

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BENMIR Mounir, ELBAR Abdelkader

-THEME-

Utilisation de l'analyse nodale pour valider un model Well test

Soutenue le : / / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	M ^{me} BELADASE Kenza	MCA	Univ. Ourgla
Rapporteur:	HAMZIOUI Louanes	MCA	Univ. Ourgla
Examineurs:	Mr. KOUIDRI Ghada	MAB	Univ. Ourgla
	Mr. KADRI M ^{ed} Elhadi		Univ. Ourgla

Remerciement

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein du Laboratoire de chimie de l'université Kasdi merbah, sous la direction de **Mr. HAMZIOUI Louanes** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

*Je tiens à remercier **M^{me}. BELADASE Kenza**, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **Mr. KADRI Med Elhadi** ET **Mr KOUIDRI Ghada** qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Mes remerciements vont également à tous les personnels de **DP SONATRACH** spécialement les gents de service **EP***

*Mes sincère gratitude va aussi à **NADJAR Mohammed** et **SATOUH Ammar***

***Enfin**, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.*

Merci encore à tous les gents qui m'aidais.



Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs.

A mes chers frères Omar, Kaddour.

A ma chère fiancée Hakima

A toute ma grande famille surtout mes oncles.

A tous mes amis surtout Redouan, Khouiled, Aroua, Ahmida et Sarah

A tous mes camarades des groupes.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mon binôme

ELBAR Abdelkader

BENMIR Mounir

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

*A ma chère sœur **Nour el houda, Hadjar et Fatima.***

A toute ma grande famille et les amis d'Ohanet

*A tous mes amis surtout **Oussam, Ammar, Massi.***

A tous mes camarades des groupes 01.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mon binôme

BENMIR Mounir.

ELBAR Abdelkader

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1: Fall off test	5
Figure I. 2 : Essai en débit.	6
Figure I. 3 : Essais de fermeture.	6
Figure I.4: courbe type de pression et sa dérivée [10]	16
Figure II.1: point de fonctionnement.	21
Figure II.2: L'IPR de Fetkovitch	28
Figure III-1: localisation du puits MD231	31
Figure III-2 : fiche technique pour le puits MD231	33
Figure III-3 : variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt)	35
Figure III-4 : la courbe de l'IPR pour le modale de réservoir de Vogel (MD231)	37
Figure III-5: choix de corrélation pour MD231	37
Figure III-6: Le point de fonctionnement D'après matching entre IPR/VLP	38
Figure III-7 : la chute d'IP en faction de temps	39
Figure III-8: débit récupéré par pour GLR (défèrent variables)	40
Figure III-9: variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt) pour ONM543	41
Figure III-10: Le point de fonctionnement D'après matching entre IPR/VLP	42
Figure III-11: les déférences diamètre de tubing et débit récupéré	42

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau II -1: présenté classement des catégories	28
Tableau III.1: l'historique des opérations effectuées sur le puits MD231	31
Tableau III.2 : les tests effectué sur le puits MD231.	33
Tableau III.3 : Caractéristiques petro physiques du réservoir pour puits MD231	33
Tableau III.4 : jaugeages pour le puits MD231	33

Liste des symboles et des abréviations

P_i	La pression de test initial, psi.
P_{wf}	La pression au fond du puits, psi.
L	La longueur horizontal effective du puits, ft.
q	Le débit du fluide, STB/D.
B	Le facteur de volume d'huile, RB/STB.
M	La viscosité de l'huile, cp.
Φ	La porosité.
k_f	Perméabilité de la fracture, md.
S	Le facteur de skin, sans dimension.
h ,hz	L'épaisseur de la couche productrice, ft.
C_t	La compressibilité total, psi-1.
r_w	Le rayon du puit, ft.
A	Surface du bloc matriciel, ft ² .
h_f	Epaisseur d'une fracture, ft.
t	Le temps, hrs.
t_p	Temps de production avant la fermeture, hrs.
Z_w	Distance entre le mur du réservoir et le puits, ft.
WBS	Wellbore storage (l'effet de capacité de puits).
CBR	Constant qui caractérise l'écoulement bi-radial.
D	Distance entre les fractures, ft.
FCD	Conductivité à dimensionnel.
P_{WD}	Pression de puits à dimensionnel.
P'_{WD}	Derivative of dimensionless pressure.
t_D	Temps à dimensionnel.
D	Adimensionnel.
BL	Bilinéaire.
L	Linière.
BR	Bi-radial.
R	Radial.
PR	Pseudo-radial.
I	Initial, intersection.
f	Fracture.
1	Une heure.
BU	Test de Build up.
W_f	L'épaisseur de la fracture.
X_f	La demi-longueur de la fracture.

Liste des algorithmes

Algorithme	page
Algorithme I.1: volume du liquide	7
Algorithme I. 2 : masse volumique	7
Algorithme I. 3 : l'équation Darcy pour le fluide traversant un milieu poreux	8
Algorithme I. 4 : L'expression vectorielle de l'équation Darcy	8
Algorithme I. 5 : l'équation d'écoulement linéaire à travers une section d'écoulement constante	9
Algorithme I. 6 : l'équation d'écoulement radial	9
Algorithme I. 7 : Dans le système des unités du champ	9
Algorithme I. 8 : pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-state), où l'écoulement stabilisé	9
Algorithme I.9 : La loi de conservation de la masse (équation de continuité)	9
Algorithme I.10 : L'équation de diffusivité	10
Algorithme I. 11: L'équation de diffusivité simplifié	10
Algorithme I. 12 : la capacité de compressibilité totale du réservoir	10
Algorithme I. 13 : l'équation de diffusivité si l'écoulement est radiale circulaire	10
Algorithme I. 14 : Le rayon d'investigation (Unités SI)	10
Algorithme I. 15 : Le rayon d'investigation (Unités pratiques US)	11
Algorithme II. 1 : l'equation de pression noued de l'Inflow	21
Algorithme II. 2 : l'equation de pression noued de l'outflow	21
Algorithme II. 3 : l'equation de pression noued de l'outflow dans notre cas	21
Algorithme II. 4 : l'equation de l'Inflow	23
Algorithme II. 5 : l'equation de l'outflow	23
Algorithme II. 6 : loi de Darcy	25
Algorithme II. 7 : loi de Darcy en forme vectorielle	25
Algorithme II. 8 : l'indice de productivité	25
Algorithme II. 9 : La relation de Vogel	26
Algorithme II. 10 : la forme générale de méthode Fetkovitch	27
Algorithme II. 11 : Méthode de JONES, BLOUNT	28

Table des matières

<i>Remercîment</i>	<i>I</i>
<i>Dédicace</i>	<i>II</i>
<i>Résumé</i>	<i>III</i>
<i>Liste des figures</i>	<i>VI</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>XI</i>
<i>Liste des algorithmes</i>	<i>XII</i>
<i>Symboles –Notation- Abréviations</i>	<i>XIII</i>
<i>Introduction générale</i>	<i>1</i>

Chapitre I : Les Essais Des Puits Et Méthodes

D'interprétations

Introduction	3
1. Principe des essais des puits	3
2. Le but des essais du puits	4
3. Les différents types d'essais de puits	4
3.1- Essai d'interférence	4
3.2- Drill stem test (DST)	4
3.3- Essai d' injection (fall off test)	5
3.4- Essai en débit (Draw Down)	5
3.5- Essai en fermetures (Build Up ou la remontée de pression)	6
4. Les équations de base	7
4.1-Types de fluides dans le réservoir	7
4.2- Régimes d'écoulement	8
4.3- Géométrie du réservoir	8
4.4- Nombre de fluides débordants dans le réservoir	8
4.5- Equation de Darcy	8
4.6- La loi de conservation de la masse (équation de continuité)	9
4.7- L'équation de diffusivité	10
5. Rayon d'investigation	10
6. L'effet de capacité de puits (Wellbore storage)	11
7. L'effet de Skin	11
8. Méthodes d'interprétation	11

Table des matières

8.1 Procédure d'interprétation	11
8.2 Présentation des méthodes d'interprétation	12
8-2 -1 les méthodes conventionnelles	12
8-2-2 Méthode de courbes types	13
8-2-2-1 Méthode de la dérivée	14
8-2-2-2 Utilisation de l'outil informatique Saphir	16
8-2-2-3 Méthode de Tiab Direct Synthèses (TDS)	17
Conclusion	17

Chapitre II : Analyse Nodale

Introduction	18
1- Historique de l'analyse nodale	19
2- Procédure, Objectif et Application De L'analyse Nodale	19
2.1- Procédure	21
2-2. Objectifs	21
2-3. Application	21
3- Choix de nœud	22
3-1. Inflow performance relationship (IPR):	23
3-2. Tubing performance curves (TPC)	27
4- Les corrélations de l'écoulement	28
4.1. L'utilité des corrélations:	28
4.2. Les différentes corrélations	28
5- Analyse Nodale, Logiciel « PROSPER »	29
5.1 Présentation du Logiciel d'optimisation (PROSPER)	29
5.2 Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits	30
5.3 Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper	30

Table des matières

Chapitre III Partie expérimentales et ses résultats

A. Etude de puits MD231	31
1. Complétion	31
2. Les dernières opérations	31
3. Fiche technique de MD 231	32
4. Les dernières mesures	33
5. Caractéristiques géologiques	33
6. Les Données de Jaugeages	34
7. Déroulement du test	36
8. Les données de test	34
9. Les résultats des paramètres estimés par logiciel de l'interprétation (saphir)	35
10. Résultats du test	35
11. Application de l'analyse Nodal avec Prosper	36
B. Etude de puits ONM543	40
1. Les résultats des paramètres estimés par logiciel de l'interprétation (saphir)	40
2. Application de l'analyse Nodal avec Prosper sur puits ONM543	41
Conclusion	43
Conclusion générale	
Références bibliographiques	
Annexe	

Introduction Générale

Introduction Générale

L'étude de gisements, qui s'est développée au cours des dernières décennies, fait appel à des nouvelles techniques pour une meilleure acquisition des données et dans la simulation des réservoirs afin d'établir un projet de développement du champ et optimiser la récupération des hydrocarbures.

Le potentiel de production des puits est un élément fondamental d'appréciation de la valeur du gisement découvert. Pour cela, on met en œuvre des essais de puits qui consistent à identifier les différentes couches, reconnaître un milieu fissuré ou détecter une barrière. Ils permettent aussi d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, notamment la pression de gisement, KH, facteur d'endommagement, l'indice de productivité, nature de réservoir, les limites de réservoir... etc.

Ces dernières années, les techniques d'interprétation des essais de puits ont connu une évolution très rapide. En plus des méthodes d'interprétations dites conventionnelles (souvent assimilées aux analyses semi-log) sont apparues les méthodes dites modernes qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types représentées sur un plot log-log. Elles sont apparues pour la première fois dans la littérature pétrolière concernant les essais de puits en 1970.

La méthode utilisant la dérivée de la pression exploite les avantages de la représentation par courbes types et remédie aux inconvénients de la représentation logarithmique des graphiques semi-logs. Dans un essai de puits, la variation de la dérivée de la pression est plus significative que la pression elle-même.

L'allure caractéristique prise par la dérivée dans ces deux cas en fait un outil de diagnostic privilégié.

- * Tous les écoulements sont visibles sur le même graphique.
- * Chaque écoulement se traduit soit par une droite horizontale soit par une droite de pente n .

Actuellement, l'utilisation du logiciel "Saphir" pour l'interprétation des tests à plus de signification. Ce dernier combine entre les méthodes conventionnelles, courbes types et la dérivée donnant ainsi des meilleurs résultats. Et Pour déterminer le point de fonctionnement de system, on va introduire les données de Build up et de jaugeage du puits dans le logiciel "Prosper", pour choix d'un modale de well test.

Introduction générale

Vu la grande dimension du champ et avec la multiplication du nombre de puits réalisés, voir 1073 puits foré au cambrien dont 750 puits producteurs d'huile, il est devenu nécessaire de revoir la durée de mesure en fonction des objectifs des tests dictés par la simulation et l'implantation des nouveaux puits (test design).

Une analyse globale sur les problèmes de réalisation et d'interprétation des mesures a été faite pour en tirer des solutions pratiques et rapides.

Vu le nombre important de mesures accumulées depuis l'origine de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud. Cette analyse est faite dans le but de tirer des informations utiles pour le management du réservoir.

L'application de principe de design sur les programmes des mesures nous a permis d'établir un plan de charge prévisionnel pour l'année 2003, par la suite un calcul budgétaire a été réalisé pour estimer les coûts de différentes mesures.

Le gisement de HASSI Messaoud a été découvert en 1956 et mis en production en 1958. Il se caractérise par:

Sa formation Combro-Ordovicienne.

Sa profondeur entre 3100 et 3400 m.

Son épaisseur jusqu'à 200m.

La légèreté de son huile 45°API.

Sa pression initiale élevée 482 kgf/cm² pour une pression de bulle comprise entre 140 et 200 kgf/cm².

Le réservoir est constitué de (04) ensembles ou lithozones qui sont du bas vers le haut: le R3, le R2, le Ra, et le Ri.

Le Ra constitué en qualité et en épaisseur la partie la plus importante du gisement.

La limite supérieure est constituée par la discordance hercynienne qui peut atteindre toutes les lithozones. La limite inférieure est constituée par la surface d'ascension capillaire correspondant à une saturation en eau de 65% (limite de l'huile mobile).

La roche est essentiellement constituée de quartzites qui a fait l'objet d'une diagenèse importante. La tectonique a fait apparaître un certain réseau de failles avec des rejets importants (jusqu'à 100 m). L'hétérogénéité est assez marquée sur le champ.

Pratiquement le réservoir est constitué de plusieurs comportements qui se comportent de manière indépendante les uns des autres de point de vue pression et caractérisation géologique d'où la notion de zones. On a (16) zones qui sont soumises à l'injection de gaz, (07) zones à l'injection d'eau et (03) en déplétion naturelle.

Chapitre I

Les essais des puits et méthodes d'interprétations

Introduction

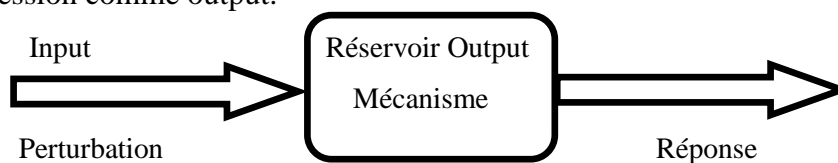
L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et pour prévoir la future production sous divers modes de fonctionnements. Ainsi, il doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Ces informations peuvent être obtenues à partir des essais de puits.

