

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed Khider –Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie civil et d'Hydraulique
Référence :/2019



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم والتكنولوجيا
قسم الهندسة المدنية والري
المرجع...../2019

Mémoire de Master

Filière : Hydraulique

Spécialité : Hydraulique Urbaine

Thème

Etude des Performances du puits SFNE-3

Nom et Prénom de l'étudiant :
ZERROUNE Abdessamed

Encadreur : Pr. BOUZAIN Toufik
Co-Encadreur :

Promotion Juillet 2019

Dédicace

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

La mémoire de ma chère mère. et mon père paix à son âme

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, Mes sœurs

Ma Femme

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.

Abdessamed ZERRUNE

REMERCIEMENTS

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

Nous remercions toujours notre DIEU qui nous a donné la santé, la volonté, et la force d'atteindre notre but.

*Nous remercions notre encadreur **Professeur** :*

***Toufik BOUZAIN**, je veux remercier tout le département hydraulique, les enseignants les travailleurs et les étudiants d'accepter nous et réintégré après des années. Nous vous sommes très reconnaissants pour la confiance que vous nous avez accordés, votre patience, votre gentillesse et vos encouragements.*

*Je tiens aussi à exprimer ma profonde gratitude à mon ami **Ameur Zorai** pour les informations qui lui a présenté pour moi durant la période de formation et l'aide qui m'a apporté malgré ses occupations.*

Abdessamed ZERROUNE

TABLE DES MATIERE

Liste abrégations

Liste des figures

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE - I : Etat de l'art sur les performances des puits

.	Introduction.....	01
I.1	Equation de performance d'un puits.....	02
I.1.1	Ecoulement linéaire.....	03
I.1.2	Ecoulement radial.....	04
I.1.3	Ecoulement de d'huile	04
I.2	Construction des IPR dans les puits verticaux d'huile.....	07
I.2.1	Méthode de Vogel Harrison.....	08
I.A	Facteur de skin nul.....	09
I.A.1	Réservoir saturé.....	09
I.A.2	Réservoir sous saturé	09
I.B	Facteur de skin est différent de Zéro.....	12
I.B.1	Réservoir Saturé	13
I.B.2	Réservoir sous saturé	13
I.2.2	Méthode de fetkovich.....	14
I.2.3	Méthode de standing.....	15
I.4	Vertical lift performance	16
I.4.1	Configuration de l'écoulement vertical diphasique	17
I.4.2	Les facteurs influençant sur les pertes de charges	18
1	La taille de tubing	18
2	La densité du fluide	19
3	La viscosité.....	20
4	GLR Gas Liquide ratio.....	20
5	WOR Water Oil Ration.....	21
I.4.3	Les corrélations de l'écoulement vertical	21
I.5	Les différentes corrélations de VLP.....	21
I.5.1	Le choix de corrélation.....	24
I.5.2	La correction de la corrélation choisie	24
I.6	Pétroleum Expert prosper.....	11
	CHAPITRE - II : Etude des performances du puits SFNE-03	
II.	Introduction	30
II.1	Le champ SFNE situation géographique	30
II.2	Situation du puits SFNE-3	31
II.3	Historique de la production du puits SFNE-3.....	32
II.4	Etude de la performance.....	36
II.5	Les performances du puits après l'isolation des nouvelles perforations	40
II.6	Etude de sensibilité	47
II.5.2	conclusion.....	54

Liste des figures

- Figure 1.1** Ecoulement linéaire
- Figure 1.2** Ecoulement Radial
- Figure 1.3** La courbe IPR
- Figure 1.4** Vogel IPR pour un réservoir saturé et sous saturé
- Figure 1.5** Forme d'IPR pour $P_{wf} \geq P_b$
- Figure 1.6** Le modèle Générale de Vogel pour un réservoir sous saturé
- Figure 1.7** Les régimes d'écoulement
- Figure 1.8** influence de la taille de tubing sur les pertes de charge
- Figure 1.9** influence de la taille de tubing sur les pertes de charge
- Figure 1.10** L'influence de la viscosité sur les pertes de charge
- Figure 1.11** l'influence de GLP sur les pertes de charge
- Figure 1.12** L'influence de WOR sur les pertes de charge
- Figure 1.17** Liquide Hold-UP
- Figure 1.18** L'organigramme de fonctionnement de **PROSPER**
- Figure 1.19** L'interface du logiciel
- Figure 1.20** L'effet de diamètre de tubing sur la performance du puits
- Figure 2.1** La carte de champs
- Figure 2.2** La carte de positionnement du puits **SFNE-3** (2008)
- Figure 2.3** Production du puits **SFNE-3**
- Figure 2.4** Production du puits **SFNE-03** (2009)
- Figure 2.5** La variation de pression statique avec le temps
- Figure 2.6** Courbe du puits SFNE-03 du premier test
- Figure 2.7** Production du puits SFNE-3(2013)
- Figure 2.8** Courbe IPR/VLP
- Figure 2.9** La production du puits **SFNE-03** (2016)
- Figure 2.10** Courbe IPR du puits SFNE-3 du 2eme test

- Figure 2.11** Courbe IPR/VLP(2015)
- Figure 2.12** La production (2017)
- Figure 2.13** Comparaison entre les FGS
- Figure 2.14** Courbe IPR/VLP
- Figure 2.15** Comparaison entre les derniers profils Statique
- Figure 2.16** courbes IPR-VLP de sensibilité au **GOR**
- Figure 2.17** les courbes IPR-VLP au SBHP
- Figure 2.18** les courbes IPR-VLP de sensibilité au SHP avec pompe MPP
- Figure 2.19** Les courbes IPR-VLP de sensibilité du puits **SFNE-3**
- Figure 2.20** Les courbes IPR-VLP de sensibilité au water Cut du puits **SFNE 3 Sans MPP**
- Figure 2.21** Les courbes IPR-VLP de sensibilité au water cut du puits SFNE-03 avec MPP

ABRÉVIATIONS

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 ³	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
μo	Viscosité d'huile

ABRÉVIATIONS

μg	Viscosité de gaz
MWS	Multi phase Wellhead System
P_R	Reservoir Pressure
P_{WFS}	Flowing sand face Pressure
P_{wf}	Flowing Bottom Hole Pressure
P_{UR}	Upstream Restriction Pressure
P_{DR}	Downstream Restriction Pressure
P_{USV}	Upstream Safety Valve Pressure
P_{DSV}	Downstream Safety Valve Pressure
P_{WH}	Well Head Pressure
P_{DSC}	Downstream surface Choke Pressure
P_{sep}	Separator Pressure

Résumé

Le déclin des gisements pétroliers est un phénomène physique universel et naturel, parmi les zones déplétés du champ de BRN la zone « SFNE ».

Ce dernier est basé sur l'arrangement des puits injecteurs et producteurs dans un réservoir sous injection.

Notre travail consiste d'une part, à étudier la Performance de production et d'autre part, à faire des scénarios de production dans le future, si en poursuivant avec la production actuelle et ensuite dans le cas où il y'aura un changement de paramètres, tout en faisant une comparaison entre les différents scénarios (Avec et sans pompe multiphasique **MPP**).

En conclusion et après la comparaison des différents scénarios, quelques recommandations seront proposés dans le but d'atteindre et de maintenir des résultats acceptables.

Abstract

The decline of petroleum reserves its universal physic phenomenon and natural, among the zones depleted on oilfield of BRN, "SFNE" zone.

SFNE champ is based on widely of wells both producers & injectors.

Our work focus to study the performance of production first and another side to make scenarios of production on the future, with flow the actual production status then in case there is change of parameters, while doing the comparison of different scenarios with or without multiphase pump **MPP**.

In conclusion Somme recommendation will be proposed in order to reach and maintain the results within an acceptable range.

Introduction :

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir, c'est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique. Une des pressions fixes à tout moment dans la vie du réservoir est la pression moyenne du réservoir \bar{P}_R

L'écoulement vers le puits dépend du drawdown ou de la chute pression dans le réservoir ($\bar{P}_R - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tel que les propriétés de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation du roche en fluide, la compressibilité du fluide, la formation endommagée ou stimulée

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé « Inflow performance » et la représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « Inflow performance Relationship » ou *IPR*.

I.1 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.

Bien que la forme de l'équation puisse être toute a fait différente pour différents types de fluides, l'équation de base sur laquelle toutes les diverses formes sont basées est la loi de darcy.

En **1856, Henry Darcy** a proposé une équation reliant la vitesse apparente de fluide à la chute de pression à travers un milieu poreux, bien que les expériences ayant été exécutées avec l'écoulement seulement dans la direction verticale de haut en bas, l'expression est également valide pour l'écoulement horizontal, qui est la direction la plus importante dans l'industrie de pétrole.

Il également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et que le filtre de sable a été complètement saturé avec de l'eau ,donc les effets des propriétés ou de la saturation des fluides ne seront pas present en considération.

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 :

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

Où :

K : Perméabilité du milieu poreux.

\mathcal{V} : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

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

I.1.1 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.3.2) :

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

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

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

Par intégration :

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

Ou bien :

$$q = \frac{C \cdot K \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots (I.5)$$

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).

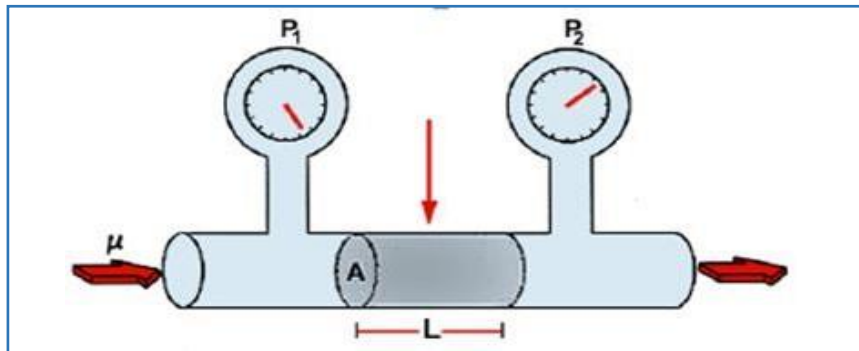


Fig I.1 Ecoulement linéaire

I.1.2 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 (1.1), référant à la figure. (1.2), et après son intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi.r.h.\kappa_0}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots (1.6)$$

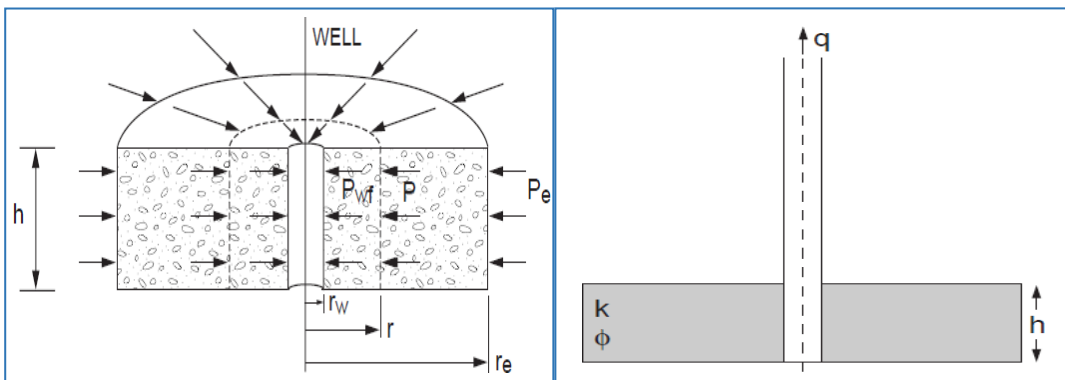


Fig I.2 Ecoulement radial

I.1.3 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 B0, de sorte que le débit d'écoulement puisse être exprimé en volumes de surface ou de réservoir. Pour l'écoulement d'huile, l'équation (4.6) devient :

$$q_0 \cdot B_0 = \frac{2\pi.r.h.\kappa_0}{\mu_0} \cdot \left(\frac{dP}{dr}\right) \dots\dots\dots (1.7)$$

Où :

$$2\pi \cdot h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot dP = q_0 \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots \dots \dots (1.8)$$

En intégrant cette équation, on suppose que la fonction de pression (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 (1.8) le long du rayon de drainage du puits l'équation (1.8) devient :

$$q_0 = \frac{2\pi \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (1.9)$$

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

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (1.10)$$

Où :

q_0 : Débit entrant, **STB/Day**

κ_0 : Perméabilité effective à l'huile, **md**

h : Epaisseur du réservoir, **ft.**

P_e : Pression à $r = r_e$, **psig.**

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

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

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

μ_0 : Viscosité d'huile, **cp.**

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

L'équation (1.10) 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 \bar{R} et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-steady) ou l'écoulement stabilisé ($\bar{R} - P_{wf} = \text{constant}$) comme suite :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot \kappa_0 \cdot h \cdot (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w})} \dots\dots\dots (1.11)$$

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

I.1.3 Concept d'index de productivité :

Quand la pression de fluide au fond du puits est au-dessus du point de bulle l'indice de la productivité sera constant.

Comme la pression tombe au-dessous du point de bulle, l'indice de productivité **IP** diminuera au fur et à mesure que le gas sort de la solution.

Gilbert (1954), le père de l'ingénierie de production moderne, il a été le premier à comprendre la pleine signification de cette baisse de l'indice de productivité.

Il 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**.

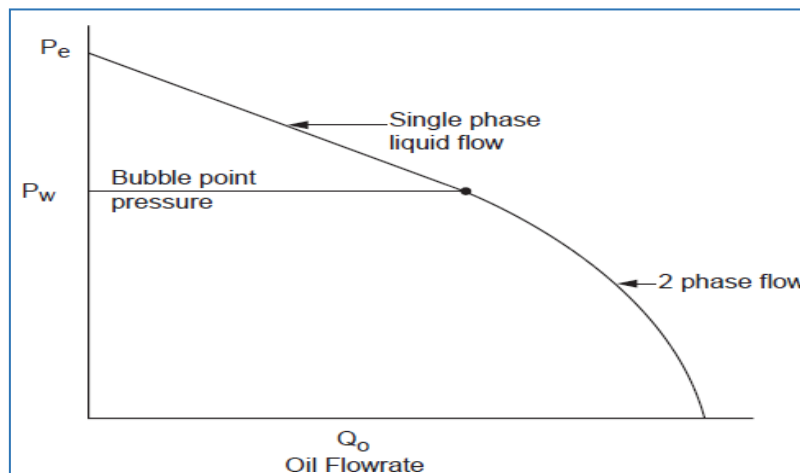


Fig I.3 La courbe IPR

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 :

$$IP = \frac{0,00708 \kappa_0 h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w})} \dots\dots\dots (1.12)$$

L'équation (4.11) est valable seulement si la fonction de pression (*P*) = $\frac{\kappa_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ est constante.

L'index de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$IP = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P} - P_{wf}) \cdot \ln(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w})} \kappa_0 \int_{P_{wf}}^{\bar{P}} \frac{dP}{P_{wf} \mu_0 \cdot B_0} \dots\dots\dots (1.13)$$

I.2 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 (1.8)**), pourraient être employées pour construire les *IPR*.

Malheureusement, les informations sont rarement existantes d'une manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'Inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les *IPR* d'un puits d'huile, sont présentées dans cette section

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.

I.2.1 Méthode de Vogel Harrison

Vogel (1968) a réalisé une étude dans laquelle il avait utilisé un modèle mathématique de réservoir pour construire *L'IPR* d'un puits d'huile produisant à partir d'un réservoir saturé sous un éventail de conditions.

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.

La méthode a été proposée pour les réservoirs saturés, à gaz dissous seulement, mais ils ont prouvés par la suite que cette méthode s'applique pour n'importe quel type de réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente avec le déclin de la pression de réservoir.

La méthode originale de *Vogel* ne tient pas compte des effets du facteur de skin non nul, mais une modification postérieure donnée par *Standing* a rendu la méthode applicable aux puits endommagés ou stimulés.

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 :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (1.14)$$

Avec :

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

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

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.

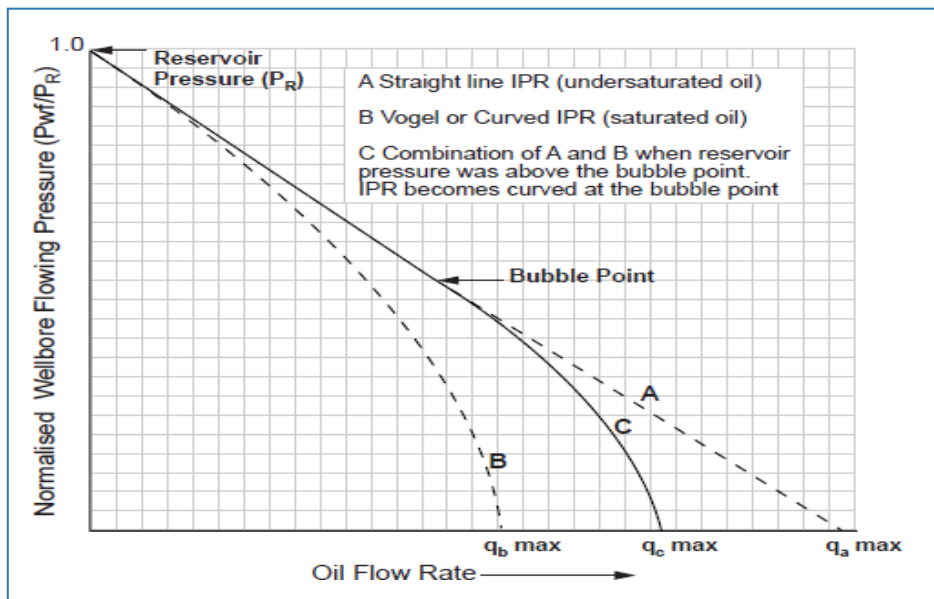


Fig I.4 *Vogel* IPR pour un réservoir saturé et sous saturé.

