

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 prof**

Présenté Par :  
**Benzeghmane Mohammed Yacine**  
**Benamor Islem**  
-THEME -

---

**OPTIMISATION DE PRODUCTION D'UN PUIT**  
**D'HUILE PAR L'OPTIMISATION DE PERIODE DE**  
**BUILDUP EN COUR DE TEST**

---

Soutenu le:

**Jury :**

<b>Président :</b>	Univ.Ouargla
<b>Encadreur :</b>	Univ.Ouargla
<b>Examineur :</b>	Univ.Ouargla
<b>Examineur :</b>	Univ.Ouargla

**Année universitaire:2019 /2020**

## Résumé

Les réservoirs contiennent des fluides des hydrocarbures de haute compressibilité à hautes pressions et températures, qui représentent l'énergie de production, ce qui conduit à la fois à la compression de ces fluides et lors de faire de test de remontée de pression, la période de fermeture est d'une grande importance car elle est très coûteuse dans la pratique de well testing et d'équipement. Des Calculs mathématiques et quelques techniques modernes grâce auxquelles optimisez le moment approprié pour la période de fermeture du puits, dont des objectifs ont été préalablement déterminés.

Mots clés : optimisation , durée de test , débit optimum; pertes de charge.

## Abstract

The reservoirs contain hydrocarbon fluids of high compressibility at high pressures and temperatures, which represent the production energy, which leads both to the compression of these fluids and during the pressure build up test, the period of buildup shut in is of great importance as it is very expensive in the practice of well testing and equipment. Mathematical calculations and some modern techniques thanks to which optimization the appropriate moment for the period of shut in of the well, the objectives of which have been previously determined.

Key words: optimization; test period; optimum flow; losses of pressure.

## المخلص

تحتوي المكامن على موائع هيدروكربونية ذات انضغاطية عالية عند ضغوط و حرارة عاليين واللذين يمثلان الطاقة الطبقيّة للإنتاج و التي تؤدي في الوقت نفسه إلى انضغاط هذه الموائع و عند إجراء اختبار تراكم الضغط فان لفترة الغلق أهمية عظيمة لأنها مكلفة جدا من الناحية العملية و العتاد ولهذا جعلت بعض الحسابات الرياضية وبعض التقنيات الحديثة من خلالها تكتشف الزمن المناسب لفترة غلق البئر التي حددت أهدافها مسبقا .

## كلمات مفتاحية

تحسينات إنتاج, فترة اختبار تراكم الضغط, تدفق مثالي, ضياع في الضغط

## **REMERCIEMENT**

*Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.*

*Nous remercions chaleureusement notre encadreur **Mr. FAISSAL DjABES** pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Nous adressons également un grand merci à : **MrS. ATTLILI ,  
HELLALI ,ZOUBIDI,ZAATOUT ,MILOUDI ,CHATTI,DEBBI**  
qui ont beaucoup aidé à réaliser ce travail dans de bonnes conditions.*

*Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'université kasdi merbah qui ont contribué à notre formation.*

*Enfin, nous remercions toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.*

## *DEDICACE*

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents qui m'ont soutenu et contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères et à tous les membres de ma famille sur tout : mon fils A. Allah aldjaber, mon épouse soumia, mes oncles, grande mère souda.

Je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout: islam, aziz, fethi ;

Je dédie ce travail à tous les personnels de la direction régionale de sonatrach DP GASSI  
TOUIL ;

Je dédie ce travail à tous les amis de groupe 2<sup>ème</sup> master production professionnel

A la fin je dédie très chaleureusement cette mémoire a mon ami ISLAM BENAMOR.

**MOHAMMED YACINE BENZEGHMANE**

*Au meilleur des pères*

*A ma très chère maman*

*Qu'ils trouvent en moi la source de leur fierté*

*A qui je dois tout*

*A ma sœur AMINA et mes frères WASSIM, HAMZA*

*A qui je souhaite un avenir radieux plein de réussite*

*A mes Amis*

*A tous ceux qui me sont chers*

*A la fin à mon binôme Mohammed Yacine Benzeghmane*

*Et ça famille*

**BENAMOR ISLEM**

# Tables des matières

---

## *Table des Matières*

---

Liste des notations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Introduction générale.....	1

## *Synthèse bibliographique*

## **CHAPITRE I : PRINCIPE DES ESSAIS DES PUIITS.....3**

1. INTRODUCTION.....	3
2. DEFINITION, OBJECTIFS ET PRINCIPE DES ESSAIS :.....	3
3. LES DIFFERENTS TYPES D'ESSAIS DE PUIITS .....	4
3.1. Les essais initiaux .....	4
3.2. Les essais périodiques .....	4
4. Theories de base des essais de puits .....	5
4.1. Equation de diffusivité .....	5
4.2. Résolution de l'équation de diffusivité .....	8
4.3. Principe de superposition.....	9
4.3.1. Remontée de pression.....	9
4.4. Rayon d'investigation.....	10

## **CHAPITRE II : Le DST (Drill Stem test).....12**

1.	Définition .....	12
2.	Principe du DST .....	12
3.	Description du matériel utilisé pour le DST .....	12
4.	Différentes phases d'un DST .....	17
4.1.	Phase préparatoire .....	17
4.2.	Déroulement du test .....	17
5.	Exemple de diagramme d'enregistrement de fond lors d'un DST .....	18
6.	Exploitation des données du dst .....	19
6.1.	Système d'acquisition.....	19
6.2.	Outils descendus au câble électrique.....	19
6.3.	Ordinateurs d'acquisition de surface et de traitement des données .....	20
6.3.1.	Le système CSU .....	20
6.3.2.	Le système CAS/CIS.....	21
6.3.3.	Système CAS portable.....	21

