

3. Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention de traitement matriciel, par la détermination des performances du puits à différentes valeurs de skin ;
4. Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement.
5. Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges, etc.) ;
6. Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation ;
7. Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré ;
8. Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que le fluide de traitement soit bien réparti ;
9. Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré ;
10. Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits.

III.1. Introduction

L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire a conduit l'effluent à la surface.

L'utilisation pratique des idées de *Gilbert* était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modeler les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de *Gilbert* dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production.

III.2. La performance du puits

La performance du puits peut être définie simplement la capacité d'un puits pour produire des fluides de réservoir à la surface soit par écoulement naturel ou par artificielle lift.

La pression du réservoir commande le débit à travers le système de production, et la pression de séparation à la surface est conçue pour optimiser la production et pour retenir les composants hydrocarbures plus légers en phase liquide, cette pression est maintenue à l'aide des dispositifs mécaniques, tels que des régulateurs de pression.

Un réservoir écoule un fluide dans un puits et le puits raccordé avec des installations de surface telle que le pipeline, Manifold et le séparateur, etc. l'ensemble de tous ces éléments est appelé système de production du huile ou du gaz

Dans un système de production de pétrole ou de gaz l'écoulement de fluides à partir de réservoir vers le séparateur à la surface, il peut être subdivisé comme suit

- L'écoulement dans le milieu poreux ;
- l'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé ;
- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de

pression. La **Figure III.1** représente les différents pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tous le système de production à partir du réservoir jusqu'au séparateur.

