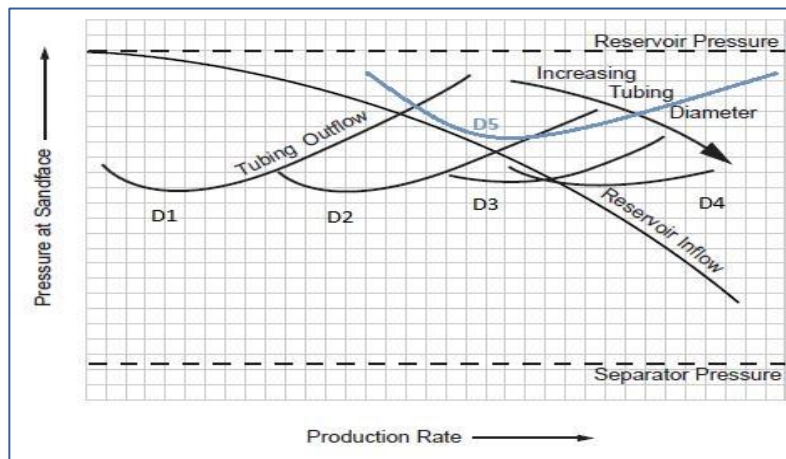


Fig II.9 : L'effet de diamètre de tubing sur la performance du puits

### ◆ Nœud 5 : Au niveau des perforations

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

- ▶ IPR de formation avant la perforation.
- ▶ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ▶ Chute de pression dans la collecte.

La Fig (II.10) montre l'effet de la densité des perforations sur la performance du puits

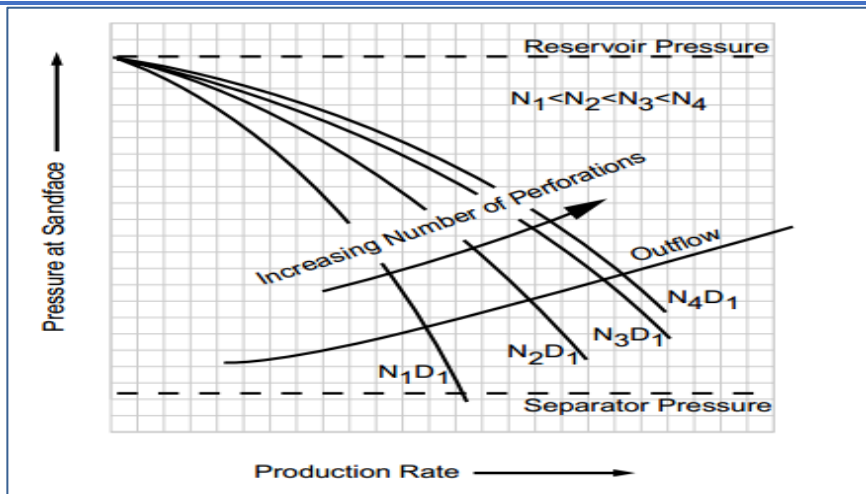


Fig II.10 : L'effet de la densité des perforations sur la performance du puits

La Fig (I.10) illustre une augmentation du nombre de perforations

$N_1 < N_2 < N_3 < N_4$ , Pour diamètre  $D_1$ .

Tandis que la Fig (II.11) montre que l'effet d'un nombre limité de perforations ( $N_1$ ) peut être (partiellement) compensé par une augmentation du diamètre de  $D_1$  à  $D_3$  (par exemple réduction de la perte de pression par frottement dans le tunnel de perforation elle-même).

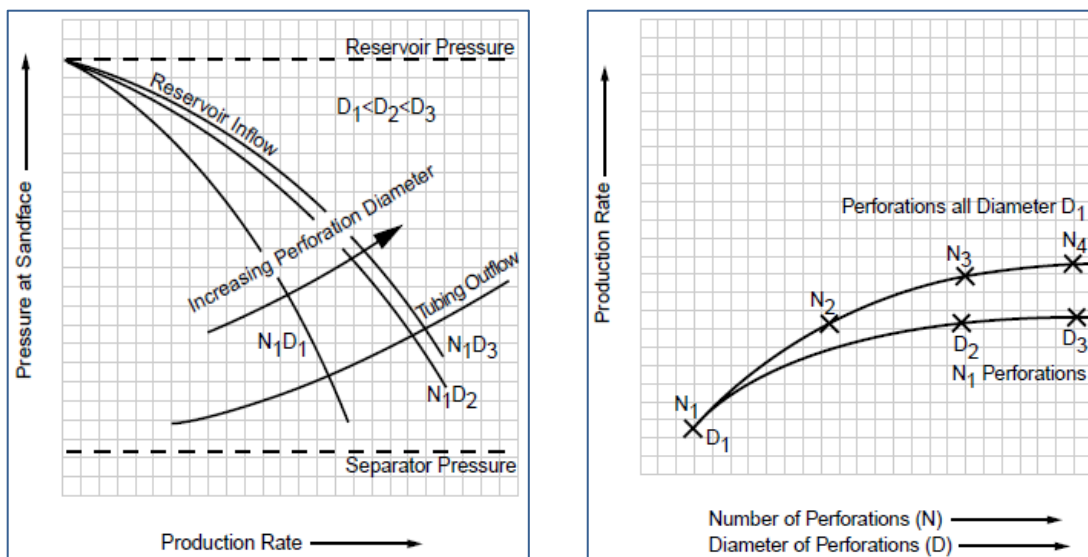


Fig II.11 : L'effet du diamètre des perforations sur la performance du puits

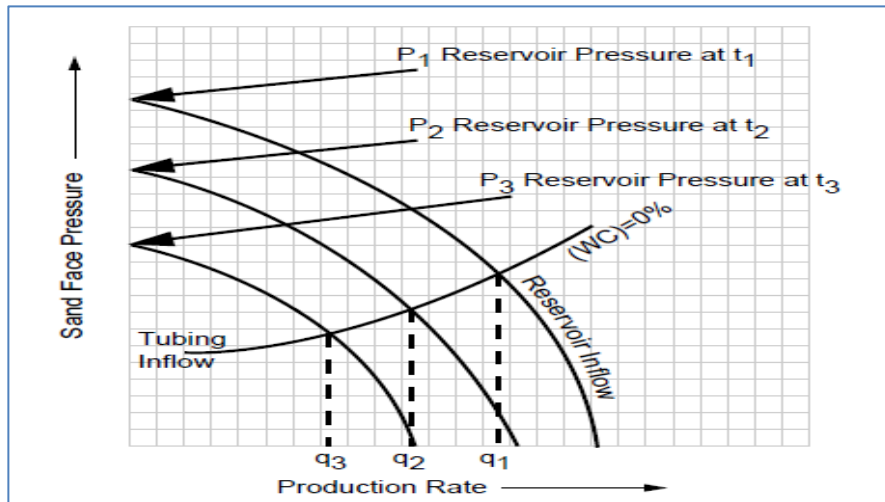
#### ◆ Nœud 6 : Le Réservoir

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

- ▶ IPR mesuré dans le trou de puits.
- ▶ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- ▶ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit.

► Pression de séparateur (séparation).

La **Fig (II.12)** Montre l'effet du déclin de pression dans le réservoir ; le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec le déclin de débit de production.



*Fig II.12 : L'effet du déclin de pression dans le réservoir*

## II.6 Le point de fonctionnement

Le système de producteur est divisé en deux courbes au nœud. Le (**INFLOW**), c'est la courbe représentative de tous les composants entre le nœud et la frontière de réservoir.

Le (**OUTFLOW**), ou la sortie, la courbe comprenant les composants entre le nœud et le séparateur.

Après isolement du nœud dans le système, les deux conditions fondamentales suivantes doivent être vérifiées :

Seulement une seule pression existe au nœud à n'importe quel débit donné ( $P_{inflow} = P_{outflow}$ )

Seulement un seul débit existant par le nœud ( $Q_{inflow} = Q_{outflow}$ )

✓  $P_R - (\text{Pressure loss upstream components}) = P_{node}$

✓  $P_{sep} + (\text{Pressure loss downstream components}) = P_{node}$

Pour simplifier le procédé, l'approche de l'analyse de système emploie une solution graphique dans la laquelle la pression au nœud est montrée en fonction du débit de production pour les courbes Inflow et Outflow.

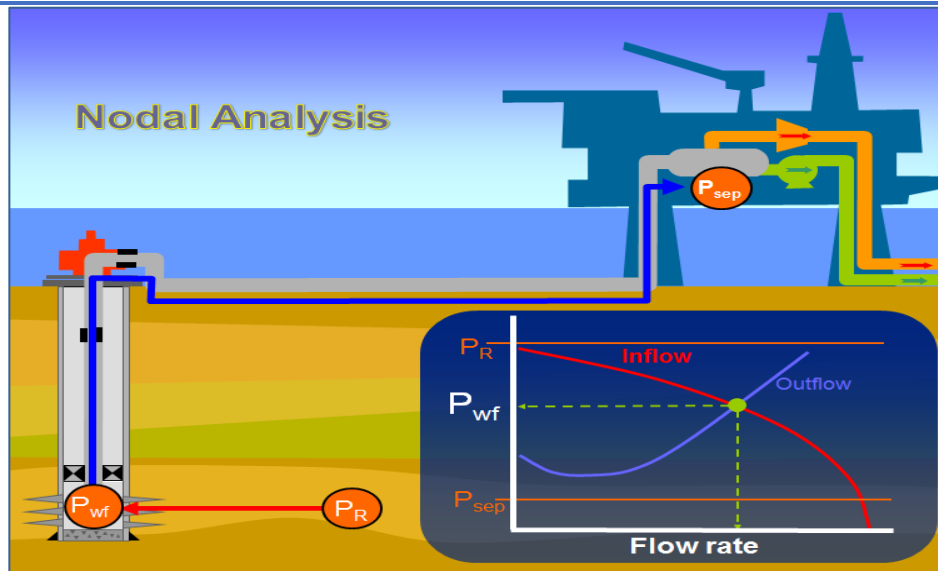


Fig II.13 : Point de fonctionnement (intersection entre les courbes IPR et VLP)

La courbe d'Inflow se plie vers le bas, ceci illustre que le débit augmente par le segment d'apport, la perte de charge augmente de sorte qu'il y ait moins de pression disponible au nœud (ou le côté descendant du segment d'apport).

La courbe d'Outflow se plie vers le haut. Ceci illustre que pour une pression fixe de séparateur, la pression exigée au nœud (admission au segment de sortie) augmente en mesure que le débit augmente.