## **CHAPITRE III : LES PERIODES D'UN ESSAI DES PUITES .....24**

1.	Les méthodes d'essais.....	23
1.1.	Essai en débit .....	23
1.2.	Essais en fermeture.....	23
1.3.	Essais d'injection.....	24
1.4.	Essais d'interférence ou de pulse .....	23
1.5.	Essais des puits à gaz.....	23
2.	régime d'écoulement .....	23
2.1.	Régime transitoire .....	23
2.2.	Régime pseudo-permanent .....	23

2.3.	Régime permanent .....	24
3.	Les types d'écoulement .....	24
3.1.	la capacité de stockage wbs .....	24
3.2.	Écoulement linéaire de la fracture xf .....	25
3.3.	Écoulement bilinéaire .....	26
3.4.	Écoulement sphérique .....	27
3.5.	Écoulement Radial .....	27
3.6.	Écoulement de canal linéaire .....	28
3.7.	écoulement radial vertical.....	28
3.8.	écoulement horizontal linéaire .....	29
3.9.	écoulement elliptique .....	30
3.10.	Écoulement radial horizontal .....	30
4.	Les périodes de fermeture .....	31
4.1.	Exemple d'une fermeture après un débit simple .....	31
4.2.	Estimation période de fermeture .....	32
5.	Les méthodes d'analyse .....	32
5.1.	Analyse des courbes type de pression (L'échelle log-log).....	32
5.1.1.	Méthode de calage log-log .....	34
5.1.2.	La dérivée (D.BOURDRET) .....	35
5.2.	Méthodes conventionnelle .....	36
5.2.1.	Echelle semi log .....	36
5.2.1.1.	Méthode de HORNER .....	36
<b>CHAPITRE IV: OPTIMISATION DE SYSTEM DE PRODUCTION.....</b>		<b>42</b>
1.	Concept de L'analyse Nodal .....	41
2.	Procédure D'application de L'analyse Nodal .....	42
3.	Objectifs de L'analyse Nodal .....	43
4.	Application de L'analyse Nodal .....	44

4.1.	Inflow performance Relationship.....	44
4.2.	Les Equations de Performance d'un réservoir .....	44
4.2.1.	Ecoulement linéaire.....	45
4.2.2.	Ecoulement radial .....	46
4.2.2.1.	Ecoulement de l'huile.....	47
4.2.3.	Concept d'index de productivité.....	48
4.3.	Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile .....	49
4.3.1.	Méthode de Vogel Harrison.....	49
4.3.1.1.	Application de la méthode de vogel.....	50
4.3.2.	Méthode de Fetkovich.....	54
4.3.3.	Méthode de Johns, Blout et Glaze .....	55
4.4.	Prédiction des futures IPR pour les puits d'huile .....	56
4.4.1.	Méthode de Standing.....	56
4.4.2.	Méthode de Fetkovich.....	58
4.4.3.	Combinaison de la méthode de Vogel et de Fetkovich.....	58
5.	Puits horizontaux .....	59
5.1.	IPR Pour Puits Horizontaux.....	60

**Conclusion**

**LISTES DES NOTATIONS, TABLEAUX ET  
FIGURES**

## Liste des Notations

$A_p$	Section du milieu poreux	
$BO$	Facteur volumétrique d'huile de fond	$\frac{2}{B/STB}$
$CD$	Capacité de puits adimensionnelle	-
$C_f$	Compressibilité de la formation	$(kg/cm^2)^{-1}$
$CO$	Compressibilité de l'huile	$(kg/cm^2)^{-1}$
$C_g$	Compressibilité du gaz	$(kg/cm^2)^{-1}$
$C_w$	Compressibilité de l'eau	$(kg/cm^2)^{-1}$
$C_t$	Compressibilité totale	$(kg/cm^2)^{-1}$
$d$	Diamètre du tubing	$In$
$f_{tp}$	Coefficient de friction du mélange (gaz et liquide)	-
$f_w$	Fraction d'eau	-
$f_o$	Fraction d'huile	-
$f$	Coefficient de friction	-
$GLR$	Rapport de gaz sur le liquide	$m^3 / m^3$
$WOR$	Rapport de'eau sur l'huile	$m^3 / m^3$
$g$	Accélération	$m / s^2$
$g_c$	Coefficient de conversion	-
$h$	Épaisseur du reservoir	$m$
$IP$	Index de productivité	$m^3/h/kg/cm^2$
$J$	Index de productivité	$Bbl/day.psi$
$k$	Perméabilité du milieu poreux	$md$
$k_{moy}$	Perméabilité équivalente, horizontal/vertical	$md$
$k_h$	Perméabilité horizontale du réservoir	$md$
$k_v$	Perméabilité verticale du réservoir	$md$
—	Pression moyenne du réservoir	$Kg/cm^2$
$P_{wf}$	Pression de fond dynamique	$Kg/cm^2$
$P_{wh}$	Pression de tête de puits	$Kg/cm^2$
$P_b$	Pression de bulle	$Kg/cm^2$
$P_g$	Pression de gisement	$Kg/cm^2$
$PD$	Pression adimensionnelle	-
$q$	Débit de production	$m^3/h$
$q_{0max}$	Débit maximal	$m^3/h$