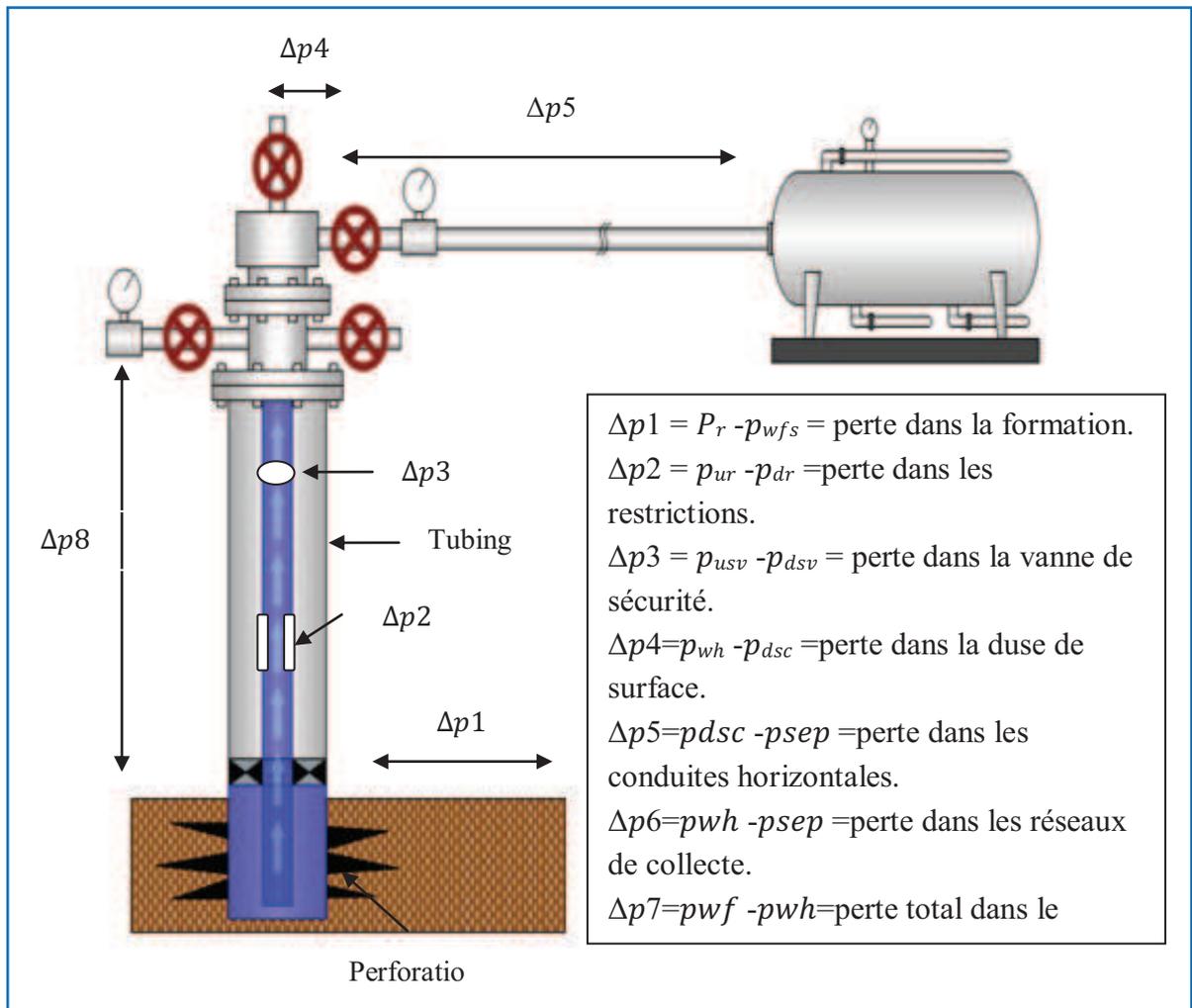


Figure III.1 : les différentes pertes de charges dans le système de production

Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques, cependant il ya des équations ou corrélations donner des résultats approximatives

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Le choix de l'endroit des nœuds se fait suivant le but de l'étude. On peut avoir les endroits suivants :

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

2. Duse : cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.
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 dans la performance du puits.
4. Fond du puits : le choix du nœud au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.
5. Au niveau des perforations : le choix du nœud au niveau des perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.
6. Réservoir : le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances de système de production qui se compose de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud.

Le système de production est divisé en 2 segments :

1. L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.
2. L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le nœud et le séparateur.

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

Inflow : $P_{\text{node}} = P_u - \Delta P_u$

Outflow : $P_{\text{node}} = P_d - \Delta P_d$

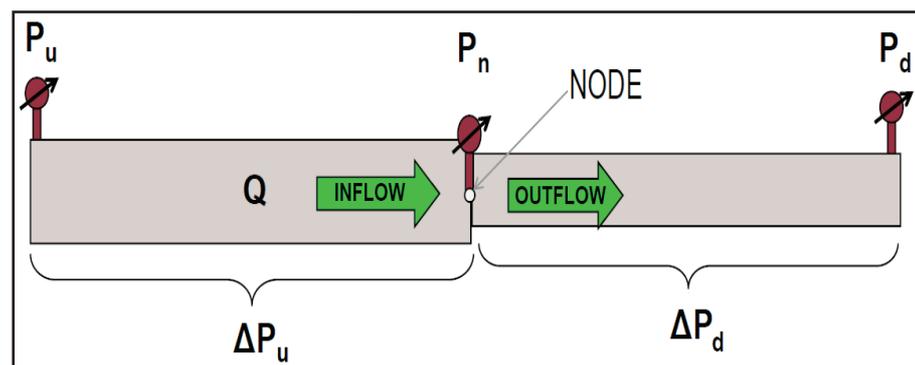


Figure III.2 : la pression de nœud

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité de débit de système de production.