❖ Application de la méthode de Vogel :

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

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

$$\frac{q_0}{q_{0(\text{max})}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P^{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P^{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots (1.15)$$

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 :

$$J = \frac{q^0}{\bar{R} P_{wf}} \dots \dots \dots (1.16)$$

2. Calculer q_b en utilisant l'équation :

$$q_b = J \cdot (\bar{R} - P_b) \dots \dots \dots (1.17)$$

3. Générer les IPR en utilisant l'équation

$$q_0 = J \cdot (\bar{P} - P_b) + \frac{L P_b}{\beta} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (1.18)$$

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

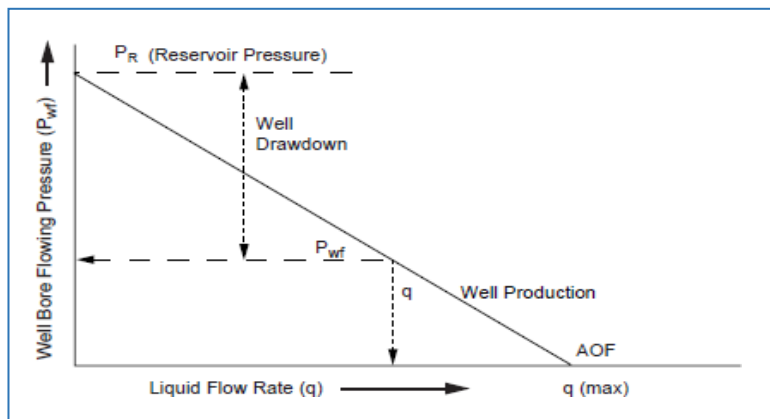


Fig I.5 Forme d' IPR pour $P_{wf} \geq P_b$

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

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

$$J = \frac{q^0}{\frac{P_b}{P_{wf}} \frac{P_{wf}^2}{P_{wf}^2} \dots \dots \dots (1.19)}$$

$$P_R - P_b + \frac{1}{1,8} \cdot \left[1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

2. Calculer q_b en utilisant l'équation (1.17)

3. Générer les IPR en utilisant l'équation (1.18) 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 Figure 3.6 aide à comprendre la formulation.

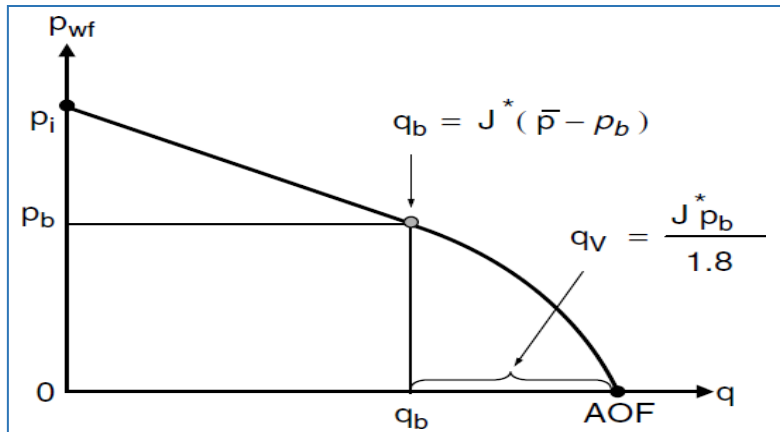


Fig I.6 Le modèle Généralisé de Vogel pour un réservoir sous saturé

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

$$q_b = J^* \cdot (\bar{P}_R - P_b) \dots \dots \dots (1.20)$$

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

$$\Delta q_v = q \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (1.21)$$

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

$$q = q_b + q_v \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (1.22)$$

Parce que : $\frac{J^* \cdot P_b}{1,8} \dots \dots \dots (1.23)$

Eq (1.22) devient :

$$q = J^* \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J^* \cdot P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (1.24)$$

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**.

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\bar{P}_R - P'_{wf}}{\bar{P}_R - P_{wf}} = \frac{J'}{J} = \frac{q}{q'} \dots\dots\dots (1.25)$$

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

$$\frac{q_0}{q_0^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \dots\dots\dots (1.26)$$

Une relation reliant P_{wf} , P'_{wf} et **FE** peut être obtenue par la résolution de l'équation (1.25) pour P'_{wf} :

$$\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_R} = 1 - FE + FE \cdot \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) \dots\dots\dots (1.27)$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_0^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \dots\dots\dots (1.28)$$

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

$$\Rightarrow q_0 \leq q_0^{FE=1} \text{ Où : } f \geq \bar{P}_R \cdot (1 - \frac{1}{FE})$$

Cette contrainte est toujours satisfaite si **FE** ≤ 1

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

$$\frac{q_0}{q_0^{FE=1}} = 1,2 - 0,2 \cdot e^{(1,792 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R})} \dots\dots\dots (1.29)$$

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 $q_0^{FE=1}_{(max)}$ est obtenue par les données de test, l'équation (1.28) 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 $q_0^{FE=1}_{(max)}$ par l'équation(1.26).
- 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 (4.16) peut être modifiée pour $S \neq 0 (FE \neq 1)$ on obtient :

$$q_0 = J \cdot (P_R - P_b) + \frac{L \cdot P_b}{1,8} \cdot [1,8 \cdot (1 - \frac{P_{wf}}{P_b}) - 0,8 \cdot (FE) \cdot (1 - \frac{P_{wf}}{P_b})^2] \dots\dots (1.30)$$

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 (1.16).
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 (4.30). 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 :

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{(FE)^2}{(FE)_1} \dots\dots\dots (1.31)$$

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

1. Calculer J par les données de test et l'équation (3.30).
2. Générer les IPR pour les valeurs de $P_{wf} \leq P_b$ par l'équation (1.30).
3. Pour d'autre valeur de FE , modifier J par l'équation (3.31).

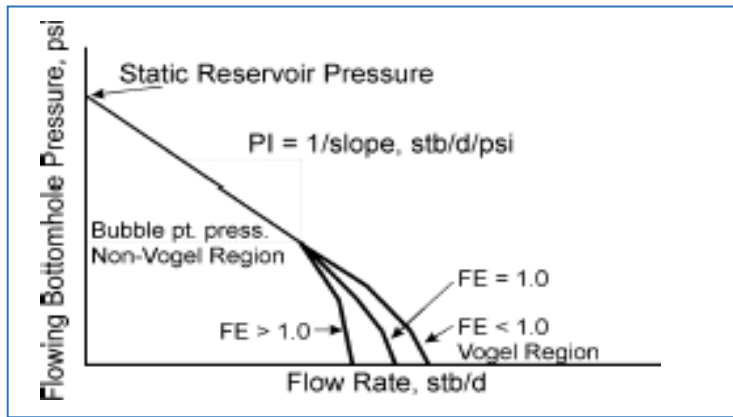


Fig 1.7 Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement

I.2.2 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 :

$$q_0 = C \cdot (\bar{P}_R - P_{wf})^n \dots \dots \dots (1.32)$$

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 :

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}) + S'} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} f(P) \cdot dp \dots \dots \dots (1.33)$$

Avec : $f(P) = \frac{kr^0}{\mu_0 \cdot B_0}$

I.2.3 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 :

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{R}}\right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{R}}\right) \dots\dots\dots (1.34)$$

Substituant par l'expression de l'index de productivité dans l'équation (3.34) et réarrangeant on trouve :

$$J = \frac{q_{0(max)}}{\bar{R}} \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{\bar{R}}\right) \dots\dots\dots (1.35)$$

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

$$J^* = \lim_{(P_{wf} \rightarrow P_R)} J = \frac{1,8 \cdot q_{0(max)}}{\bar{P}_R} \dots\dots\dots (1.36)$$

Où: $q_{0(max)} = \frac{J^* \cdot \bar{R}}{1,8}$

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

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

$$J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln(0,472 \frac{r_e}{r_w})} \cdot f(\bar{P}_R) \dots\dots\dots (1.37)$$

Où: $f(\bar{P}) = \frac{K^{r_0}}{\mu_0 \cdot B_0}$

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

$$\frac{J^*_F}{J^*_P} = \frac{f(\bar{P}_F)}{f(\bar{P}_P)} \dots\dots\dots (1.38)$$

Où :

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

J^*_P : La valeur de J^* à la présente valeur de la pression de réservoir \bar{R}_P

J^*_F : Peut être utilisé directement dans l'équation (3.37).

La combinaison de l'équation (3.37) avec (3.39) donne une relation entre $(max)P$ et $q_{0(max)F}$:

$$q_{0(max)F} = q_{0(max)P} \cdot \frac{[\bar{P}_F \cdot f(\bar{R}_F)]}{\bar{R}_P \cdot f(\bar{R}_P)} \dots \dots \dots (1.39)$$

Une fois $(max)P$ 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 (\bar{R}_F) peut être prédite à \bar{R}_F

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

$$q_{0F} = q_{0(max)F} \cdot \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots \dots \dots (1.40)$$

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

La procédure pour générer les futures IPR est la suivante :

1. Calculer $(max)P$ en utilisant les données actuelles du test du puits et l'équation (1.15).
2. Calculer \bar{R}_P et \bar{R}_F en utilisant les propriétés de fluide, les données de saturation et la perméabilité relative.
3. Calculer J^*_F , en utilisant l'équation (1.38) ou $(max)P$ par l'équation (1.39)
4. Générer les futures *IPR* en utilisant l'équation (1.40).

Outflow Performance VLP

I.4 Vertical Lift Performance

La courbe de tubing *VLP* présente la capacité de l'installation et son influence sur l'écoulement en fonction des pertes de charge engendrées, elle a été tracée à partir des pressions de fond dynamiques calculées par l'une des corrélations de pertes de charge verticales pour différents débits liquides.

Le *VLP* décrit La pression de fond en fonction des débits. La performance d'écoulement dépend de différents facteurs ; le débit de liquide, type de fluide (*GOR, GLR, WC*), propriétés de fluide et le diamètre de tubing.

I.4.1 Configuration de l'écoulement vertical diphasique

Quand deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il existe une large gamme des modèles d'écoulement possible.

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle.

Plusieurs modèles avaient essayé de prédire sur la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries des conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité. Certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement.

Un certain nombre de différents régimes d'écoulement se produisent lors de l'écoulement naturel dans les tubulures verticales. Afin de décrire chacun.

- ❖ **Liquide flow** : Dans ce cas la pression à la base du tubing est supposée au-dessus du point de bulle, d'où le régime d'écoulement est monophasique.
- ❖ **Bubble flow** : le mouvement montant du liquide est accompagné par réduction de pression, et que la pression descend au-dessous du point de bulle, les bulles de gaz commencent à se former. Ces bulles glissent vers le haut dans la colonne.
- ❖ **Slug flow** : Plus haut dans le tubing, la pression continue de baisser, plus le gaz est libéré de solution et les plus grosses bulles croissent régulièrement par les dépassements et coalisent avec les plus petits comme ils se déplacent vers le haut, portent entre eux les gouttes d'huiles contenant des petites bulles de gaz. C'est le régime le plus efficace.
- ❖ **Annular flow** : Plus élevé dans le tubing, à des pressions encore plus bas, le gaz forme un canal continu dans le centre de la chaîne, et l'huile se déplace lentement vers le haut dans un anneau annulaire sur les parois internes du tube.
- ❖ **Mist flow** : Enfin, si le tube a une longueur considérable de sorte qu'une baisse de pression importante à partir du bas vers le haut, l'annulaire de liquide se disparaît, ne laissant que le flux de gaz entraînant un brouillard de gouttelettes de liquide.

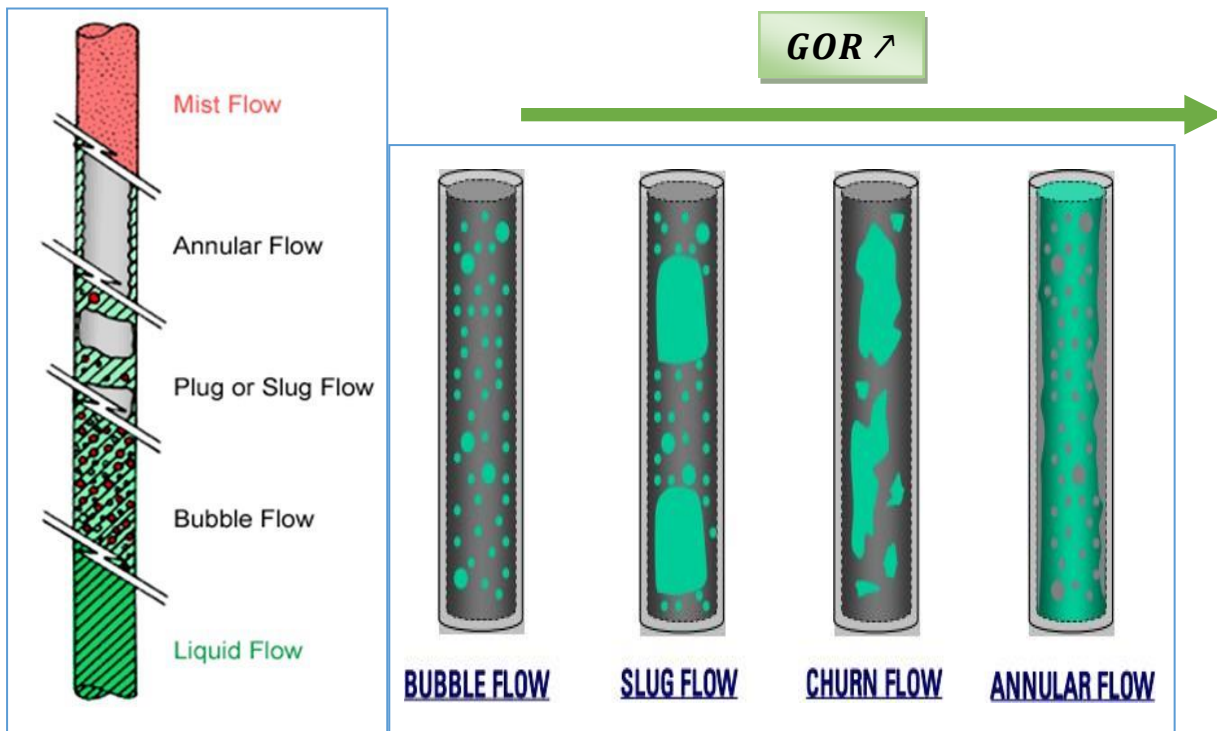


Fig 1.7 Les régimes d'écoulement

I.4.2 Les variables influençant sur les pertes de charges

Afin d'analyser et de concevoir nos systèmes de production, il est nécessaire de calculer la chute de pression qui existe entre le fond du puits et la surface lors de l'écoulement naturel. Le calcul de cette chute de pression pour toutes les conditions possibles est complexe.

Nous sommes obligés de compter sur des corrélations empiriques ou semi-empiriques. Ces corrélations tenir compte des sept variables importantes qui influent sur les pertes de charge d'un puits éruptif.

Ces variables sont : la taille de tubing, le débit, la viscosité du fluide, la densité du fluide, rapport gas-liquide (*GLR*), rapport eau-huile (*WOR*), et enfin, l'effet de glissement. Une autre variable est la déviation des puits verticaux.

1. La taille de tubing :

L'augmentation de diamètre provoque une diminution de perte de charge.

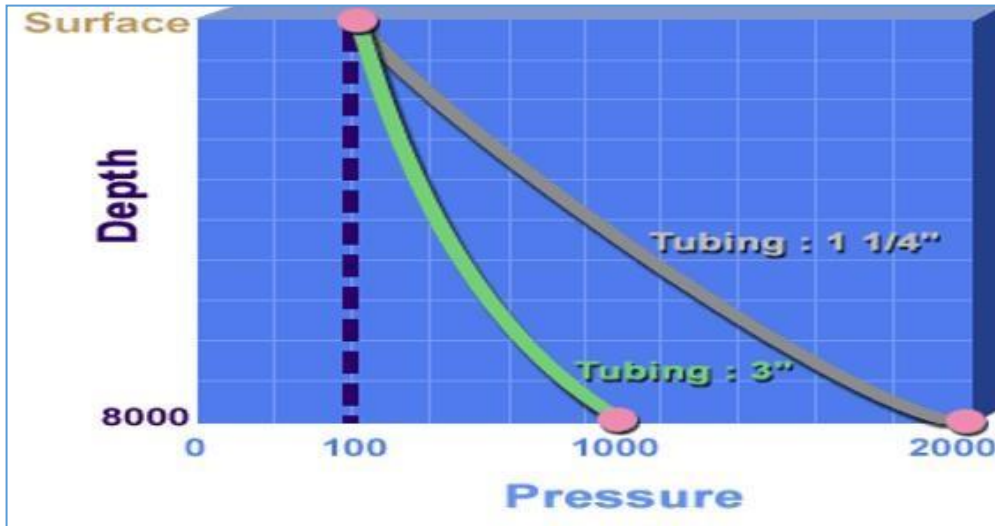


Fig I.12 influence de la taille de tubing sur les pertes de charge

2. La densité du fluide :

L'augmentation de la densité du fluide faire augmenter les pertes de charge.

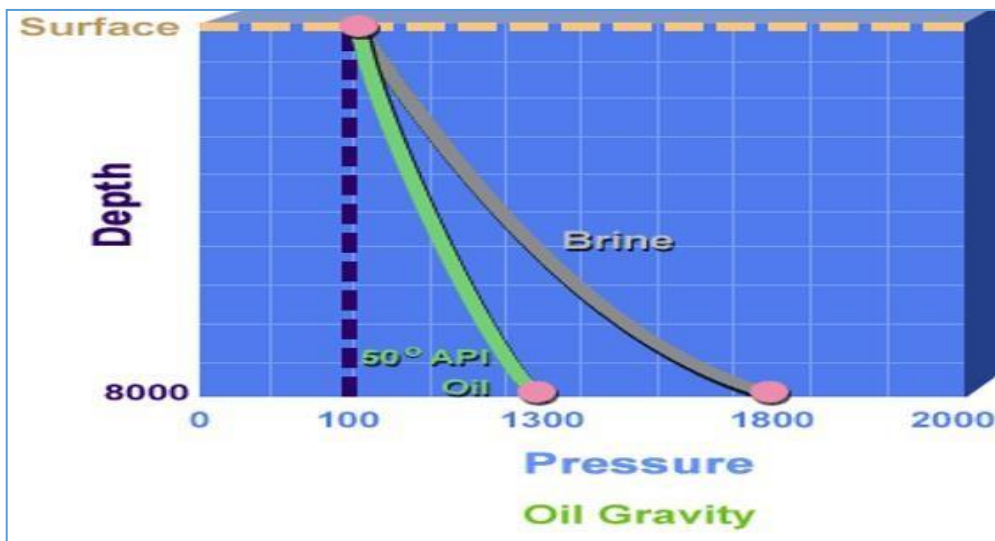


Fig I.13 influence de la densité sur les pertes de charge

3. La viscosité :

Nous voyons que les grandes valeurs de la viscosité accorder une plus grande perte de charge, dû à l'augmentation de la pression de frottement.