<b><i>qb</i></b>	Débit à la pression de bulle	<b><i>m<sup>3</sup>/h</i></b>
<b><i>rw</i></b>	Rayon du puit	<b><i>m</i></b>
<b><i>re</i></b>	Rayon de drainage du puits	<b><i>m</i></b>
<b><i>R<sub>inv</sub></i></b>	Rayon d'investigation	<b><i>m</i></b>
<b><i>r<sub>wa</sub></i></b>	Rayon de puits effectif	<b><i>m</i></b>
<b><i>R<sub>s</sub></i></b>	GOR de dissolution	<b><i>m<sup>3</sup> / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>S</i></b>	Section	<b><i>m<sup>2</sup></i></b>
<b><i>SO</i></b>	Saturation en huile	<b>fraction</b>
<b><i>S<sub>w</sub></i></b>	Saturation en eau	<b>fraction</b>
<b><i>S<sub>g</sub></i></b>	Saturation en gaz	<b>fraction</b>
<b><i>S</i></b>	NikS	-
<b><i>S<sub>m</sub></i></b>	Skin mécanique de puits	-
<b><i>s</i></b>	Entropie.	<b><i>kJ/kg.deg</i></b>
<b><i>t<sub>BU</sub></i></b>	Temps de fermeture	<b>hr</b>
<b><i>t<sub>p</sub></i></b>	Temps de production	<b>hr</b>
<b><i>t<sub>D</sub></i></b>	Temps adimensionnel	-
<b><i>T</i></b>	Température.	<b>°C</b>
<b><i>T</i></b>	Température moyenne	<b>°C</b>
<b><i>v</i></b>	Vitesse apparente du fluide	<b><i>m / s</i></b>
<b><i>v</i></b>	Vitesse	<b><i>m / s</i></b>
<b><i>v<sub>s</sub></i></b>	Vitesse de glissement	<b><i>m / sec</i></b>
<b><i>v<sub>sl</sub></i></b>	Vitesse spécifique du liquide	<b><i>m / sec</i></b>
<b><i>v<sub>sg</sub></i></b>	Vitesse spécifique du gaz	<b><i>m / sec</i></b>
<b><i><u>dP</u> dx</i></b>	Gradient de pression dans le sens d'écoulement	<b><i>Psi/ft</i></b>
<b><i>φ</i></b>	Porosité du reservoir	-
<b><i>θ</i></b>	Angle	°
<b><i>ρ<sub>0</sub></i></b>	Masse volumique d'huile	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>ρ<sub>w</sub></i></b>	Masse volumique d'eau	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>ρ<sub>L</sub></i></b>	Masse volumique de liquid	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>ρ<sub>g</sub></i></b>	Masse volumique de gaz	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>ρ<sub>f</sub></i></b>	Masse volumique du mélange	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>
<b><i>m</i></b>	Masse spécifique moyenne du mélange	<b><i>kg / m<sup>3</sup></i></b>

	Différence	-
$\Delta P_{skin}$	Chute de pression du au skin	$Kg/cm^2$
$\mu$	Viscosité du milieu	$Cp$
$\mu_g$	Viscosité de gaz	$Cp$
$\mu_w$	Viscosité de l'eau	$Cp$

---

### *Liste des tableaux*

---

Tableau III.1 : illustre les régimes d'écoulement selon les régions de temps et le type de puits	25
Tableau III.2: illustre de coefficient de l'effet de WBS	26
Tableau III.3: dérivative d'écoulement linéaire de la fracture xf	27
Tableau III.4: dérivative de l'écoulement bilinéaire	28
Tableau III.5: illustre de l'écoulement sphérique en buildup test	29
Tableau III.6: la dérivée de la pression en écoulement Radial	29
Tableau III.7: illustre de la dérivée d'écoulement de canal linéaire	30
Tableau III.8: la dérivée écoulement radial vertical	31
Tableau III.9: la dérivée de l'écoulement horizontal linéaire	32

## Liste des figures

Figure I.1: illustre la loi de conservation de la masse	6
Figure I.2: test en fermeture	10
Figure I.3: Historique quelquonque	10
Figure II.1: schéma simple de train de DST	16
Figure II.2: Circulating head et choke manifold de DST	17
Figure II.3: Exemple de diagramme d'enregistrement de fond lors d'un DST	20
Figure III.1: l'effet de wellbore storage	26
Figure III.1.a: dérivative l'effet de Wellbore Storage XF	26
Figure III.2 : Ecoulement linéaire de la fracture xf	27
Figure III.2.a: dérivative Ecoulement linéaire de la fracture xf	27
Figure III.3: Écoulement bilinéaire	28
Figure III.3.a: dérivative Ecoulement bilinéaire	26
Figure III.4: Écoulement sphérique	28
Figure III.4.a : semi-log plot écoulement sphérique	28
Figure III.5: Écoulement Radial	29
Figure III.5.a: le dérivé de pression d'écoulement Radial	27
Figure III.6: Écoulement de canal linéaire	30
Figure III.6.a: la dérivée écoulement de canal linéaire	28
Figure III.7: Ecoulement radial vertical	31
Figure III.7.a: la dérivée écoulement radial vertical	31
Figure III.8: écoulement horizontal linéaire	31

Figure III.8.a: la dérivée écoulement horizontal linéaire	31
Figure III.9: écoulement elliptique	32
Figure III.9.a: la dérivée écoulement elliptique	32
Figure III.10: Écoulement radial horizontal	32
Figure III.10.a: la dérivée d'écoulement radial horizontal	32
Figure III.11: PSSF en cours BU	33
Figure III.12: Réponse d'un puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir à comportement homogène et infini. Echelle log-log	35
Figure III.13: le tracé échelle log-log $\Delta p$ vs $\Delta t$	36
Figure III.14: remontée de pression Echelle log-log	37
Figure III.15: représente remontée de pression Méthode de calage log-log	37
Figure III.16: évolution de p et q en cour DD et BU	39
Figure III.17: Le tracé semi-log de la pression $P_{ws}$ en fonction du temps	40
Figure IV.1: Perte de charge possible dans un système de production	43
Figure IV.2: Représentation des différentes positions des nœuds	44
Figure IV.3: Point de fonctionnement	45
Figure. IV.4: Ecoulement linéaire	49
Figure. IV.5: Ecoulement radial	49
Figure. IV.6: Vogel IPR	53
Figure. IV.7: Forme d'IPR pour	55
Figure. IV.8: Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement	58