Les essais de puits diffèrent de la plupart des techniques, car ils exigent du réservoir d'être dans un état dynamique ou alors dans un état statique, afin d'obtenir les réponses requises pour caractériser le réservoir, évaluer ces performances et donner le modèle mathématique.

1- Principe des essais des puits

Le principe de base d'un essai de puits consiste à créer une variation instantanée dans les conditions de production ou d'injection et surveiller la réponse du réservoir. Cette réponse est habituellement surveillée pendant une période relativement courte par rapport à la vie du réservoir, elle dépend des objectifs de l'essai. Par exemple, pour les puits d'évaluation, les essais sont fréquemment réalisés en moins de deux jours alors que dans le cas d'essai de limite de réservoir plusieurs mois peuvent être nécessaires pour obtenir les données de pression.

Dans la plupart des essais, la perturbation est une variation de débit et la réponse de réservoir est une réponse mesurée en pression. Par conséquent, le débit est traité comme input et la pression comme output.



En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. La pression est constante et uniforme dans le réservoir avant la mise en production du puits, alors qu'elle diminue pendant la période de production (débit constant n'est pas nul), il s'agit d'un test drawdown. Par contre, dans le cas où le puits est fermé suite à une période de production (débit constant est nul), cette pression remonte, c'est le test buildup.

La mesure de pression peut être faite dans le puits émetteur de la perturbation de débit ; c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais, comme elle peut être faite dans un autre puits ; c'est l'objet des tests d'interférences. La mesure de l'évolution de

la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des informations sur le réservoir et le puits.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides, à savoir : la loi de Darcy, l'équation d'état et la loi de la conservation de la masse. Ces trois lois, combinées entre elles, permettent d'établir l'équation de diffusivité, qui régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps.

2- Le but des essais du puits

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. Les résultats d'essais de puits associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir qui sera utilisé pour prévoir le comportement du champ et la récupération selon les conditions opérationnelles. Ainsi pour évaluer la qualité de la communication entre le réservoir et le puits.

D'une façon générale le but des essais de puits est :

- D'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits.
- De contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.
- De déterminer le taux de production efficace de chaque puits.
- De déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques.

3- Les différents types d'essais de puits

3.1- Essai d'interférence :

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur émetteur de perturbation de pression. Des essais d'interférence sont conçus pour évaluer la communication entre les puits.

Avec l'essai d'interférence, le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et l'oscillation de pression qui résulte au puits d'observation, est interprétée.

3.2- Drill stem test (DST) :

Ce test est réalisé après forage en open hole ou casedhole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

3.3- Essai d' injection (fall off test):

Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir la pression de fond augmente et après la fermeture diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place Figure I.1.

L'objectif de fall off test réalisé sur un puits injecteur est de déterminer les paramètres suivants :

- La capacité du puits.
- La perméabilité dans la zone d'injection k_w .
- La perméabilité dans la zone à huile k_o .
- Le skin du puits S .
- Le rayon d'injection r_i .

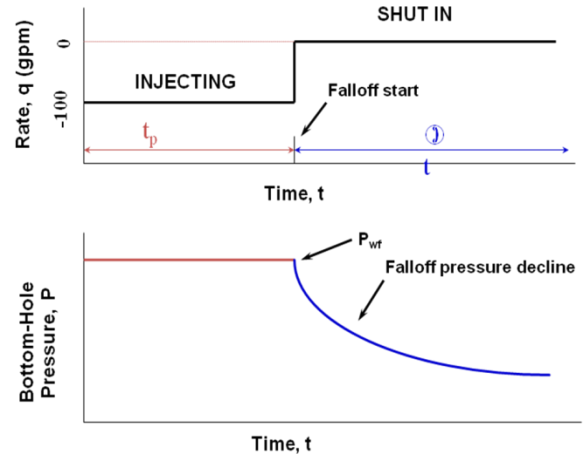


Figure I.1: Fall off test

3.4- Essai en débit (DrawDown):

L'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à un débit qui doit être maintenir constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. Un exemple de débit et d'historique de pression est schématisé sur la figure(I.2).

L'objectif principal de DrawDown est d'obtenir :

- Le skin total.
- La perméabilité effective ou totale du réservoir.
- L'efficacité de l'écoulement.
- L'aire de drainage.
- La position des failles.
- La limite et la forme de réservoir.
- Les caractérisations des fractures naturelles ou artificielles.
- Rayon de drainage de l'écoulement.

Il est appliqué :

- Aux nouveaux puits.
- Aux puits en déplétion de production.
- Les interférences entre les puits (limites).

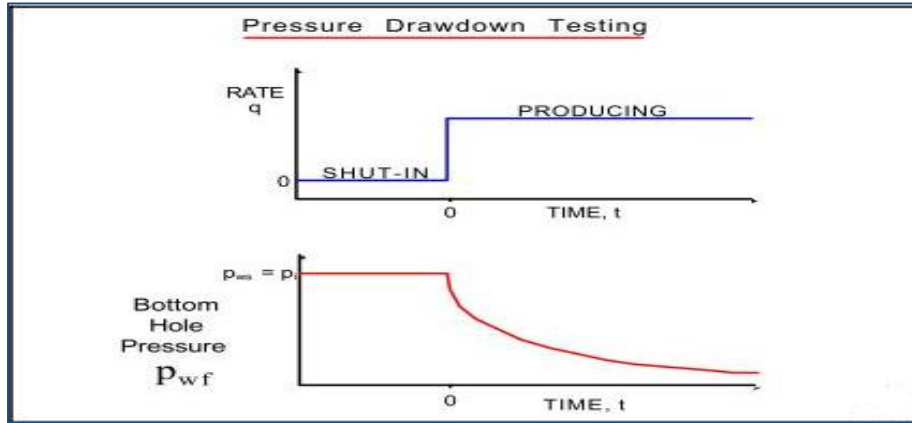


Figure I.2: Essai en débit.

Quand le débit de production est constant Q_0 pendant le régime transitoire, le puits se comporte comme s'il se trouve dans un réservoir infini.

3.5- Essai en fermetures (Build Up ou la remontée de pression) :

Le test build up est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture du puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps. L'essai BU décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits.

L'objectif de ce test est d'évaluer et d'analyser:

- La pression statique du réservoir P_{ws} .
- La perméabilité effective de réservoir.
- L'endommagement aux abords du puits.
- La présence d'une faille proche du puits et les limites du réservoir.
- L'interférence entre puits producteurs.
- Les limites du réservoir dans le cas où il n'y a pas un aquifère active.

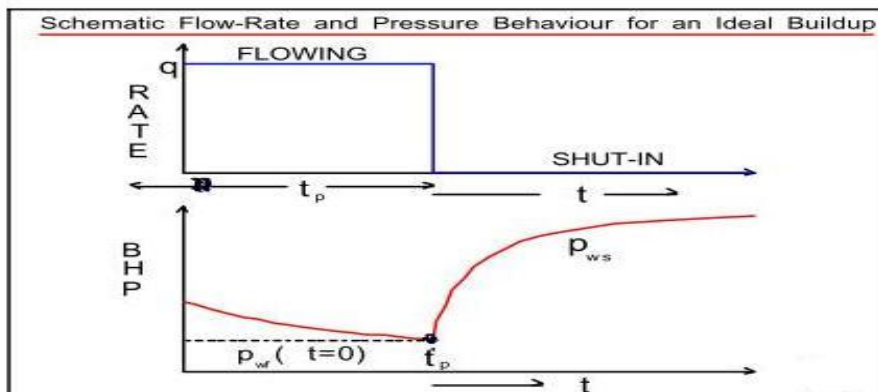


Figure I.3: Essais de fermeture.

L'essai build up nécessite la fermeture du puits et l'enregistrement de l'augmentation de la pression en fonction du temps. Les techniques habituelles d'analyse exigent un débit constant pendant le temps production, soit à partir du début ou après une période de dernier débit assez longue pour avoir une distribution stable de pression avant fermeture.

Le temps de fermeture est symbolisé sur la figure (I.3) représente le débit avant la fermeture et le comportement idéal de la pression durant la période de build up. La pression est mesurée juste avant la fermeture et enregistrée en fonction du temps pendant la période de remontée. Ensuite l'analyse des résultats de buildup est utilisée pour évaluer l'état de la formation.

4- Les équations de base

L'objectif principal de cette partie est de présenter les relations mathématiques qui sont conçues pour décrire le comportement d'écoulement des fluides du réservoir. Les formulations mathématiques de ces relations varient selon les caractéristiques du réservoir. Parmi lesquelles nous pouvons citer :

- Type de fluide dans le réservoir ;
- Régime d'écoulement ;
- Géométrie du réservoir ;
- Nombre des fluides dans le réservoir ;

4.1-Types de fluides dans le réservoir :

La connaissance de la variabilité de la compressibilité de fluide en fonction de la pression et la température est essentielle pour réaliser les calculs de l'ingénierie de réservoir. Ce coefficient est le facteur qui identifie le type du fluide du réservoir. Généralement, les fluides du réservoir sont classés en trois groupes :

- Les fluides incompressibles ;
- Les fluides peu compressibles ;
- Les fluides compressibles.

En termes de volume du liquide :

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots (I.01)$$

En termes de masse volumique :

$$C = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \dots \dots \dots (I.02)$$

V: volume du fluide, ρ : Masse volumique, P : pression et C : compressibilité du fluide.

4.2- Régimes d'écoulement

Les différents comportements d'écoulement sont habituellement classifiés en termes de taux de changement de pression en fonction du temps. On distingue trois régimes d'écoulement :

- Régime d'écoulement permanent (steady state).
- Régime d'écoulement transitoire (transient state).
- Régime d'écoulement semi-permanent (pseudo steady-state).

4.3- Géométrie du réservoir :

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques. Cependant, pour des intérêts pratiques, la géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des l'écoulement suivants (Annexe) :

- Ecoulement radial circulaire.
- Ecoulement linéaire et bilinéaire.
- Ecoulement sphérique et hémisphérique.

4.4 Nombre de fluides débordants dans le réservoir :

Les expressions mathématiques qui sont utilisées pour prédire le rendement volumétrique et le comportement de la pression du réservoir varient en forme et en fonction du nombre de fluides mobiles dans le réservoir. Il y a généralement trois systèmes d'écoulements :

- Ecoulement monophasé (huile, eau, ou gaz).
- Ecoulement bi-phasique (huile-eau, gaz-huile, ou gaz-eau).
- Ecoulement triphasé (huile, eau, et gaz).

4.5 Equation de Darcy :

Dans l'expérience originale d'Henri Darcy en 1856, l'équation pour le fluide traversant un milieu poreux a été établie :

$$Q = s \frac{k \Delta P}{\mu L} \dots\dots\dots(I.03)$$

L'expression vectorielle de cette équation est donnée comme suite :

$$q = \frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad}} P \dots\dots\dots(I.04)$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand l'écoulement a une faible vitesse (laminaire), écoulement permanent, formation homogène et pas de réaction entre le fluide et la formation

Pour l'écoulement linéaire à travers une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L:

$$q = \frac{c \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots \dots \dots (I.05)$$

C'est un facteur de conversion des unités (où C=1 en unités de Darcy, et C=1.127 .10⁻³ pour les unités de champs)

Pour un écoulement radial, la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (I.05), on obtient :

$$q_o = \frac{2\pi \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (I.06)$$

Dans le système des unités du champ, l'équation s'écrit comme suite :

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (I.07)$$

Cette équation s'applique pour un état d'équilibre (steady-state) ($P_e = \text{constante}$), et pour un écoulement laminaire d'un puits situé au centre de la zone de drainage. IL est utile d'exprimer l'équation (I.07) en terme de pression moyenne de réservoir \bar{P}_r , et pour le pseudo état d'équilibre (pseudo-state), où l'écoulement stabilisé ($\bar{P}_r - P_{wf} = \text{constant}$) comme suit :

$$q_o = \frac{0,00708 \cdot k_o \cdot h \cdot (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots \dots \dots (I.08)$$

Où \bar{P}_r : La pression moyenne dans la zone de drainage du puits.

4.6 La loi de conservation de la masse (équation de continuité):

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div}(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.09)$$

Avec S_o est la saturation en huile.

La combinaison de ces deux équations (l'équation de la continuité et l'équation de Darcy) nous donne l'équation différentielle du mouvement.

4.7 L'équation de diffusivité :

D'une façon générale, pour n'importe quel type de fluide et dans n'importe quel système de coordonnées, l'équation de diffusivité peut s'écrire comme suit :

$$\Delta P + C_e(\text{grad}P)^2 - \frac{\phi\mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.10)$$

Cette équation régit l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir.

Pour résoudre cette équation, on prend en considération deux hypothèses :

- Compressibilité des fluides faible et considérée comme constante (c'est le cas d'un liquide ; huile) ;
- Gradient de pression faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir).

Ainsi le terme $[C_e(\text{grad}P)^2]$ est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, et on peut donc simplifier (I.10) sous la forme suivante :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.11)$$

Où : $K = \frac{k}{\phi\mu C_t}$ est la diffusivité hydraulique du milieu, c'est le rapport de la mobilité

$\left(\frac{k}{\mu}\right)$ et la capacité de compressibilité totale du réservoir (ΦC_t) . Avec:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \dots\dots\dots(I.12)$$

$$C_e = C_t / S_o \text{ (} C_e \text{ : compressibilité équivalente)}$$

Si l'écoulement est radiale circulaire, l'équation de diffusivité s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(I.13)$$

5- Rayon d'investigation

Le rayon d'investigation pour un test donné est la distance effective parcourue par l'onde de pression lors de la perturbation. Cette valeur dépend de la vitesse de propagation des ondes de la pression à travers la roche réservoir. Cette vitesse pourrait être déterminée en fonction des propriétés de la roche et celles du fluide, à savoir: la perméabilité, la porosité, la viscosité et la compressibilité totale.

Il existe plusieurs définitions de rayon d'investigation, la plus utilisée est de J. Lee et Muskat qui définit le comme étant l'endroit où la variation de la pression en fonction du temps est maximale. Donné par :

$$r_i = \sqrt{\frac{4 k t}{\phi\mu C_t}} \text{ (Unités SI)} \dots\dots\dots(I.14)$$

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k_t}{\phi \mu C_t}} (\text{Unités pratiques US}) \dots\dots\dots (I.15)$$

6- L'effet de capacité de puits (Wellborestorage) :

Quand un puits est ouvert sur la surface, le premier écoulement à la tête de puits est dû à l'expansion du fluide au fond du puits. Cette expansion continue même après que le fluide de réservoir commence à contribuer à la production, jusqu'à ce que le débit de fond devient égal au débit en surface (une fois exprimé aux mêmes conditions). Cet effet s'appelle le stockage de puits. Le même phénomène inverse connu sous le nom afterflow test, observé durant une fermeture.