Sur le nodal tracé, cette solution est l'intersection des courbes d'Inflow et d'Outflow. Cette intersection indique la capacité productrice du système et fournit tous les deux le débit  $Q$ , et la pression de fond correspondante **FBHP**.

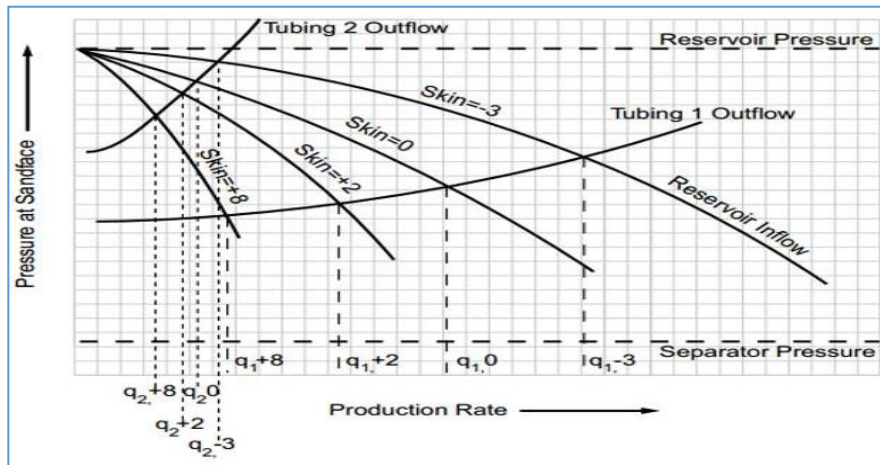
Les paramètres utilisés le plus souvent dans l'analyse nodale pour l'optimisation sont :

- Le skin du puits.
- L'effet de la complétion.
- Diamètre du tubing.
- Pression de tête du puits ou de séparateur.

#### ① Skin De Réservoir

Le skin est une déviation de l'écoulement de Darcy, généralement provoqué par des endommagements aux alentours du puits par les fluides de forage et de complétion ou de perfectionnement par la stimulation. Le changement de skin est l'effet d'enlever des endommagements par la stimulation. Dans l'analyse du système, ceci peut se faire en passant en revue plusieurs cas d'apport (Inflow), chacun a amélioré la valeur de skin.

La **Fig (II.14)** illustre ce cas, avec une formation fortement endommagée avec un skin de (+8) est analysé après stimulation avec des skins de (+2), de (0), et de (-3).



*Fig II.14 : Effet de skin de formation*

**② Effets De la Complétion :**

Les paramètres suivants induisent des réponses semblables dans la performance du système et sont des variables dans la conception de complétion qui sont sujette généralement au changement et optimisation :

Densité de perforation.

Type de perforation.

Diamètre de perforation.

Profondeur de perforation.

Intervalle perforée.

# **Chapitre III : Well performance**



### III.1. Mécanismes De Drainage D'un Gisement

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides à l'intérieur de la roche-réservoir vers le puits de forage.

On distingue :

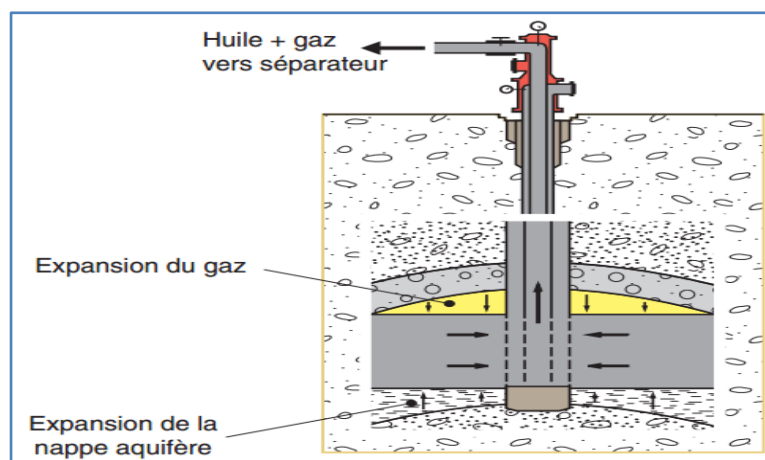
- Le drainage naturel d'un puits
- Le drainage assisté

#### *a - Mécanisme de drainage naturel (drainage "primaire")*

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de sa facilité d'écoulement.

En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

- **75 % pour le gaz**
- **30 % maximum pour l'huile**



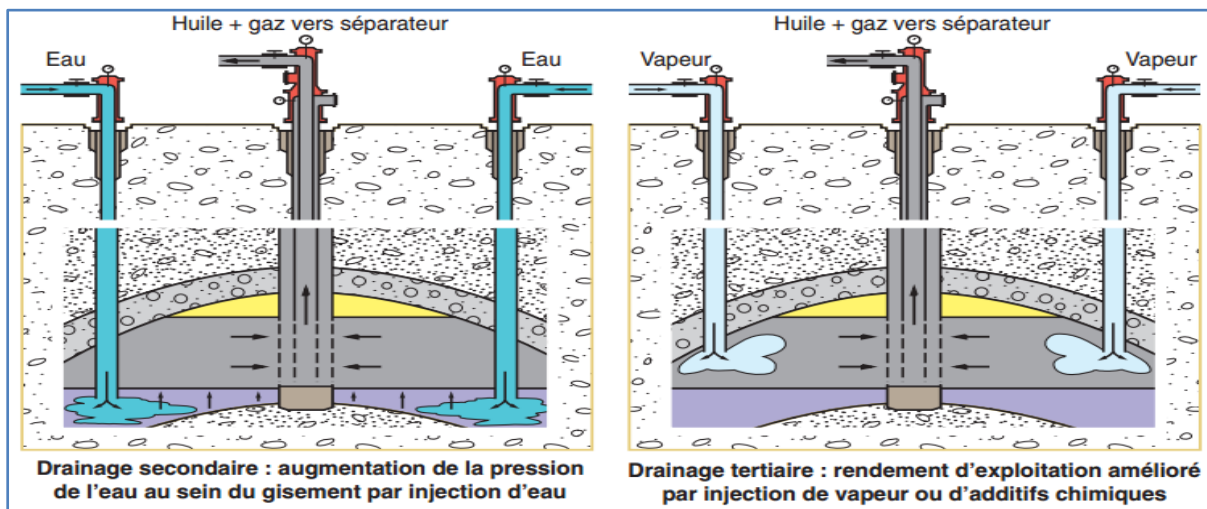
*Fig III.1 Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement*

- migration de la nappe aquifère : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche-réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans les pores de la roche.

#### *b - Drainage assisté ("secondaire et tertiaire")*

Le drainage assisté se fait par injection d'énergie au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il permet d'augmenter le taux de récupération de l'huile d'environ 10 %.

- Pour les réservoirs de faible volume et de structure adaptée, on utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de la roche-réservoir :
  - ◆ Drainage secondaire : injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz au-dessus du gisement : on provoque un drainage vertical du réservoir.
  - ◆ Drainage tertiaire : injection de vapeur d'eau réalisée dans la roche-réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimiques (émulsions eau/huile/tensioactifs, solutions de polymères dans l'eau).



*Fig III.2 Drainage assisté du réservoir*

## III.2 Les Equations de Performance d'un Puits

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé.

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de Darcy est :

$$v = \frac{\kappa}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (III.1)$$

Où :

$\kappa$ : Perméabilité du milieu poreux.

$v$  : Vitesse apparente du fluide

$\mu$  : Viscosité du milieu

$\frac{dP}{dx}$  : Gradient de pression dans le sens d'écoulement

### III.2.1 Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (**Fig. III.2**) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{\kappa \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots (III.2)$$

Si on suppose que  $\kappa$  et  $q$  sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{\kappa \cdot A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots (III.3)$$

Par intégration :

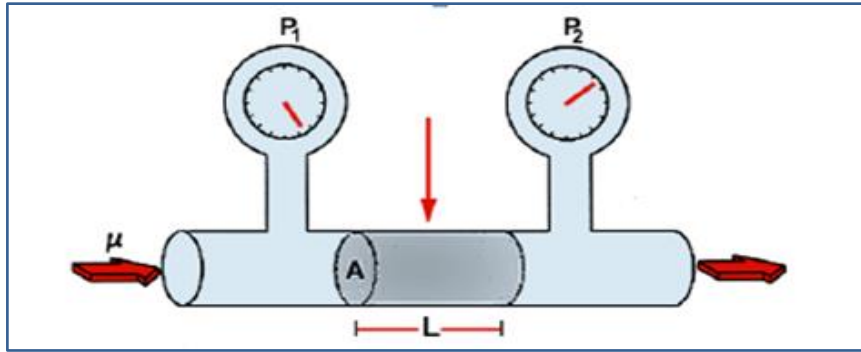
$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{\kappa \cdot A} \cdot L \dots\dots\dots (III.4)$$

Ou bien :

$$q = \frac{\kappa \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots (III.5)$$

Ou  $C$  est un facteur de conversion des unités (ou  $C = 1$  en unités de Darcy,

Et  $C = 1,127 \cdot 10^{-3}$  en unités pratiques).

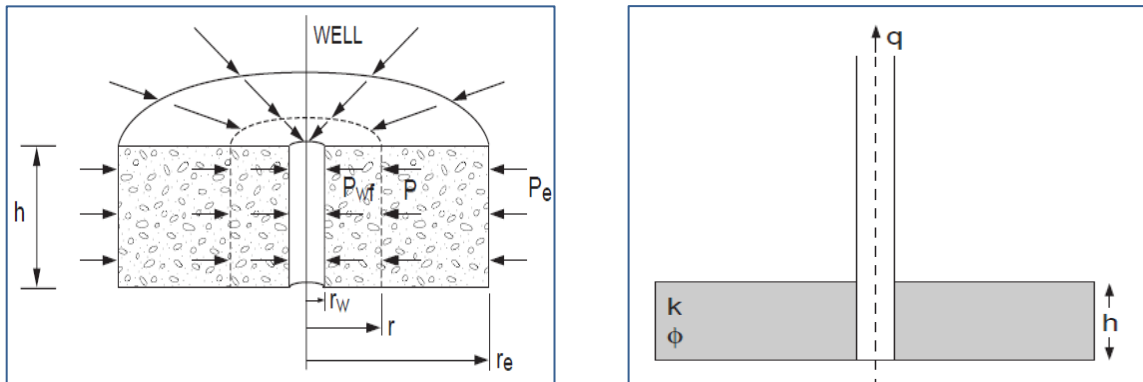


*Fig III.3 Ecoulement linéaire*

### III.2.2 Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (III.1), référant à la *Fig. (III.2)*, et après son intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot \kappa_0}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots (III.6)$$



*Fig III.4 Ecoulement radial*

#### III.2.2.1 Ecoulement de l'huile :

En appliquant l'équation de Darcy à l'écoulement d'huile dans un réservoir, on supposant que l'huile est légèrement compressible.