# **INTRODUCTION GENERALE**

## **Introduction**

L'objectif principal de l'optimisation est d'améliorer la capacité d'un système de production à obtenir un débit optimum. L'idée est d'exploiter le puits de production, à chaque instant, au plus près de l'optimum souhaité. On utilise plusieurs ouverture et fermeture de puits en cours de test DST. Pour y parvenir, un modèle puits /réservoir optimisé pour fournir une solution optimale. La collecte et l'analyse des données du puits en temps réel (RTO) aident la prise de décisions bonnes et optimales rapide pour adapter au comportement réel d'entrée-sortie du réservoir et puits.

Un autre aspect important est l'intégration des outils standards de petroleum engineering, (intelligents réservoirs management system), par exemple [analyse de la courbe de déclin, bilan des matières, courbes de relation de performance (IPR) et simulation de réservoir]

Actuellement, une courbe IPR obtient non seulement des données par mois mais par jour. Cela donne à l'ingénieur, des opportunités complètement nouvelles pour une observation plus approfondie du débit.

Les tests de puits en particulier (buildup test) est généralement instantané dans le temps, fournit avec la surveillance des paramètres du réservoir par exemple, l'altération de la perméabilité, l'endommagement de puits (skin effect), la pression de réservoir,...etc. au fur et à mesure de la progression du temps.

On a divisé ce mémoire en quatre chapitres. D'abord, on a donné la base théorique des essais des puits dans le premier chapitre, puis un aperçu sur le test DST en temps réel (RTO) dans le deuxième chapitre ; dans le troisième chapitre on a exposé les périodes de test et analyse des courbes types et la dérivé, la base essentiellement utilisé dans l'interprétation des essais des puits producteur d'huile, en suite on a expliqué les différents régimes d'écoulement qui peuvent avoir lieu pendant un essai de puits buildup, et les différentes hypothèses simplificatrice.

Dans le chapitre quatre on a donné une étude théorique d'optimisation de performance de réservoir IPR.

Et à la fin on a terminé le mémoire par une conclusion.

# **CHAPITRE I**

## CHAPITRE I : PRINCIPE DES ESSAIS DES PUITES

### 1. INTRODUCTION :

L'exploitation du réservoir (le gisement) nécessite la connaissance d'un certain nombre de ses caractéristiques (Pr, K, skin, Ri,  $\phi$ , ...etc) cela peut être réalisé au moyen de plusieurs techniques telles que:

- ✓ Le carottage,
- ✓ Les opérations de diagraphie,
- ✓ Les essais des puits

Les techniques d'exploitation profondes (carottage mécanique, carottage électrique, diagraphie instantanée) ne donnent que des présomptions sur la nature des fluides contenus dans les zones poreuses au fur et à mesure de leur traversée, d'autres informations telle que :

- ✓ Présence ou non des hydrocarbures dans la zone traversée,
- ✓ La pression de réservoir,
- ✓ Skin, rayon de drainage,

Ne peuvent être déterminées que par l'interprétation des données acquises par les différents types d'essais de puits.

Il existe plusieurs types d'essais de puits mais, ils consistent tous à enregistrer la pression dans le puits, au niveau du réservoir, après une variation du débit qui provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir, soit fin de forage ou durant l'exploitation.

Ce chapitre décrit ces différents types d'essais de puits et en particulier le DST qui donne la première image sur le gisement après le forage, ainsi les différentes méthodes d'interprétation.

### 2. DEFINITION, OBJECTIFS ET PRINCIPE DES ESSAIS :

Les essais des puits consistent à des mesures de pression et température dans le puits au niveau du réservoir, ils ont pour objectif :

- ✓ Détermination de la nature de fluide ;
- ✓ Détermination de la capacité de production ;
- ✓ Evaluation des caractéristiques du réservoir (Pr, Pfd, skin, Ri ....) ;
- ✓ Contrôle d'efficacité d'une complétion ou d'un traitement (acidification, fracturation, changement d'horizon).

Ces objectifs peuvent être atteints en faisant varier le débit du puits qui provoquera une perturbation du régime des pressions en fonction du temps et son interprétation fournit ces renseignements

La mesure de pression est faite :

\* Soit dans le puits émetteur de la perturbation ( cas de la majorité des tests )

\* Soit dans un autre puits appelé puits récepteur ( cas des tests interférence )

### **3. LES DIFFERENTS TYPES D'ESSAIS DE PUITES :**

Durant la vie d'un puits, plusieurs types d'essais sont réalisés et ils sont classés comme suit :

- ✓ Les essais initiaux ;
- ✓ Les essais périodiques ;
- ✓ Les essais d'interférence.

#### **3.1. Les essais initiaux :**

les essais en cours de forage, ils sont réalisés une fois dans la vie d'un puits, ils concernent aussi bien les puits d'extension que les puits de développement, ce type d'essai sera plus détaillé dans ce qui suit.

#### **3.2. Les essais périodiques :**

Ils sont réalisés périodiquement afin de suivre l'évolution du gisement et le puits, ils ont pour but la détermination de :

- ✓ La pression statique de gisement ;
- ✓ Le colmatage et les  $k_h$  lointaines et moyennes ;
- ✓ La perméabilité  $k$  ;
- ✓ Le potentiel du puits ;
- ✓ Gradient statique et dynamique des pressions.