L'effet de capacité de puits est défini par $C = \frac{\Delta V}{\Delta P}$ exprimé en STB/psi.

L'écoulement en surface est dû seulement de la décompression du fluide dans le puits. Par la suite, les effets de décompression deviennent négligeables et le débit de fond de puits est proche de débit en surface.

7- L'effet de Skin

Le skin par définition est un facteur de perte de charge aux abords du puits par rapport à la perte de charge total. Historiquement, on ne connaît que le skin mécanique qui est dû principalement à l'infiltration des fluides de forage, de complétion et de stimulation à travers la formation ce qui réduit fortement la perméabilité voisine.

Cette perte de charge peut être interprétée de plusieurs façons :

- Au moyen d'un skin infinitésimal ;
- A l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;
- Par la méthode du rayon effectif ;

8- Méthodes d'interprétation

8.1 Procédure d'interprétation :

- Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression): Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation
- L'interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification): C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

- Validation (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.) :
 - ✓ L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.
 - ✓ Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements [11].

8.2 Présentation des méthodes d'interprétation :

Plusieurs méthodes permettent d'interpréter un essai de puits. Ces méthodes peuvent être classées en deux types:

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes utilisant les courbes types.
 - ✓ Méthode de la dérivée.
 - ✓ Utilisation de l'outil informatique Saphir.
 - ✓ Méthode de tiab's direct synthesis.

8-2 -1 les méthodes conventionnelles

- Méthode d'Horner :(la remontée de pression « build-up »)
- Méthode de MHD

Elles ont été mises au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70.

Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial, circulaire, linéaire...etc.) l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. La représentation de la pression en fonction du temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir [1].

Utiliser que les méthodes conventionnelles pour interpréter un essai présente plusieurs inconvénients :

- ✓ Diagnostiquer un écoulement est parfois délicat.
- ✓ L'interprétation ne prend en compte que les points situés sur la droite.
- ✓ Tracer le bon droit est parfois délicat.

8-2-2 Méthode de courbes types

Les méthodes conventionnelles basées sur le choix d'une droite, couramment appelée semi-log par simplification de langage mais qu'est obtenue, en fait, soit par un graphe semi-log (Horner-MHD), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition). A partir de là, deux critiques doivent être faites. Les choix de cette droite, souvent très délicat, s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toute les mesures enregistrées au cours d'un test, puisqu'elles éliminent systématiquement tous les points intérieurs au droit semi-log et par conséquent les principaux objectifs des courbes types s'introduisent alors naturellement :

- situer le début de ce droit semi-log.
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées.

A cela s'ajoutent théoriquement d'autres atouts :

- Apporter une autre estimation des paramètres habituels (kh , S , etc.) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log.
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par des méthodes conventionnelles.
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant des allures caractéristiques de courbes de tests.

❖ Principe des courbes types

A chaque de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de simulation. A l'aide de ce modèle, peuvent être traduit par une famille de courbes. Dans cette famille chaque courbes représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit, effectuée dans des conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellé de cette courbe [2].

Pour un milieu homogène. Une description détaillée du modèle analytique qui a permis de générer toutes les hypothèses sous-entendues.

1. Toutes les hypothèses nécessaires à l'établissement de l'équation de diffusivité.
 - Réservoir infini. Ecoulement radial vers un point ouvert sur toute l'épaisseur de la roche.
 - Milieu homogène et isotrope, d'épaisseur constante.

➤ Porosité, perméabilité et compressibilité de la roche constante.
(Indépendante de la pression).

➤ Fluide de compressibilité petite et constante.

➤ Fluide de viscosité constante.

➤ Faibles gradients de pressions.

2. puits cylindrique de rayon r_w non nul et de volume fini.

3. débit du puits constant en surface, depuis l'instant initial ($t=0$, $P=P_i$).

4. capacité du puits C constante.

5. le skin réel représentable par le skin infinitésimal ou par la méthode du rayon effectif.

Plusieurs courbes types existant pour interpréter l'essai d'un puits vertical au réservoir homogène infini parmi elle :

➤ Les courbes types d'Agarwal et AL.

➤ Les courbes types de Mckinley.

➤ Les courbes types Earlouger et Kersh.

➤ Les courbes types de Gringarten et AL.

Les courbes types de Gringarten et AL, sont les plus complètes et les plus pratiques à l'usage.

8-2-2-1 Méthode de la dérivée

Différentes formes de dérivées ont été proposées dans la littérature au début des années

1980. Parmi ces approches la plus intéressante est celle due à D-Bourdet.

A- Représentation

La dérivée de la pression dans la représentation de D-Bourdet est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire. La dérivée est représentée sur un graphe .log-log comme une courbe type.

La planche de courbes types avec dérivée de D-Bourdet est analogue à la planche de courbes types de Gringarten[9].

B- Méthode d'interprétation

La méthode d'interprétation est analogue a celle développées sans la dérivée :

1- Tracer simultanément les points de mesure et leurs dérivées sur un calque en utilisant l'échelle de la planche.

2- Rechercher une courbe type sur laquelle caler les mesures.

3- Relever le libellé $[CD \exp (2S)]_M$ de la courbe type sur laquelle se superposent les points de mesure

4- Relever les coordonnées d'un point à la fois dans le système de coordonnées de la planche et celui des mesures.

5- L'interprétation.

L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

a) Les points de la dérivée des mesures se traduisent par une droite horizontale d'ordonnée « 0.5 » de la planche.

b) Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont situés sur une droite de pente « 1 » passant par l'origine des coordonnées de la planche.

Une fois ces deux opérations sont réalisées, il ne reste qu'à lire le libellé de la courbe type par une valeur de $CD \exp (2S)$

C- Les avantages et les inconvénients de la dérivée

A) Les avantages :

La dérivée présente l'avantage majeur de permettre la prise en compte et d'interprétation de la totalité d'un essai de puits à l'aide d'une seule courbe.

Chaque type d'écoulement présente un faciès caractéristiques sue la dérivée ce qui en fait un outil de diagnostic privilégié.

B) les inconvénients :

La limitation principale à son utilisation est due au bruit du signal qui nécessite des algorithmes de lissage pour s'en affranchir.

La dérivée est difficilement calculable manuellement ; de ce fait elle est le plus souvent associée à un calculateur.

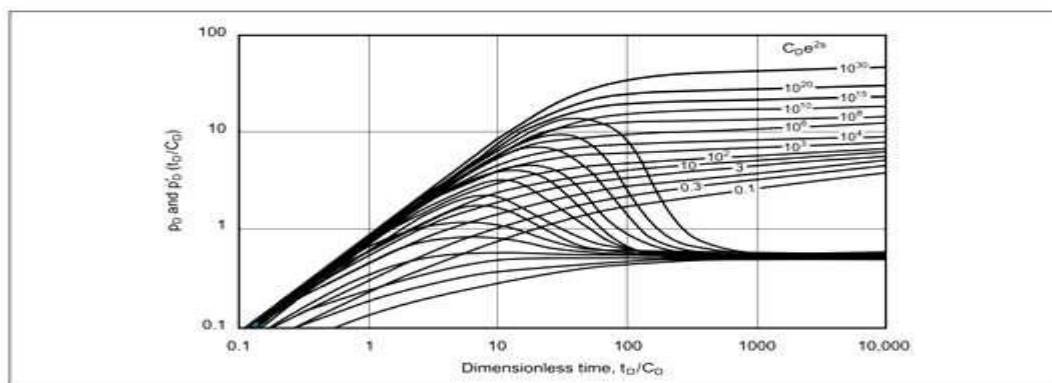


Figure I.4 : courbe type de pression et sa dérivée [10]

8-2-2-2 Utilisation de l'outil informatique Saphir

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...).

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement Ecrin qui est la quatrième version développée par KAPPA. Ecrin v4.02.06 intègre toutes les applications de KAPPA, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis [7].

Saphir est un outil d'interprétation du well test basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique.

Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module du contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets de wellbore.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression.

Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement. Parmi ces courbes on a MILLER- DYES et HUTCHINGSON (MDH) et Horner [8]

8-2-2-3 Méthode de Tiab Direct Synthesis (TDS)

L'utilisation des méthodes conventionnelles et des courbes type, est complexe, les résultats obtenus ne sont pas uniques, et leur domaine d'application est limité quand les régimes d'écoulement ne sont pas tous développés.

En 1993, le Docteur Djabbar Tiab a présenté une technique interprétant sur une échelle log-log les courbes de pression et leurs dérivées sans l'utilisation du matching qu'il nomme Tiab's Direct Synthèses.

Cette technique consiste à trouver les points d'intersection et des pentes caractéristiques des diverses lignes droites issues de cette échelle logarithmique.

Les valeurs de ces points d'intersection sont directement introduites dans la solution analytique exacte pour obtenir les paramètres du réservoir et du puits.

Elle a été appliquée avec succès pour un flux uniforme et des modèles de fracture verticale avec une conductivité infinie [3], pour les réservoirs homogènes avec skin et wellborestorage , pour les puits verticaux fracturés dans un système fermé [4] et pour les puits horizontaux dans un réservoir naturellement fracturé [5] ainsi que pour les puits horizontaux fracturés avec la multi stage frac [6].

La méthode TDS renferme les avantages suivants :

- Donne des résultats justes par l'utilisation de la solution analytique exacte pour le calcul des paramètres du réservoir.
- Une vérification indépendante est possible à partir du troisième point d'intersection.
- Renseignements utiles sont fournis sous forme de valeurs caractéristiques additionnelles développées par la méthode au cas où tous les régimes ne sont pas observés.

Conclusion

Choix du ou des modèles les plus probables en fonction de la connaissance du gisement au moment du test.

D'après les données de production et les données de test du Build-Up réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après utilisation de logiciel (saphir).

Chapitre II

Analyse Nodale

Introduction :

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système de beaucoup de puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent. La figure 1(Annexe) représente un système de production simple. Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

La figure 2 (Annexe) représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = \overline{P}_r - P_{wfs} = \text{loss in porous medium.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} = \text{loss across completion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} = \text{loss across restriction.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} = \text{loss across safety valve.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} = \text{loss across surface shoke.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} = \text{loss in surface flowline.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} = \text{total loss in tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} = \text{total loss in flowline.}$$

Les différentes configurations des puits peuvent varier des systèmes simples (figure 01 Annexe) à un système plus compliqué (figure 02 Annexe) ou toute autre combinaison ; la complétion la plus couramment utilisée aujourd'hui est la configuration de la figure 2.

1- Historique de l'analyse nodale:

Les contours de base d'Analyse Nodale ont été donnés en premier par Gilbert en 1954, le pionnier de production qui construit dans les 50s, a décrit l'interaction du réservoir, le puits, et la Duse de la tête du puits. L'usage pratique des idées de Gilbert a été limité à cause de la restriction des méthodes disponibles dans son temps pour modeler la performance des éléments individuels du système.

Quelque temps plus tard la sélection large des modèles de calcul disponibles ainsi que l'invention des ordinateurs ont mené à la réapparition des idées de Gilbert. La contribution du modèle de simulation numérique du système de la production permet d'optimiser la production et le débit désiré.

La méthode de l'analyse du système a été nommée l' " Analyse Nodale " par K. E. Marron, et ce terme a été généralement accepté [13].

2- Procédure, Objectif et Application De L'analyse Nodale:

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent 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, les nœuds utilisés sont montrés sur la figure 03(Annexe) Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud [12].

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

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

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

Inflow:

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P \dots \dots \dots (II.1)$$

Outflow:

$$P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} - \Delta P \dots \dots \dots (II.2)$$

$$(P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P \dots \dots \text{ dans notre cas}) \dots \dots \dots (II.3)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus; c'est le point de fonctionnement du système. (Voir figure II.1).

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation [13].

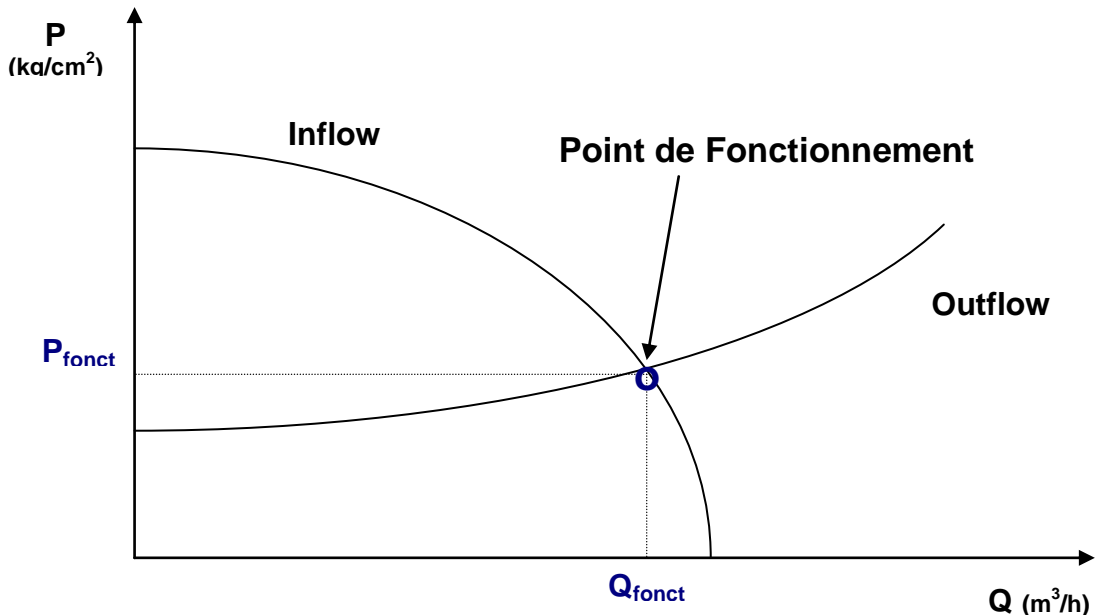


Figure II.1: point de fonctionnement.

2.1- Procédure :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

2-2. Objectifs:

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).
- déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- optimiser le système pour produire le débit escompté.
- vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

2-3. Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits au gaz lift, si l'effet de la méthode du gaz lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits injecteurs par une modification appropriée des expressions d'inflow et d'outflow ; certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Conception du Gravel pack.
- 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 des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- La dimension du flowline.
- L'équipement d'ascenseur artificiel.