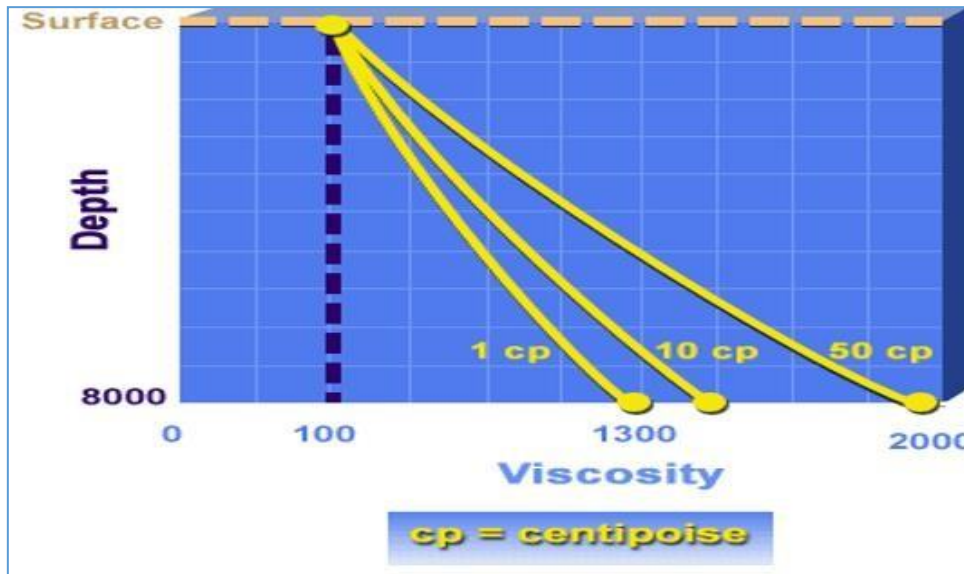


Fig I.14 L'influence de la viscosité sur les pertes de charge

4. GLR :

L'augmentation de **GLR** accompagnée par une diminution des pertes de charges.

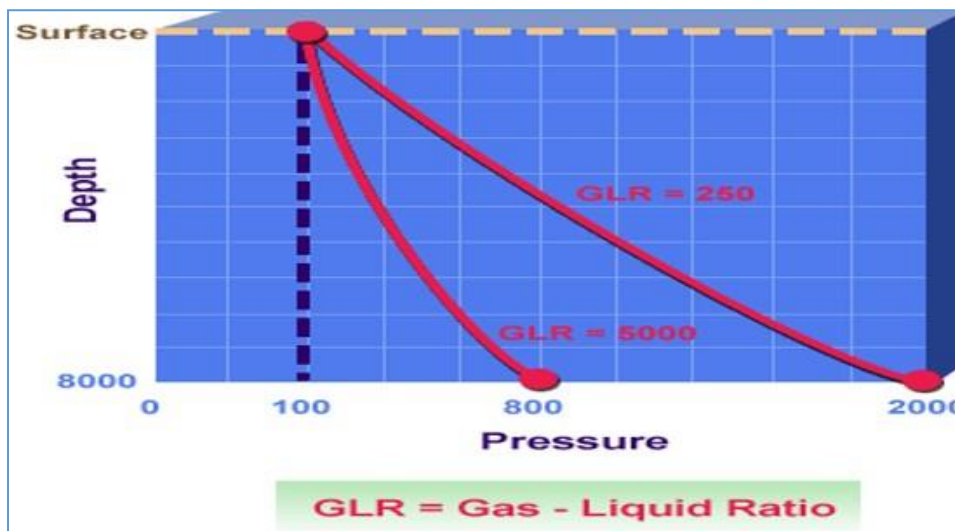


Fig I.15 L'influence de *GLR* sur les pertes de charge

5. WOR :

Comme le rapport eau-huile *WOR* croît, les pertes de pression dans le tubing augmentent également.

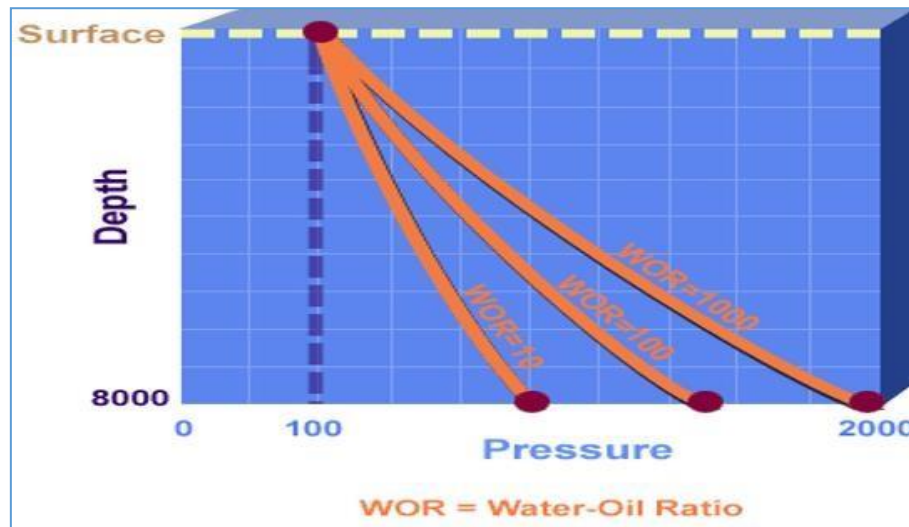


Fig I.16 L'influence de *WOR* sur les pertes de charge

I.4.3 Les corrélations de l'écoulement vertical

Maintenant que nous avons discuté les variables principales qui influent sur l'écoulement dans le tubing, nous devons examiner les différentes méthodes qui ont été développées pour calculer les pertes de charge. Il n'est pas surprenant que nos méthodes de prévision ne sont pas basés sur la solution exacte d'équations mathématiques, mais plutôt sur des relations empiriques ou semi-empiriques.

Ces relations ont été développées en faisant certaines hypothèses sur les équations applicables à l'écoulement, et la collecte de données à partir d'un certain nombre de puits éruptifs dans des conditions contrôlées. Le résultat est la publication d'un ou plusieurs corrélations basées sur des bases mathématiques. De nombreux chercheurs ont effectué des recherches sur l'écoulement polyphasique dans le tubing. La plupart des approches d'investigation ont formulé des hypothèses de base qui peuvent être utilisés pour classer les corrélations dérivées comme suit :

I.5 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%.

❶ **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"(inch).
- 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.

❷ **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", dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5" la chute de pression est approximative aux prévisions.
- Densité d'huile : la corrélation de Hagedorn & Brown prévoir 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-Cut.

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-Cut.

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.

⑤ Corrélation de Petroleum Experts

Cette corrélation combine les meilleures caractéristiques des corrélations existant, il utilise la corrélation de Hagedorn-Brown dans le régime slug flow.

I.5.1 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.

I.5.2 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**

I.6 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.

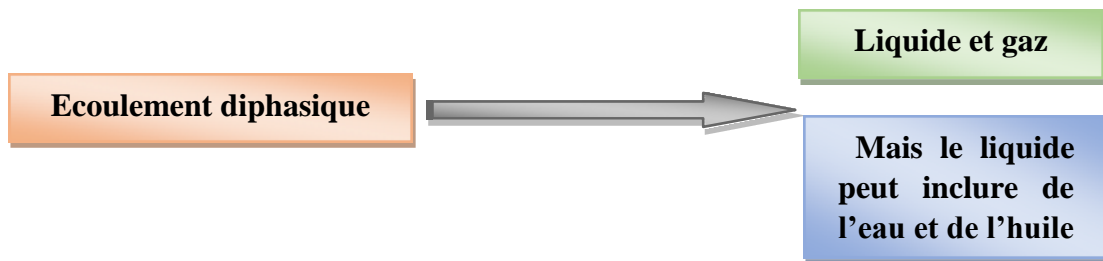
Isotrope: En tout point, les propriétés physiques sont les mêmes dans toutes les directions.

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

La façon dont se fait cette ségrégation du gaz et du liquide est caractérisée par le régime d'écoulement (flow pattern).

I.6.1 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 dénivelé 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 conséquence, les perte de charges augmentent dans la conduite.

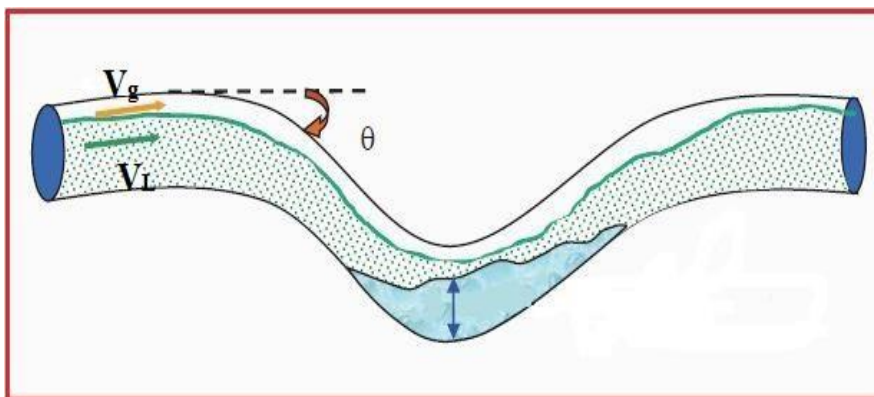


Fig I.17 Liquid Hold-up

PETROLEUM EXPERT PROSPER

I.5 Aperçu sur le logiciel PROSPER

Le PROSPER (**P**roduction and **S**ystem **P**erformance) est un logiciel d'analyse de Performance des Systèmes de production.

PROSPER peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude et vitesse. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre permettent aux designs existants d'être optimisés, et l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PROSPER permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, **PROSPER** assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, PROSPER est utilisé avec confiance pour modeler le puits dans les différents scénarios, et faire les prédictions avancées de pression de réservoir basées sur les données de la production de surface.

Le logiciel **PROSPER** est un outil informatique Il peut nous aider à :

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

Avec **PROSPER** nous pouvons:

- Analyser le système de production
- Déterminer les gradients de pression
- Optimiser le gas-lift.

PROSPER englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (Inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

Les données nécessaires pour l'utilisation du PROSPER sont :

- ◆ Les données du rapport géologique
- ◆ Les données du rapport de complétion du puits
- ◆ Les données de **build up**
- ◆ Les données de jaugeage