On distingue plusieurs types d'essais périodiques selon les types d'enregistrement:

- ✓ Enregistrement sur une période de débit (ex : draw down) ;
- ✓ Enregistrement sur une période de fermeture (ex : build up) ;
- ✓ Soit les deux.

#### **3.3. Les essais d'interférence :**

Ces essais ont essentiellement deux objectifs major :

- ✓ La connaissance si deux puits ou plus sont en communication ;
- ✓ Si cette communication existe, on estime les caractéristiques du réservoir.

Pour cela on mesure sur un puits appelé récepteur les effets d'une perturbation de pression provoquée dans le gisement en variant le débit d'un puits voisin appelé émetteur. Ces essais se font, en générale, en mettant en production ou en injection à un débit constant un puits émetteur et en observant l'évolution de la pression dans un autre puits.

#### 4. Théories de base des essais de puits:

##### 4.1. Equation de diffusivité :

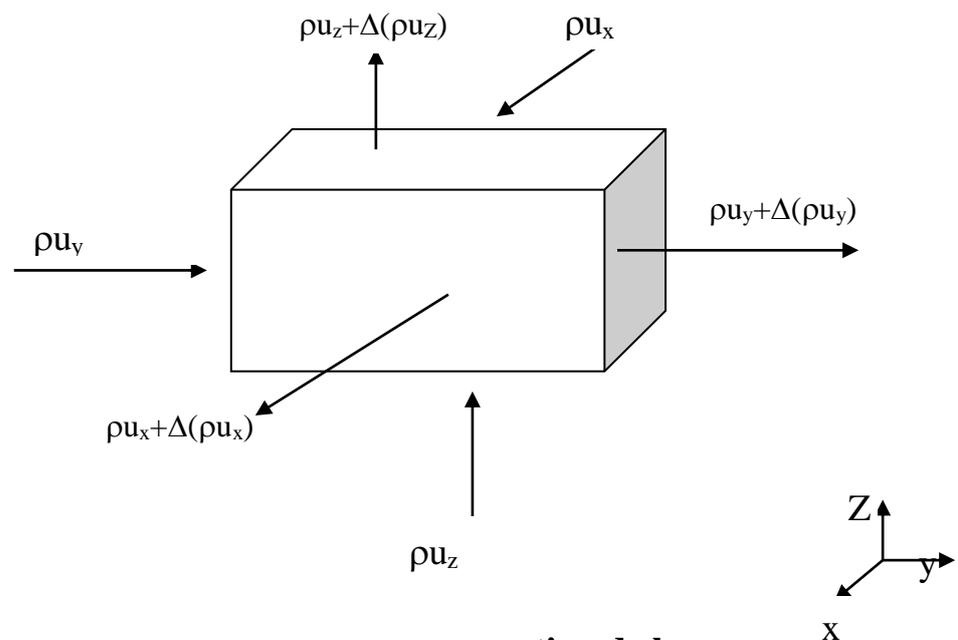
L'estimation de la pression de gisement et des autres caractéristiques du réservoir nécessite une description mathématique de l'écoulement à travers le milieu poreux en fonction du temps.

L'équation de diffusivité est la relation différentielle la plus utilisée dans le domaine du réservoir engineering et en particulier les essais de puits, cette équation est le résultat de la combinaison de trois principes physiques:

- ✓ La conservation de la masse ;
- ✓ La loi de DARCY;
- ✓ Les équations d'état.

On suppose qu'on a un écoulement monophasique dans un milieu poreux de porosité  $\phi$  à trois dimensions (x,y,z).

Du principe de conservation de la masse on développe l'équation de continuité. Pour un volume de contrôle parallélépipède pris dans l'espace fig :I-1



**Figure.I.1 : illustre la loi de conservation de la masse**

Le principe de conservation de la masse consiste en :

quantité de masse input - quantité de masse output = quantité introduite par une source

- ✓ La quantité de masse à l'entrée :  $\rho U_x \Delta y \Delta z$
- ✓ La quantité de masse à la sortie :  $(\rho U_x + \Delta(\rho U_x)) \Delta y \Delta z$
- ✓ La variation de masse pour un temps  $\Delta t$  est :

$$\frac{[\phi \rho \Delta x \Delta y \Delta z]_{t+\Delta t} - [\phi \rho \Delta x \Delta y \Delta z]_t}{\Delta t}$$

Et de même pour les directions y et z ; en remplaçant on trouve :

$$\frac{[\phi \rho]_{t+\Delta t} - [\phi \rho]_t}{\Delta t} \Delta x \Delta y \Delta z - \Delta(\rho U_x) \Delta y \Delta z - \Delta(\rho U_y) \Delta x \Delta z - \Delta(\rho U_z) \Delta x \Delta y =$$

en divisant chaque terme par  $\Delta x \Delta y \Delta z$  et prenant la limite à  $\Delta t, \Delta x, \Delta y$  et  $\Delta z \rightarrow$

On trouve :

$$\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial t} \phi \rho \quad \text{..... (I.1)}$$

Cette équation est l'équation de continuité pour les coordonnées cartésiennes ;

°pour un écoulement radial circulaire :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho u_r) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \text{..... (I.1a)}$$

Généralement l'écoulement monophasique d'un fluide à travers un milieu isotrope est décrit par la loi de DARCY écrite comme suit :

$$\begin{cases} u_x = -\frac{k_x}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \\ u_y = -\frac{k_y}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \\ u_z = -\frac{k_z}{\mu} \frac{\partial P}{\partial z} \end{cases} \quad \text{..... (I.2)}$$

En substituant l'équation (I.2) en (I.1) :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \rho \frac{K_x}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[ \rho \frac{K_y}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[ \rho \frac{K_z}{\mu} \left( \frac{\partial P}{\partial z} + \rho g \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \phi \rho \quad \text{..... (I.3)}$$

Pour l'écoulement radial circulaire :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{r \rho K r}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \text{..... (I.3a)}$$

La compressibilité d'un fluide est définie comme :

$$c = -\frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial P} \quad \text{ou} \quad c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P}$$

Si c est constante on peut écrire :  $\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)}$  ..... (I.4)

Où  $\rho_0$  est la valeur de  $\rho$  pour une pression  $P_0$ .