3- Choix de nœud:

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits **Nœud 6** (P_{wf}) où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

❖ Equation de l'inflow:

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \dots \dots \dots (II. 4)$$

❖ Equation de l'Outflow:

$$P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf} \dots \dots \dots (II. 5)$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés. Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et

surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (*inflow*)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (*outflow*)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production.

Cette optimisation se fait on déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que le *inflow* soit égal au *outflow* sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation [13].

3-1. Inflow performance relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de 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 de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a [12] :

- **LOI DE DARCY:**

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P/\partial x \dots \dots \dots (II.6)$$

Sous forme vectorielle on trouve :

$$\vec{v} = \left(\frac{k}{\mu} \right) \vec{\nabla} p \dots\dots\dots (II.7)$$

- Avec :
- V : vitesse apparente (cm/s).
 - Q : débit volumétrique (cm³/s).
 - A : section de passage de fluide (cm²).
 - K: est le tenseur de perméabilité (md).
 - P : pression (atm).

$\vec{\nabla}$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire).
- écoulement permanent.
- formation homogène.
- pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

▪ Méthode de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots (II.8)$$

- J : indice de productivité (bpd/psi).
- Q : le débit produit (baril par jour).
- p_{ws} : Pression de fond statique (psi).
- p_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute

au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

▪ **Méthode de Vogel:**

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro-physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (II.9)$$

q_o : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{o(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

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

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

• **Méthode de VOGEL-STANDING :**

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle de réservoir mathématique pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole.

L'étude a traité plusieurs types des réservoirs contenant des fluides des caractéristiques différents. L'équation finale de la méthode de Vogel a été basée sur des calculs faits sur 21 réservoirs conditionnés.

Bien que cette méthode a été proposée pour les réservoirs saturés ($P_G < P_b$) ; on a trouvé qu'on peut l'appliquer pour n'importe quel réservoir où la saturation en gaz augmente et la pression diminue.

La méthode originale de Vogel n'a pas pris en considération l'effet du facteur de skin non nul. Plus tard, les modifications de Standing ont prolongé l'utilisation de cette méthode aux réservoirs stimulés ou endommagés ($skin \neq 0$).

- **Méthode de FETKOVICH :**

Fetkovitch a proposé une méthode pour établir l'IPR pour un puits de huile en utilisant le même type des équations qui ont été utilisées pour analyser les puits du gaz, la forme générale de méthode Fetkovitch est:

$$q_L = C(\overline{p_b^2} - p_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (II.10)$$

Où : q_L : le débit de liquide.

C : coefficient de l'écoulement (STB/(day.psig²ⁿ)).

n : constante qui dépend des caractéristiques du puits.

Pour déterminer la valeur de n et C on doit effectuer un test appelé (isochrone test) ou flow after flow test dans lequel on produit avec des valeurs de débit croissantes pendant des intervalles du temps égaux on peut ainsi tracer la variation de $(\overline{p_b^2} - p_{wf}^2)$ en fonction de q_L (voir la figure II.2).

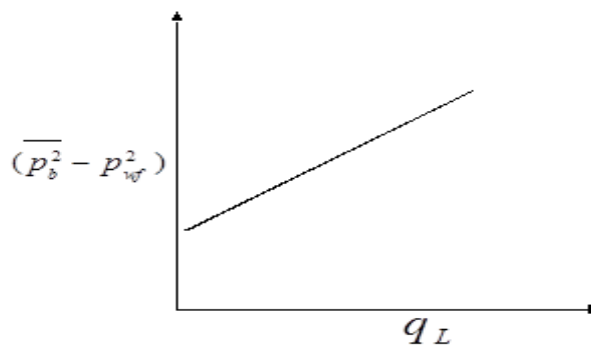


Figure II.2: L'IPR de Fetkovitch

• **Méthode de JONES, BLOUNT :**

En 1976, J. B ont étudié l'effet de la turbulence (où la loi de Darcy n'est pas applicable) sur la performance du puits :

$$\frac{\overline{P_r - P_{wf}}}{q_o} = A + B * q_o \dots\dots\dots(\text{II.11})$$

$$A = \frac{141.2 * \mu_o * \beta_o}{K_o h} \left[\ln \left(\frac{0.472 r_e}{r_w} \right) + S \right]$$

$$B = \frac{2.3E - 14 * \beta^2 * \rho_o}{h^2 * r_w}$$

Où ρ_o est densité de l'huile évaluée à T_R et $0.5(\overline{P_r - P_{wf}})$

$$\beta = \frac{2.329 \times 10^{10}}{K_o^{1.2}}$$

En traçant $\Delta p / q_o$ en fonction de q_o , on va trouver une ligne droite dont la tangente est A et coupe l'axe $\Delta p / q_o$ dans le point B.

3-2. Tubing performance curves (TPC):

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (Flowing Bottom Hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur) [12].

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performances curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits [12].

4- Les corrélations de l'écoulement

4-1.L'utilité des corrélations:

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Prédire le moment où le puit va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique P_{wf} .
- ✓ Déterminer les IP des puits.
- ✓ Prédire les débits maximums.

4-2.Les différentes corrélations:

Les corrélations sont très nombreuses. On peut les classer suivant des catégories, comme suit :

Tableau II -1: présenté classement des catégories.

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 ^{ere}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{eme}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{eme}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

5- Analyse Nodale, Logiciel « PROSPER » :

5-1 Présentation du Logiciel d'optimisation " PROSPER" :

Le logiciel **PROSPER**, permet d'analyser la performance des puits producteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement tri phasique depuis le réservoir jusqu'au séparateur.

Un tel processus est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement à travers le réservoir (Annexe);
- L'écoulement à travers la complétion;
- L'écoulement à travers le tubing (Annexe);
- L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La représentation schématique du système de production est illustrée comme suit :

En fonction du problème à traiter et des données à disposition, un point d'analyse appelé «Node » peut être choisi au fond, dans le réservoir ou en surface ; d'où le nom d'analyse nodale.

La simplicité et la rapidité de traitement des problèmes avec ce logiciel lui offrent une grande place dans le domaine de l'engineering et la production. Il permet :

- ✓ L'analyse de la performance des puits ;
- ✓ L'optimisation des complétions ;
- ✓ L'optimisation du gas-lift.

Le système de production est divisé en 2 segments :

L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre les limites du réservoir et le fond du puits.

L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le fond du puits et le séparateur.

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits.

Dans un écoulement diphasique il a été prouvé théoriquement que le graphique du débit en fonction de la pression de fond est une courbe au lieu d'une droite, donc la valeur de l'Index de Productivité n'est pas une constante. Pour cette raison Gilbert proposa des méthodes d'analyse des puits qui utilisent toute la courbe de débit, ce graphe est appelé courbes IPR (Inflow Performance Relationship). La détermination de cette courbe est importante dans l'analyse nodale, elle peut être définie comme étant la capacité d'un puits

complété, à évacuer ou à acheminer un fluide du réservoir jusqu'en surface et l'IPR peut être utilisé pour prédire le débit après un traitement de stimulation.

Prosper utilise les lois et corrélations régissant l'écoulement dans le processus de production depuis le réservoir jusqu'en surface.

Ces lois d'écoulements dans le réservoir et le tubing sont décrites respectivement par les lois de Darcy et Vogel pour les différents types d'écoulements (monophasique et diphasique), et par des corrélations relatives aux pertes de charges dans l'ascenseur.

A signaler par ailleurs que l'écoulement à travers la collecte n'est pas pris en considération pour le cas de Hassi Messaoud à cause de l'étendu du réseau de collecte (longues distances).

5-2 Application du Prosper dans le domaine d'activation des puits :

L'utilisation du Prosper dans le domaine de l'activation des puits passe par les étapes suivantes :

- Simulation 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.
- Trouver le point de fonctionnement du puits considéré par itération sur des données susceptible d'être changées.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Représenter sur le même graphe, la situation actuelle du puits en calant le dernier jaugeage effectué sur le puits considéré. Dans notre cas, deux paramètres sont susceptibles d'être changé: ce sont le diamètre et la profondeur de concentrique.
- Une simulation du puits avec le changement de complétion (diamètre et profondeur de concentrique) peut à présent être envisagé ce qui permettra de connaître qu'elle est la performance du puits considéré avec ce concentrique.
- En fonction de la réponse du puits au changement de la complétion, nous pourrons conclure que le puits est ou n'est pas candidat à cette méthode d'activation.

5-3 Données nécessaires pour l'utilisation du Prosper :

- ❖ Rapports géologiques ;
- ❖ Rapports de complétion du puits ;
- ❖ Données de tests ;
- ❖ Données de jaugeages ;
- ❖ Historique de production du puits.

A-Etude de puits MD231:

Le puits MD231 est un producteur d'huile, foré le 02/06/1975 dans le cadre du développement de la zone 17 du champ de HMD, sa profondeur est de 3465.30m.

Il est situé au Centre de la zone, implanté suivant les coordonnées :

X=825000.25 Y=121874.7 Z_{SOL}=138.4m Z_{TABLE}=145.2m Z_{IVM}=139m

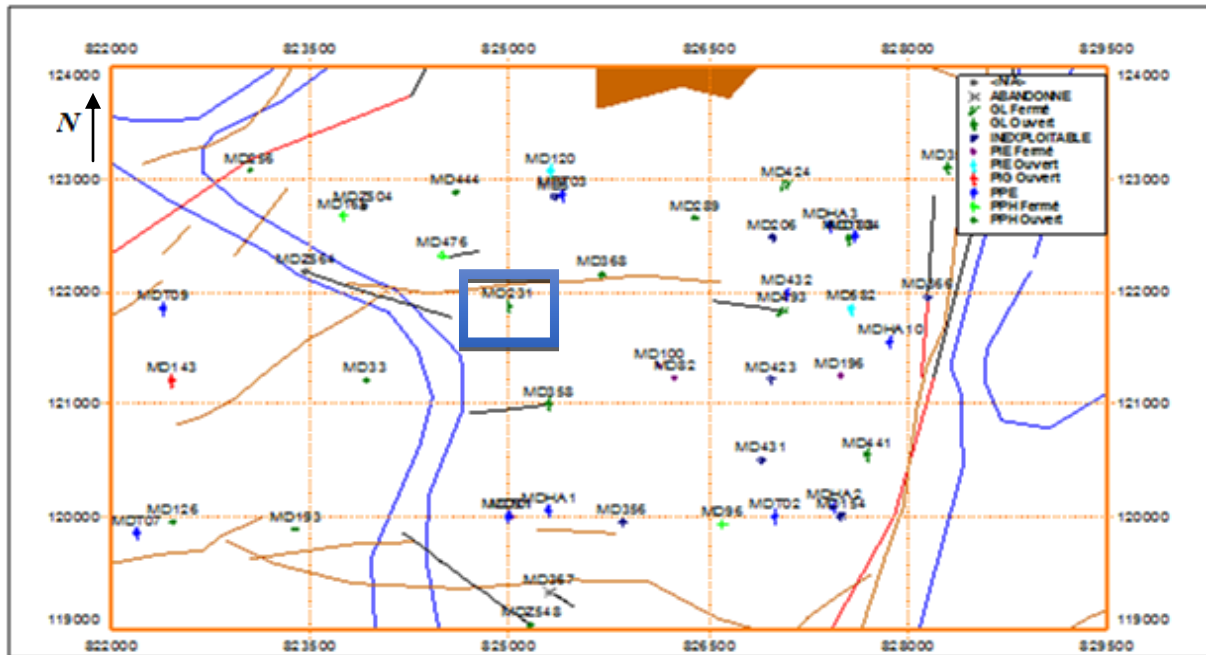


Figure III-1: localisation du puits MD231

1- Complétion :

- ✓ Tubing 4 ½" New VAM.
- ✓ Réservoir recouvert par un Crépine 5" FJ.Fond initial (14 Jts L 140m).
- ✓ Sabot crépine 5" = 3457.30m.
- ✓ Sabot 7" = 3268m.
- ✓ Packer Backer = 3319.54m.

2-Les dernières opérations :

Tableau III-1 : l'historique des opérations effectuées sur le puits MD231

DEBUT	FIN	TYPE
03/10/2001	11/11/2001	WORKOVER
08/10/2001	08/11/2001	COMPLETION
02/12/2001		Perforation 3370-3376 m
10/12/2001	11/12/2001	Fracturation hydraulique dans le D2

3- Fiche technique de MD 231:

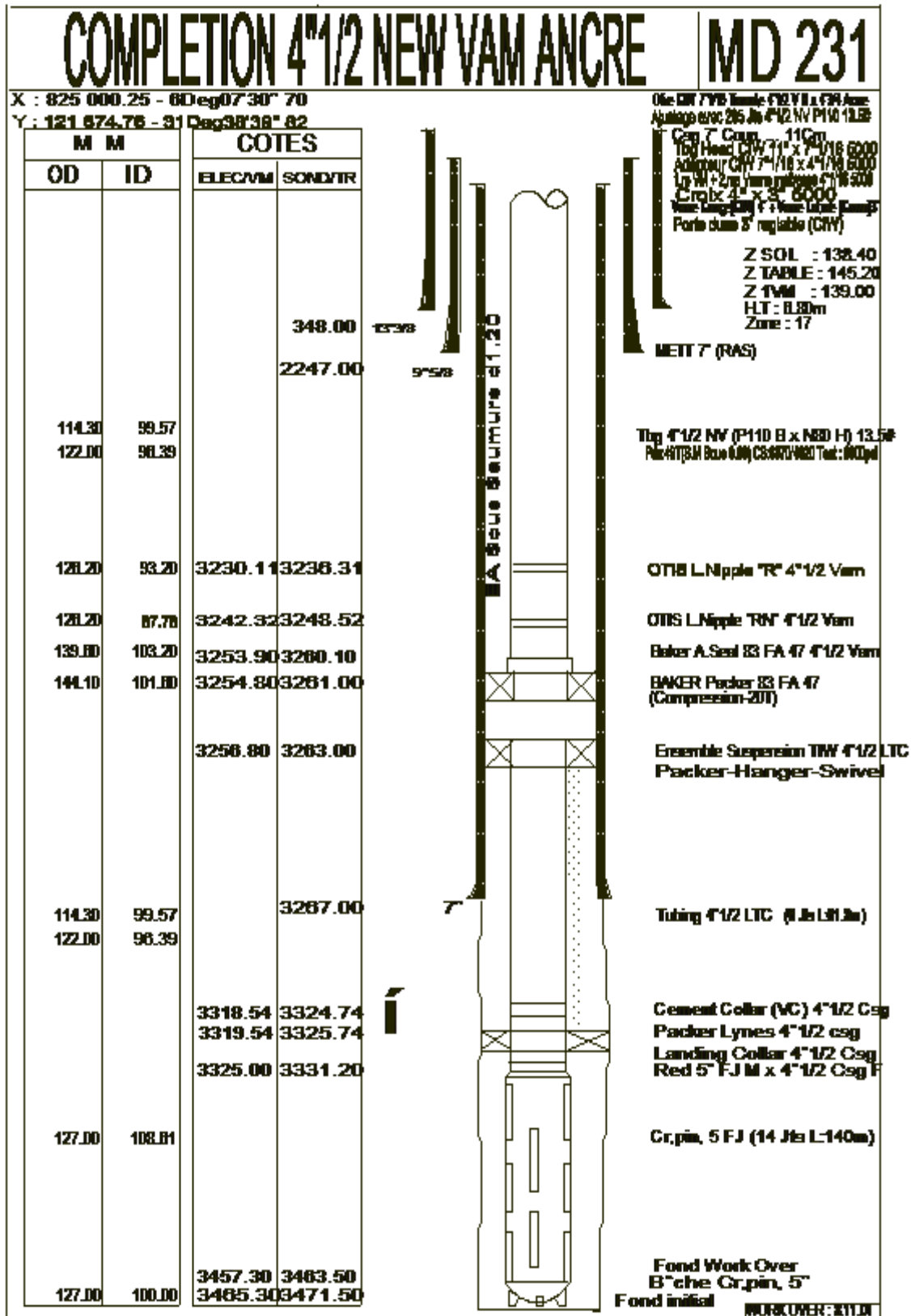


Figure III-2 : fiche technique pour le puits MD231

Partie expérimentales et ses résultats

4- Les dernières mesures :

Dans ce tableau juste les derniers tests (annexe)

Tableau III-2 : les tests effectués sur le puits MD231.