Le petit changement de  $q$  avec la pression est manipulé avec le facteur de volume de formation  $B_0$ , de sorte que le débit d'écoulement puisse être exprimé en volumes de surface ou de réservoir. Pour l'écoulement d'huile, l'équation (III.6) devient :

$$q_0 \cdot B_0 = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot \kappa_0}{\mu_0} \cdot \left( \frac{dP}{dr} \right) \dots\dots\dots (III.7)$$

Où :

$$2\pi \cdot h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot dP = q_0 \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots (III.8)$$

En intégrant cette équation, on suppose que la fonction de pression  $f(P) = \frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ , est indépendante de la pression ou qu'elle peut être évaluée à la pression moyenne de la zone de drainage du puits.

Cette supposition est nécessaire parce qu'aucune équation analytique simple pour ce terme ne peut être formulée comme une fonction de pression.

En utilisant cette supposition et en intégrant l'équation (III.8) le long du rayon de drainage du puits l'équation (III.8) devient :

$$q_0 = \frac{2\pi \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (III.9)$$

Dans le système des unités du champ (Field units) l'équation s'écrit comme suit :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (III.10)$$

Où :

$q_0$  : Débit entrant, **STB/Day**

$\kappa_0$  : Perméabilité effective à l'huile, **md**

$h$  : Epaisseur du reservoir, **ft**.

$P_e$  : Pression à  $r = r_e$ , **psia**.

$P_{wf}$  : Pression dynamique de fond, **psia**.

$r_e$  : Rayon de drainage du puits, **ft**.

$r_w$  : Rayon du puits, **ft**.

$\mu_0$  : Viscosité d'huile, **cp**.

$B_0$  : Facteur volumétrique d'huile, **bbt/STB**.

L'équation (4.10) s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) ( $P_e = \text{constante}$ ), écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage.

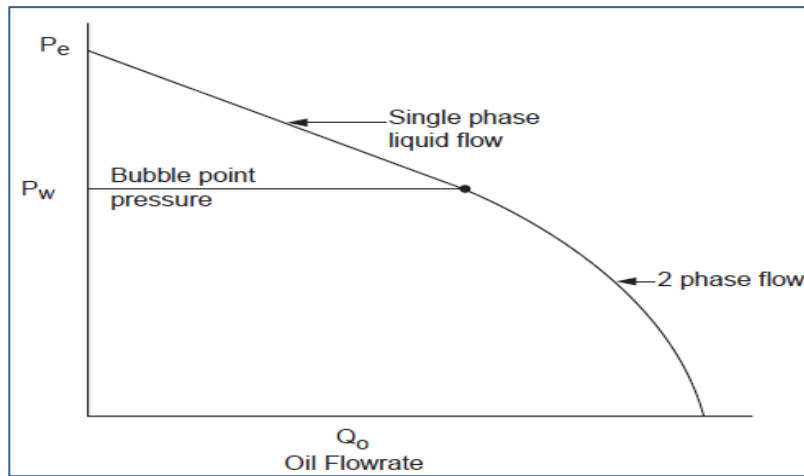
Il est utile d'exprimer l'équation (4.10) en termes de pression moyenne de réservoir  $\overline{P_R}$ , et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-steady) ou l'écoulement stabilisé ( $\overline{P_R} - P_{wf} = \text{constant}$ ) comme suite :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (III.11)$$

Où :  $\bar{P}_R$  La pression moyenne dans la zone de drainage du puits, **Psia**.

### III.2.3 Concept d'index de productivité :

**Gilbert** a tracé la courbe qui représente la pression d'écoulement au fond du puits  $P_{wf}$  en fonction du débit  $Q$ , c'est l'**IPR**.



*Fig III.5 La courbe IPR*

Les extrémités des courbes **IPR** sont la pression du réservoir moyenne  $P_r$ , à un débit compris entre **zéro**, et le débit maximal  $Q_{max}$  qui coule au fond du puits à une pression de **zéro**, dans la pratique il n'est pas possible d'atteindre cette valeur, car la pression d'écoulement en fond du puits doit toujours avoir une certaine valeur finie.

Au-dessus du point de bulle, les courbes des **IPR** sont des lignes droite, car il y a une seule phase de fluide, et la perméabilité est une constante égale à la perméabilité absolue, l'indice de productivité **IP** est égale à la pente inverse de la courbe **IPR**.

Au-dessous du point de bulle, le gas sort de la solution et l'écoulement devient difficile qui provoque une diminution continue de l'indice de productivité.

Le rapport entre le débit entrant au puits (**Well Inflow rate**) et la chute de pression dans le réservoir (drawdown) a été souvent exprimé sous forme d'index de productivité **IP**, où :

$$IP = \frac{0,00708 \cdot \kappa_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (III.12)$$

L'équation (III.11) est valable seulement si la fonction de pression  $f(P) = \frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0}$  est constante.

L'index de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$IP = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0} dP \dots\dots\dots (III.13)$$

### III.3 Construction des *IPR* dans les puits verticaux d'huile

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

Si toutes les variables dans les équations d'Inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy (Eq (III.8)), pourraient être employées pour construire les *IPR*.

La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels  $P_{wf}$  et  $q_0$  étaient mesurés.

#### III.3.1 Méthode de Vogel Harrison

*Vogel* a normalisé *L'IPR* calculé et exprimé les rapports en forme adimensionnelle. Il a normalisé *L'IPR* par l'introduction des paramètres adimensionnels :

$$\text{Pression adimensionnelle} = \frac{P_{wf}}{P_R}$$

$$\text{Débit adimensionnelle} = \frac{q_0}{q_{0(max)}}$$

L'étude a traité plusieurs types de réservoir comprenant ceux qui ont des valeurs différentes : des caractéristiques d'huile, des perméabilités, des facteurs de skin et des espacements entre les puits.

L'équation finale par la méthode de *Vogel* a été basée sur des calculs effectués sur 21 conditions de réservoir différentes.

Après traçage des courbes des *IPR* adimensionnelles pour les cas considérés, *Vogel* est arrivé à la relation suivante entre le débit et la pression adimensionnelle :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (III.14)$$

Avec :

$q_0$ : Débit entrant (Inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$ .

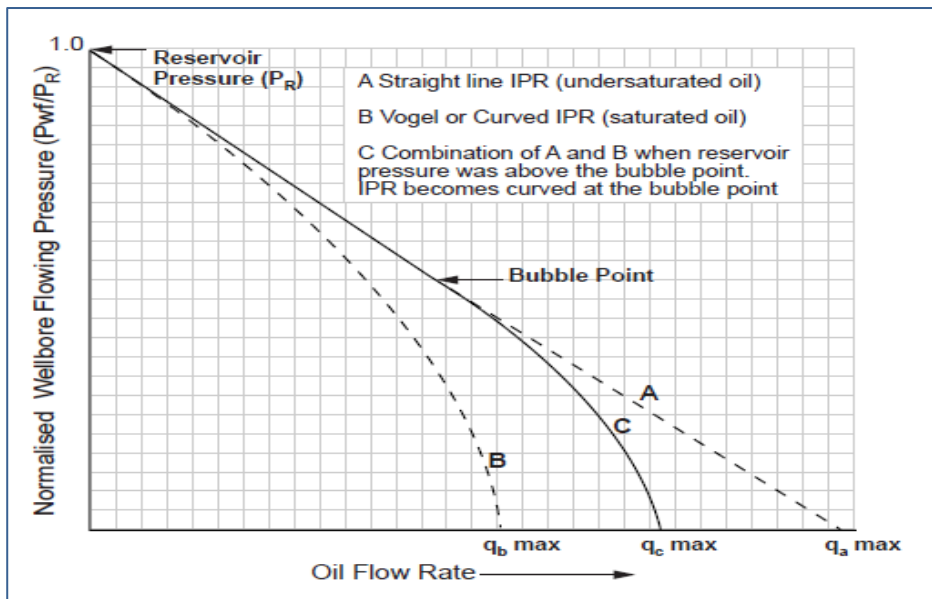
## Outflow Performance VLP

$q_{0(max)}$  : Débit entrant (Inflow rate) correspondant à une pression dynamique nulle ( $P_{wf} = 0$ ) (AOF).

$\overline{P}_R$  : Pression du réservoir.

*Vogel* a montré que dans la plupart des applications de sa méthode l'erreur dans le débit prévu d'Inflow devrait est moins de **10%**, mais elle peut atteindre **20%** pendant les étapes finales de l'épuisement.

Il vient également d'être montré que la méthode de *Vogel* peut être appliquée aux puits produisant de l'eau avec de l'huile et du gaz.



*Fig III.6 Vogel IPR pour un réservoir saturé et sous saturé.*

❖ **Application de la méthode de Vogel :**

**A. Facteur de skin nul ( $S=0$ )**

**A.1. Réservoir saturé : ( $P_R \leq P_b$ )**

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (III.15)$$

**A.2. Réservoir sous saturé : ( $P_R \geq P_b$ )**

Doivent être considérées pour appliquer la méthode de Vogel pour un réservoir sous saturé.

La pression d'écoulement au fond du puits peut être supérieure ou inférieure à la pression de bulle.