En introduisant l'équation (6.4) à l'équation (6.3) supposant que la viscosité est constante et on néglige les forces de gravité et puisque :

$$c \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x}$$

on trouve :

$$\left( K_x \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + K_z \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right) + C \left[ K_x \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 + K_y \left( \frac{\partial P}{\partial y} \right)^2 + K_z \left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)^2 \right] + \left( \frac{\partial P}{\partial x} \frac{\partial K_x}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial y} \frac{\partial K_y}{\partial y} + \frac{\partial P}{\partial z} \frac{\partial K_z}{\partial z} \right) = \phi \mu c \frac{\partial P}{\partial t} + \mu \frac{\partial \phi}{\partial t}$$

Si c est très petite, la perméabilité est constante, le milieu est isotrope, la porosité est ..... (I.5)

constante et  $c \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2$  est très petit l'équation précédente se réduit à :

Pour un  $\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t}$  ..... (I.6)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{..... (I.6.a)}$$

Les équations (I.6) et (I.6.a) représentent l'équation de diffusivité en écoulement linéaire et radiale circulaire.

Le terme  $(K / \phi\mu c)$  est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

#### 4.2. Résolution de l'équation de diffusivité:

La résolution analytique de l'équation de diffusivité permet de décrire l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir, cela est basé sur des hypothèses et des conditions aux limites qui spécifient :

- ✓ L'état de pression au début de l'essai;
- ✓ Comment est le réservoir;
- ✓ L'état du puits.

Selon ces hypothèses on distingue plusieurs solutions, dans ce qui suit on citera celle du réservoir infinie où le puits est supposé situé dans un milieu poreux de rayon infinie et les conditions aux limites sont:

$$r \longrightarrow \infty ; p \longrightarrow p_i$$

$p_i$  : est la pression initiale.

La solution est :

$$P(r, t) = P_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[ Ei \left( -\frac{r^2}{4kt} \right) \right] \dots\dots\dots (I.7)$$

Tel que :  $Ei(x)$  est la fonction exponentiel intégrale définie comme :

$$-Ei(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$$

- Pour :  $x < 0.01$  ;  $-Ei(-x) \cong -\ln(\gamma x)$

Tel que  $\gamma$  est la constante d'Euler  $\gamma = 1.78$

- Pour :  $4kt / \phi\mu c r_w^2 > 100$  on peut écrire l'équation (I.7) sous la forme :

$$P(r, t) = P_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{kt}{\phi\mu c r^2} + 0.80907 \right] \dots\dots\dots (I.8)$$

L'expression de la pression pour  $r = r_w$  est:

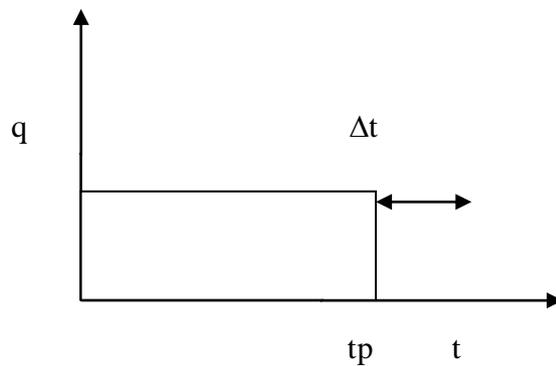
$$P_{wf} = P_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left[ \ln \frac{kt}{\phi\mu c r_w^2} + 0.80907 \right] \dots\dots\dots (I.8.a)$$

### 4.3. Principe de superposition :

L'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de Pression consécutives à chacun des débits. Cette propriété s'appelle principe de superposition ;

#### 4.3.1. Remontée de pression :

On considère le test en remontée de pression le cas est particulièrement intéressant le cas ou  $q_2$  est nul il représente la grande majorité des essais. La figure suivante montre :



**Figure. I.2 : test en fermeture**

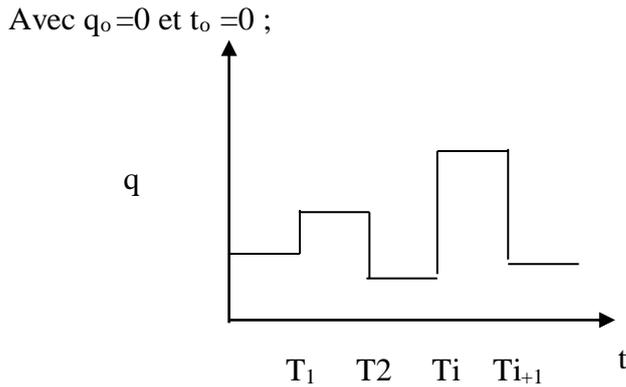
$\Delta P(t)$  sera écrit comme suit :

$$P_i - P(t) = \frac{qB\mu}{2\pi kh} [P_D(tp + \Delta t) + P_D(\Delta t)] \dots\dots\dots(I.9)$$

#### 4.3.2. Historique quelconque :

Dans le cas d'un historique quelconque

$$P_t - p(t) = \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left[ \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) P_D(t - t_{i-1}) \right] \dots\dots\dots (I.10)$$



**Figure.I.3 : Historique quelconque**

**4.4. Rayon d’investigation :**

L’évolution de la pression de fond reflète les propriétés de la zone où la propagation est atteinte, il est intéressant de caractériser la position de cette zone, c’est ce qui recouvre la notion de rayon d’investigation d’un essai.