TYPE	DATE	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	IP	HKP	Débit (m ³ /h)
DST	23/05/1975	236.4	214.97	.378	301	2.8
EP_BU	01/07/1975	244	190	.235	376	10.77
SBU	31/10/1998	196.23	93.52	.04	67	3.82

5- Caractéristiques géologiques:

Caractéristiques petro physiques du réservoir pour puits MD231 (et pour les puits voisins voir Annexe)

Tableau III-3 : Caractéristiques petro physiques du réservoir pour puits MD231

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTES					INTERPRETATION PAR ELAN					
DRAIN	TOIT_MUR	EPAIS.	K	ø	So	Sw	EP-CAR	Dens-Silt	INTERVALLE INTERP	EP.INTERP	ø	Sw	Vcl
	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(m)	(%)	(%)	(%)
D5	3315.0--3329.0	14.0							3317.0---3329.0	12.0	07.18	12.64	01.87
D3	3329.0--3352.0	23.0							3329.0---3352.0	23.0	04.89	01.85	08.80
D2	3352.0--3377.0	25.0							3352.0---3377.0	25.0	08.23	06.28	03.81
ID	3377.0--3405.0	28.0							3377.0---3405.0	28.0	05.74	03.26	07.33
D1	3405.0--3431.0	26.0											
ZP	3431.0--3436.0	5.0											
D1_ZP	3405.0--3436.0	31.0							3405.0---3436.0	31.0	06.53	01.08	09.70
R2	3436.0--3463.0	27.0							3436.0---3460.8	24.8	04.21	00.10	18.19

6- Les Données de Jaugeages

Tableau III-4 : de jaugeages pour le puits MD231

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
<u>28/03/2005</u>	16.67	600	5.51	1196.29	217	21	14.5	4.49	33	0.6038	100	

7- Déroulement du test :

❖ Puits en production:

- ✚ Pression en tête = 21.1 kg/cm^2 , $\Phi=16.67 \text{ mm}$
- ✚ Débit calculé = $5.94 \text{ m}^3 / \text{hr}$,
- ✚ Le 12/04/05 Descente de deux enregistreurs à 3339m réels initialement, après la rupture du câble WL le 13/04/05, la côte finale est devenue inconnu.
- ✚ Fermeture pour Build up du 12/04/05 à 15h.16 au 17/04/05 à 10h.15
Enregistrement à 3339 m soit 3200 m absolus.

❖ Puits en Build up:

- Pression du fond dynamique = 105.66 kg/cm^2
- Pression en fin de remontée = 145.37 kg/cm^2
- Durée de fermeture = 113.5 hr .

8- Les données de test:

1. Intervalle testé: de 3322.65 m à 3367.65 m (MD)
2. Facteur volumétrique du fond B_o : 1.804 v/v
3. Viscosité μ_o : 0.201 cp
4. Compressibilité Ct: $4.396 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{kg}$
5. Hauteur totale: 23.6 m
6. Rayon du puits: 5.43 cm
7. Porosité: 8 %
8. Production cumulée depuis l'origine = $2\ 167\ 801 \text{ m}^3$
9. Production cumulée depuis le Work Over du novembre 2001 = $1\ 498\ 42 \text{ m}^3$
10. Temps fictif d'ouverture = 23705.5 hr (depuis le dernier WO).

9- Les résultats des paramètres estimés par logiciel de l'interprétation (saphir) :

D'après les données de production et les données de test du Build-Up réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivée en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après utilisation de logiciel (saphir) comme suivant :

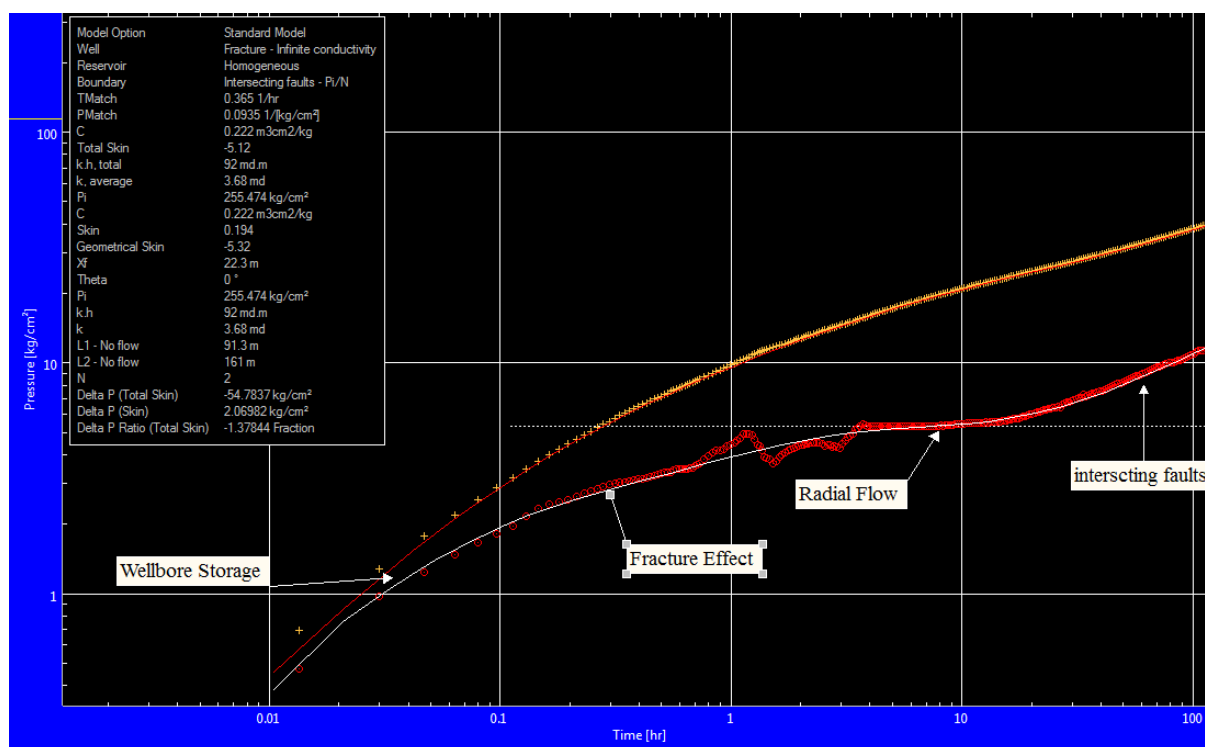


Figure III-3 : variation de pression (ΔP) et leur dérivée ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt)

D'après la courbe de log-log on distingue les régimes caractéristique de puits MD231 :

- ❖ Early time: Effet de wellbore storage, et fracture effectué d'après endommagement
- ❖ Middle time :écoulement radial
- ❖ Late time: interscting faults.

10- Résultats du test:

1. Modèle : Fracture à conductivité infinie, Réservoir Homogène avec deux Barrières sécantes.
2. P_G moyenne à la côte d'enregistrement (-3200 m) = 226 kg/cm²
Donc: $D_h = 3277 - 3200 = 77\text{m}$ ($D_h \times G_o = 77 \times 0.065 = 5.005 \text{ kg/cm}^2$) alors
 $P_g = 231 \text{ kg/cm}^2$
3. Indice de productivité, $IP = 0.04915 \text{ m}^3/\text{hr} / \text{kg/cm}^2 = 1.1784 \text{ m}^3/\text{Day} / \text{kg/cm}^2$
4. Skin effect, Skin (fracture) = + 0.194, $X_f = 21.8 \text{ m}$
5. H.K = 92 m.md,

11- Application de l'analyse Nodal avec Prosper :

Pour déterminer le point de fonctionnement de system (Q_o , P_{wf}), on va introduire les données de Build up et de jaugeage du puits MD231 dans le logiciel PROSPER, les étapes de l'application sont les suivantes :

Partie expérimentales et ses résultats

a) Les données d'entrée :

Pour créer un modèle dans le Prosper, ce dernier exige certain nombre de données :

- **Les options du système :**

Doit être corrigé $H = H_{\text{PFD}} + Z_{\text{TAB}} = (-3277\text{m}) + (-145\text{m}) = -3422\text{m}$

Avant de commencer il faut définir toutes les options du modèle (annexe):

- Le type du fluide.
- La méthode utilisée.
- Type d'écoulement.
- Type de fluide.
- Type de séparateur....Ets

- **Les données PVT :**

La pression de bulle, la densité de l'huile et de gaz, la viscosité de fluide, la température de gisement....Ets (Annexe).

- **Les données de puits :** (Annexe)

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

b) **Inflow Performance Relationship (IPR):**

On a utilisé le modale de réservoir de Vogel pour déterminer la courbe de l'inflow :

Début de test (Test rate) = $5.94 \text{ m}^3/\text{h}$

Pression de fond dynamique (Test bottom hole pressure) = $105 \text{ kg/cm}^2\text{a}$

Partie expérimentales et ses résultats

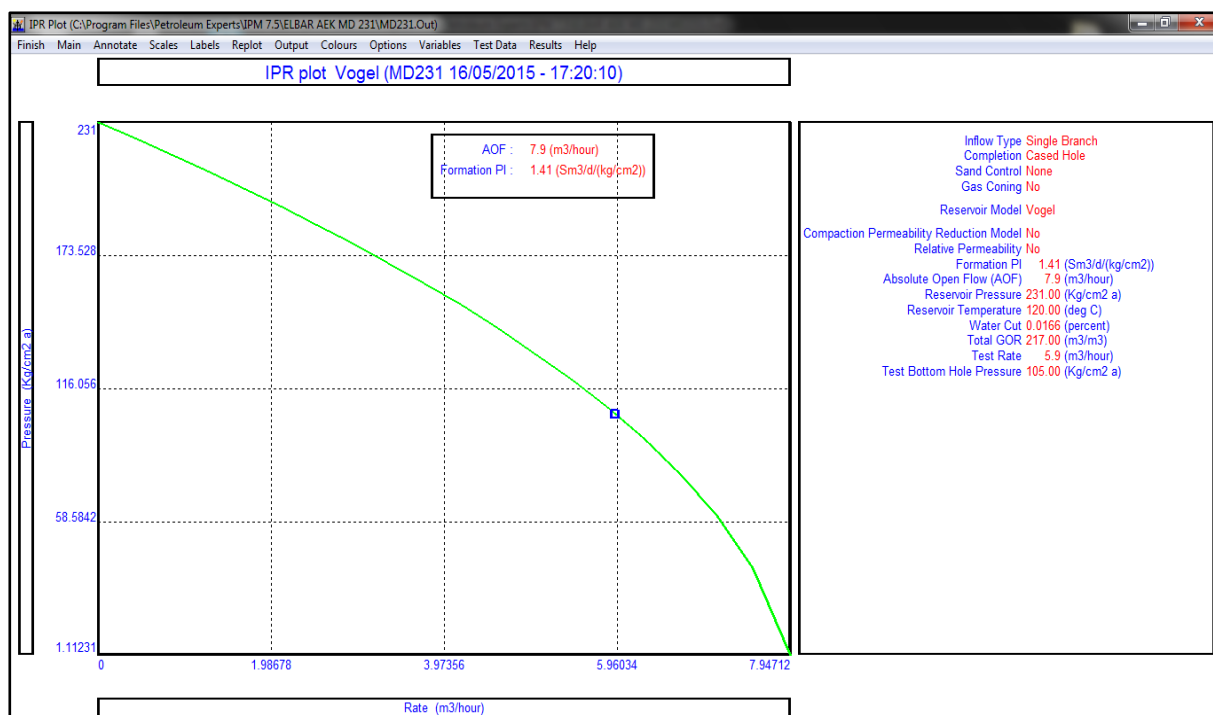


Figure III-4 : la courbe de l'IPR pour le modale de réservoir de Vogel (MD231)

c) Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :

On a utilisé la corrélation de Petroleum Experts 2 qu'elle est la plus convenable pour le champ de Hassi Messaoud a la zone 17, cette dernière suppose que l'écoulement est permanent en tenant compte des propriétés des fluides ainsi que l'effet de glissement et le terme d'accélération (dans l'annexe il a des autre courbes les plus proche).