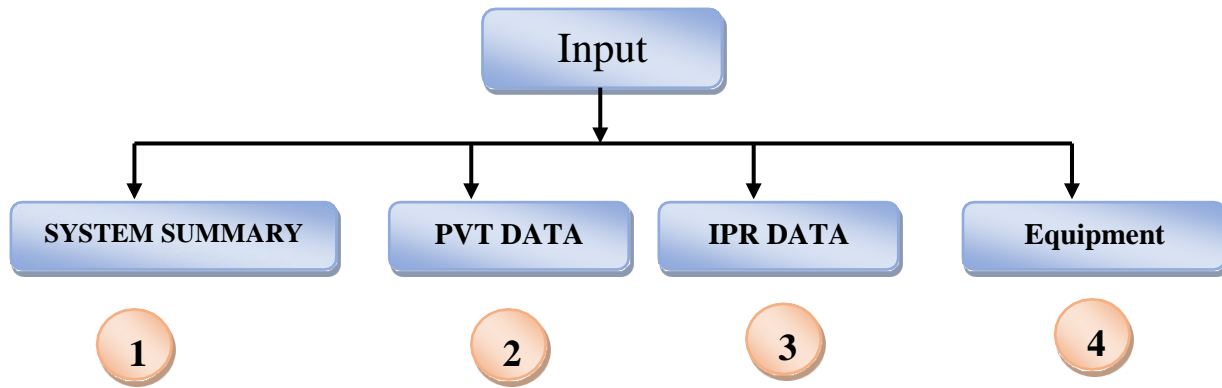


Fig I.18 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER

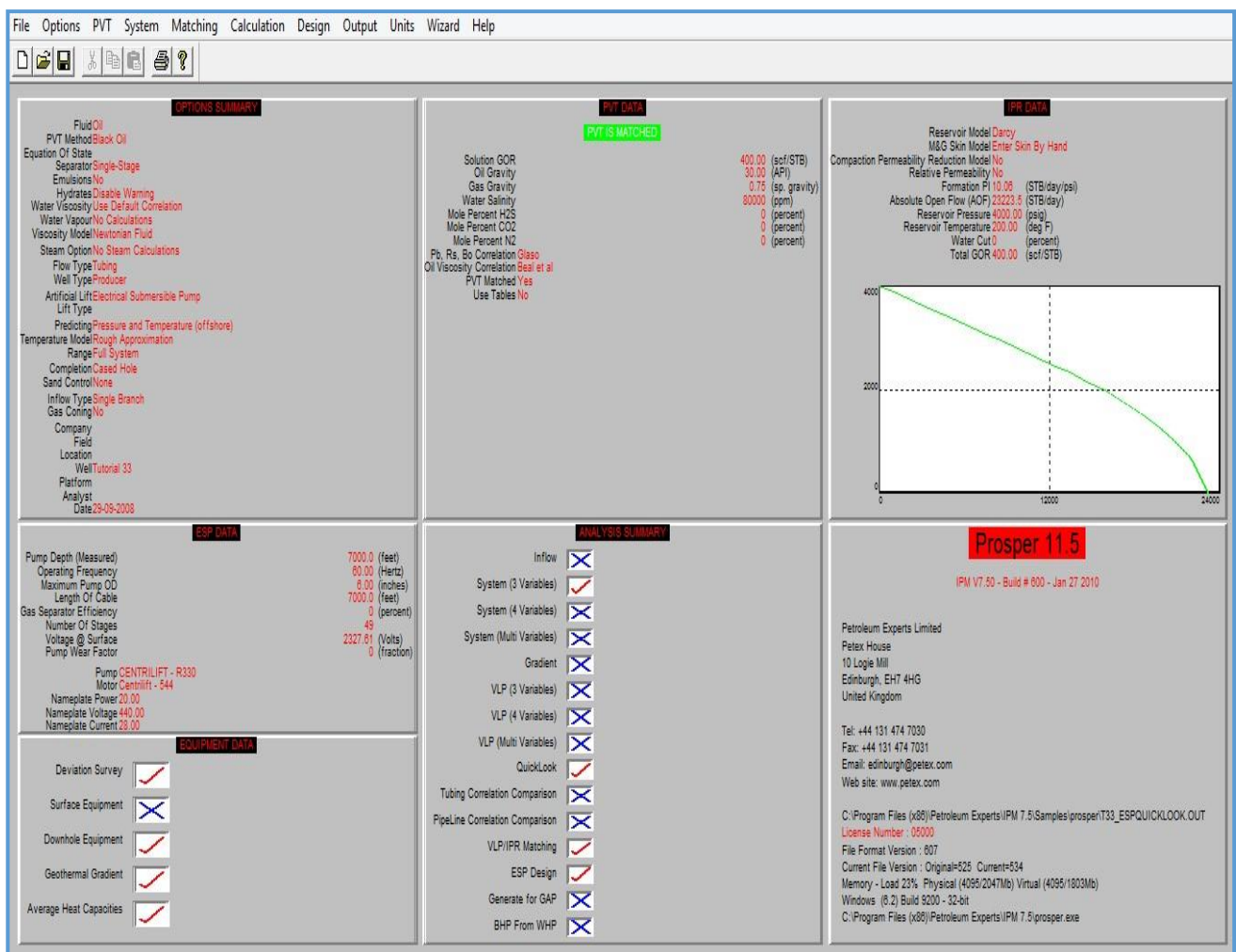


Fig I.19 L'interface du Logiciel

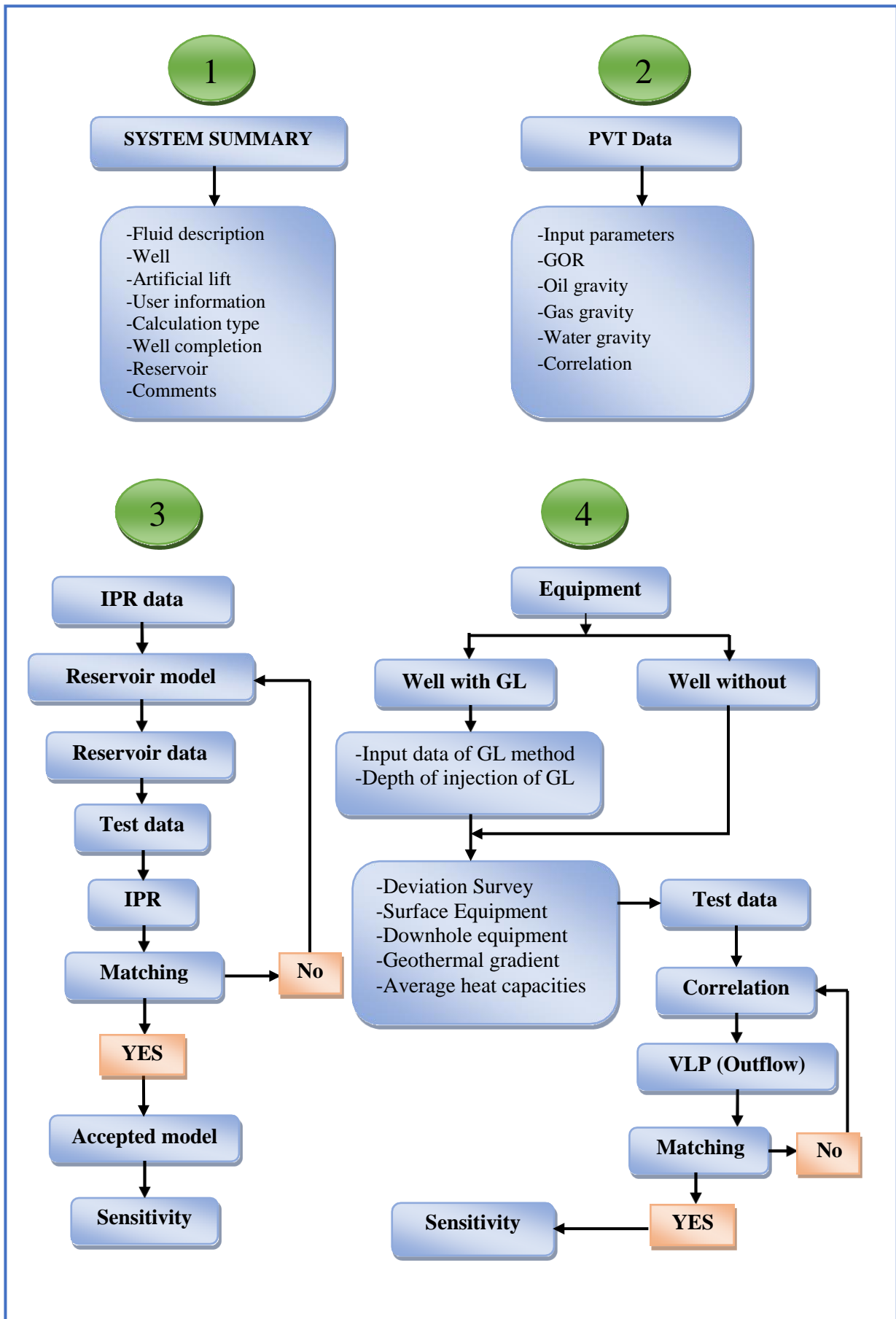
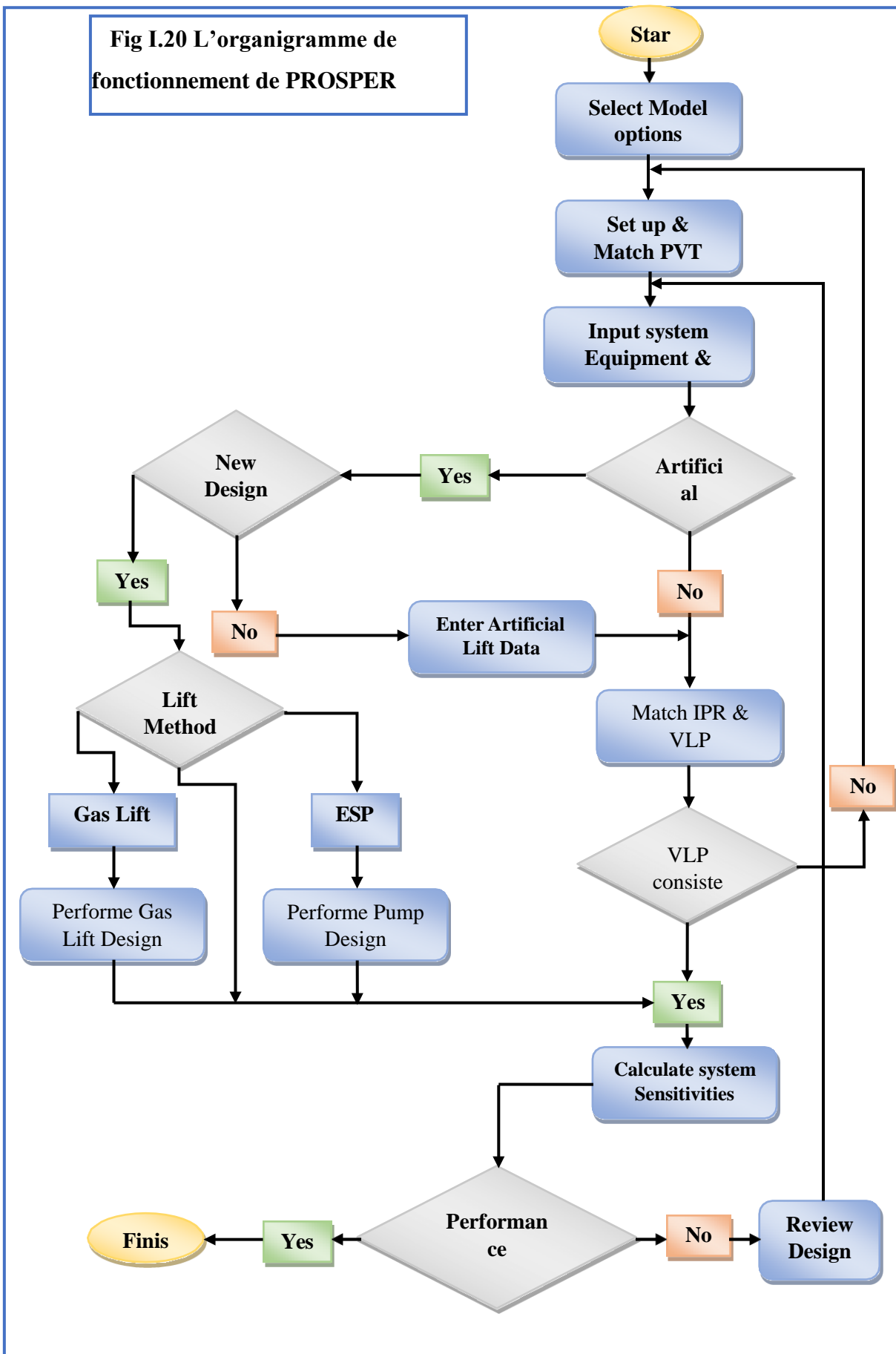


Fig I.20 L'organigramme de fonctionnement de PROSPER



Introduction :

Le but du présent chapitre est d'aborder les points suivants d'examiner le puits **SFNE 3** afin de reconnaître son historique en vue d'étudier sa performance, pour cela on appliquera l'analyse nodale à l'aide du logiciel **PROSPER** pour proposer des solutions concernant les problèmes rencontrés sur le puits.

II.1 Le champ SFNE

Le champ **SFNE** compte actuellement **08** puits producteurs d'huile et **04** puits injecteurs d'eau et un puits injecteur de gaz. Seulement **04** puits sont en service (Mai 2017), les autres sont fermés pour différentes raisons. Sa Production a commencée en février 2005 en Natural Flow et l'injection d'eau et de gaz a commencé en mars 2005. Ceux qui nous intéressent parmi ces puits c'est le puits **SFNE 3**

Le champ **SFNE** est relié à **IFM5** manifolds. L'**IFM5** relie les puits du champ **SFNE** au centre de traitement d'huile se trouvant au centre du champ.

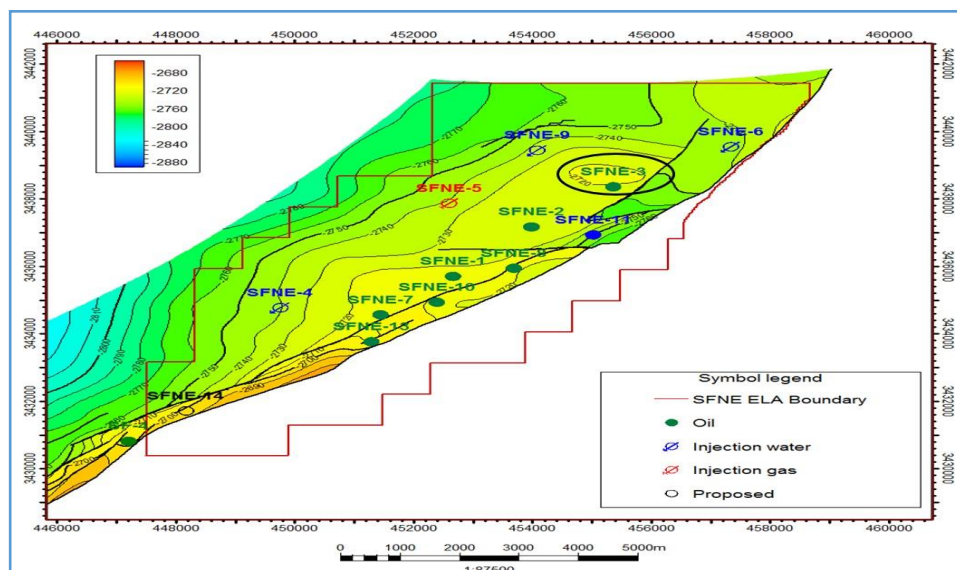


Figure II.1 : Carte de champs SFNE

Les 13 puits sont perforés dans la formation **TAGI**:

- 8 producteurs de pétrole : SFNE-1, SFNE-2, SFNE-3, SFNE-7, SFNE-8, SFNE-10, SFNE-13 ; SFNE-14
- 4 injecteurs d'eau : SFNE-4, SFNE-6, SFNE-9, SFNE-11 ;

- 1 injecteur de gaz : SFNE-5.

En janvier 2018, la production d'huile du champ SFNE est égal à **394546 Stbbl** et sa Contribution mensuelle à la production au **Bloc 401a/402a** est **21.7%**

- Le point critique de ce champ est la gestion du gaz et de l'eau.

II.2 Présentation du puits à étudier SFNE 3

1. Etat du puits

Le puits SFNE-3 était le septième puits à être foré et complété dans la structure de SFNE/ROD.

Le puits a été foré par **SAIPEM Rig 93** le **29 novembre 2001** et a atteint une profondeur totale de **3070 mRT** et complété en «simple complétion» dans l'Upper et Lower TAGI avec un tubing de **4"1/2 12.6 lb/ft** et avec un liner de production de **4"1/2 12.6 lb/ft** jusqu'à **TD**.

SFNE 3 est un puits vertical producteur d'huile dans le niveau **Upper TAGI** situé à **2 km** au nord du puits SFNE-2 et à **4km** au nord-est du puits SFNE-1, les sables bitumineux bien intersectés dans le **TAGI** supérieur et inférieur, cependant, les deux zones contiennent des huiles différentes et Différentes pressions.

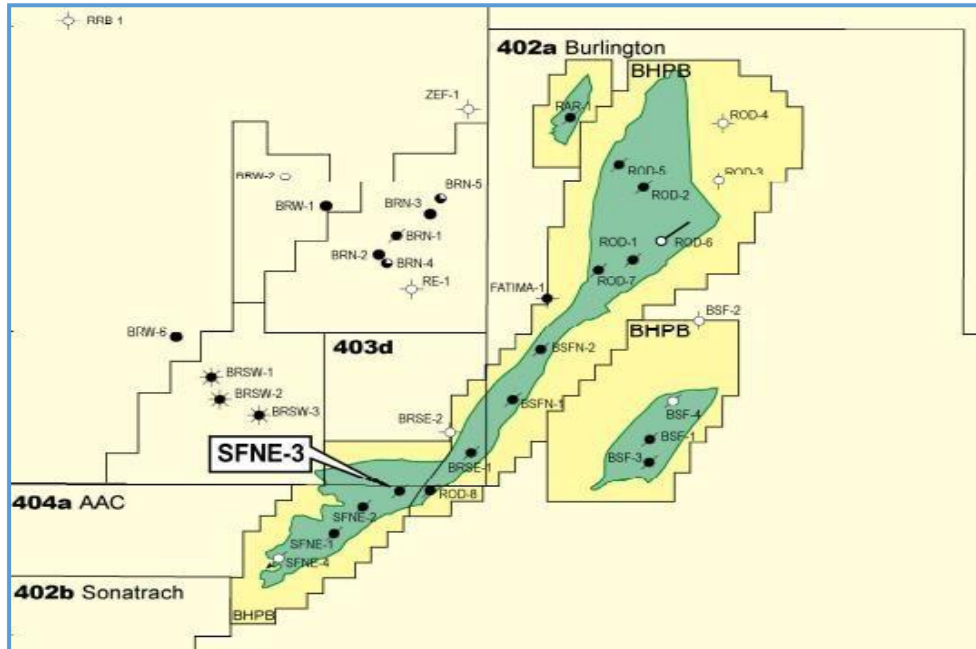


Figure II.2 Carte de positionnement du puits SFNE 3

L'huile de l'Upper TAGI a une gravité API de **45** avec un GOR de **258 sm³/sm³**, tandis que le Lower TAGI a une API légèrement inférieure de **43** avec un GOR de **135 sm³/sm³**.

2. Caractéristiques du fluides / de la formation

	Upper TAGI	Lower TAGI
Perforations, m MDRT	2930-2937.5	2981-2991.5
API °	43.4	37.4
GOR scf/stbbl sm ³ /sm ³	1468 scf/stbbl 258 sm ³ /sm ³	768 scf/stbbl 135 sm ³ /sm ³
Pb, psia/bar	3380 psia 233 bars	2570 psia 177 bars
Permeabilitymd	94	104
PI, stbbl/d/psi	2.9	3.5
Formation Volume Factor (Rbbl/stbbl) Bo	1.8	1.39
Reservoir Fluid Viscosity (cP)	0.32	0.54
Predicted Flow Rate (Rbbl/d)	563	603
Porosity	$\phi_{ave} = 15 \%$	

II.3 Historique de production du puits SFNE 3

1. Le **04 Février 2003** jusqu'au **10 Février 2003** Perforé **Lower TAGI** de **2981 m** à **2991,5 m** et mettre un **plug** en essayant d'isoler la zone inférieure.
2. Après l'isolation du niveau **Lower TAGI** avec un **Bridg Plug** et un **bouchon de ciment** ce puits produit avec des **faibles** paramètres en comparaison avec les autres puits du champ **SFNE** (un débit moyen de **800 Bopd**).
3. Après mettre le **plug** un test de l'**Upper TAGI** est nécessaire pour évaluer les paramètres de production et la nécessité d'autres stimulations pour optimiser la performance.
4. Le **plug** a été foré en utilisant coil-tubing le **02 Avril 2004** et un **MPLT** a ensuite exécuter pour évaluer le cross flow de **Lower TAGI** dans l'**Upper TAGI**.
5. Le drillable **plug** devait être enlevé de sorte que l'intervalle **Lower TAGI** peut être produit.

Le **plug** doit être enlevé en utilisant Coil-tubing avec un Moteur et **Junk Mill**.

6. **Le puits a été mis en production le 10 avril 2005** et le débit moyen atteint est de **160 m³/J**
La performance était inférieure qu'attendu.
 7. **Entre 16 juin en 18 juin 2005**, la production a réduit de **40m³/J** et une **stimulation acide** a été exécutée pour augmenter la production, après la stimulation le puits produit **235m³/J** pendant six(6) jours.
 8. En **15 juillet 2005** le puits fermé et plusieurs opérations de stimulation ont été exécutées (acidification, reformat ...) pour améliorer la production sans résultats appréciables.
 9. **Le 26 août 2005** l'isolation du niveau **Lower TAGI** avec un **Bridg Plug @ 2972 m** pour isoler les perforations **2981m à 2991.5m**.
 10. **Le 23 Septembre 2013** nouveaux perforations à partir de **2941.5m à 2944.5m**.
 11. **Le 08 /10/ 2013** l'isolation de nouvelles perforations **2941.5m à 2944.5m** avec un **Bridge plug**
- ✓ On peut confirmer que les mauvaises performances du puits ne sont pas dues en première instance à problèmes d'endommagement de la formation, parce qu'on n'a pas vu des améliorations de productivité après les opérations de stimulation.

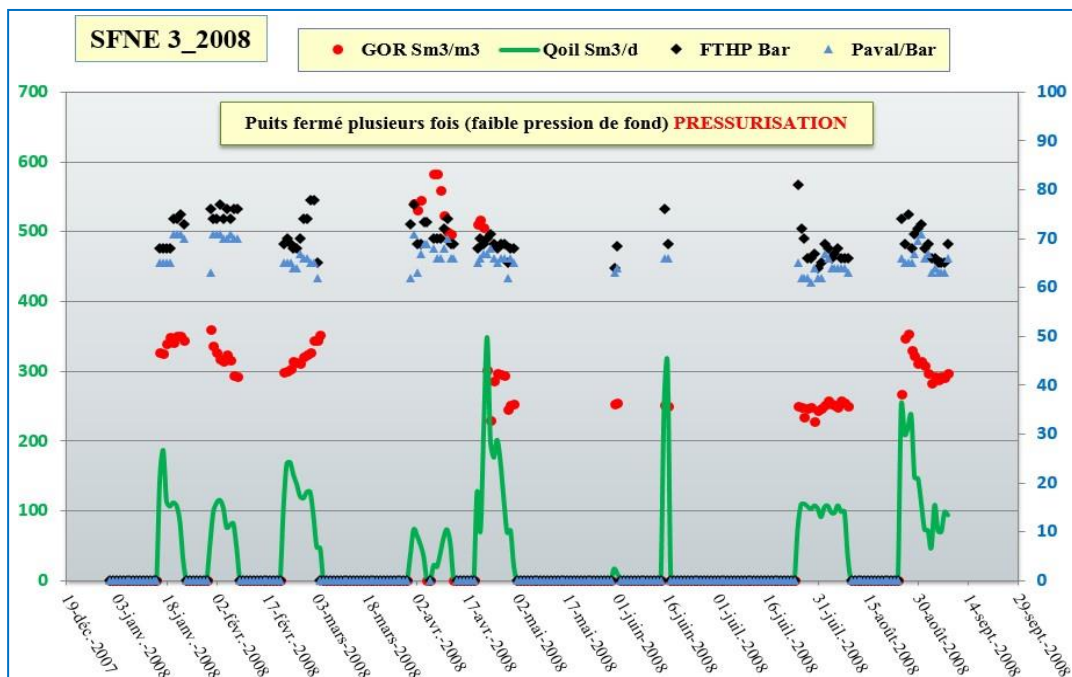


Figure II.3 Production du puits SFNE 3 (2008)

Donc est presque sure que **SFNE 3** il a des problèmes pour la mauvaise qualité petrophysique du réservoir. Après les fermetures, le puits démarré avec un débit qui est proportionnel au temps de fermeture.

La configuration actuelle du réseau de collecte avec un seul collecteur **HP** et la haute pression au manifold (**IFM 5**) sont des contraintes qui frein le puits avec le **back presser**.

- ✓ **Ce comportement du puits nous a permet d'installé un système de Boosting avec une pompe multiphasique en surface.**

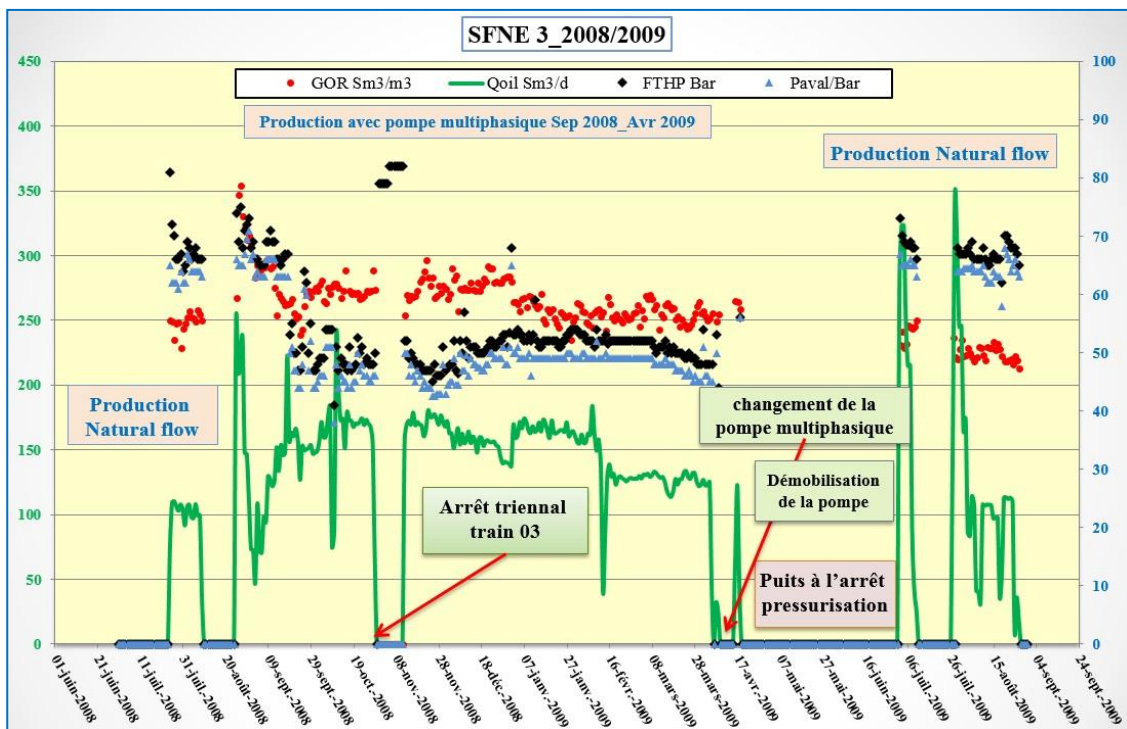


Figure II.4 Production du puits SFNE 3 (2009)

L'installation d'une pompe multiphasique en surface nous permet de réduire la pression de tête de puits à **50 bars** et la pression de ligne à **48 bars** et ainsi garantir une production stable pour une durée de 07 mois (**voir figure II.5**).