Il existe un grand nombre de définitions différentes du rayon d’investigation, parmi ces définitions, on note :

✓ Définition de JONES :

Le rayon d’investigation est l’endroit du réservoir où l’évolution de la pression représente 1% de l’évolution observée au puits, dans le système SI :

$$r_i = 4 \sqrt{\left(\frac{kt}{\mu \cdot \phi \cdot ct}\right)} \dots\dots\dots(I.11)$$

✓ Définition de J.Lee et Muskat :

Le rayon d’investigation est l’endroit où l’évolution de la pression est la plus rapide ;

$$r_i = 2 \sqrt{\left(\frac{kt}{\mu \cdot \phi \cdot ct}\right)} \dots\dots\dots(I.12)$$

En unités pratiques (US):

$$r_i = 0,032 \sqrt{\left(\frac{kt}{\phi \cdot \mu \cdot ct}\right)} \dots\dots\dots(I.13)$$

✓ Définition de Poettmann :

Le rayon d'investigation est l'endroit du réservoir traversé par un débit égal à 1% du débit de puits :

$$r_i = 4,29 \sqrt{\left(\frac{kt}{\phi \mu ct}\right)} \dots\dots\dots(I.14)$$

## **CHAPITRE II**

## **CHAPITRE II : Le DST (Drill Stem test) :**

### **1. Définition :**

Les tests en cours de forage (Drill Stem test) sont des essais mises en production provisoires sans modifier l'équipement du puits en d'autre terme c'est une complétion temporaire du puits permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans la roches, réservoir pour savoir :

- ✓ Nature et caractéristique des fluides ;
- ✓ Pression et température du gisement ;
  - ✓ Caractéristiques de la roche réservoir.

Tous ces renseignements nous permettrons de décider le choix de la complétion à installer qui, assure l'acheminement des hydrocarbures dès le réservoir jusqu'à la surface avec un minimum de problèmes.

### **2. Principe du DST:**

Les fluides de formations étant maintenus normalement pendant le forage par la pression exercée sur les couches productrice par la colonne de la boue de forage,

La réalisation d'un DST impose :

- ✓ La diminution de la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester jusqu'à celle le fluide de formation s'écoule vers la surface ;
- ✓ l'acheminement de ces fluides jusqu' en surface sans risque de pollution ou d'éruption ;
- ✓ La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue ;
- ✓ Enregistrement en fond de puits la pression, la température et leurs variations toute la période du test.

### **3. Description du matériel utilisé pour le DST:**

#### ***a- équipement de fond:***

L'ensemble des outils utilisés pour cette opération est appelé train de test, vissé au tain de tige, il permettra de mettre en communication l'intervalle testé avec la surface.

On distingue deux types de train de test:

- ✓ Conventionnel;
- ✓ Le MFE (multi flow evaluator).

**a-1. Le conventionnel:** la composition du train de test de bas vers le haut est:

- ✓ le sabot : situé tout en bas de la garniture de test, peut contenir 1 ou 2 enregistreurs.
- ✓ Crépines : ce sont des tubes perforés par les quels l'effluent pénètre dans la garniture de test et qui agissent aussi comme un filtre vis-à-vis les débris produits.
- ✓ Le packer: c'est la pièce maîtresse du train, il permet d'isoler la formation testée de l'espace annulaire tige-trou. L'isolement est réalisé par écrasement sous le poids d'une partie des tiges d'une garniture de caoutchouc qui vient s'appuyer contre les parois du casing.
- ✓ Joint de sécurité: le risque du coincement du packer est important, dans ce cas le dévissage du joint de sécurité placé au dessus du packer permettra la récupération de la partie libre du train.
- ✓ Coulisse hydraulique: avant de dévisser le joint de sécurité en cas de coincement, il utile d'exercer des efforts de traction sur le packer avec battage grâce à la coulisse hydraulique.
- ✓ Echantillonneur de fond : intégré dans la garniture il permet de piéger l'effluent présent à cette côte. Il est activé en fin de la dernière phase de débit
- ✓ Gaine porte enregistreur: les informations les plus attendus au cours d'un DST sont les enregistrements des pressions. Ils sont indispensables pour interpréter les résultats du test. Par sécurité on ajoutera donc un deuxièmement enregistreur qui pourra également permettre par sa position différente d'expliquer certaines anomalies.
- ✓ Vanne d'égalisation: la réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydraulique de la boue qui s'exerce au dessous du packer. Pour pouvoir à la fin du test décompresser le packer, il est indispensable d'égaliser la pression de part et d'autre du packer qui est assuré par la vanne d'égalisation.
- ✓ Le tester: c'est une combinaison d'une vanne et d'un by-pass, il permet des cycles d'ouverture et de fermeture de la garniture au fond du trou de manière à entraîner des périodes de débit et de recompression de l'effluent contenu dans la couche. Le poids appliqué sur le packer permet l'ouverture du tester et la fermeture du by-pass et le relâchement du poids permet l'opération inverse.
- ✓ Vanne à 5 positions (DCIPV): manœuvré par rotation du train de tiges, possède 5 positions
  - Dans la position 1 et 3 la circulation est établie par l'intérieures des tiges depuis la formation jusqu'à la surface.
  - Dans les positions 2 et 4 la vanne est fermée.
  - La position 5 permet d'isoler la formation et d'établir la circulation entre l'intérieur des tiges et l'annulaire tige-trou.