On obtient le résultat au-dessous :

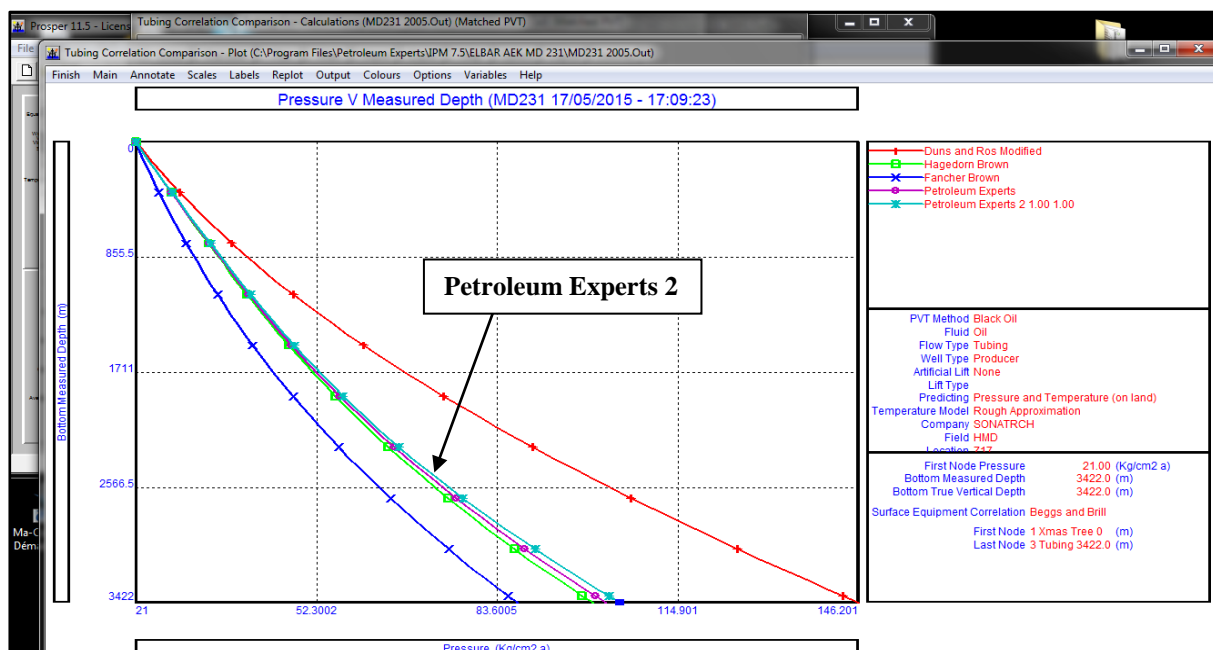


Figure III-5: choix de corrélation pour MD231

d) Le point de fonctionnement IPR/VLP :

Le point de fonctionnement d'après les données de Build up est comme suite :

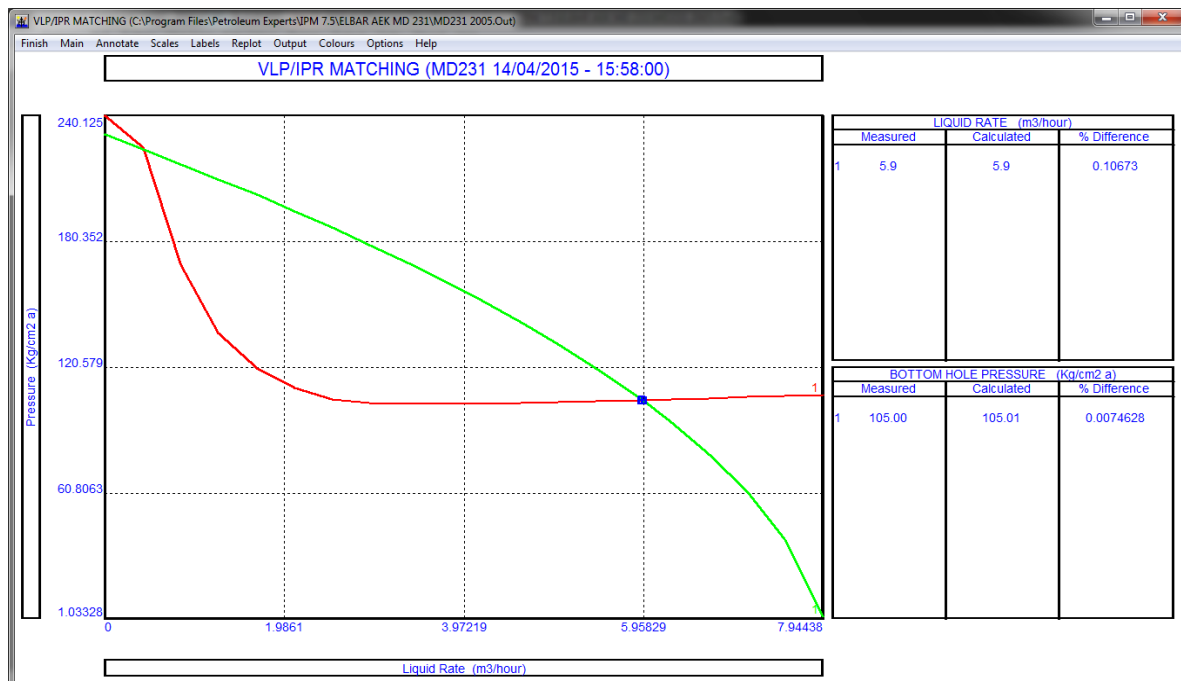


Figure III-6: Le point de fonctionnement D'après matching entre IPR/VLP

D'après matching entre IPR/VLP en remarque de ce modal est idéal et pourcentage de défaut entre la valeur mesuré et calculer (pour le débit si 0.10675 %, et pour pression de fond est 0,0074628%)

e) Problème de chute d'indece de productivité dans le puits MD231 :

Dans la région de Hassi Messaoud il un problème de chut de Indexe de productivité avec le temps qui crée un problème de récupération des fluides de réservoir.

$$IP = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \quad (m^3/h) / (kg/cm^2)$$

IP : indice de productivité.

Q : le débit produit (m³ par jour).

Pws : Pression de fond statique (kg/cm²).

Pwf : Pression de fond dynamique (kg/cm²).

Partie expérimentales et ses résultats

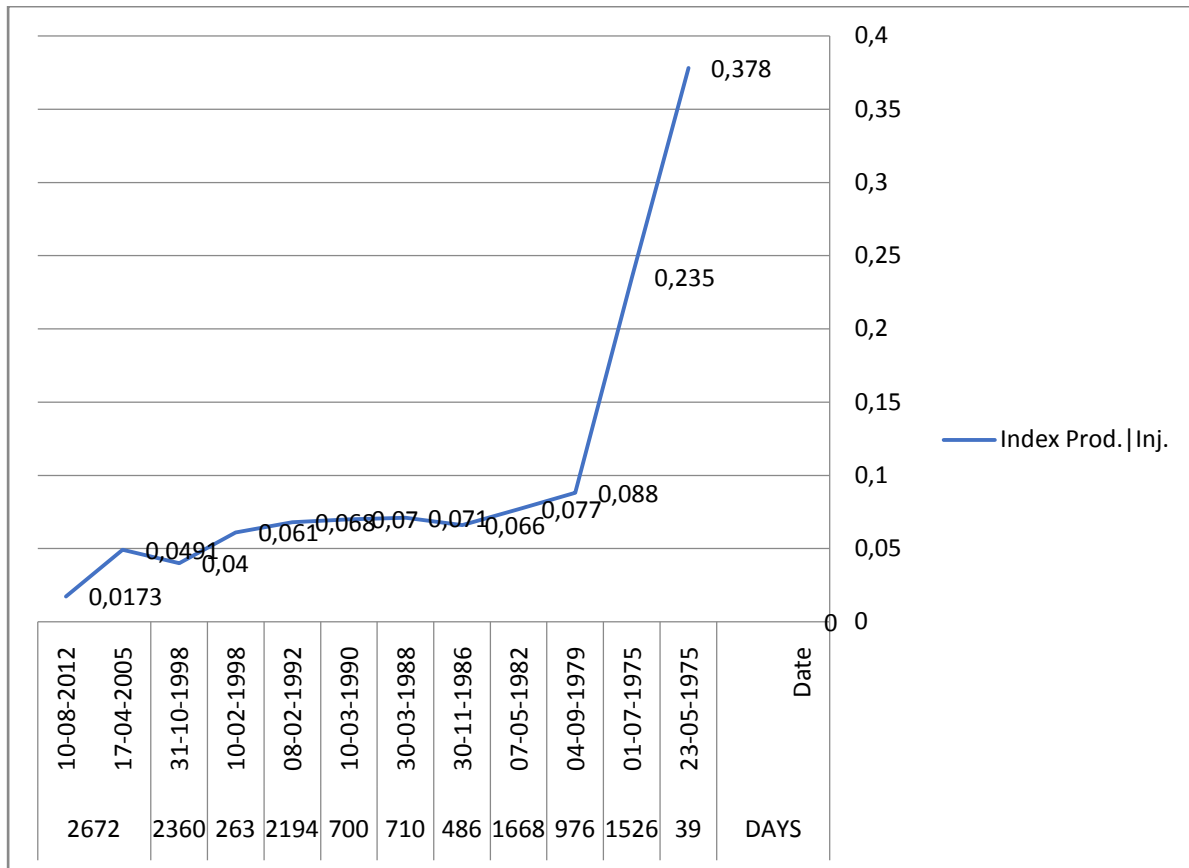


Figure III-7 : la chute d'IP en fonction de temps

Pour augmenter l'indice de productivité doit être joué sur plusieurs variables :

➤ **Variable 01: Début d'injection de gaz lift**

$$GLR = GOR - RS = 248 - 217 = 31 \text{ m}^3 / \text{m}^3$$

$$\text{Début de gaz lift injecté } Q_{GL} = GLR \times Q = 8 \times 4.94 = 39.52 \text{ m}^3/\text{h} = 1140.48 \text{ m}^3/\text{day}$$

$$\text{Début injecté si } 1140.48 \text{ m}^3/\text{day}$$

D'après utilisation des données calculées dans Prosper (Figure III-8): donc pour augmenter le débit jusqu'à $Q_0 = 6.77 \text{ m}^3/\text{h}$ doit être injecté jusqu'à $1000 \text{ m}^3/\text{Day}$.

Partie expérimentales et ses résultats

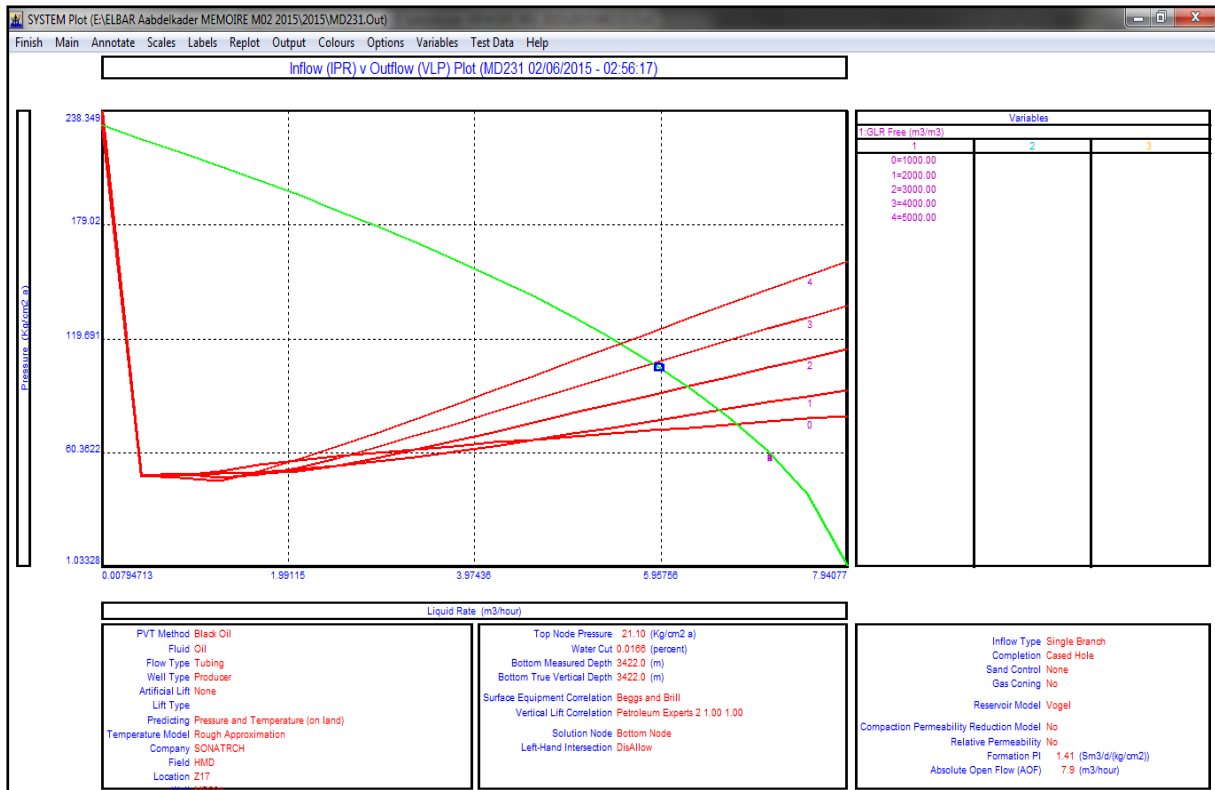


Figure III-8 : débit récupéré par pour GLR (défient variables)

➤ Variable 02 : point d'injection de gaz lift

Pour augmenter IP doit être augmenté P_{wf} (Pression de fond dynamique)

$P_{wf} = P_{WH} + P_H = P_{WH} + \rho g H$ donc doit être choisir meilleur point d'injection

$$H = 3200 \text{ m.}$$

B-Etude de puits ONM543

1. Les résultats des paramètres estimés par logiciel de l'interprétation (saphir) :

D'après les données de production et les données de test du Build-Up réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après utilisation de logiciel (saphir) pour ONM543 comme suivant (Figure III-7) .

D'après la courbe de log-log on distingué les régimes caractéristique de puits ONM543:

- ❖ Early time: Effet de wellbore storage,
- ❖ Middle time : Pénétration partielle.
- ❖ Late time: Rectangle (système fermé).