Durant cette période nous avons installé une pompe de type **Moyno 15000 BPD-6**, avec une ΔP de 25 bars, mais à partir de la fin mars 2009 nous avons enregistré une chute de la pression dynamique de tête de 50 à 40 bars.

Cette chute de pression a exigé le changement de la pompe multiphasique avec une autre de type **Moyno 12000 BPD-12** avec une ΔP de 48 bars, cette dernière a travaillé uniquement 03 jours avant qu'elle soit démobolisée suite à une panne mécanique (rupture du rotor).

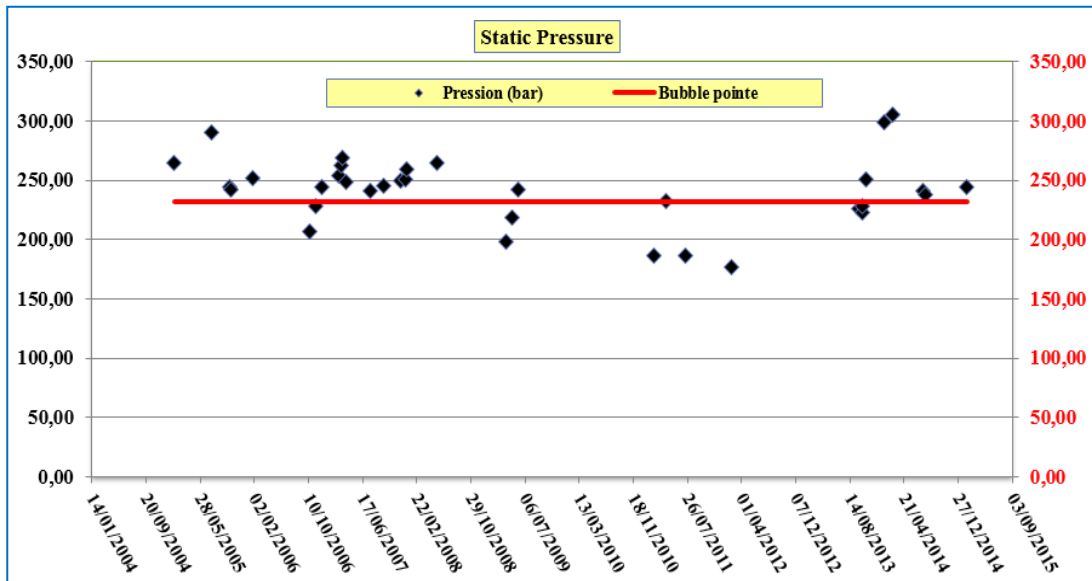


Figure II.5 La variation de pression statique avec le temps

Comme représenté sur l'historique de pression statique, lorsque le puits est en production la pression statique diminue. Au contraire, si le puits a été fermé, l'augmentation de la pression statique a été remarquée

Avant de refermer le puits, le **GOR** était plus élevé parce que la pression du réservoir était inférieure à la pression de point de bulle «Réservoir saturé» Par la suite, lorsque la pression statique est revenue à ou légèrement au-dessus du point de bulle, **GOR** est devenu égal ou un peu plus élevé que **Rs**.

Tableau II.1 : Historique des tests production de SFNE 3

DATE	IFM	Puits	WHP	Qgaz Vx Sm3/h	Coil m3/d	Coil bopd	GOR	Wc
20/07/2011	IFM5 Test	SFNE3	49	806	86	543	224	0,3
24/11/2011	VX MOBILE	SFNE3	44	1 017	123	635	242	0,0
21/08/2012	IFM5 Test	SFNE3	42	1 649	182	1147	217	0,9
09/04/2013	VX MOBILE	SFNE3	62,57	872	133	682	204	0,0
17/09/2013	VX MOBILE	SFNE3	64,21	793	93	584	329	0,0
12/04/2014	IFM5 Test	SFNE3	74,00	1 974	200	1257	237	0,0
06/05/2014	VX MOBILE	SFNE3	60,00	1 313	197	1023	194	0,0
12/06/2014	IFM5 Test	SFNE3	55,0	1107	168	1060	158	1,0
01/09/2014	VX MOBILE	SFNE3	54,0	918	111	698	206	0,0
27/11/2014	VX MOBILE	SFNE3	59,0	1 098	130	817	203	0,0
12/03/2015	IFM5 Test	SFNE3	59,0	882,00	133	835	170	6,6
02/08/2015	MPFM HAL	SFNE3	56,0	1 212	139	872	210	1,0
09/08/2015	IFM5 Test	SFNE3	56,0	1 237	122	770	243	0,0
23/08/2015	VX MOBILE	SFNE3	59,6	1 153	113	593	294	0,0
11/11/2015	MPFM HAL	SFNE3	58,1	984	141	887	167	1,2
30/01/2016	MPFM HAL	SFNE3	64,0	1 227	163	1026	182	0,0
01/02/2016	IFM5 Test	SFNE3	64,0	1 475	154	968	230	0,3
11/03/2016	IFM5 Test	SFNE3	62,5	1 323	119	750	266	0,6
19/05/2016	IFM5 Test	SFNE3	64,0	1 626	133	838	293	1,4
21/05/2016	IFM5 Test	SFNE3	64,5	1 335	136	853	236	0,9
05/07/2016	MPFM HAL	SFNE3	65,0	1 135	154	969	177	0,0
05/09/2016	IFM5 Test	SFNE3	66,5	1 480	120	755	296	2,9
11/11/2016	MPFM HAL	SFNE3	63,0	892	120	752	179	0,0
11/01/2017	MPFM HAL	SFNE3	64,0	1 096	158	992	167	0,0
01/03/2017	IFM5 Test	SFNE3	61,0	1 267	102	642	298	0,0
08/03/2017	MPFM HAL	SFNE3	67,0	1 145	128	807	214	0,0

II.4 Etude des Performances du puits SFNE 3 (2013)

II.4.1 Modélisation du puits SFNE 3

Les étapes de modélisation du puits SFNE 3 par PROSPER sont comme suit :

✓ **Les données d'entrée :**

La création d'un modèle avec PROSPER exige certain nombre de données :

✓ **Les options du système :**

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle.

- Le type du fluide: « **Oil and water** ».
- La méthode utilisée : « **Black Oil** » qui donne une description simplifiée des fluides.

✓ **Les données PVT :**

Les données PVT introduisent dans le modèle sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau II.2 : Les données PVT

GOR de solution	Densité de l'huile	Densité de gaz	Salinité de l'eau	Pourcentage de H ₂ S	Pourcentage de CO ₂	Pourcentage de N ₂
260 Sm ³ /Sm ³	42 API	0.71 S.Gravity	320000 ppm	0 %	0.3 %	0.4 %

✓ **Les données des équipements :**

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- La déviation du sondage.
- Les équipements de fond de puits.
- Le gradient géothermique.
- Les capacités calorifiques moyennes.

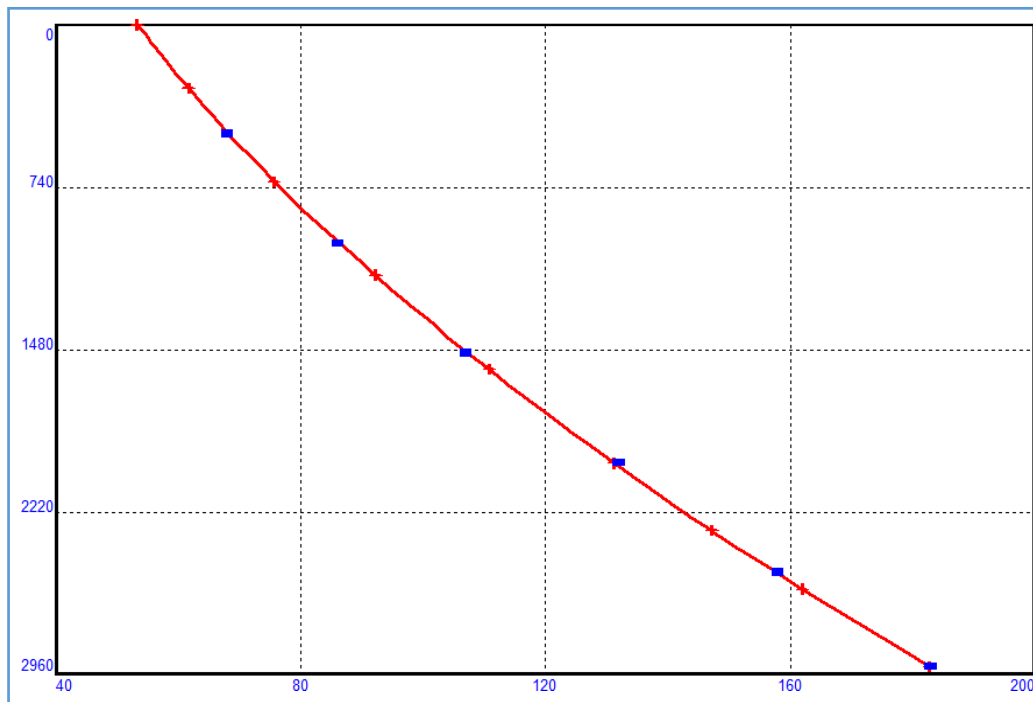
✓ **Le choix de corrélation du calcul de perte de charge :**

Il est bien connu qu'il n'y a pas une corrélation multiphasique universelle, donc il faut faire une comparaison entre les corrélations disponibles pour choisir la meilleure.

PROSPER calcule pour chaque corrélation, l'erreur totale ainsi que les facteurs de friction, de Liquid-holdup et de transfert thermique.

La corrélation à choisir est celle qui présente l'erreur la plus faible. Si certaines corrélations présentent des erreurs proches les unes des autres, on choisira celle dont les facteurs (friction, Liquid-holdup & transfert thermique) sont proches de l'unité.

- Comme montre la figure ci-dessous, la corrélation **Petroleum Expert 3** a donné la meilleure matching avec la pression dynamique **FWHP**.



II.4.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

✓ **La courbe IPR du puits SFNE 3 :**

Une étude a été faite à l'aide du logiciel **PROSPER** pour le but d'évaluer les performances de ce puits, pour cela un test avec **VX & FGS** a été réalisé sur ce puits le 17/09/2013 :

- L'**IP** qui a été calculée selon le test **Vx** du 17/09/2011 est **2.13 sm³ / d / bar**.
- Pour faire Matching le **FBHP154,30 bars** , la **SBHP** a été estimé à **203 bars**.

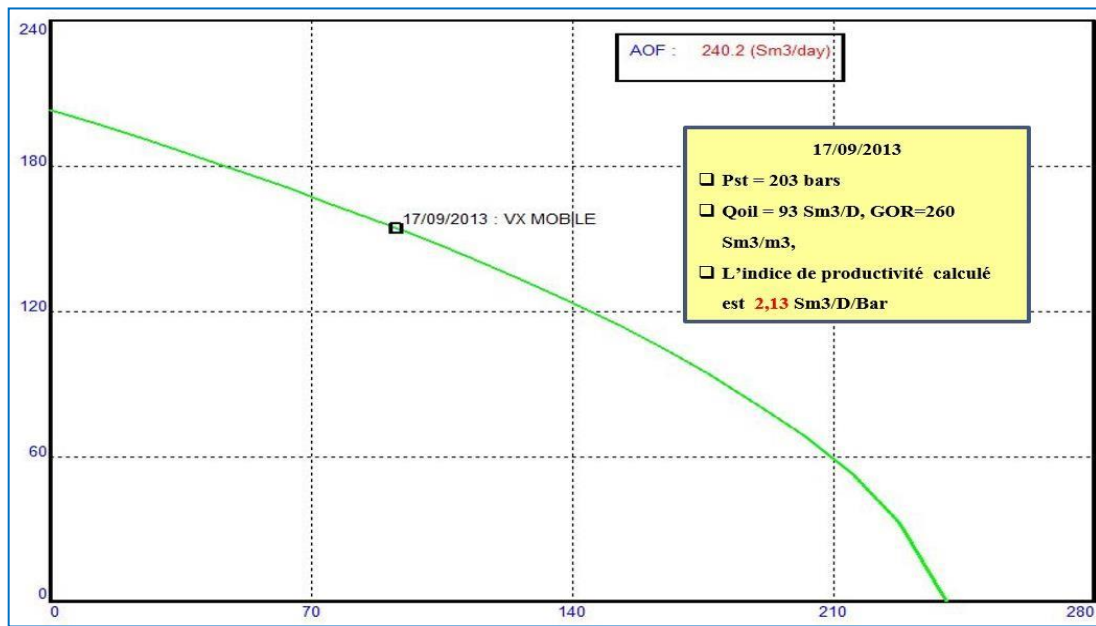


Figure II.6 Courbe IPR du puits SFNE 3 du premier test

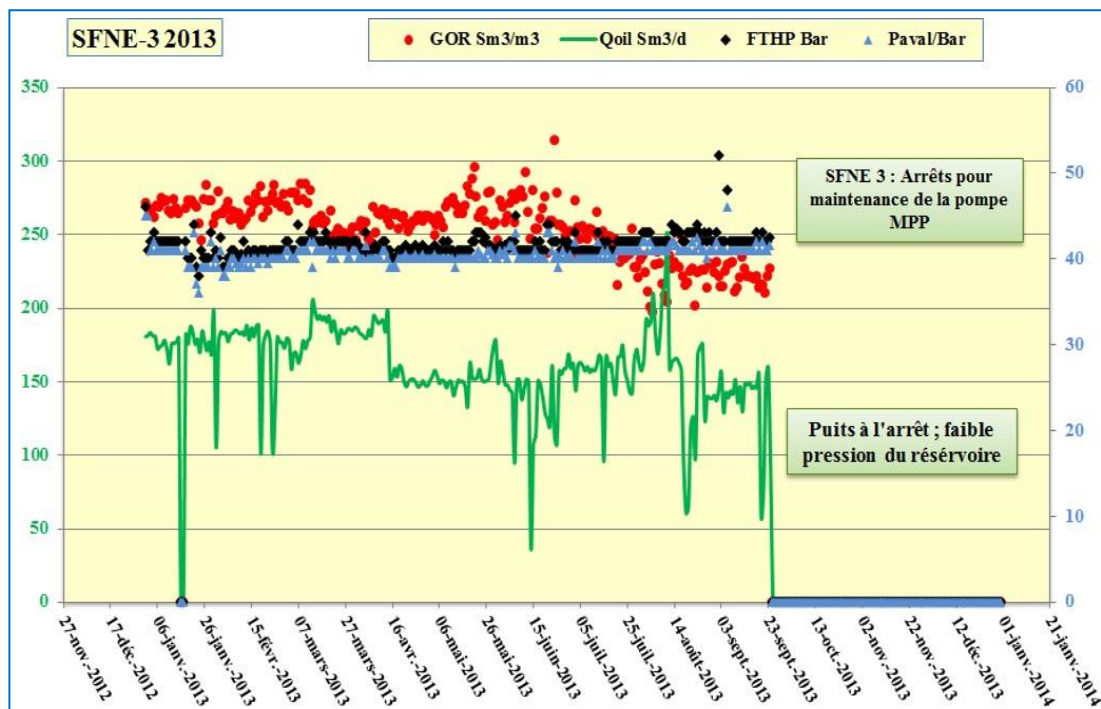


Figure II.7 Production du puits SFNE 3 (2013)

II.4.3 La courbe IPR-VLP

- Le modèle Prosper qui a été construit et les résultats révèlent le temps limité que le puits peut produire naturellement. Le puits est dans une **région instable**

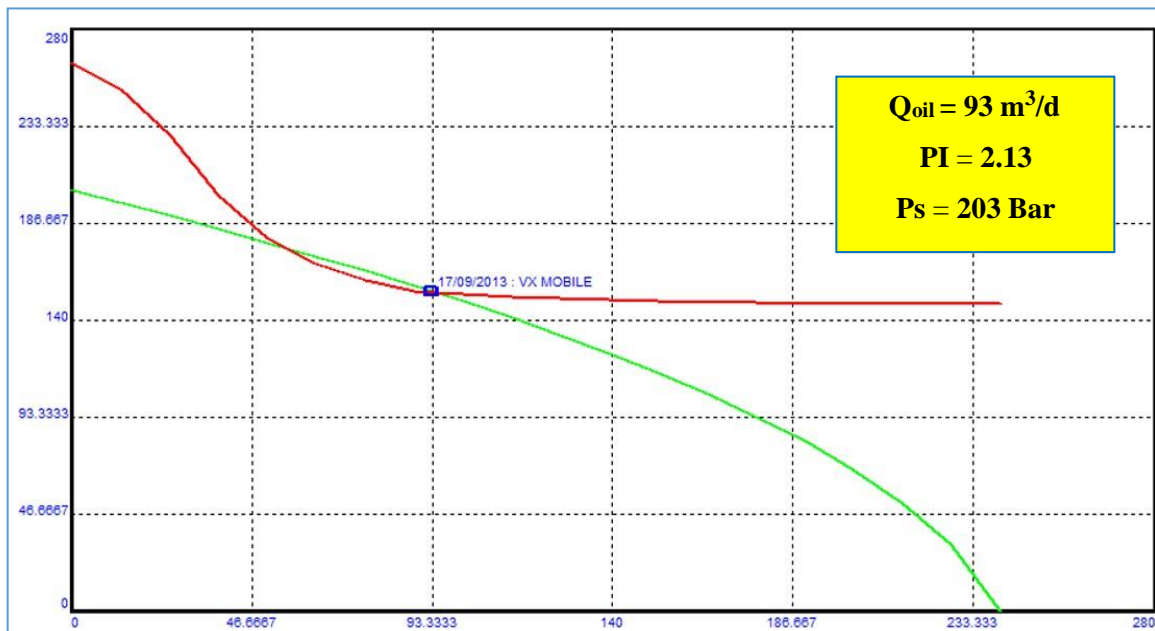


Figure II.8 courbe IPR/VLP

- La menace à ce puits reste la pression du réservoir.
- Avec l'état actuel, le puits ne peut pas produire naturellement sous 195 bars
- Une nouvelle baisse de la pression statique pourrait finir avec la fermeture du puits pour la pressurisation.