**A.2.1** Test ( $P_{wf} \geq P_b$ ) La procédure est :

1. Calculer **J** (**IP**) en utilisant les données de test et l'équation :

$$J = \frac{q_0}{\overline{P}_R - P_{wf}} \dots \dots \dots (III.16)$$

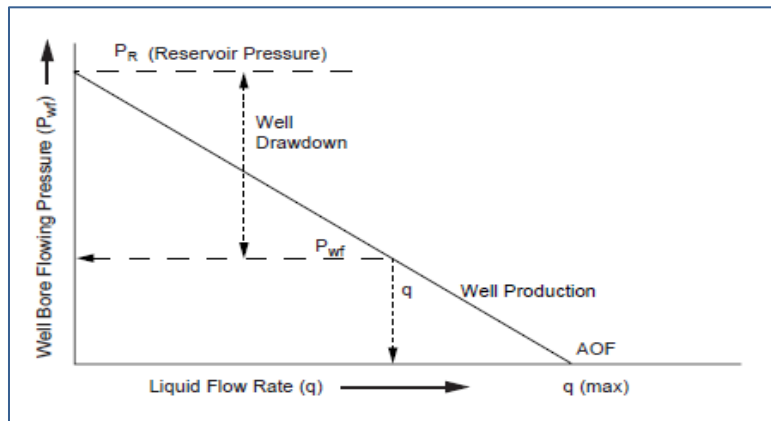
2. Calculer  $q_b$  en utilisant l'équation :

$$q_b = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) \dots \dots \dots (III.17)$$

3. Générer les **IPR** en utilisant l'équation

$$q_0 = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (III.18)$$

⇒ Les **IPRs** pour ( $P_{wf} \geq P_b$ ) sont linéaires. :



*Fig III. 7* Forme d'IPR pour  $P_{wf} \geq P_b$

**A.2.2** Test ( $P_{wf} \leq P_b$ ) la procédure est :

1. Calculer **J** en utilisant les données de test et l'équation :

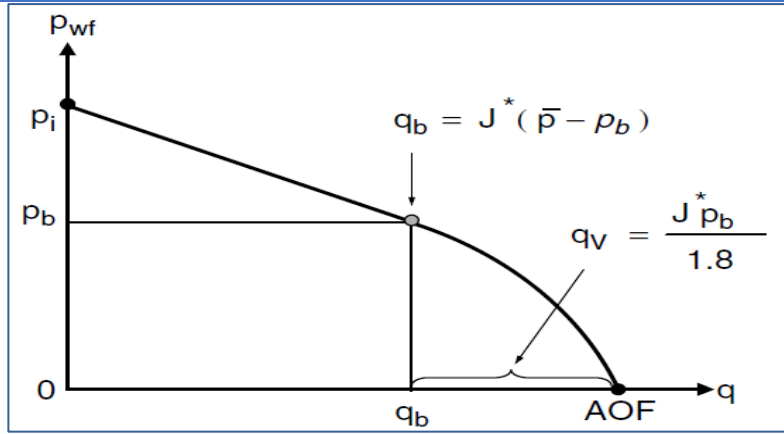
$$J = \frac{q_0}{\overline{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots \dots \dots (III.19)$$

2. Calculer  $q_b$  en utilisant l'équation (III.17)

3. Générer les **IPR** en utilisant l'équation (III.18) pour ( $P_{wf} \leq P_b$ )

Si la pression du réservoir est supérieure à la pression de point de bulle ( $P_R \geq P_b$ ) et la pression dynamique de fond est inférieure à la pression de point de bulle ( $P_{wf} \leq P_b$ ), un modèle IPR généralisé peut être formulé.

Cela peut être fait en combinant le linéaire modèle d'**IPR** pour l'écoulement monophasique avec le modèle de *Vogel* pour l'écoulement diphasique. La **Fig III.6** aide à comprendre la formulation.



**Fig III.8** Le modèle Généralisé de Vogel pour un réservoir sous saturé

Selon le modèle d'IPR linéaire, le débit à la pression de point de bulle est :

$$q_b = J^* \cdot (\bar{P}_R - P_b) \dots\dots\dots (III.20)$$

Basé sur le modèle IPR de Vogel, le débit supplémentaire causé par une pression inférieure à la pression de bulle est exprimé en :

$$\Delta q = q_v \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (III.21)$$

Ainsi, le débit à une pression de fond dynamique inférieure à la pression de bulle est exprimé en :

$$q = q_b + q_v \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (III.22)$$

Parce que :

$$q_v = \frac{J^* \cdot P_b}{1,8} \dots\dots\dots (III.23)$$

Eq (III.22) devient :

$$q = J^* \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J^* \cdot P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (III.24)$$

**B. Facteur de skin est différent de zéro(S≠0) :(modification de standing)**

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

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

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots\dots\dots (III.25)$$

En utilisant la précédente définition de l'efficacité d'écoulement (**FE**), l'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\overline{P}_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\overline{P}_R}\right)^2 \dots\dots\dots (III.26)$$

Une relation reliant  $P_{wf}$ ,  $P'_{wf}$  et  $FE$  peut être obtenue par la résolution de l'équation (III.25) pour  $P'_{wf}$ :

$$\frac{P'_{wf}}{\overline{P}_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\overline{P}_R}\right) \dots\dots\dots (III.27)$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{\overline{P}_R}\right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{\overline{P}_R}\right)^2 \dots\dots\dots (III.28)$$

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

$$\Rightarrow q_0 \leq q_{0(max)}^{FE=1} \quad \text{Où : } P_{wf} \geq \overline{P}_R \cdot \left(1 - \frac{1}{FE}\right)$$

Cette contrainte est toujours satisfaite si  $FE \leq 1$

Pour tenir compte des cas où  $FE > 1$  **Vogel** a introduit la relation suivante :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}^{FE=1}} = 1,2 - 0,2 \cdot e^{\left(1,792 \cdot \frac{P_{wf}}{\overline{P}_R}\right)} \dots\dots\dots (3.29)$$

L'une des principales applications de l'équation de **Standing** ou de **Vogel** est de prévoir la performance d'Inflow lorsque le puits sera stimulé.

### B.1 Réservoir Saturé

Une fois la valeur de  $q_{0(max)}^{FE=1}$  est obtenue par les données de test, l'équation (III.28) peut être utilisée pour déterminer les Inflow pour n'importe qu'elles valeurs de  $FE$ .

La procédure est la suivante :

- Utiliser les données de test et la valeur de  $FE$ , calculer  $q_{0(max)}^{FE=1}$  par l'équation (III.26).
- Supposer différentes valeurs de  $P_{wf}$  et calculer  $q_0$  pour chaque valeur de  $P_{wf}$  par l'équation 4.26.

### B.2 Réservoir sous saturé :(FE ≠ 1)

L'équation (III.16) peut être modifiée pour  $S \neq 0$  ( $FE \neq 1$ ) on obtient :

$$q_0 = J \cdot (\overline{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[ 1,8 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2 \right] \dots\dots\dots (III.30)$$

La procédure suivante peut être utilisée pour générer les IPR pour plusieurs valeurs de  $FE$ .

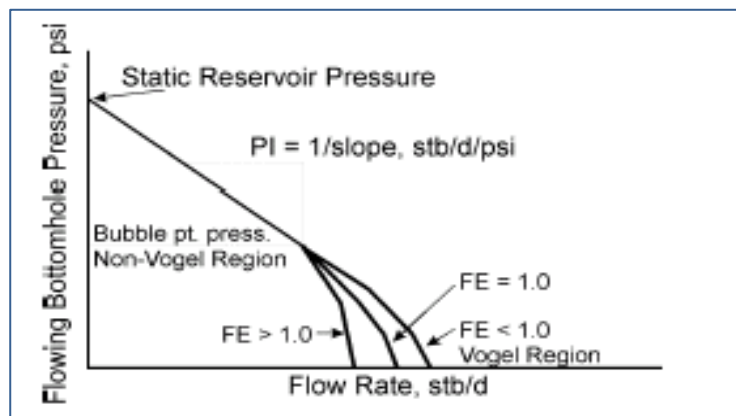
### Cas B.2.1 Test ( $P_{wf} \geq P_b$ )

1. Calculer  $J$  par les données de test et l'équation (III.16).
2. Générer les  $IPR$  pour les valeurs de  $P_{wf} \geq P_b$  par l'utilisation de la valeur donnée de  $FE$  dans l'équation (III.30). L'IPR pour  $P_{wf} \geq P_b$  est linéaire.
3. Pour des valeurs de  $FE$  différentes de celles existantes au moment de test, la valeur de  $J$  est modifié par :

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{(FE)_2}{(FE)_1} \dots\dots\dots (III.31)$$

### Cas B.2.2 Test ( $P_{wf} \leq P_b$ )

1. Calculer  $J$  par les données de test et l'équation (III.30).
2. Générer les IPR pour les valeurs de  $P_{wf} \leq P_b$  par l'équation (III.30).
3. Pour d'autre valeur de  $FE$ , modifier  $J$  par l'équation (III.31).



*Fig III.9 Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement*

### III.3.2 Méthode de Fetkovich

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

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante :

$$q_0 = C \cdot (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (III.32)$$

Avec :

$q_0$  : Débit de production.

$\bar{P}_R$  : Pression moyenne du réservoir.

$P_{wf}$  : Pression dynamique de fond.

$C$  : Coefficient d'écoulement.

$n$ : Exposant dépend des caractéristiques du puits.

La valeur de ( $n$ ) varie entre **0,568** & 1,00 pour **40** cas de test analysés par **Fetkovich**.

L'application de l'équation de **Fetkovich** pour analyser les puits d'huiles est justifiée par l'écriture de l'équation de **Darcy** comme suit :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S'} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} f(P) \cdot dp \dots\dots\dots (III.33)$$

Avec :

$$f(P) = \frac{K_{r0}}{\mu_0 \cdot B_0}$$

### III.3.3 Méthode de Standing

Standing a publié une procédure qui peut être utilisée pour la prédiction de déclin de la valeur de débit  $q_{0(max)}$  avec l'augmentation de la saturation de gaz dans le réservoir à cause de la déplétion.

L'équation de **Vogel** peut être réarrangée pour donner :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) \dots\dots\dots (III.34)$$

Substituant par l'expression de l'index de productivité dans l'équation (III.35) et réarrangeant on trouve :

$$J = \frac{q_{0(max)}}{\bar{P}_R} \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R}\right) \dots\dots\dots (III.36)$$

Standing définit l'index de productivité de "**drawdown zéro**" comme suit :

$$J^* = \lim J(P_{wf} \rightarrow \bar{P}_R) = \frac{1,8 \cdot q_{0(max)}}{\bar{P}_R} \dots\dots\dots (III.37)$$

Où:

$$q_{0(max)} = \frac{J^* \cdot \bar{P}_R}{1,8}$$

Si le changement de  $J^*$  avec la déplétion peut être prédit, donc le changement de  $q_{0(max)}$  peut être déterminé.

*Standing* a observé qu'il y a une autre définition de  $J^*$ :

$$J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot f(\bar{P}_R) \dots\dots\dots (III.38)$$

Où :

$$f(\bar{P}_R) = \frac{K_{r0}}{\mu_0 \cdot B_0}$$

La relation entre  $J^*$  actuel ( $J^*_P$ ) et le futur  $J^*$  ( $J^*_F$ ) peut être exprimé par :

$$\frac{J^*_F}{J^*_P} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \dots\dots\dots (III.39)$$

Où :

$J^*_F$  : La valeur de  $J^*$  lorsque  $\bar{P}_{RP}$  chute à  $\bar{P}_{RF}$ .