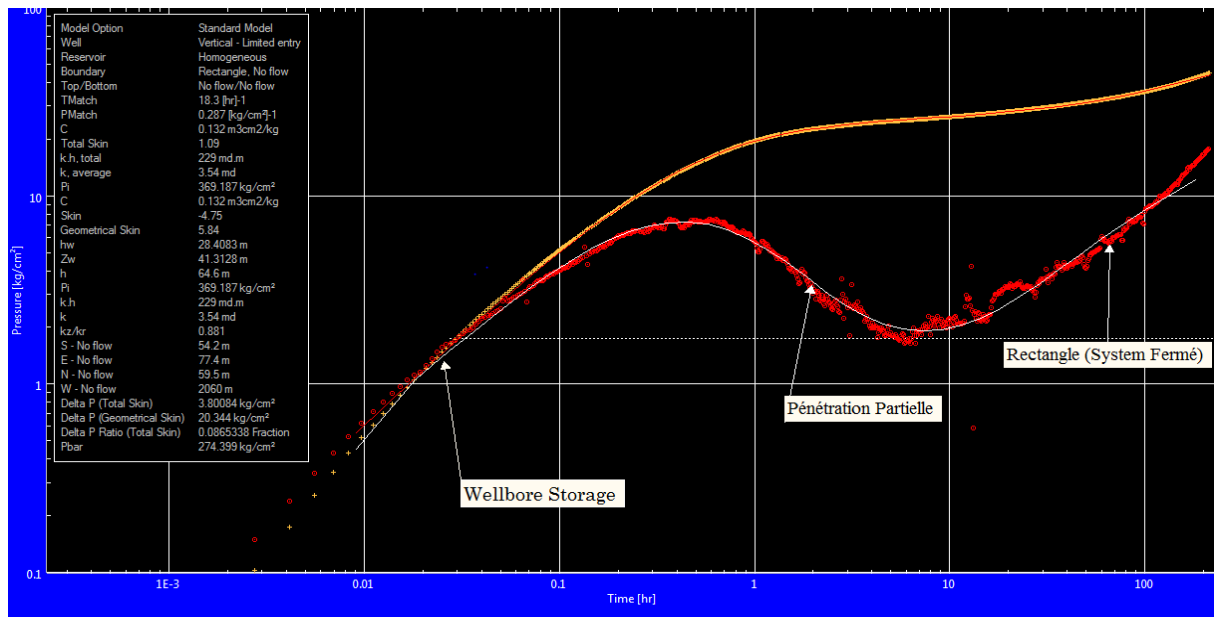


Figure III-7 : variation de pression (ΔP) et leur dérivée ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt) pour ONM543

2. Application de l'analyse Nodal avec Prosper sur puits ONM543 :

Pour déterminer le point de fonctionnement de system (Q_o , P_{wf}), on va introduire les données de Build up et de jaugeage du puits ONM543 dans le logiciel PROSPER, les étapes de l'application sont les suivantes :

$$Q=4.67 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\text{GOR}+212\text{m}^3/\text{m}^3$$

$$P_i=25 \text{ kg/cm}^2\text{a}$$

$$P_g=214.6 \text{ kg/cm}^2\text{a}$$

$$P_{fd}=139.6 \text{ kg/cm}^2\text{a}$$

$$IP=0.064 \text{ (m}^3/\text{h)/ (kg/cm}^2\text{a)}=1.536\text{(m}^3/\text{day)/ (kg/cm}^2\text{a)} \text{ [} IP_{ideal}=1.65\text{(m}^3/\text{day)/ (kg/cm}^2\text{a)}]$$

$$\mu_o=0.207 \text{ cp}$$

$$B_o=1.803$$

$$T_i=27^\circ\text{C}$$

$$T_r=110^\circ\text{C}$$

$$d_o=0.785=48.9\text{API}$$

$$d_g=0.859$$

$$W_c=0$$

$$P_b=192 \text{ kg/cm}^2\text{a}$$

$$R_s=212$$

Partie expérimentales et ses résultats

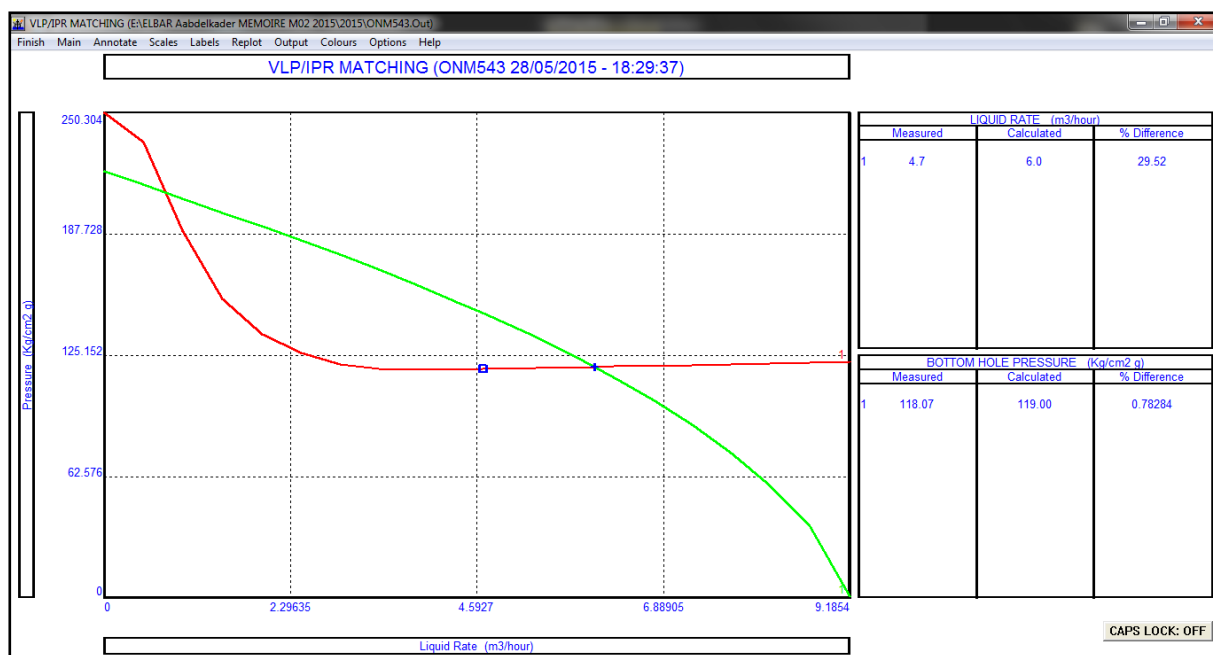


Figure III-8: Le point de fonctionnement D'après matching entre IPR/VLP

D'après matching entre IPR/VLP en remarque que meilleur début si $6 \text{ m}^3/\text{h}$

- Pour augmenté la récupération en peut change diamètre de tubing :

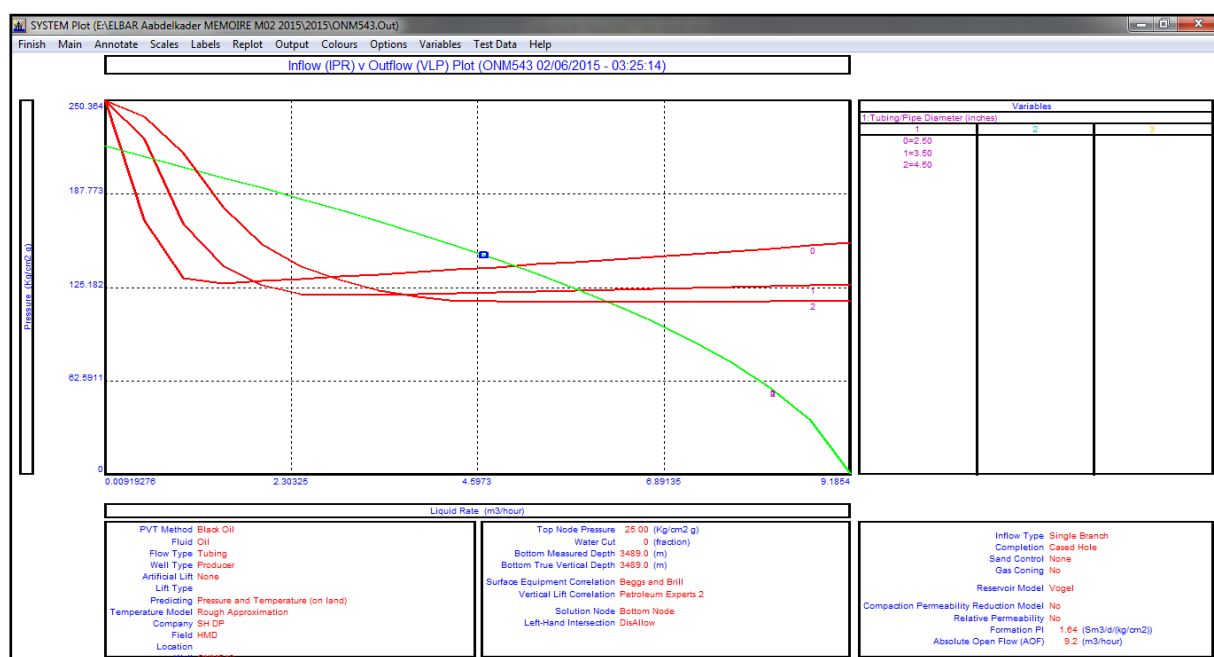


Figure III-9: les déférences diamètre de tubing et début récupéré

Meilleur choix d'un tubing si 4"1/2, mais pour augment la durée de vies de puits, ce début si meilleur et on peut récupérer trois fois plus avec ce tubing.

C- Conclusion

Dans ce chapitre, on présenté les résultats de notre travail on a expliqué comment on a appliqué la méthode de Vogel étape par étape on a donné un exemple d'application numérique pour explication davantage, on a comparé les valeurs actuelle (en service) avec celles données par logiciel de simulation de fonctionnement par cette modèle du puits (Prosper)

Nous avant montré par la comparaison des paramètres de réservoir avant et après l'opération de Optimisation que cette opération est plus utilisé pour le champ de Hassi Messaoud et pour les puits endommagé.

Conclusion et Recommandation

Conclusion et Recommandation

A la lumière de cette étude, on a conclu que les logiciels d'interprétation commercialisés posent le problème de choix de la solution, qui n'est jamais unique et ne possède pas un moyen de vérification de sa validité.

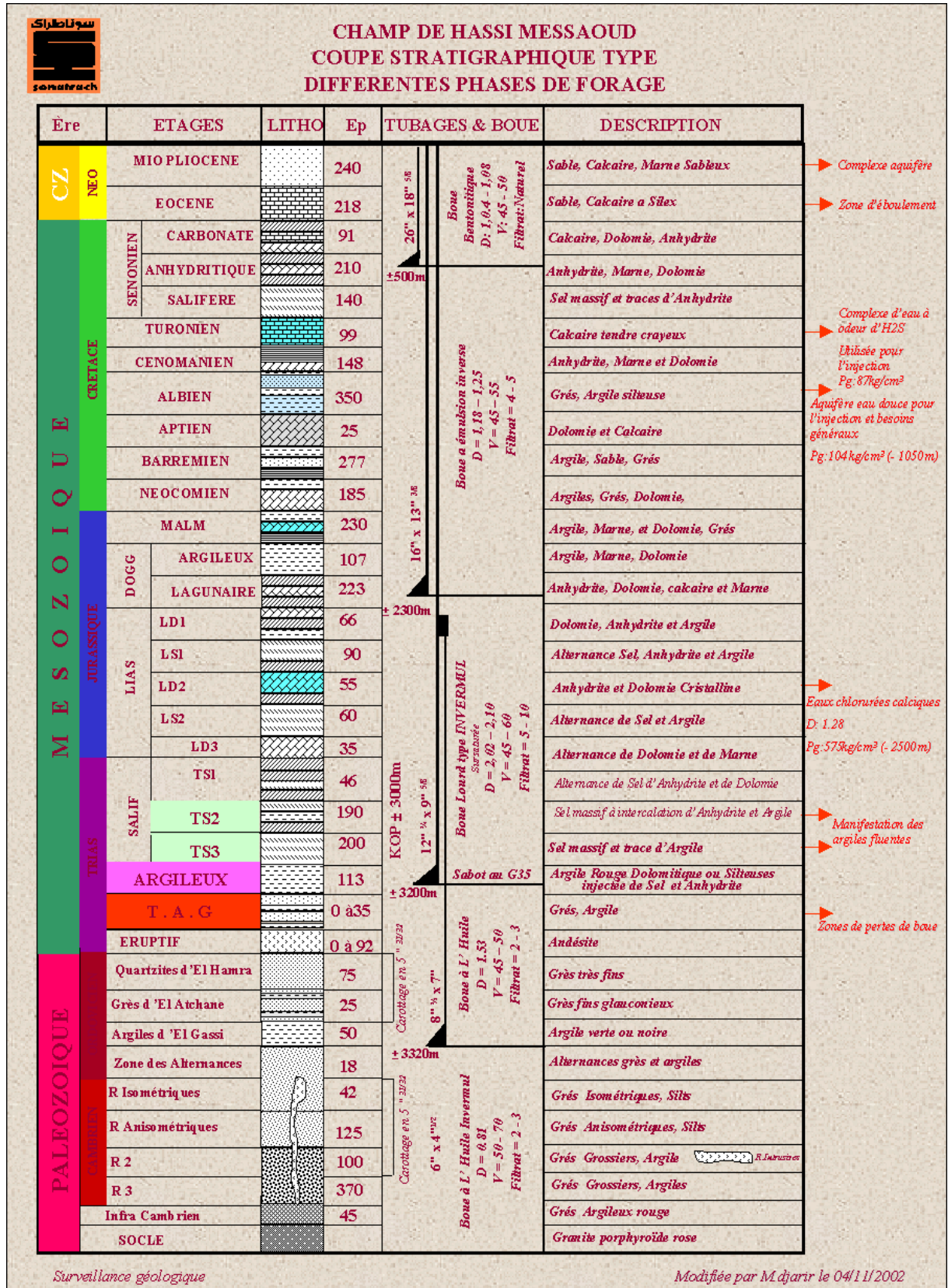
Par conséquent, l'aspect le plus important dans la Vogel, est qu'elle utilise des points et des lignes caractéristiques, dans des équations, déjà démontrées, pour donner des solutions analytiques exactes et uniques.

D'Après l'analyse et l'interprétation du puits MD231 et ONM543 la validation de model de cette puits que ce modèle est idèle, donc on peut remarque que les perte des charges est très grande dans réservoir et aussi dans tubing.

Dans réservoir on année 2001 on fait une opération de fracturation hydraulique elle donne des résultats tempore est-elle endommagé par les venu des asphaltant, on peut stimuler par la vache chimique (on utilise le reforming, les aromatiques).

Aussi les pertes dans la colonne de production on peut influencer sur la densité de fluide par injection de gaz-lift dans le tubing.