II.5 Les performances du puits après l'isolation des nouvelles perforations (2015)

- ❑ le 23 Septembre 2013 nouveaux perforations à partir **2941.5m to 2944.5m**.
- ❑ le 08 /10/ 2013 l'isolation des nouveaux perforations **2941.5m to 2944.5m** avec un **Bridge plug**
- ❑ Du 25/09/2013 au 10/04/2013 fermé pour la pressurisation.
- ❑ 10/04/2014 le puits mis en production avec le soutien d'une pompe MPP
- ❑ Pour maintenir la production nous avons réduire la WHP du 74bar à 54bar

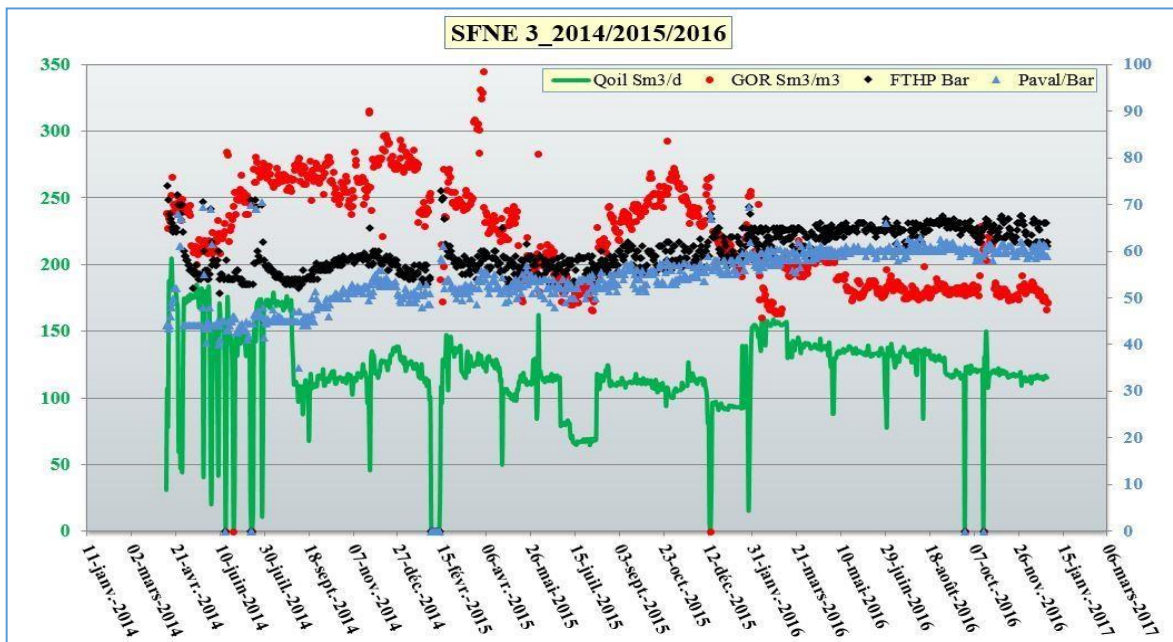


Figure II.9 La production du puits SFNE 3 (2016)

- Depuis juillet 2014; SFNE-03 montre une performance stabilisée continue, sans arrêt pour pressurisation comme précédemment.
- La **WHP** montre un régime croissant depuis août 2015. Elle a gagné près de 10 bars en 10 mois.

Après l'isolation des nouvelles perforations d'UPPER TAGI (2941.5m - 2944.5m) ; on n'a pas pu mettre le puits en production car la pression de gisement au niveau du puits est faible. Pour cela et afin de pressuriser du réservoir on a laissé le puits fermé jusqu'à 10/04/2014 et le mettre en production avec le soutien d'une pompe **MPP**.

Après la remise en production du puits en 10/04/2014 ; la pression de tête a chuté de **74 bars** jusqu'à **57 bars** dans **4 Mois** et pour étudier les performances le puits doit être en steady state.

Après cette période le puits se stabilise avec une pression de tête de **57-59 bars** et pour étudier les performances on a pris l'avantage de fermeture du puits pendant l'arrêt triennale de 2015 et enregistrer un profil statique le **06/02/2015** (la pression de fond statique enregistré pendant ce profil est **244 bars**) :

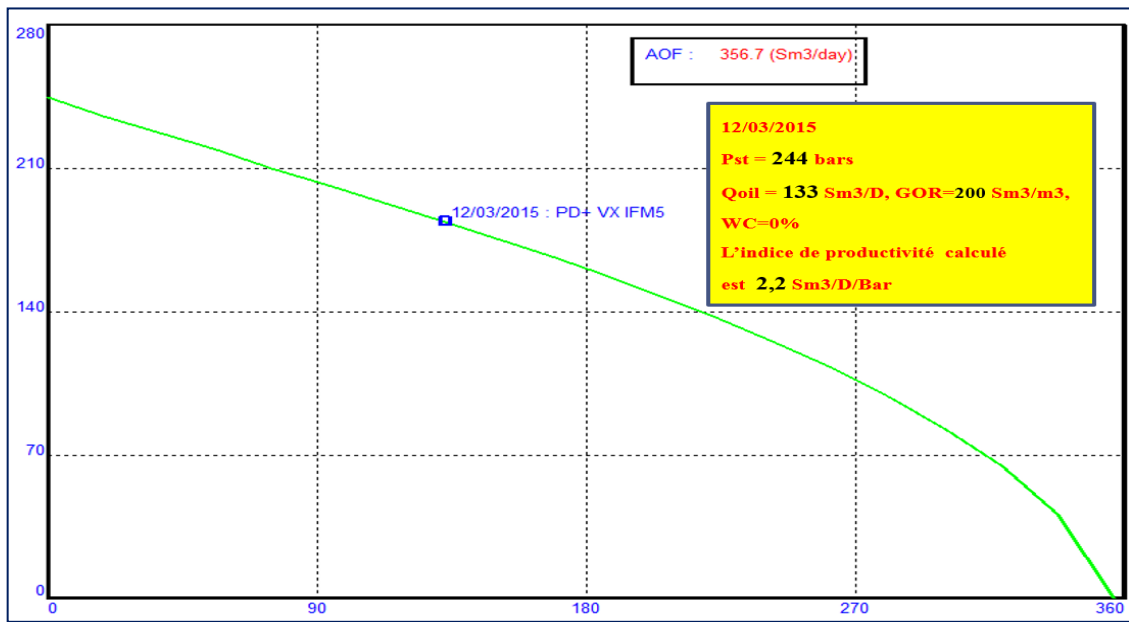
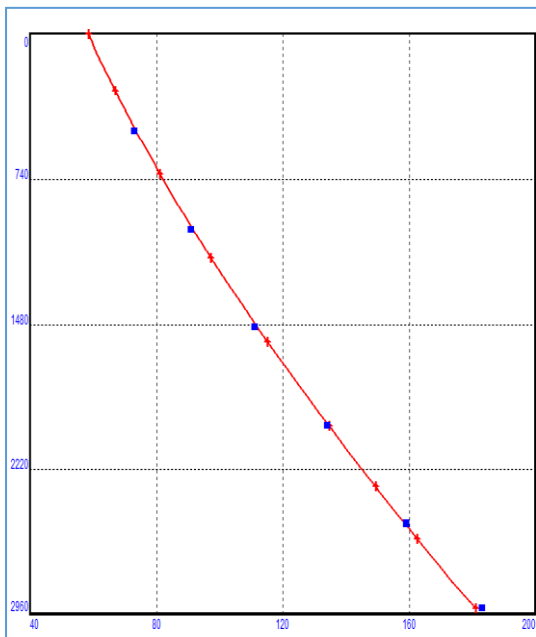


Figure II.10 Courbe IPR du puits SFNE 3 du 2^{ème} test

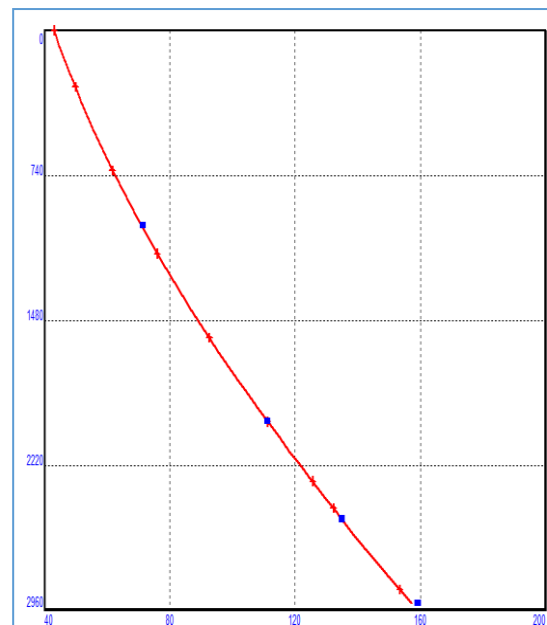
D'après l'étude des performances du puits SFNE3 ; on peut conclure :

- La pression de gisement au niveau de ce puits est environ de **244 bars**.
- Un indice de productivité égale à **2,2 Sm3/D/bar**.

Pour le **VLP** ; tous les profiles dynamiques sont parfaitement matché avec **PE3** :



2015



2013

VS

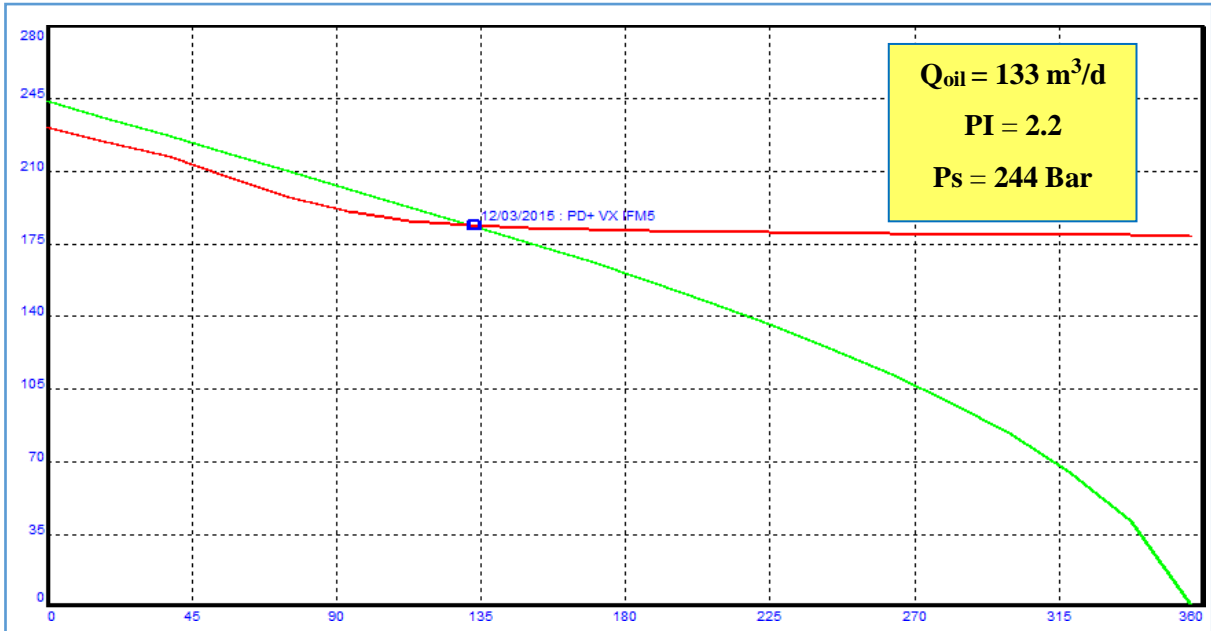


Figure II.11 courbe IPR/VLP (2015)

On dit d'un modèle qu'il est valide si, en lui introduisant les données d'autres tests, il donnera des calculs proches des données mesurées. Après introduction des données du dernier test (voir tableau), le modèle donne les résultats portés sur la figure II.9. Le débit calculé est très proche du débit mesuré avec une erreur acceptable. A ce stade, le modèle est bien validé.

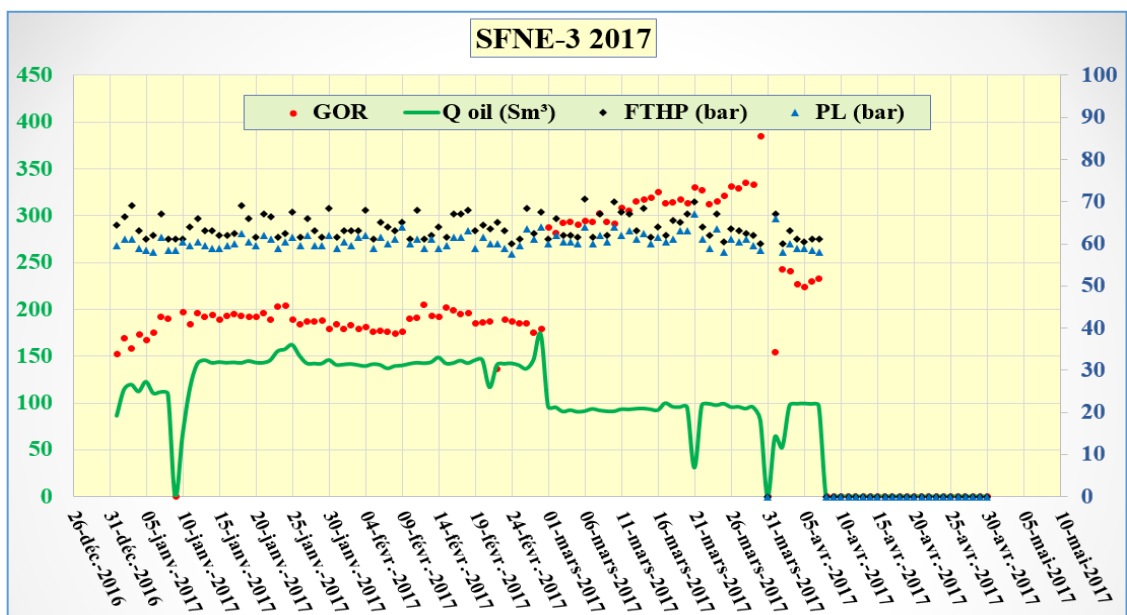


Figure II.12 La production 2017

- Le **FWHP** n'est pas stable : il a généralement oscillé entre **60 et 70 bars**.
 - En ce qui concerne les **SGS** passés enregistrés sur **SFNE-3**, une grande variation des valeurs **SBHP** peut être remarquée ;
 - Le dernier **SFNE-3 SGS** a été enregistré le **06/02/2015**, révélant un **SBHP** de **244,5 bars**;
 - Le support de pression pour **SFNE-3** est garanti par **SFNE-9 WI** (ouvert sur Upper TAGI) et **SFNE-5 GI** (Upper + Lower TAGI), même si la connexion entre SFNE-3 et ses injecteurs ne semble pas être directe (SFNE -3 affiche toujours un faible taux de **GOR** et zéro **WC**);
 - Le **SBHP** actuel est assez **difficile** à estimer, en raison du manque de **SGS** frais et de la tendance historique instable de la pression du réservoir pour ce puits
- ☐ Le 08/03/2017, un profil dynamique a été enregistré ;
- ☐ Voici une comparaison entre les FGS les plus récents :

03/02/2016			21/05/2016			11/11/2016			08/03/2017		
Pression	g moyen	Profondeur	Pression	g moyen	Profondeur	Pression	g moyen	Profondeur	Pression	g moyen	Profondeur
64,13		0	64,66		0	64,30		0	68,25		0
79,58	0,0309	500	80,99	0,0327	500	81,03	0,0335	500	83,06	0,0296	500
96,91	0,0347	1000	100,29	0,0386	1000	101,09	0,0401	1000	99,83	0,0335	1000
116,63	0,0394	1500	122,08	0,0436	1500	123,73	0,0453	1500	118,91	0,0382	1500
138,72	0,0442	2000	146,05	0,0479	2000	148,39	0,0493	2000	140,34	0,0429	2000
162,51	0,0476	2500	171,96	0,0518	2500	174,74	0,0527	2500	163,38	0,0461	2500
184,84	0,0519	2930	195,04	0,0537	2930	198,25	0,0547	2930	184,93	0,0501	2930

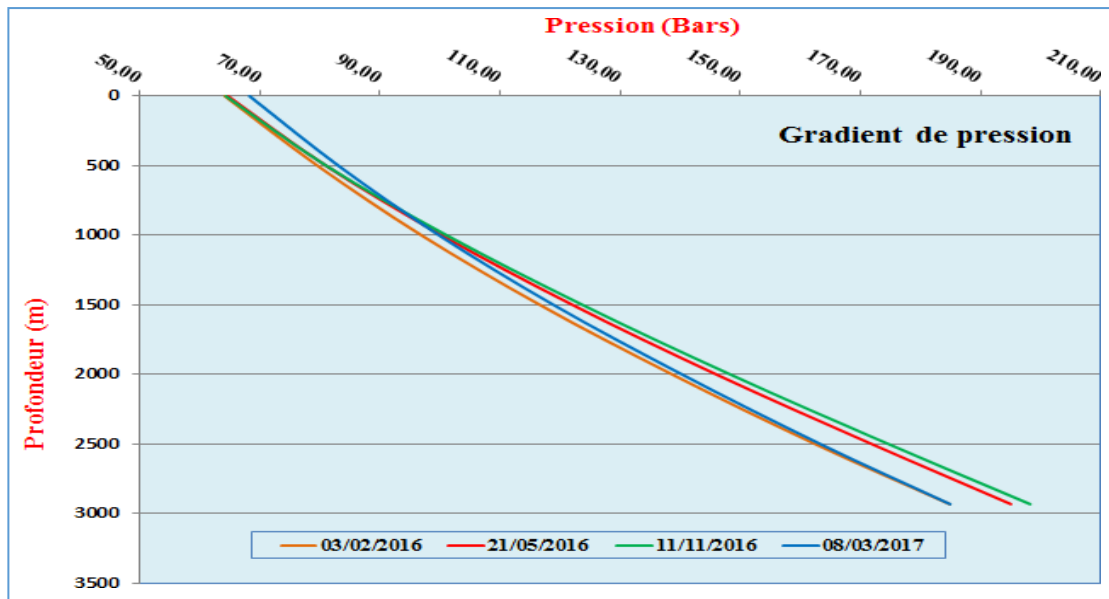


Figure II.13 Comparaison entre les FGS

- Depuis la deuxième moitié de 2016, le gradient de colonne de fluide et **FBHP** a progressivement augmenté dans le temps, jusqu'à Novembre 2016;
- Le dernier **FGS** du 08/03/2017 a montré une inversion de cette tendance:
 - Le gradient de liquide a diminué (confirmé par l'augmentation de **GOR**);
 - **FBHP** a diminué de **13 bars**, par rapport à **FGS** précédent.