$J^*_P$  : La valeur de  $J^*$  à la présente valeur de la pression de réservoir  $\bar{P}_{RP}$

$J^*_F$  : Peut être utilisé directement dans l'équation (III.37).

La combinaison de l'équation (III.37) avec (III.39) donne une relation entre  $q_{0(max)P}$  et

$q_{0(max)F}$  :

$$q_{0(max)F} = q_{0(max)P} \cdot \left[ \frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})} \right] \dots\dots\dots (III.40)$$

Une fois  $q_{0(max)P}$  est déterminé à partir du test actuel du puits, la valeur future  $q_{0(max)F}$

Peut être calculée si la valeur de la fonction de pression  $f(\bar{P}_{RF})$  peut être prédite à  $\bar{P}_{RF}$

Donc les futures *IPR* peuvent être générés à partir de :

$$q_{0F} = q_{0(max)F} \cdot \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (III.41)$$

Où :

$$q_{0F} = \frac{J^*_F \cdot \bar{P}_{RF}}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{RF}} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{RF}} \right)^2 \right]$$

*La procédure pour générer les futures IPR est la suivante :*

1. Calculer  $q_{0(max)P}$  en utilisant les données actuelles du test du puits et l'équation (III.15).

## ***Outflow Performance VLP***

---

2. Calculer  $f(\bar{P}_{RP})$  et  $f(\bar{P}_{RF})$  en utilisant les propriétés de fluide, les données de saturation et la perméabilité relative.
3. Calculer  $J_F^*$ , en utilisant l'équation (3.39) ou  $q_{0(max)F}$  par l'équation (3.40)
4. Générer les futures ***IPR*** en utilisant l'équation (3.41).

### **III.4 Les différentes corrélations de VLP**

Quatre corrélations sont actuellement utilisées en Algérie pour prévoir le profil de Pression dans un puits, et ces corrélations sont : Duns & Ros, Hagedorn & Brown, Orkiszewski, et Beggs & Brill. Le domaine d'application de ces corrélations dépend de plusieurs facteurs tels que : diamètre de tubing, la densité de l'huile, GLR, et l'écoulement à deux phases avec ou sans water-Cut.

Une bonne performance des corrélations considérées en présentant une erreur relative inférieure ou égale à 20%.

#### **. III.4.1 Le choix de corrélation**

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable a certain puits nous choisissons les corrélations là où les conditions d'application sont proche à notre cas et après on va procéder aux manières suivantes pour déterminer la corrélation convenable :

1. Introduisons les données du puits en plaçant le nœud au fond du puits ;
2. Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits par l'introduction d'une gauge (enregistreur de pression) ;
3. Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits pour chaque corrélation.
4. La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne le profil de pression dans le tubing proche de celle mesurée.

#### **III.4.2 La correction de la corrélation choisie**

Malgré le choix de la corrélation la plus adéquate, il y a parfois une petite erreur et pour le corrigé on introduit un facteur multiplicateur (**L**) pour matching entre la courbe de corrélation et la courbe réel, ce facteur se situe entre **0.85** et **1.15**

### **III.5 L'écoulement Multiphasique**

On appelle un écoulement multiphasique tout 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 condensat, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et argiles ....).

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.

### **III.5.1 Les variables d'un écoulement Multiphasique**

La connaissance des conditions d'écoulement et des propriétés de l'effluent est exigée pour le calcul des gradients de pression. Ces propriétés sont nécessaires à comprendre avant d'adapter l'équation du gradient de pression pour les écoulements diphasique.



#### **1. Liquid Holdup ( $H_L$ ) :**

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquid Hold-up peut se manifester. Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage des conduits et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite.

- ❖ **Liquid Holdup ( $H_L$ )** : Il est défini comme étant la fraction du volume d'un tronçon de la conduite occupée par le liquide à un instant donné.

$$H_L = \frac{\text{Volume du liquide dans un tronçon de la conduite}}{\text{volume du tronçon de conduite}}$$

Le liquide Holdup varie entre **0** (il n'y a que du gaz dans la conduite : écoulement monophasique gazeux) et **1** (il n'y a que du liquide dans la conduite : écoulement monophasique liquide).

Il est nécessaire de déterminer le  $H_L$  pour pouvoir calculer certains paramètres comme : la densité du mélange, vitesse actuelle de chacune des deux phases, viscosité effective et le transfert de chaleur. Ce paramètre ( $H_L$ ) est mesuré expérimentalement par plusieurs méthodes ou déterminé à partir des corrélations empiriques.

Le gaz-Holdup est exprimé :  $H_g = 1 - H_L$

- ❖ **No-slip Liquid Holdup ( $\lambda_L$ )** : Il est défini comme étant le rapport entre le volume du liquide dans un tronçon de conduite qui devrait exister si le gaz et le liquide s'écoulaient à la même vitesse (no slippage : pas de glissement à l'interface entre les deux phases) et le volume du tronçon.

Il peut être calculé directement à partir des débits de gaz et de liquide :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots \dots \dots (III.42)$$

Où :  $q_L = q_o + q_w$

Le no-slip gaz Holdup est donné par :

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \dots \dots \dots (III.43)$$

**2. La masse spécifique du mélange (ρ) :** Quand deux liquides immiscibles s'écoulent simultanément (eau et huile), la détermination de la masse spécifique de leur mélange sera compliquée. Plus de difficultés se présentent pour un écoulement gaz-liquide à cause de la séparation gravitationnelle des deux phases et le glissement à l'interface qui les sépare.

La masse spécifique d'un mélange eau-huile peut être calculée comme suit :

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots \dots \dots (III.44)$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$$

$$f_w = 1 - f_o = \frac{q_w}{q_o + q_w}$$

Le calcul de la masse spécifique d'un mélange gaz-liquide nécessite la connaissance du Liquid Holdup. Trois équations ont été utilisées par différents auteurs :

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots \dots \dots (III.45)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \dots \dots \dots (III.46)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g} \dots \dots \dots (III.47)$$

### 3. La vitesse du mélange :

Plusieurs corrélations d'écoulement diphasique sont basées sur une variable appelée vitesse superficielle. Elle est définie comme étant la vitesse qu'aurait le fluide s'il s'écoulait à travers la

totalité de la section de la conduite. Si le gaz s'écoulait seul dans la conduite, sa vitesse superficielle sera :

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \dots \dots \dots (III.48)$$

Où :  $A$  la Section de la conduite.

La section actuelle à travers laquelle s'écoule le gaz est réduit par la présence du liquide, elle devient :

$$A \cdot H_g$$

Donc, la vitesse actuelle du gaz devient :

$$v_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \dots \dots \dots (III.49)$$

De même pour le liquide :

$$v_{sL} = \frac{q_L}{A} \dots \dots \dots (III.50)$$

$$v_L = \frac{q_L}{A \cdot H_L} \dots \dots \dots (III.51)$$

Puisque  $H_L$  et  $H_g$  sont inférieurs à l'unité, les vitesses actuelles des deux phases sont supérieures à leurs vitesses superficielles.

La vitesse du mélange liquide-gaz est calculée à partir des débits des deux phases comme suit :

$$v_m = \frac{q_L + q_g}{A} = v_{sL} + v_{sg} \dots \dots \dots (III.52)$$

Comme il a été noté précédemment, le gaz et le liquide peuvent s'écouler à de différentes vitesses dans la conduite. Certains auteurs préfèrent évaluer le degré de glissement et alors le Holdup en déterminant la vitesse de glissement  $v_s$ .

La vitesse de glissement est définie comme étant la différence entre les vitesses actuelles des deux phases :

$$v_s = v_g - v_L = \frac{v_{sg}}{H_g} - \frac{v_{sL}}{H_L} \dots \dots \dots (III.53)$$

En utilisant les définitions précédentes, on aura de nouvelles équations pour le  $\lambda_L$  et le  $H_L$  :

$$\lambda_L = \frac{v_{sL}}{v_m} \dots \dots \dots (III.54)$$

$$H_L = \frac{v_s - v_m[(v_m - v_s)^2 + 4v_s v_{sL}]^{1/2}}{2v_s} \dots \dots \dots (III.55)$$

**NB** : la condition de non glissement (no-slippage) entre deux phases est :

$$v_L = v_g \Rightarrow H_L = \lambda_L$$

### 1. La viscosité du mélange :

La viscosité est utilisée pour déterminer le nombre de Reynolds et d'autres nombres adimensionnels utilisés comme des paramètres de corrélation. Le concept de la viscosité d'un mélange est défini de manières différentes suivant les auteurs :

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \dots \dots \dots (III.56)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \mu_g^{H_g} \dots \dots \dots (III.57)$$

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g H_g \dots \dots \dots (III.58)$$

La viscosité d'un mélange eau-huile est souvent calculée en utilisant les débits fractionnaires :

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \dots \dots \dots (III.59)$$

Cette équation-ci n'est pas valable dans le cas d'une émulsion.

Les viscosités des différentes phases (eau, huile et gaz) peuvent être estimées à partir des corrélations si les viscosités mesurées ne sont pas disponibles.

- **Glissement :**

C'est le rapport de vitesse moyenne des deux phases dans la section.

$$\gamma = \frac{V_g}{V_L}$$

- **Nombre de REYNOLDS :** 
$$N_{Re} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot D}{\mu_m}$$

# **Chapitre IV :**

## **Modélisation analytique**

## IV.1.Modélisation du puits :

Nous avons utilisées les données pratiques de référence [1].

### IV.1.1.Modélisation du puits partie consternant Interflow:

Dans cette partie, nous avons choisie l'interpolation comme une méthode numérique pour résoudre l'équation de la pression.