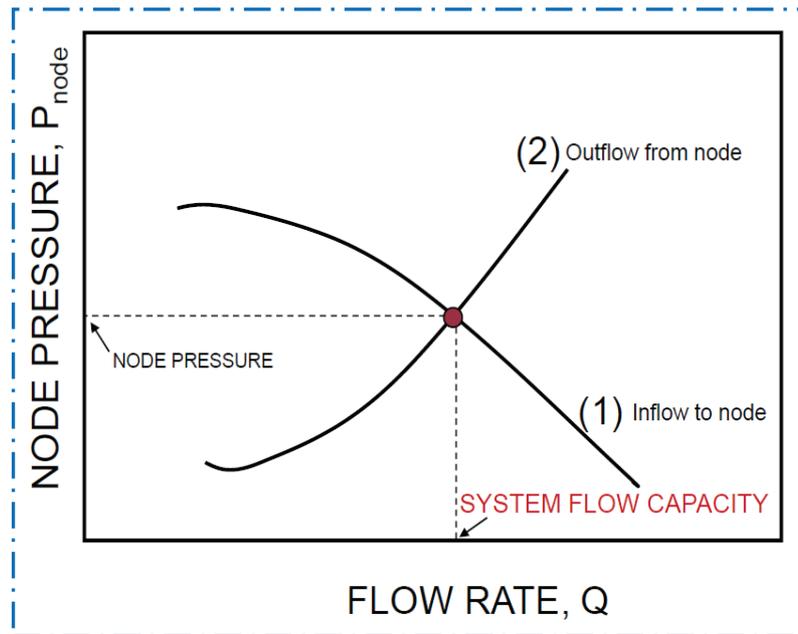


Figure III.3 : performance de puits

III.3. Inflow Performance Relationship

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface. Cette capacité dépend de nombreux facteurs, y compris

- Type de réservoir ;
- Pression de réservoir ;
- Perméabilité de la formation ;
- Les propriétés des fluides ;

Pour simplifier la loi de l'IPR il est nécessaire de prendre en considération le type d'écoulement.

III.3.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir (équation de Darcy)

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond (P_{wf}) est supérieure à la pression de bulle (P_b), $P_{wf} > P_b$.

Cet écoulement peut être défini par la loi de Darcy :

$$Q = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times kh(p_r - p_{wf})}{\mu_0 \beta_0 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \quad (\text{III. 1})$$

P_r : la pression de réservoir en kg/cm^2

La typique de l'IPR d'un liquide à une seule phase est représentée dans ce graphique :

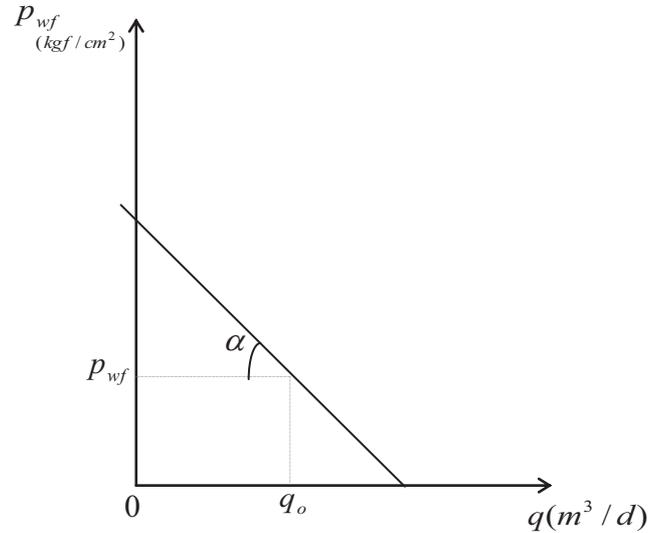


Figure III.4 : l'IPR d'un liquide à une seule phase

L'AOF est le débit maximum de la pression atmosphérique à fond de puits

III.3.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de *Vogel*)

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de *Vogel*. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ($P_r < P_b$).

Vogel a obtenu l'équation suivante :

$$\frac{Q_0}{Q_0(\max)} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (\text{III. 2})$$

$Q_0(\max)$: débit maximal, il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est à dire, pour un débit donné du test, nous déterminons :

$$Q_0(\max) = \frac{Q_0(\text{test})}{1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2} \quad (\text{III. 3})$$