FGS et MPFM HAL Testenregistrés le **08/03/2017** sont utilisés pour matcher le modèle **PROSPÈRE**
 (WHP = 68 bar, Q oil = 128 m³/d, GOR = 298 Sm³/m³, FBHP= 184,93 bars)

La **SBHP** a été estimé à **258 bars**

PI = 2 Sm³/d /bar

Après l'arrêt des puits **SFNE1** et **SFNE10** qui sont producteurs de huile avec une contribution de **UTAGI** de 90% (d'après les derniers **PLT**) ; la pression au niveau ce niveau a augmenté et atteint en janvier 2016 à **268 bars** ; mais après la remise en production des puits **SFNE8** en 23/03/2016 après **WOetSFNE14** en 05/07/2016 **etperforer SFNE13** en **UTAGI** en **août 2016** (à vérifier) la pression a chuté à **257 bars** en **2017**.



Figure II.14 courbe IPR/VLP (2017)

- Le graphe ci-dessus montre un puits éruptif, mais la possibilité d'amélioration de son débit par l'installation d'une autre pompe multiphasique, parce que la pompe MPP installé sur le puits SFNE-3 fonctionne déjà à sa **charge maximale** de moteur, il n'est donc pas possible de diminuer encore plus la pression de tête.
- ✓ En avril 2017 ; on a réduit la production de SFNE14 et fermé SFNE3, la pression a augmenté avec **10 bars** comme montré dans le dernier profile Statique.

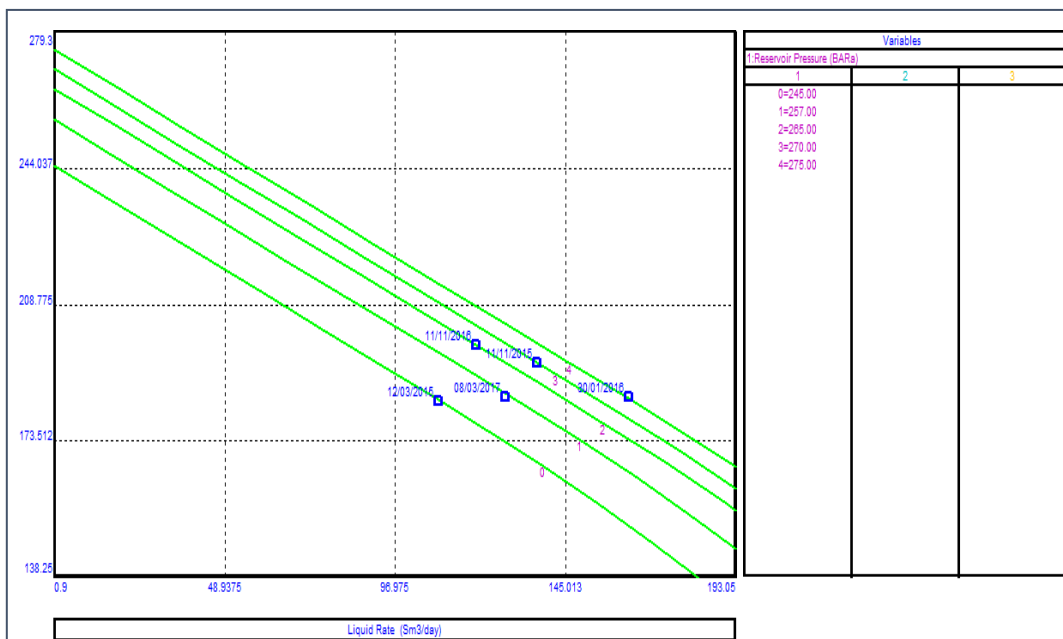


Figure II.15 Comparaison entre les derniers profiles Statique

La pompe multiphasique du puits SFNE3

En terme de Flow assurance & afin de mettre le puits SFNE3 en production ; on a installé une pompe multiphasique qui peut créer un **delta P de 10 bars** avec un débit de **1000 bbl (GOR de 230 Sm³/m³)**. une pompe de **Leistritz** a été proposé sous contrat de **AIFG** (mentionné le modèle) en 2014 ;

La pression de tête était **59** et la pression de ligne **70 bars**. Mais en 2017 la pression augmente avec **15 bars**, mais on n'a pas pu exploiter cette augmentation car la pompe n'a pas pu gérer un débit supérieur de **1000 bbl** avec **delta P de 10 bars**

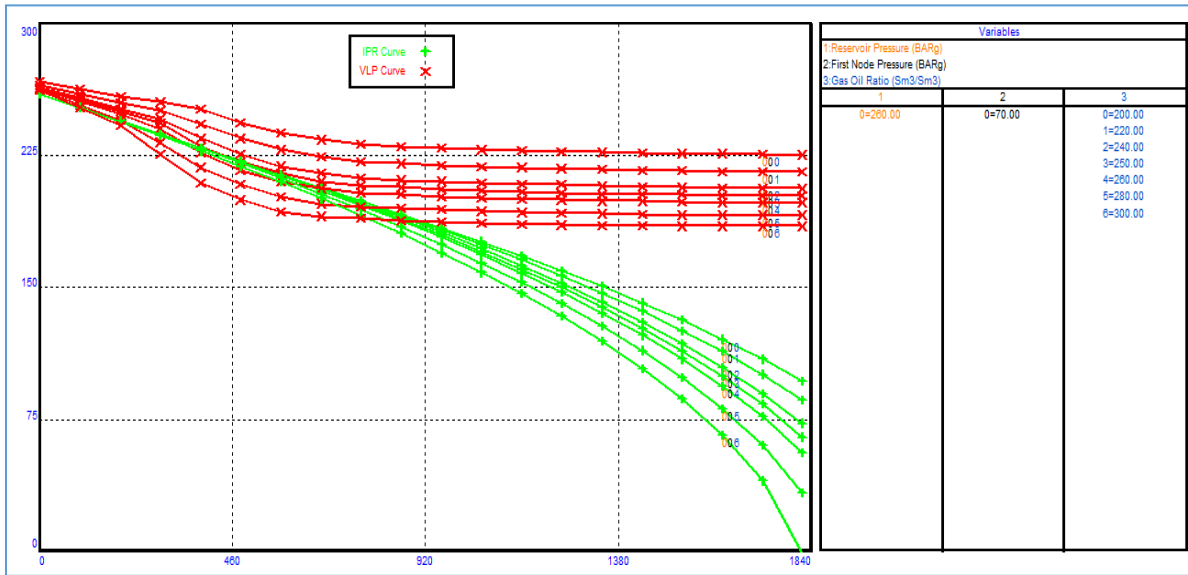
II.6 Etude de sensibilité

Durant la vie d'un puits, la performance du réservoir est probablement le paramètre le plus difficile à prédire certainement. Pour qu'une analyse d'un puits ait une valeur importante, il est essentiel qu'elle couvre l'intervalle de paramètres probable à être rencontré durant la vie du puits. Mais pas nécessairement optimisé quand les conditions de production varient.

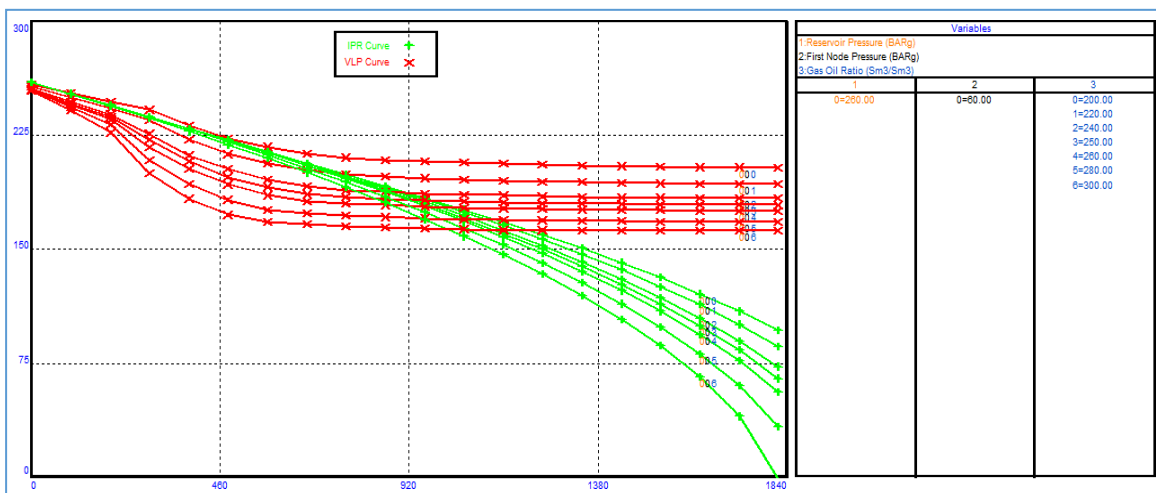
Les paramètres suivants sont les conditions les plus défavorables pour un puits (SFNE 3) :

a) Le GOR (Gas oil ratio)

- 1 Sans pompe MPP (WHP = 70 bars)



- 2 Avec pompe MPP (WHP = 60 bars)



II.16 courbes IPR-VLP de sensibilité au GOR

La figure II.16 montre les courbes VLP correspondant à différentes valeurs de GOR pour le puits SFNE 3. En partant de $200 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$, le débit de production augmente avec l'augmentation de GOR.

Sans MPP, si le GOR est moins de $250 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$, le puits ne pourrait pas produire naturellement, sauf si GOR devient plus élevé, mais avec MPP le puits pourra produire avec $\text{GOR} = 220 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$

b) La pression de réservoir

Dans le cas du puits SFNE 3, le paramètre à craindre le plus est la pression de réservoir.

1 Sans pompe MPP (WHP = 70 bars)

- La sensibilité du déclin de la pression du réservoir accompagnée d'une augmentation du GOR qui a été calculée.
- En conséquence, si la pression statique est épuisée au-delà de **250 bars**, le puits ne pourrait pas produire naturellement, sauf si GOR devient plus élevé de **260 Sm^3/m^3** .

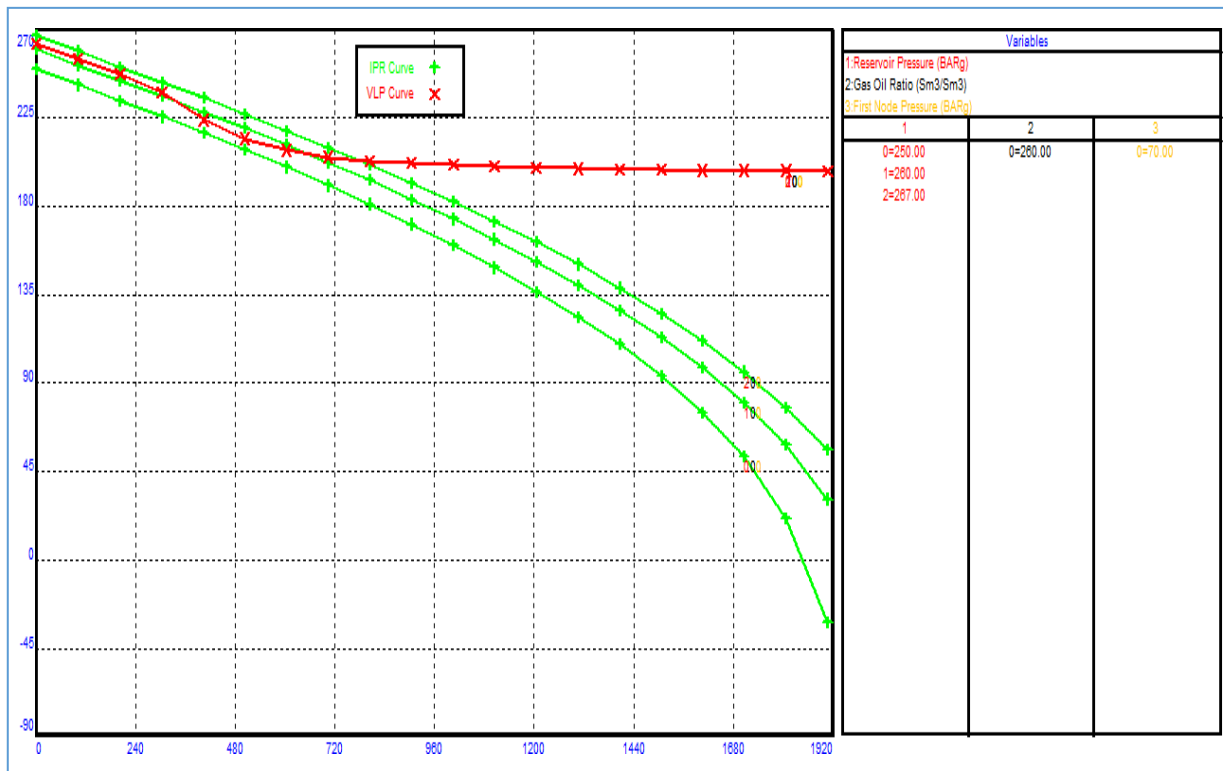


Figure II.17 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au SBHP sans pompe MPP

2 Avec pompe MPP (WHP = 60 bars)

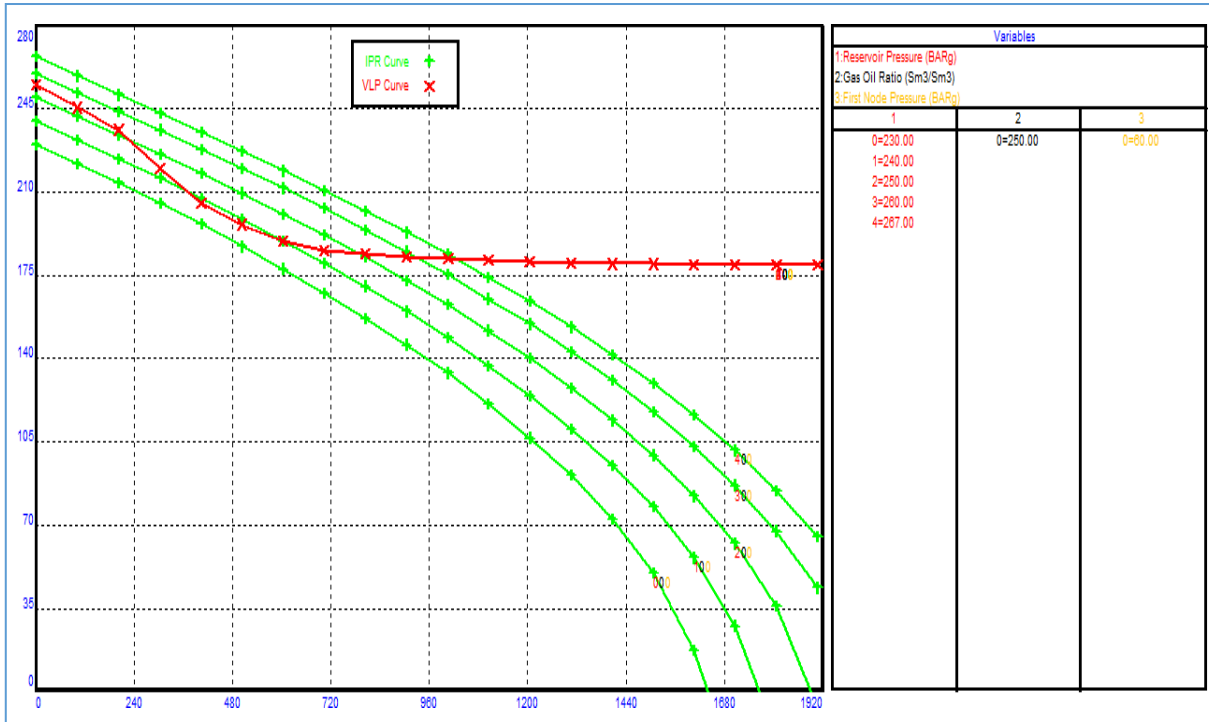


Figure II.18 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au SBHP avec pompe MPP

Avec un **GOR = 250 Sm³/m³**, si la pression statique est épuisée au-delà de **240 bars**, le puits ne pourrait pas produire sauf si **GOR** devient plus élevé de **250 Sm³/m³** avec des débits élevés par rapport la production en naturel flow.

c) La pression de tête

(GOR de 200 à 300 Sm³/m³, Prés = 260 bars (moyen)) :

La **figure II.19** montre les courbes VLP correspondant à différentes valeur de **Pression de tête** pour le puits **SFNE 3**. En partant de **58 bars**, le débit de production diminue avec l'augmentation de la **WHP**.

A partir de **72 bars** en tête, les courbes VLP n'interceptent plus la courbe **IPR**, cela dit que le puits ne peut plus produire.