Annexe



Annexe

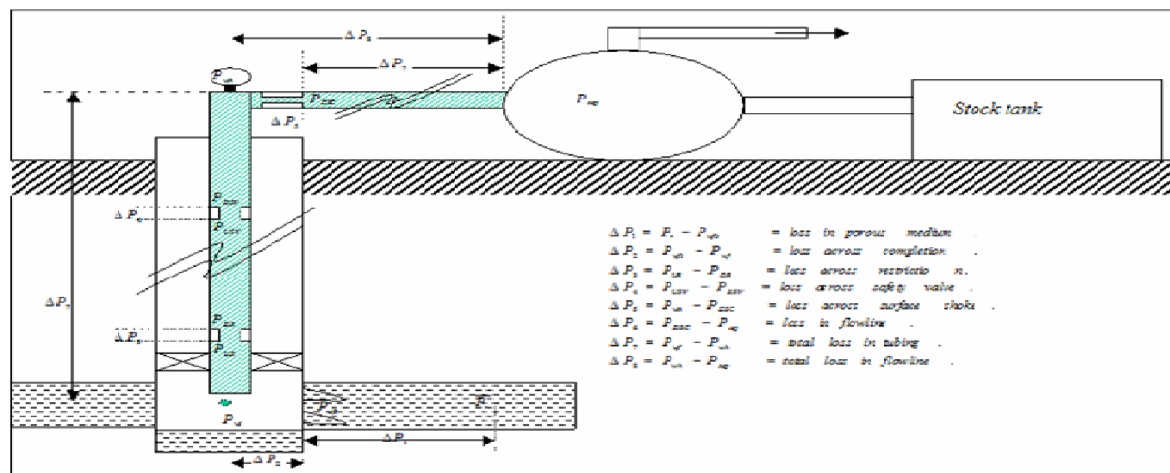
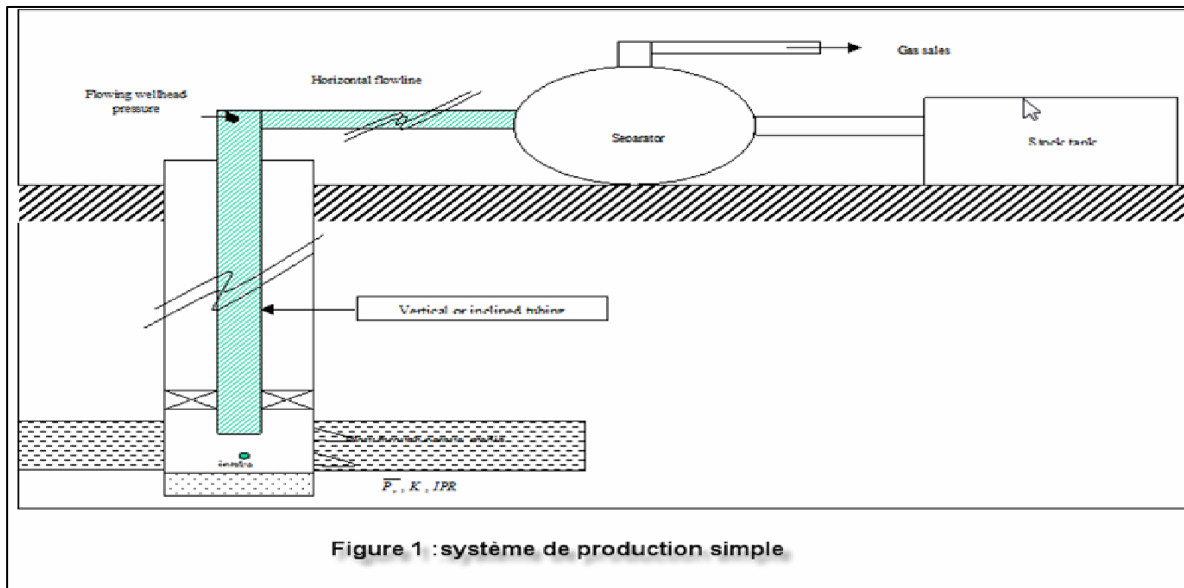
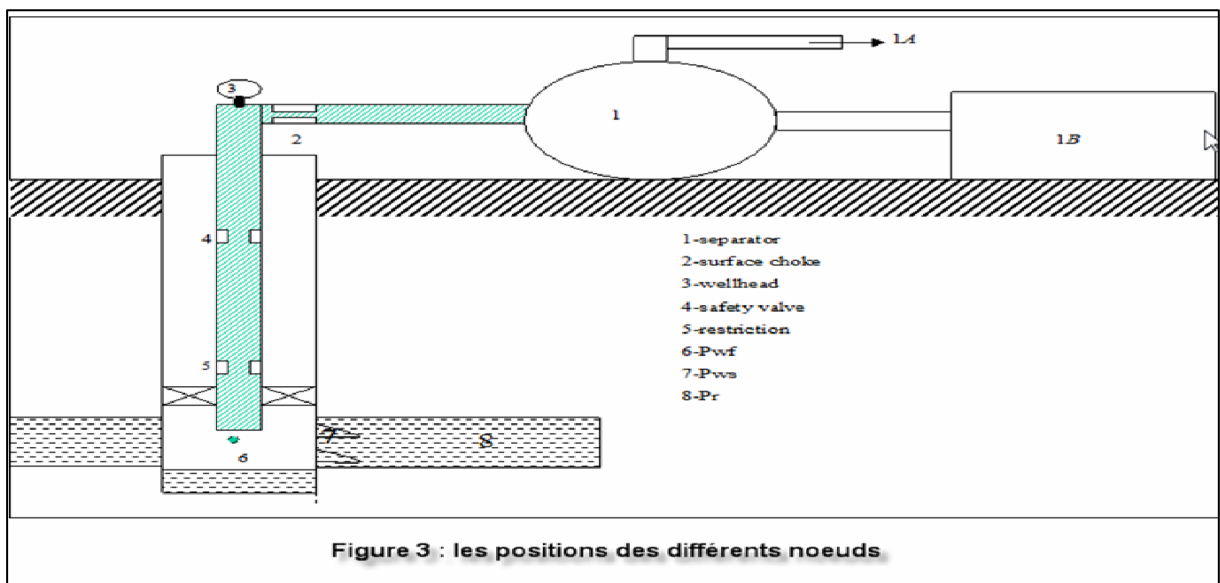


Figure 2 : les pertes de charge possible dans un système de production



Annexe

Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	Index Prod. Inj.	HK			Ski n	Dus e	Remarques	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			Proche	Lointain	(H w * Kyz)				
DST	23/05/1975	236.4	214.97	53.4	Huile	2.8	.378	301	-	-	-1.7	9.5	DST1
EP BU	01/07/1975	244	190	51	Huile	10.77	.235	376	-	-	3.4	0	EPBU
BUILD UP	04/09/1979	216	71.7	15.6	Huile	11.9	.088	71	-	-	-3	0	BU
BUILD UP	07/05/1982	212.5	88.8	19.2	Huile	8.8	.077	79	-	-	-2.1	20	BU
BUILD UP	30/11/1986	208.64	85.67	19.4	Huile	7.46	.066	66	-	-	-3	20	BU
BUILD UP	30/03/1988	204.78	82.44	19.3	Huile	8	.071	70	-	-	-3.06	20	BU
PFD	10/03/1990	200	86.83	21.4	Huile	7.71	.07	-	-	-	-	20	PFD
BUILD UP	08/02/1992	210.96	96.03	20.4	Huile	7.18	.068	68	-	-	-3.4	20	RP
BUILD UP	10/02/1998	197.17	77.65	20.3	Huile	6.69	.061	70	-	-	-2.15	20	BU
BUILD UP	31/10/1998	196.23	93.52	18	Huile	3.82	.04	67	0	-	.7	20	BU
BUILD UP	17/04/2005	226	105.66	21.1	Huile	5.94	.0491	92	-	-	.19	16.67	Puits en perced eau de gisement et de l injecteur eau MD100.

System Summary (MD231.Out)

Fluid Description: Fluid: Oil and Water, Method: Black Oil

Separator: Single-Stage Separator

Emulsions: No

Hydrates: Disable Warning

Water Viscosity: Use Default Correlation

Viscosity Model: Newtonian Fluid

Well: Flow Type: Tubing Flow, Well Type: Producer

Well Completion: Type: Cased Hole, Sand Control: None

Reservoir: Inflow Type: Single Branch, Gas Coning: No

User information: Company: SONATRCH, Field: HMD, Location: Z17, Well: MD231, Platform: , Analyst: , Date: mardi 14 avril 2015

PER DATA plot showing pressure vs. distance.

Annexe

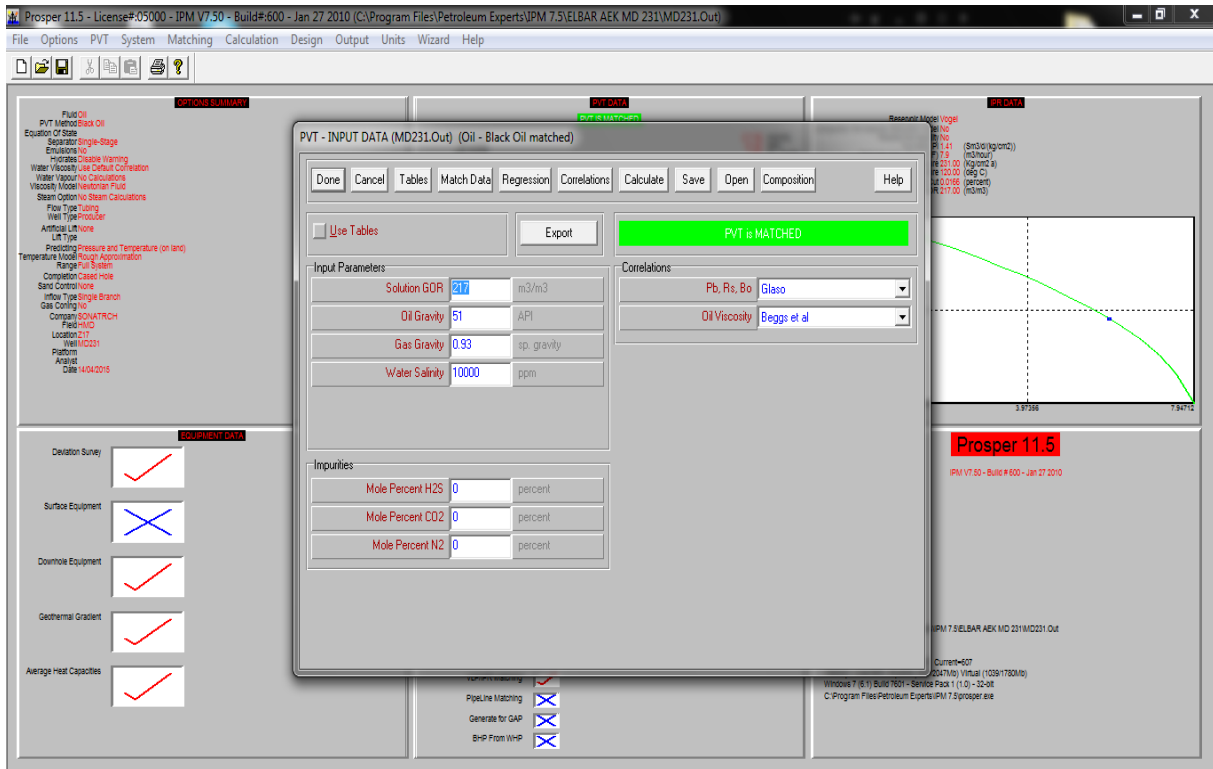


Figure : Input data pour puits MD231

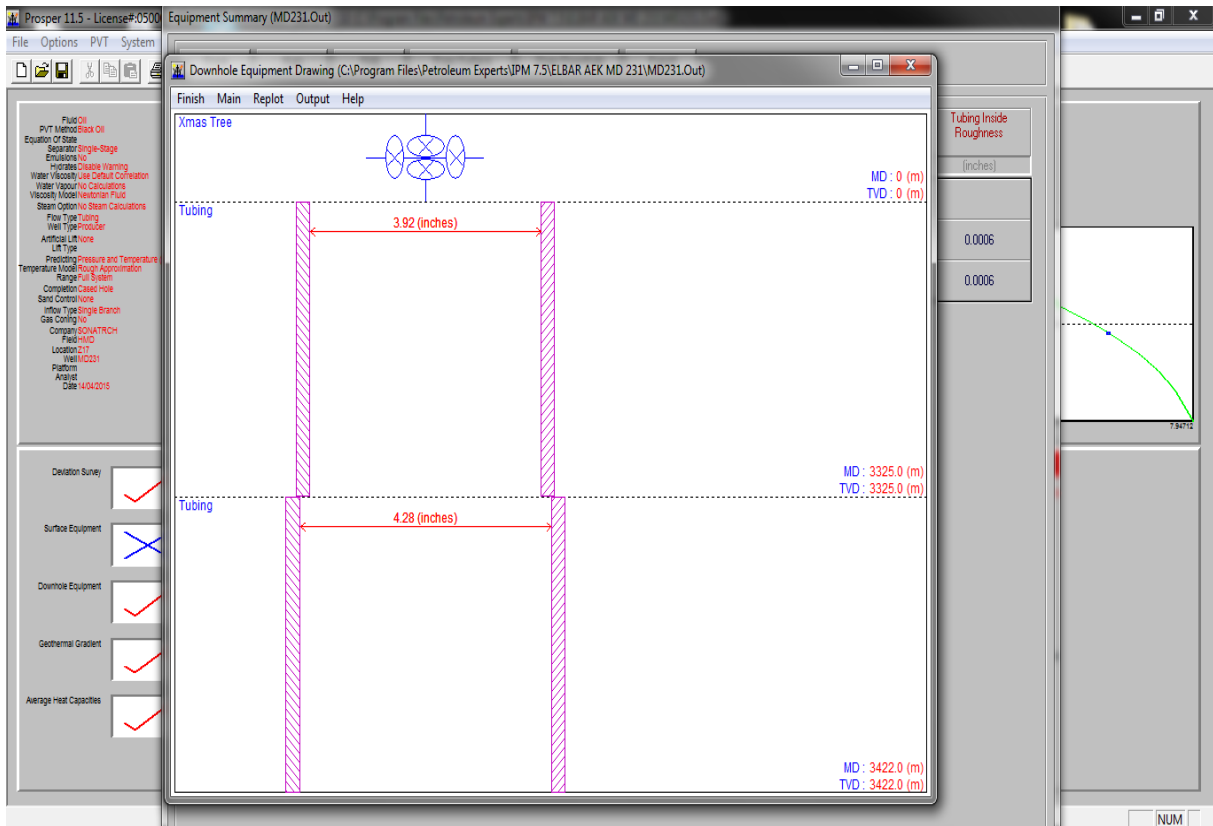


Figure :profile de puits MD231