La **Fig.VI.1** présente la dépendance entre la pression et le débit (Interflow) , cette relation et traduit comme une formule mathématique tel que interpolation , donc avec cette formule on peut trouvé n'apport le quel pression ou débit, c'est avantage et aussi les étude sont peuvent simplifier. Et aussi les **Figs.(VI.2 et3)** sont le même comme **Fig.IV.1** mais avec des Qmax différents . En remarque aussi après l'interpolation du la pression en fonction de le débit, les coefficients des équations sont dépend à le coefficient LPI :

$$p = 204.46088 - 0.20598 * Q - 0.02359 * Q^2 \dots \dots \dots (IV.1)$$

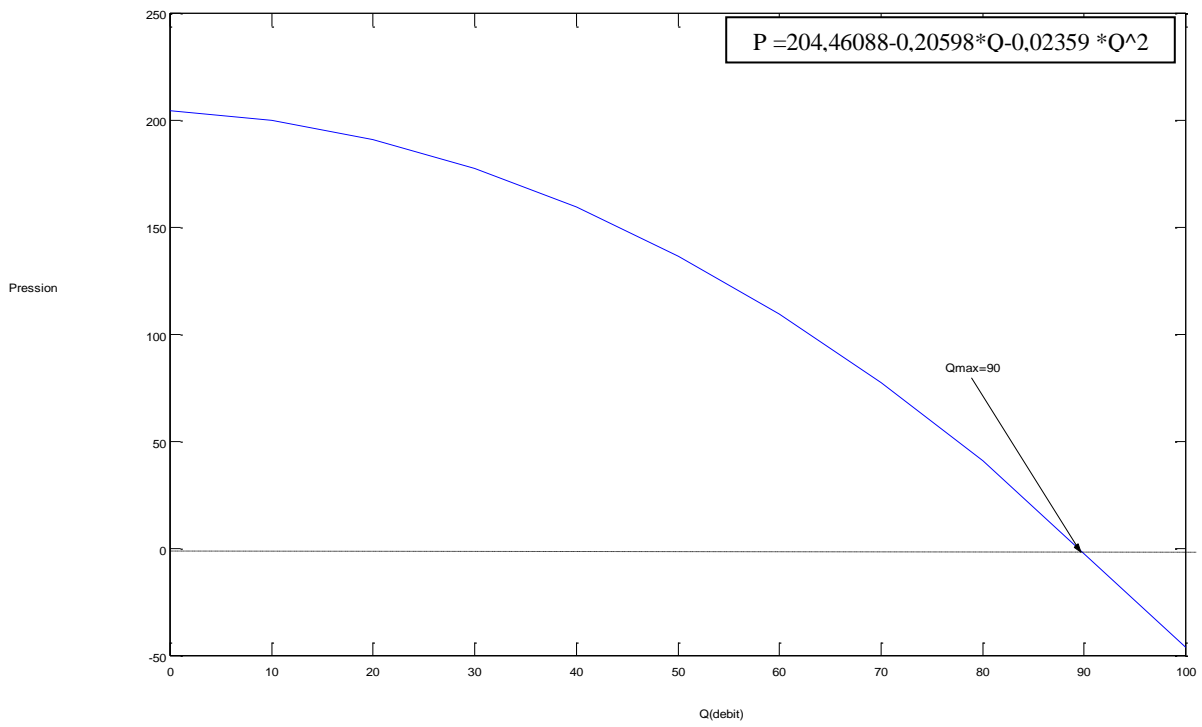
$$p = 206.73 - 0.005 * Q - 0.007 * Q^2 \dots \dots \dots (IV.2)$$

$$p = 207.93 - 0.36 * Q - 0.002 * Q^2 \dots \dots \dots (IV.3)$$

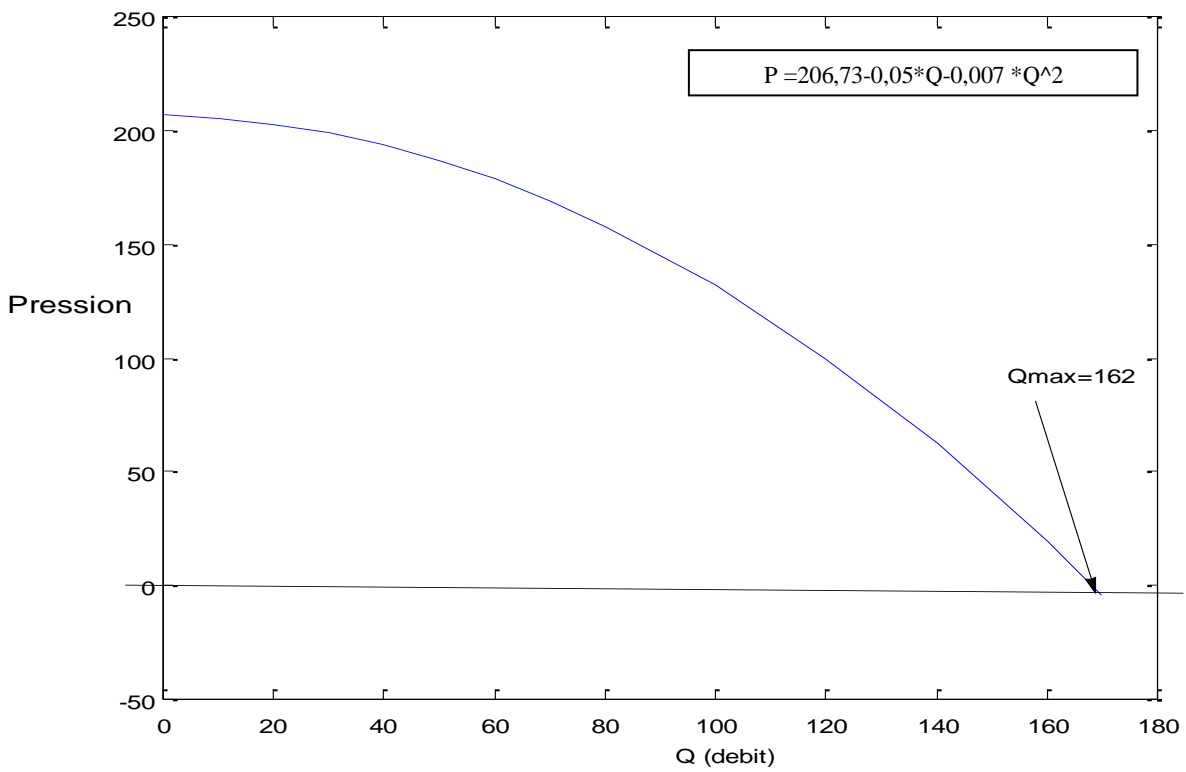
Donc normalement la forme générale du polynôme est comme suit :

$$p = a3 + a2 * Q + a1 * Q^2 \dots \dots \dots (IV.4)$$

a1,a2 et a3 sont changé avec le paramètre PLI (comme montre la **Fig.VI.4**).