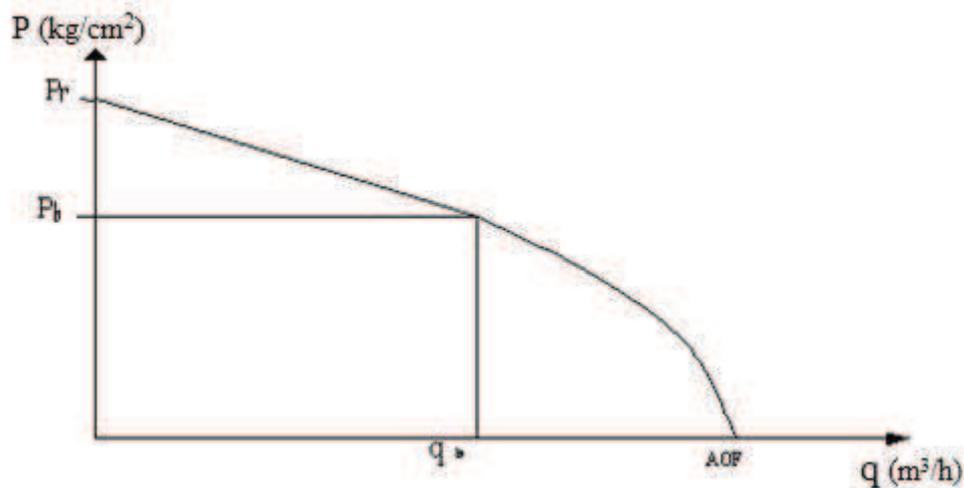


Figure III.5 : l'IPR d'un liquide à deux phase

III.3.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

L'utilisation de l'équation de *Vogel* donne des bons résultats dans le cas où la pression de réservoir (P_r) est inférieure à la pression de bulle P_b , ($P_r < P_b$), et l'équation de *Darcy* dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$.

Dans le cas où $P_r > P_b > P_{wf}$

$$q_0 = q_b + \left(\frac{IP \times p_b}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (\text{III. 4})$$

avec : $q_b = IP(p_r - p_b) \quad (\text{III. 5})$

q_b : le débit où la pression de fond égale à la pression de bulle

III.3.4. Travail de *Standing* :

Standing a introduit l'effet de skin dans l'équation de *Vogel*, afin d'avoir une équation représentative du puits.

Il définit le facteur d'efficacité d'écoulement comme suit :

$$FE = \frac{p_r - p_{wf0}}{p_r - p_{wf}} \quad (\text{III. 6})$$

P_{f0} : la pression de fond théorique

avec : $p_{wf0} = p_{wf} + \Delta p_s \quad (\text{III. 7})$

et $\Delta P_{skin} = 0,87 * S * m \quad (\text{III. 8})$

avec : $s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * c_t * r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (\text{III. 9})$

$$\text{et} \quad m = \frac{162,6 * q * \beta * \mu}{kh} \quad (\text{III. 10})$$

où m la pente de la partie linéaire de la courbe de remontée de pression (*Build-up*).

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

$$\frac{Q_0}{Q_0(\text{max})} = 1 - 0,2 * \left(\frac{p_{wf0}}{p_r}\right) - 0,8 * \left(\frac{p_{wf0}}{p_r}\right)^2 \quad (\text{III. 11})$$

Une relation reliant P_{wf} , P_{wf0} et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation (III.6) pour P_{wf0}

$$\frac{p_{wf0}}{p_r} = 1 - FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \quad (\text{III. 12})$$

$$\Rightarrow \quad \frac{Q_0}{Q_0(\text{max})} = FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) * \left[1,8 - 0,8 * FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (\text{III. 13})$$

III.4. Tubing performance curves (TPC) :

Elle représente la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing ; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Ce courbe est appelée courbe de performance du tubing (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface

Pour pouvoir alors établir cette courbe de performance de l'*Outflow*, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans la conduite verticale (tubing)

Il s'agit d'un écoulement diphasique dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (\text{III. 14})$$

où :

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$: Perte de charge totale.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} = \frac{g\rho}{g_c} * \sin \theta \quad (\text{Composante due à l'énergie potentielle})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (\text{Composante due au frottement})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (\text{Composante due à l'énergie cinétique})$$

f : Coefficient de friction

ρ : la masse volumique kg/m³

v : la vitesse m/s

g_c : Coefficient de conversion

θ : l'angle de l'inclinaison de tubing

g : la gravité en m/s²

L : la longueur de tubing

III.4.1. L'évolution des études sur les courbes *Outflow* :

Dès 1939, *E.C. Babson* publia son premier travail sur l'écoulement multiphasique vertical. *W.E. Gilbert* a évolué dans cette étude de 1939 à 1940. Toutefois, il ne publia son travail qu'en 1954. La plus grande contribution de *Gilbert* reste le graphe de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela "gradient de pression".