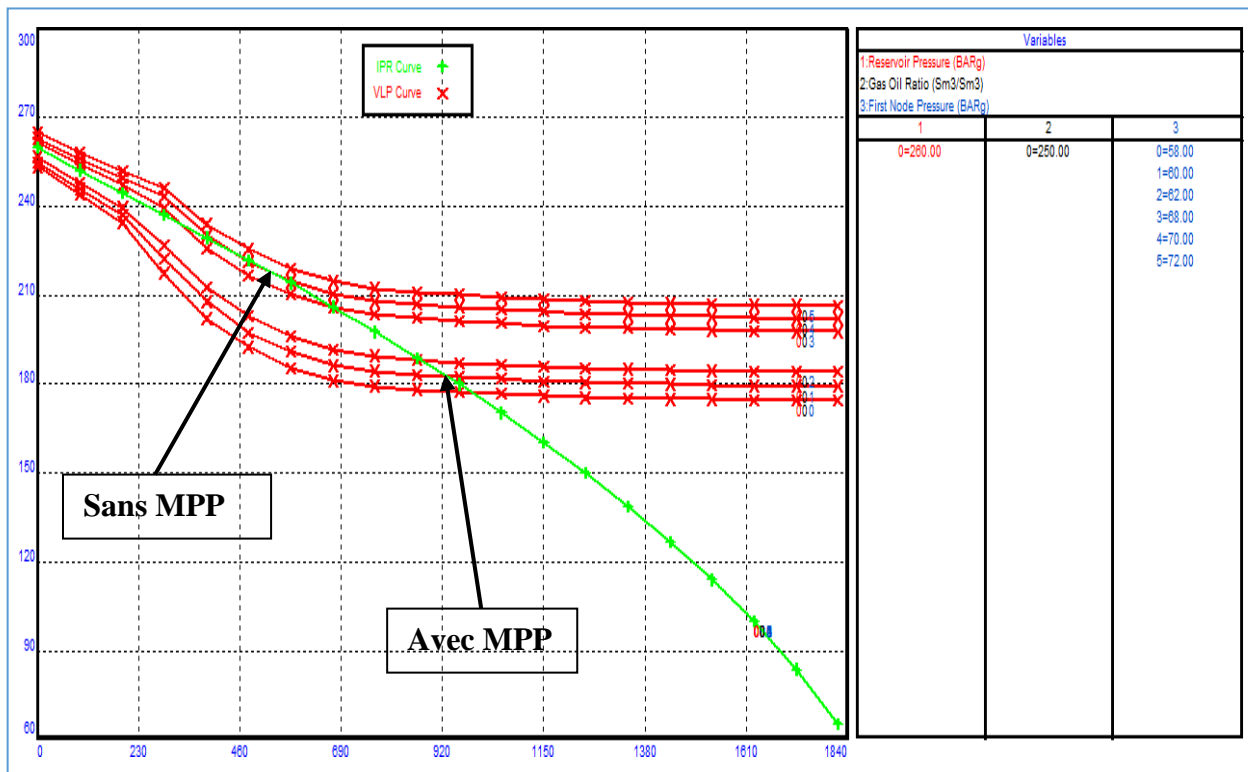


Figure II.19 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au WHP du puits SFNE 3

Il y a deux modes de production, avec pompe multiphasique et sans pompe multiphasique

- ✓ On remarque qu’il y a une différence de production entre les deux modes (Sans MPP et avec MPP), alors il est clair que la meilleure production est avec la pompe multiphasique

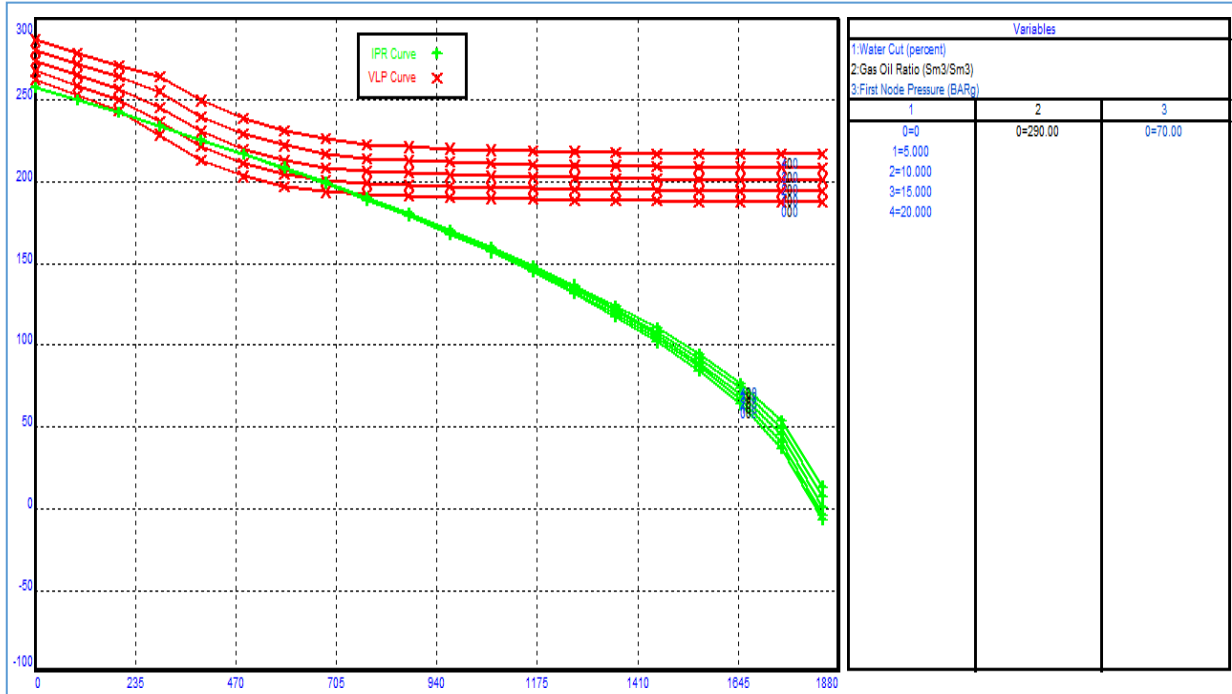
d) Water Cut

Dans ce qui suit, on déterminera le WaterCut limite pour le puits par une étude de sensibilité sur la courbe VLP.

Les figures II.19 et II.20 montre les courbes VLP correspondant à différentes valeur de WaterCut pour le puits SFNE 3. En partant de 0 % de waterCut.

① Sans pompe MPP (WHP = 70bars)

☐ Avec GOR = 290 Sm³/m³



☐ Avec GOR = 260 Sm³/m³

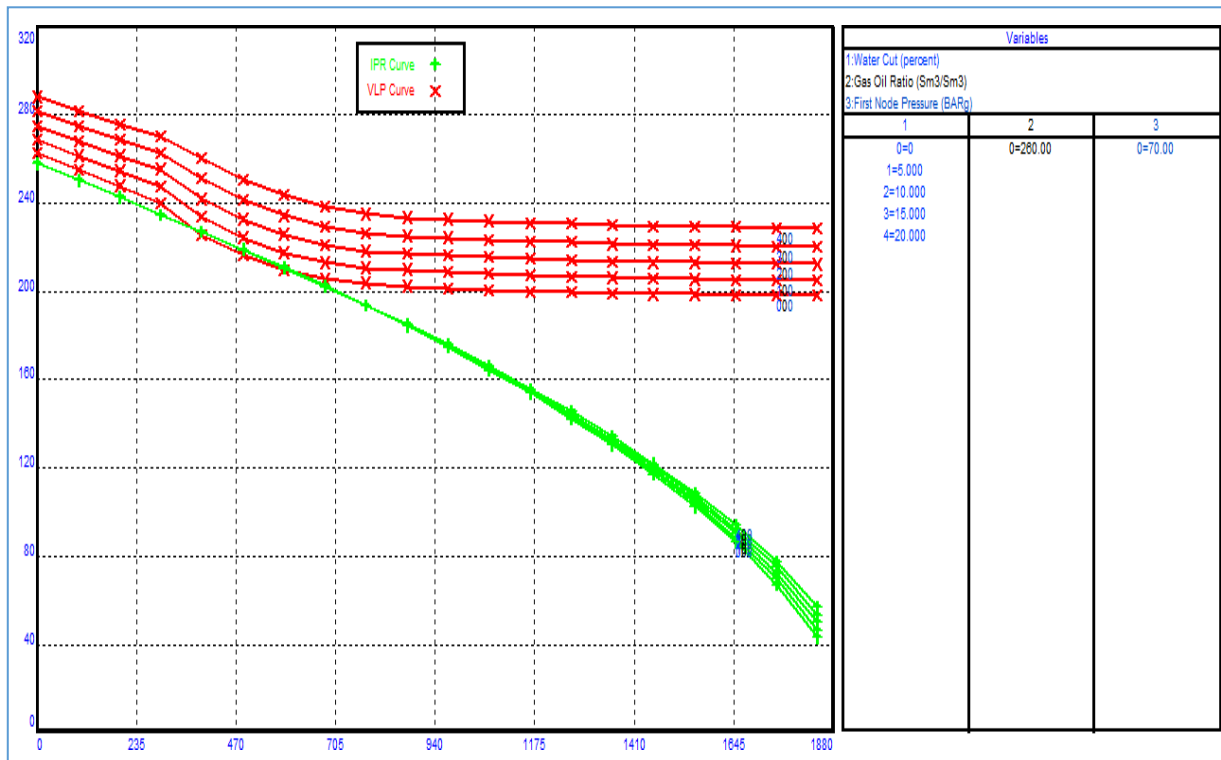
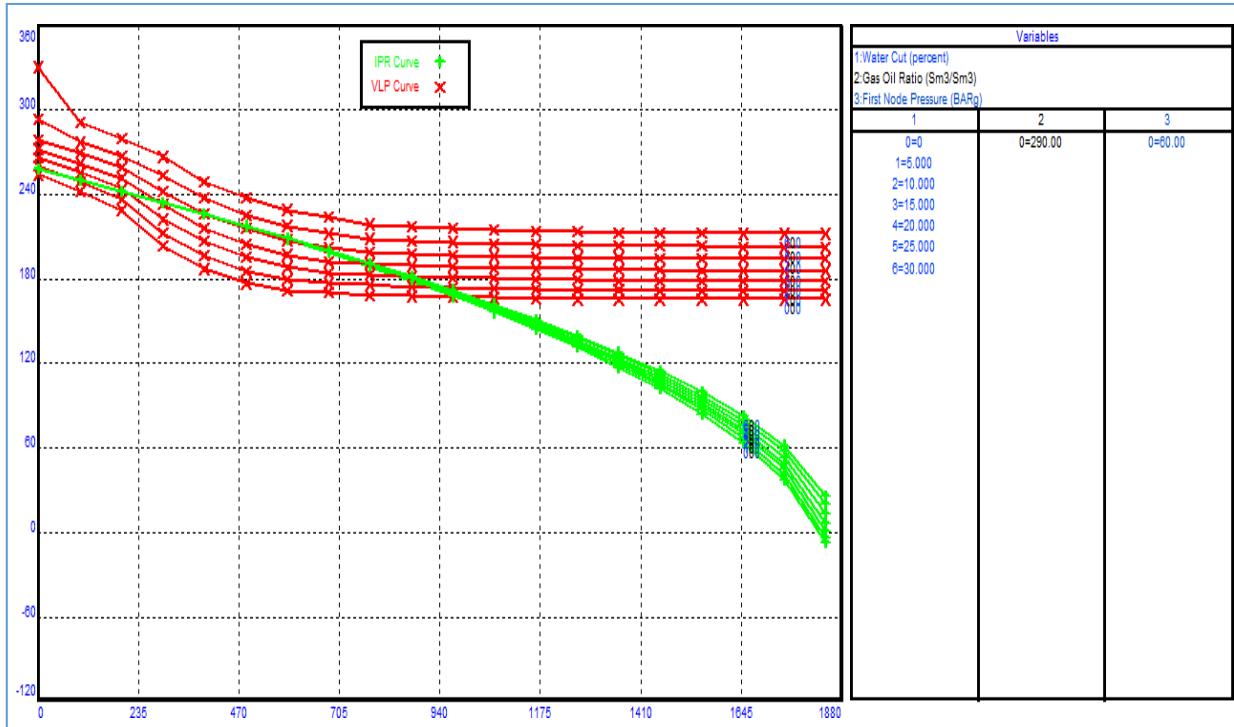


Figure II.20 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au water Cut du puits SFNE 3 Sans MPP

2 Avec pompe MPP (WHP = 60bars)

☐ Avec GOR = 290 Sm³/m³



☐ Avec GOR = 260 Sm³/m³

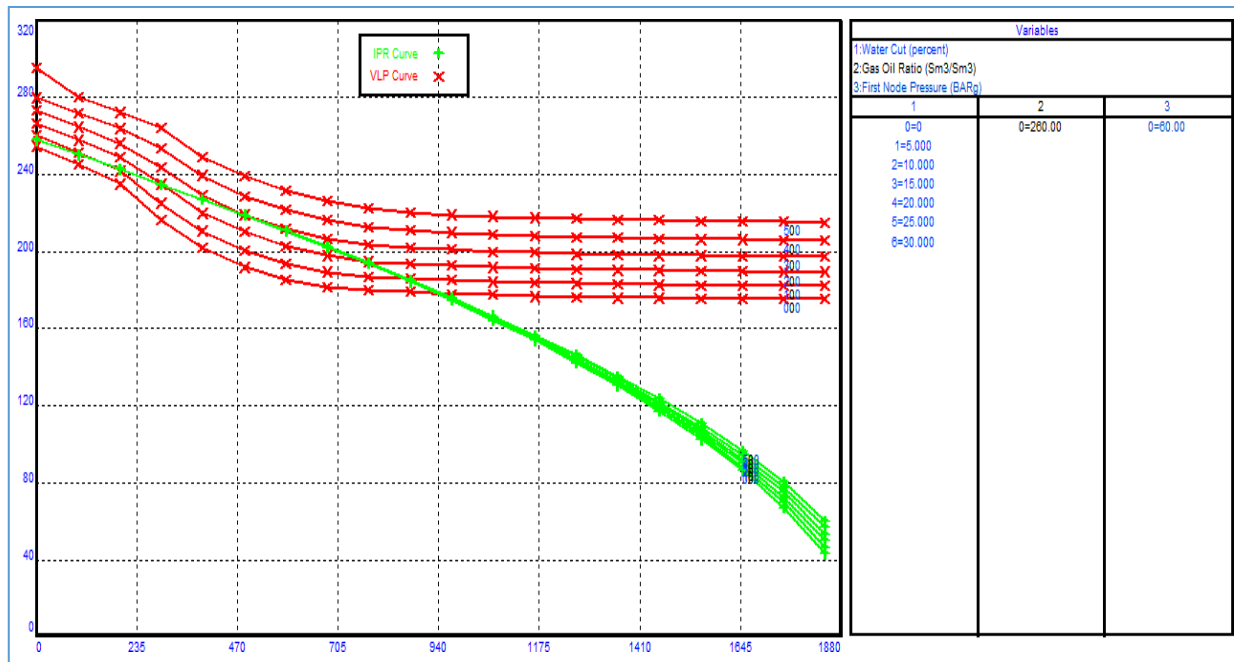


Figure II.21 Les courbes IPR-VLP de sensibilité au water Cut du puits SFNE 3 avec MPP

Le débit de production diminue avec l'augmentation du pourcentage d'eau (alourdissement de la colonne de fluide).

① Sans MPP

Avec $\text{GOR} = 290 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ à partir de **10 %** d'eau dans le fluide produits, les courbes **VLP** n'interceptent plus la courbe **IPR**, et avec $\text{GOR} = 260 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ à partir de **05 %** d'eau dans le fluide produits, les courbes **VLP** n'interceptent plus la courbe **IPR**.

② Avec MPP

Avec $\text{GOR} = 290 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ à partir de **25 %** d'eau dans le fluide produits, les courbes **VLP** n'interceptent plus la courbe **IPR**, et avec $\text{GOR} = 260 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$ à partir de **15 %** d'eau dans le fluide produits, les courbes **VLP** n'interceptent plus la courbe **IPR**.

Cela signifie que le puits ne peut plus produire (**pression hydrostatique supérieur à la pression de réservoir**), ce qui nécessite un passage vers un mode d'activation artificiel tel que les pompes **ESP**, le gaz lift.

RECOMMENDATIONS

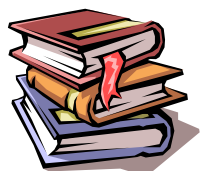
Recommandation avec plan à court et à long terme

Finalement, et en vue d'éliminer certaines difficultés rencontrées au cours du travail, aussi pour compléter et améliorer la présente étude, on recommande les points suivants :

- ❑ Il est fortement recommandé de maintenir le **MPP** en place pour préserver la production naturelle.
 - ❑ L'installation d'une autre pompe multiphasique, parce que la pompe **MPP** installée sur le puits **SFNE 3** fonctionne déjà à sa charge maximale de moteur, il n'est donc pas possible de diminuer encore plus la pression de tête.
 - ❑ Si le puits sera stoppé, une mesure fréquente de la pression statique doit être effectuée car elle sera bénéfique pour les modèles **PROSPER**.
 - ❑ Maintien de la pression du réservoir par augmentation de débit réinjecté.
- En conséquence, comme un plan à court terme, pas besoin d'Artificial Lift:
- **WC** toujours **ZERO** et devrait rester le même.
 - La pression statique est suffisamment élevée
- Pour le plan à long terme, un passage vers un mode d'activation artificiel sera obligatoire, nous proposons d'étudier la faisabilité du **Gas lift** pour le puits **SFNE 3** pour les raisons suivantes
- ✓ Complétion avec le **SPM** « Side Pocket Mandrel » est déjà existée.
 - ✓ la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires.

Et pour de meilleurs résultats, nous recommandons les points suivants

- réaliser de nouveaux tests et faire des profils statiques et dynamiques avant de modéliser les puits sur le software.
- Enregistrer un nouveau SGS dans SFNE-03 pour confirmer les performances de la pression.
- Enregistrer MPFM tandis que le **MPP** est arrêté.
- Vérifier avec **Project** et **ENPR** les exigences pour obtenir l'injection de gaz au **SFNE-3**, **SFNE-5** est le puits injecteur de gaz le plus proche (2,8 KM)



Bibliographie

[1] : Optimization of Production Operations in Petroleum Fields; Pengju Wang, SPE, Stanford University; Michael Litvak, SPE, BP; Khalid Aziz, SPE, Stanford University.

[2] : Fluid Flow & Production System; Petroleum Engineering, Michael j- Economides; A. Daniel hill; Christine Ehlig-Economides.

[3] : Production Technology; Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University

[4] : La production fond, Denis perrin; édition technip.

[5] : Production Optimization using Nodal Analysis book, OGCI Publications. Oil & Gas Consultants International Inc, Tulsa; Dale Beggs. H ".

[6] : Production optimisation using Nodales Analysis, Dr. James F. Lea, Jr.

[7] : Denis Perrin, "Activation des puits", ENSPM, 2000.

[8] : 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.

[9] : SAIDI Safouane, "*Etude et Analyse des Performances du Gisement d'Amassak*", Boumerdès, 2004.

[10] : RYAN DANIEL KROUPA "*Investigation Of A Multiphase Twin-Screw Pump operating At High Gas Volume Fractions* ", MASTER OF SCIENCE ; Texas A&M University, 2011.

[11] : Document proposé par GSA.