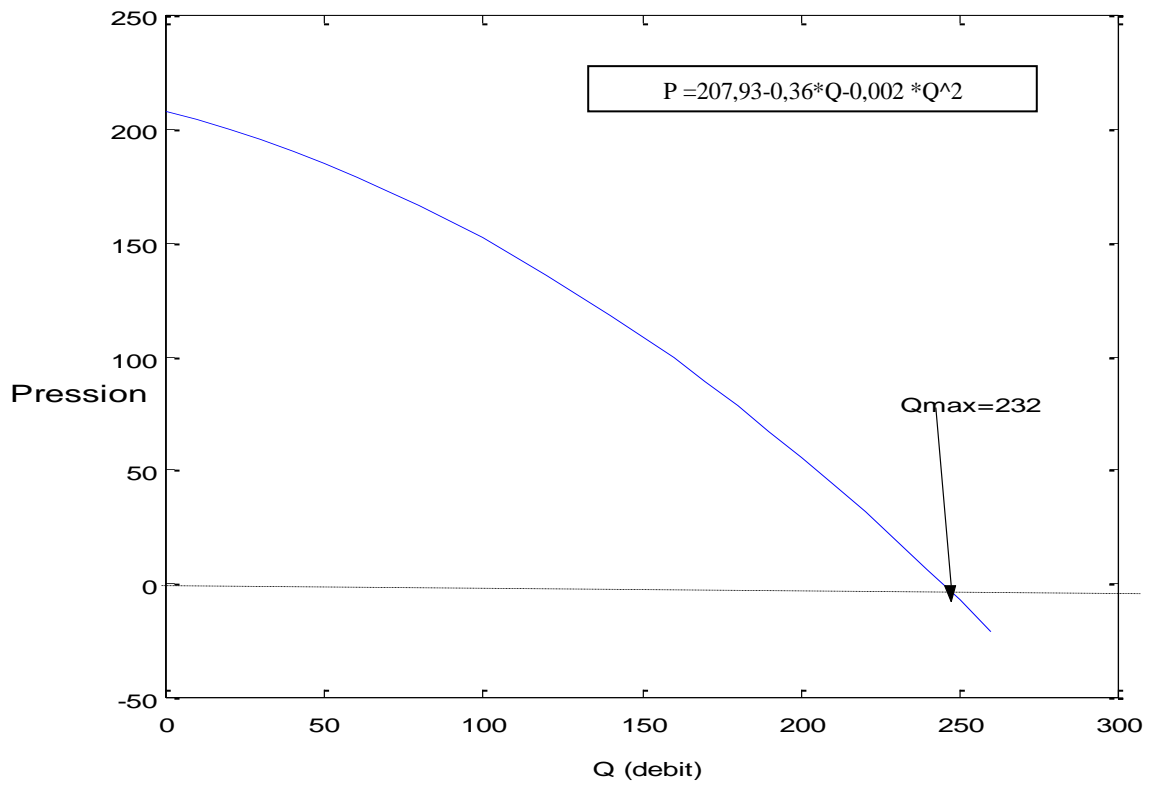


*Fig.IV.1. Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{max}=90$ )*

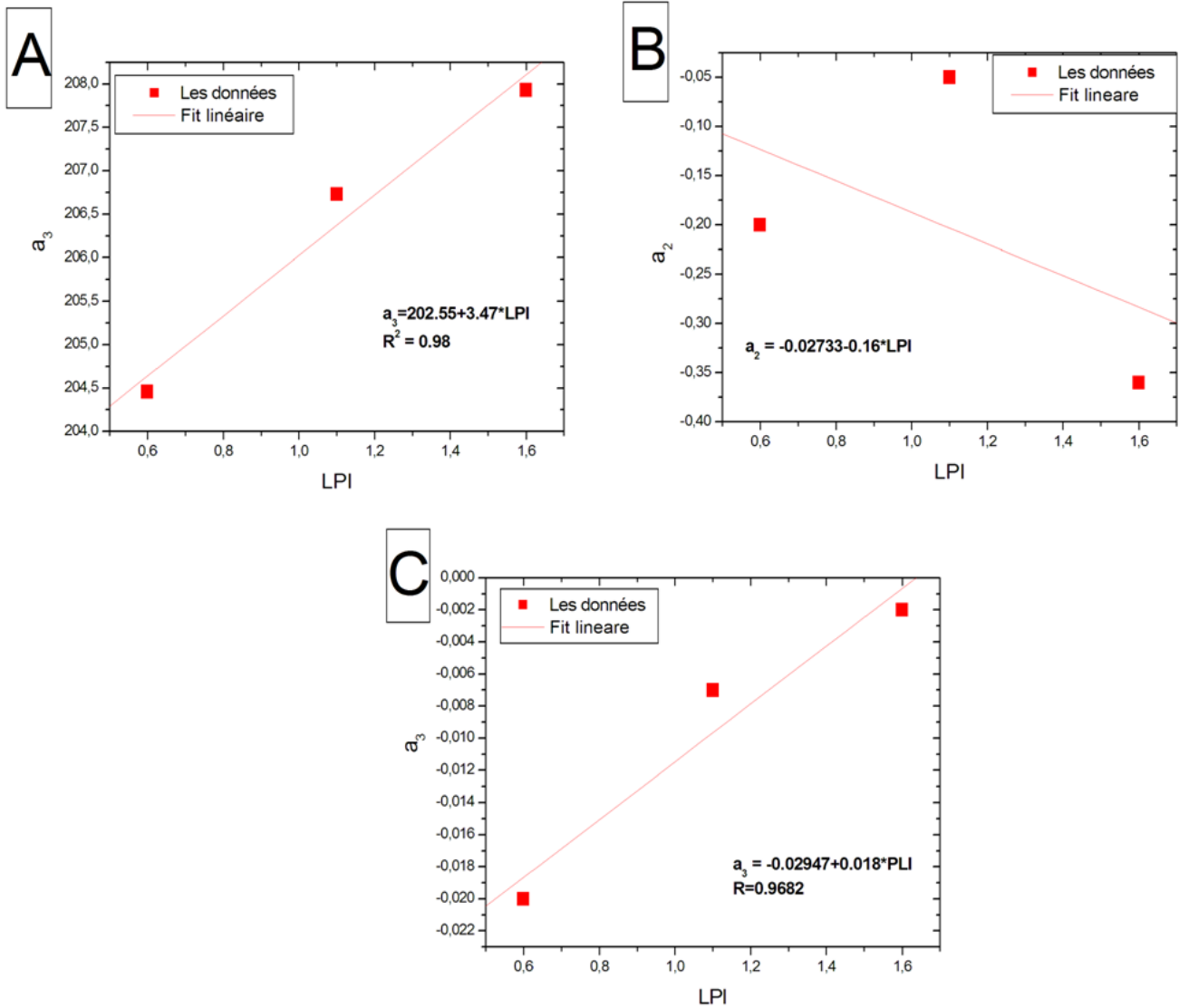


*Fig.IV.2. Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{max}=162$ )*





*Fig.IV.3. Courbe de pression en fonction du débit ( $Q_{max}=232$ )*



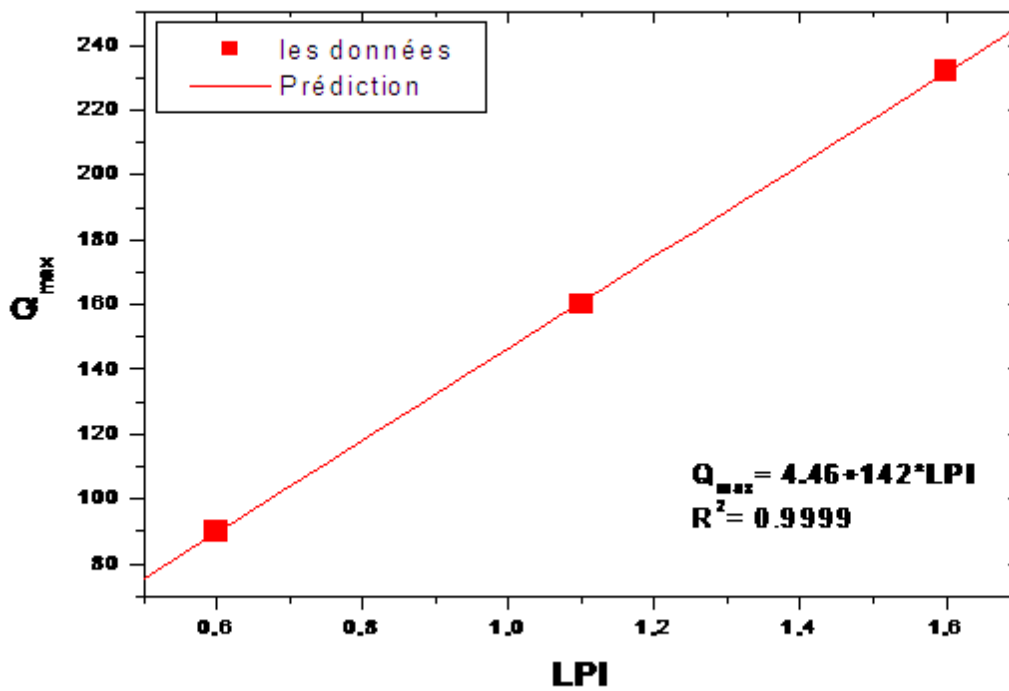
*Fig. VI.4. La dépendance des coefficient en fonction du LPI*

La *Fig. VI.5* montre une fonction linéaire entre le débit maximal et le paramètre *LPI*, donc on peut de changé la corrélation (*Eq. III.14*) comme suit :

$$q_0 = q_{0(max)} * \left\{ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right\} \dots \dots \dots (IV.5)$$

$$q_0 = (4.46 + 142 * LPI) * \left\{ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right\} \dots \dots \dots (IV.6)$$

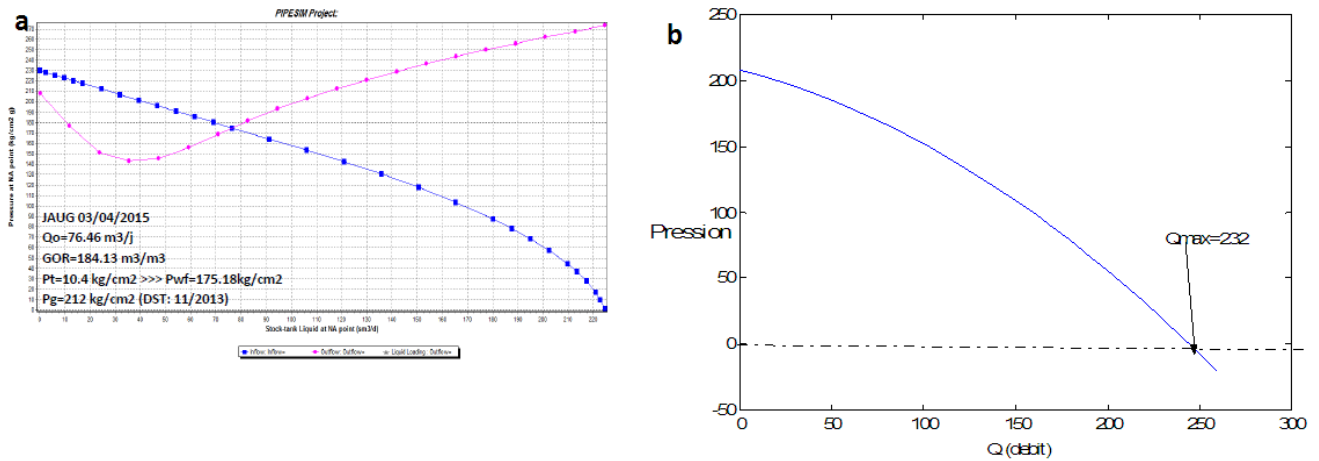
Donc avec l'équation présidant on peut de trouvé le débit maximal, c-à-d en simplifier cette formule.



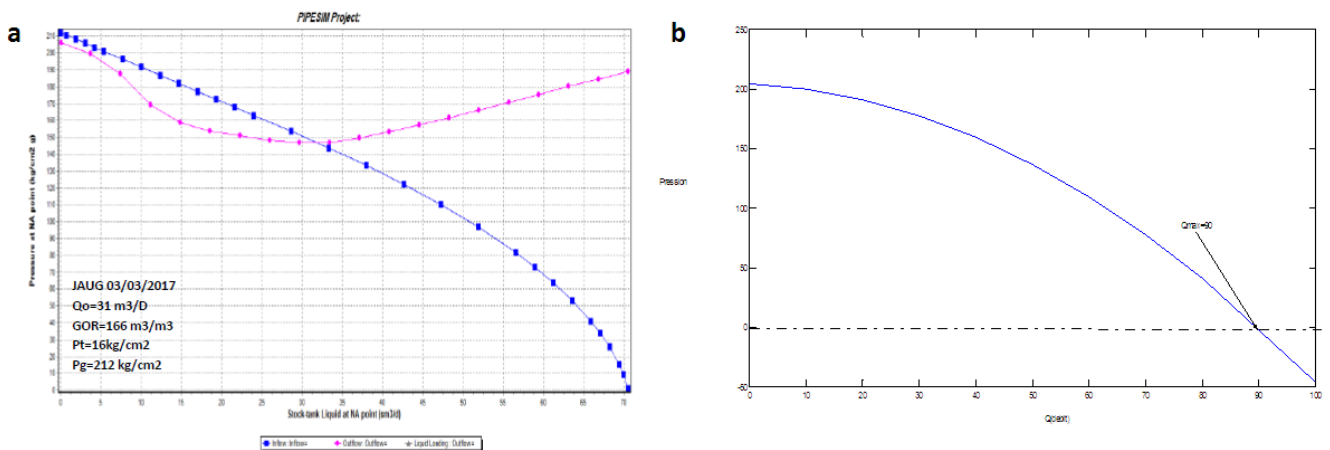
*Fig.IV.5. Le débit maximal en fonction du PLI*

## VI.1.2. Comparaison entre Logiciel PIPESIM et de notre analyse théorique :

Dans la **Fig.IV.6**, nous avons fait une comparaison les résultats du [1] par PIPESIM(**Fig.IV.6a**) et notre (**Fig.IV.6b**) donc on trouve une meilleur approximation entre eux, (Remarque : la comparaison ici concernant la pression du Interflow).