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

Plus récemment, il y a eu plusieurs autres corrélations. Parmi elles les plus connues sont : *Hagedorn & Brown*, *Orkiszewski* et *Ros*.

III.4.2. Les différentes corrélations de TPC :

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%.

1. Corrélation de *Duns & Ros*

La corrélation de *Duns & Ros* est développée pour un écoulement vertical d'un mélange du gaz et du liquide dans un puits. Cette corrélation est valable pour une large gamme de mélanges de pétrole et de gaz et les régimes d'écoulement. Bien que la corrélation est conçu pour être utilisé avec mélanges huile / gaz sèche, il peut aussi être applicable aux mélanges humides avec correction appropriée. Pour des teneurs en eau inférieure à 10%, la corrélation de *Duns & Ros* (avec un facteur de correction) a été pratiquée dans les régimes de bulles, bouchons et les régions de mousses. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : la chute de pression est perçue comme approximative aux prévisions pour une gamme de diamètre de tubing entre 1 et 3 in.
- Densité d'huile : des bonnes prévisions du profil de pression sont obtenus pour une large gamme de densités de pétrole (13-56 °API).
- GLR : La chute de pression est approximative aux prévisions pour une large gamme de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement larges pour GLR au-dessus de 5000.
- Water-cut : cette corrélation n'est pas applicable pour l'écoulement polyphasique de mélange d'huile, eau et gaz. Cependant, la corrélation peut être utilisée avec un facteur de correction comme indiqué ci-dessus.

2. Corrélation de *Hagedorn & Brown*

Cette corrélation a été développée en utilisant les données obtenues à partir de 1500 ft (profondeur). La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in, dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.
- Densité d'huile : la corrélation de *Hagedorn & Brown* prévoit le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 °API) et pour les huiles légères (40-56 °API)
- GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.
- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cuts.

3. Corrélation d'*Orkiszewski*

La corrélation d'*Orkiszewski* est une extension de travail de *Griffith & Wallis*. La corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : La corrélation fonctionne bien pour diamètre entre 1 et 2 in. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 2 in.
- Densité d'huile : la corrélation d'*Orkiszewski* prévoit le profil de pression pour la densité d'huiles entre 13-30 °API. La perte de charge est approximative aux prévisions pour densité d'huile supérieure à 5000
- GLR : La précision de la corrélation *Orkiszewski* est très bonne pour GLR au-dessous de 5000. Les erreurs deviennent larges (> 20%) pour GLR supérieur à 5000.
- Water-cut : La corrélation prévoit la chute de pression avec une bonne précision pour une large gamme de water-cuts.

4. Corrélation de *Beggs & Brill*

La corrélation de *Beggs & Brill* développé pour les puits inclinés et pipelines de terrain accidenté. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Pour la gamme dans laquelle l'étude expérimentale a été réalisée entre 1 et 1,5 in, les pertes de charge sont correctement estimées. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 1,5 in.
- Densité d'huile : une bonne performance est obtenue sur une large gamme de densités de pétrole.
- GLR : en générale, une chute de pression approximative aux prévisions est obtenue avec l'augmentation de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement importantes pour GLR au-dessus de 5000.

- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne jusqu'à environ 10% de water-cut.

En générale les corrélations de *Orkiszewski* et *Hagedorn & Brown* sont valable pour les puits verticaux, avec ou sans water-cut, et devraient donc être considérées également comme le premier choix dans ces puits. Comme mentionné précédemment, la corrélation de *Duns & Ros* n'est pas applicable pour les puits avec water-cut, et doit être évitée pour de tels cas. La corrélation de *Beggs & Brill* applicable pour les puits inclinés, avec ou sans water-cut, et elle est actuellement le meilleur choix disponible pour les puits déviés. Toutefois, la méthode peut également être utilisée pour les puits verticaux comme le dernier choix.