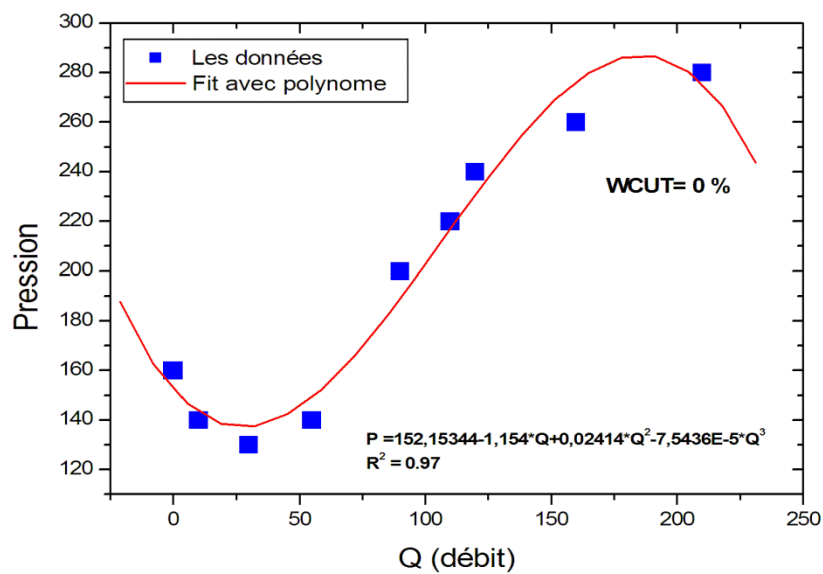
**Fig.IV.6.** Comparaison entre PIPESIM et notre Modélisation pour  $PLI=1.6$



**Fig.IV.7.** Comparaison entre PIPESIM et notre Modélisation pour  $PLI=0.6$

### IV.1.3. Modélisation du puits partie consternant Outflow:

La *Fig.VI.8* présente la dépendance entre la pression et le débit (Outflow), cette relation et traduit comme une formule mathématique tel que interpolation avec le polynôme de Lagrange, donc avec cette formule on peut trouver n'apport le quel pression Outflow ou débit, c'est avantage et aussi les études sont peuvent simplifier. Et aussi les *Figs.(VI.9 et 10)* sont le même comme *Fig.IV.8* mais avec différentes paramètre WCUT. En constate aussi après l'interpolation du la pression de Outflow en fonction de le débit, la fonction polynomiale est dépend à le paramètre WCUT comme montré dans la *Fig.VI.11*.



*Fig.IV.8.* Courbe de pression en fonction du débit (WCUT=0%)

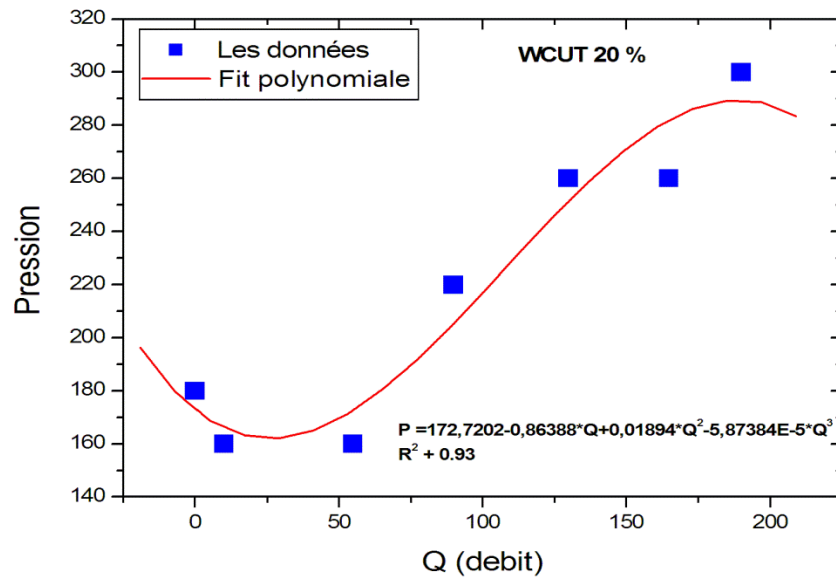


Fig.IV.9. Courbe de pression en fonction du débit (WCUT=20%)

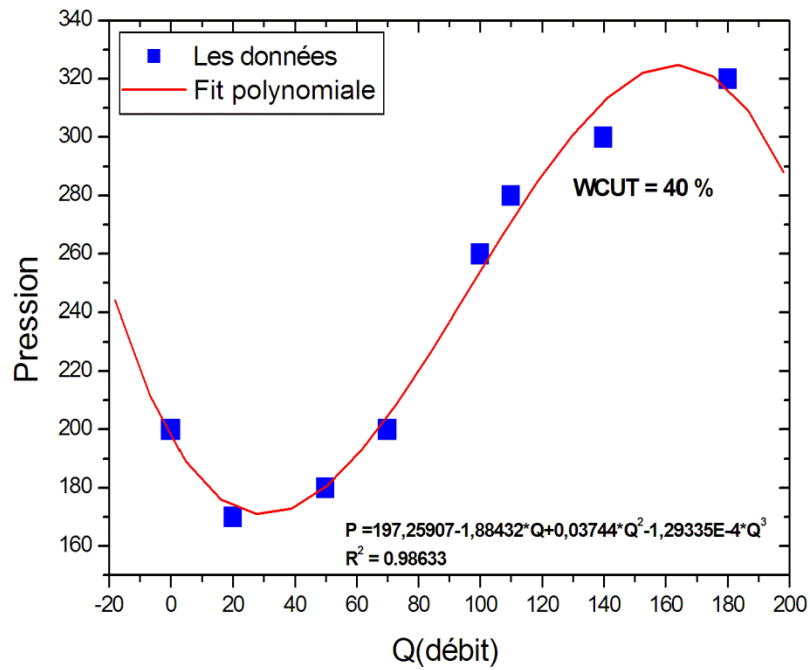


Fig.IV.10. Courbe de pression en fonction du débit (WCUT=40%)

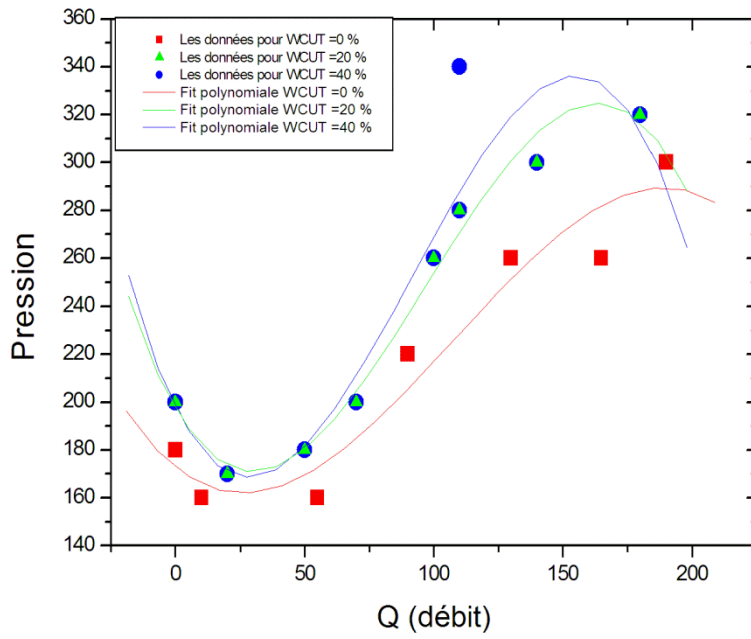


Fig.IV.11. Courbe de pression en fonction du débit avec différentes WCUT

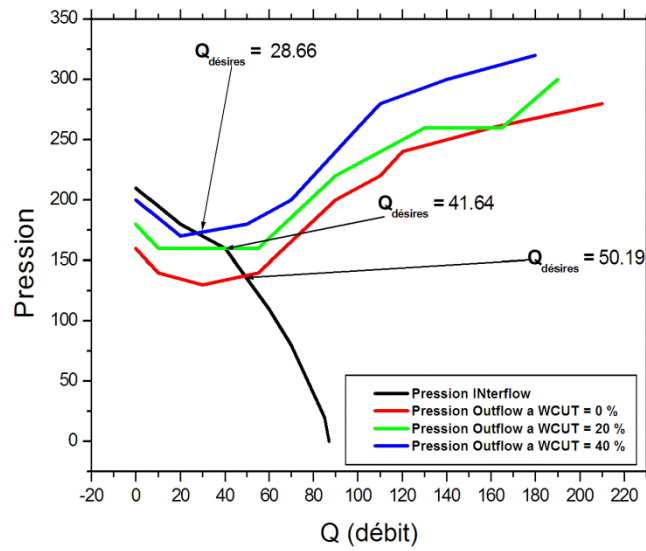


Fig.IV.12. Courbe de pression Interflow et Outflow en fonction du débit avec différentes WCUT

# Conclusion Générale



# Conclusion Générale

Dans les domaines pétroliers, on remarque que la majorité des études travail avec les logiciel commerciaux par exemple PIPESIM et ELSEFRE, puisque les calcule consternant les écoulements (fluide d'injection ou d'extraie) très compliqués, avec ces logiciel on peut les résoudre tout simplement. D'autre part, on peut choisir l'un des méthodes théorique ou numérique pour trouver par exemple les pressions d'injection ou d'extraction (fluide monophasé ou multiphase). Dans cette étude, on a fait une comparaison entre notre calcule et logiciel PIPESIM, donc on trouve une grande approximation entre eux. Finalement, on peut dire les logiciel sont très simple d'utilisé mais reste des boites noires, c'est mieux qu'on a fait des corrélations avec des résultats expérimentaux et les transformer aux des fonctions mathématique simple pour la gouverné.

# Bibliographie

- [1] *Etude de performance de l'activation des puits par le pompage de fond (Pompe ESP) (Etude cas HGA 1 et 2 quartzite)* MEHIRI Taher, ASSAL Med El-Amine, DJELLID Abd El Karim, univ-ouargla 2017.
- [2] Optimization of Production Operations in Petroleum Fields; Pengju Wang, SPE, Stanford University; Michael Litvak, SPE, BP; Khalid Aziz, SPE, Stanford University.
- [3] : Fluid Flow & Production System; Petroleum Engineering, Michael j- Economides; A. Daniel hill; Christine Ehlig-Economides.
- [4] : Production Technology; Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University
- [5] : La production fond, Denis perrin; édition technip.
- [6] : Production Optimization using Nodal Analysis book, OGCI Publications. Oil & Gas Consultants International Inc, Tulsa; Dale Beggs. H "
- [7] : Production optimisation using Nodales Analysis,
- [8] : Denis Perrin, "Activation des puits", ENSPM, 2000.
- [9] : H. Djamel, DJ. Younes, "Modélisation et Optimisation du Système de Production de la Série Inférieure, Champ de Hassi R'mel Sud", FHC-UMBB, Boumerdès, 2012.
- [10] : SAIDI Safouane, "*Etude et Analyse des Performances du Gisement d'Amassak*", Boumerdès, 2004.
- [11] : Document proposé par GSA.
- [12]