III.4.3. Le choix de corrélation

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable a certain puits nous choisissons les corrélations la où les conditions d'application sont proche a 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.4.4. 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. Les procédures d'application de l'analyse nodale

- déterminé un objectif spécifique pour le cas étudié ;
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentie l'effet du changement dans le composant choisi ;
- Choisi la corrélation convenable et adapter cette corrélation par le facteur de correction L
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,

- Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire différentes valeurs de paramètre choisi, ce qui permet d'avoir différentes courbes de performance et donc les points de fonctionnement différentes.
- Le débit d'huile optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

III.6. les applications de l'analyse nodale

- Choix du diamètre du tubing ;
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau ;
- Choix du diamètre de la Duse de surface ;
- Optimisation de la production par gaz lift ;
- Analyse de l'effet de la densité des perforations ;
- Evaluation de la performance des puits candidats aux stimulations ;
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

III.7. Aperçu sur le logiciel *WellFlo*

Toutes les compagnies pétrolières utilisent des logiciels qui les aident pour finaliser leurs travaux et parmi ces logiciels on trouve le software *WellFlo*. Le logiciel *WellFlo* est un outil informatique utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- optimiser la production
- améliorer les performances des puits
- analyser le système de production
- déterminer les gradients de pression

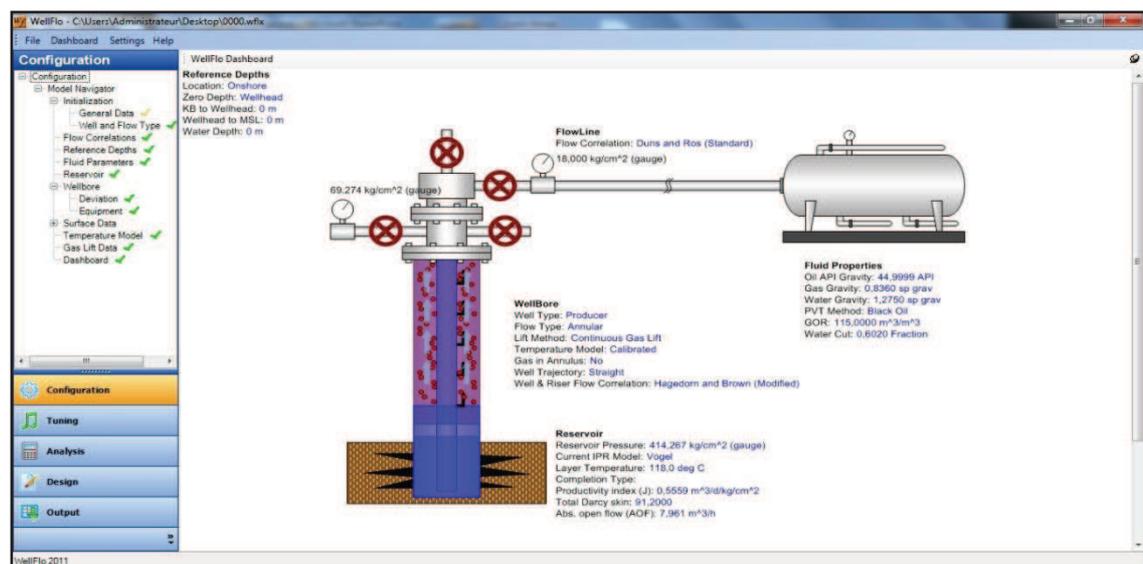


Figure III.6 : la façade de software *Wellflo*

Les données nécessaires pour l'utilisation du *WellFlo* sont :

Les Informations générales : tel que la compagnie, le nom de champs et le nom puits.

Type de puits : type de puits producteur ou injecteur / production naturelle ou artificielle.

Fluid type : le type de fluide produit.

Orientation de puits : vertical ou horizontal.

Les données PVT : Fenêtre tel que la densité de fluide, le R_s , le GOR, le WC, etc.

Les données du réservoir : tel que la pression la température la perméabilité le skin le rayon de drainage.

Les données des équipements : Introduction des données de complétion.

III.8. Application du Wellflo dans le domaine de traitement matriciel

L'utilisation du Wellflo dans le domaine de traitement matriciel des puits passe par les étapes suivantes :

- Modélisation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent *Build-up* ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire plusieurs valeurs différentes de skin, ce qui permet d'avoir plusieurs courbes d'inflow différentes et donc plusieurs points de fonctionnements différents.
- Optimiser l'état du puits, par la détermination de la valeur de GOR optimum