- ✓ Tête de levage: (ou raccord porte duse ) placée au dessus de la DCIPV, elle sert de tête de levage au train de teste et peut être équipé d'une duse dans le but de limiter le débit dans les formations à forte pressions.
- ✓ Bar catcher: raccord servant à recueillir le Go-devil lancé de la surface.
- ✓ Break of plug: permet d'établir une circulation inverse dans le cas de non fractionnement ou de non utilisation de la DCIPV, pour cette opération il se compose de deux tétons placé en croix qui seront cisailé par le Go-devil lancé à partir de la surface.
- ✓ Pump out sub: permet d'établir la circulation inverse, il se compose de deux plaques qui pourront être éclatées par application de la pression dans les tiges à l'aide des pompes de forage
- ✓ Drill collar +drill pipe: longueur à déterminer suivant la cote d'ancrage du packer.
- ✓ Go-devil: c'est une tige d'acier retenue en surface par le bar dropper, elle sert à briser les tétons du break of plug.
- ✓ Tête de contrôle: c'est une vanne menée d'un raccord spécial permettant la rotation du train de tiges.
- ✓ Manifold de surface: sera relié à la tête de contrôle par chiksane. Il permet la mise en place des duses fixées pour contrôler le débit et la pression.
- ✓ Choke manifold: existe sur l'appareil du forage, on y branche le manifold de surface et la torche de teste, il permet de renvoyer la boue vers les bacs pendant la circulation.

***a-2. Le type MFE (multi flow evaluator):***

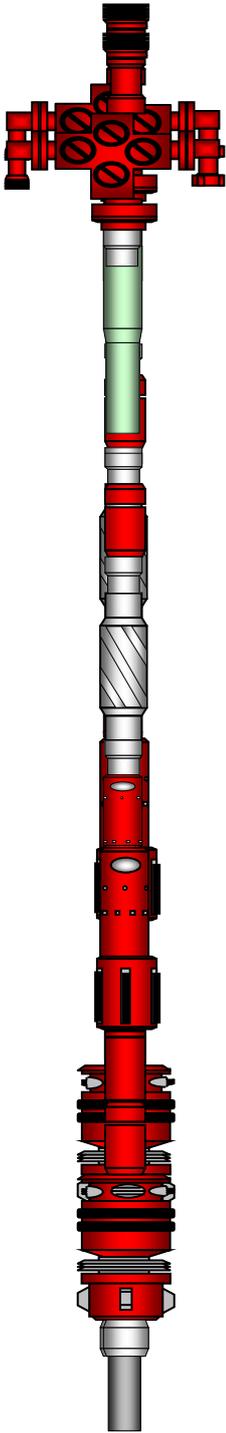
Le DCIPV et le tester seront remplacées ici par la MFE et le BIAS.

- ✓ MFE: remplace la DCIPV, il se manœuvre par mouvement longitudinal du train de tiges et permet un nombre indéterminé d'ouverture et de fermeture.
- ✓ BIAS: outil fonctionnant par l'action de la pression hydrostatique de la boue, cette pression agit sur une surface différentielle créant une force tendant à maintenir d'une part le MFE fermé pendant la descente et d'autre part le packer ancré pendant les manœuvres de l'ouverture et de la fermeture du MFE.

Tous les autres outils constituant le train de teste type conventionnel restent identiques (inchangés).

❖ **Remarque:** le train de test de type MFE est le plus utilisé car il permet un nombre indéterminé d'ouverture et de fermeture contrairement au type conventionnel qui permet seulement deux ouvertures et deux fermetures.

**EXEMPLE D'UN TRAIN DE TEST :**



Description	Top Connection	Lower Connection	OD (in)	ID (in)	Length (ft)
Flowhead					
Swivell					
Crossover, 5 3/4" 4 STUB ACME x 4 1/2" IF Pin	5.75 4-STUB ACME	3 1/2" IF Pin	10,25	2,98	
5 1/2" Drill Pipe 40 stands +2 SINGLES	4 1/2 IF B.	4 1/2 IF P.	5,50		1157,00
Crossover 4 1/2" IF Box x 3 1/2" IF Pin	5 1/2 IF B.	3 1/2 IF P.	6,50		0,68
3 1/2" Drill Pipe (62 Stds)	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3,500	2,600	1778,63
Crossover 3 1/2" IF Box x 3 7/8" CAS Pin	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	5,030	2,250	0,44
5" Slip Joint (full open)	3 1/2" IF Box	3 7/8" CAS Pin	5,000	2,250	6,10
Crossover 3 7/8" CAS Box x 3 1/2" IF Pin	3 7/8" CAS Box	3 7/8" CAS Pin	5,000	2,250	0,47
4 3/4" Drill collars	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	4,750	2,250	139,00
5" Annulus Gauge Carrier	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin			0,89
Crossover 3 1/2" IF Box x 3 7/8" CAS Pin	3 1/2" IF Box	3 7/8" CAS Pin	5,030	2,250	0,37
5" RD Circulating Valve	3 7/8" CAS Box	3 7/8" CAS Pin	5,030	2,250	1,09
Select Tester Valve	3 7/8" CAS Box	3 7/8" CAS Pin	5,030	2,250	7,27
5" .5 Instream Gauge Carrier	3 7/8" CAS Box	3 7/8" CAS Pin	5,000	2,440	2,38
4" 5/8 Big John Jars	3 7/8" CAS Box	2 7/8" EUE Pin	4,625	2,250	
7" RTTS Safety Joint	2 7/8" EUE Box	3 1/2" IF Pin	4,625	2,400	1,04
Top of Packer					1,73
7" Champ Packer Middle of Packer	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	5,650	3,000	
Bottom of Packer					1,07
3 1/2" Drill Pipe (1 Single)	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3,500	2,600	9,59

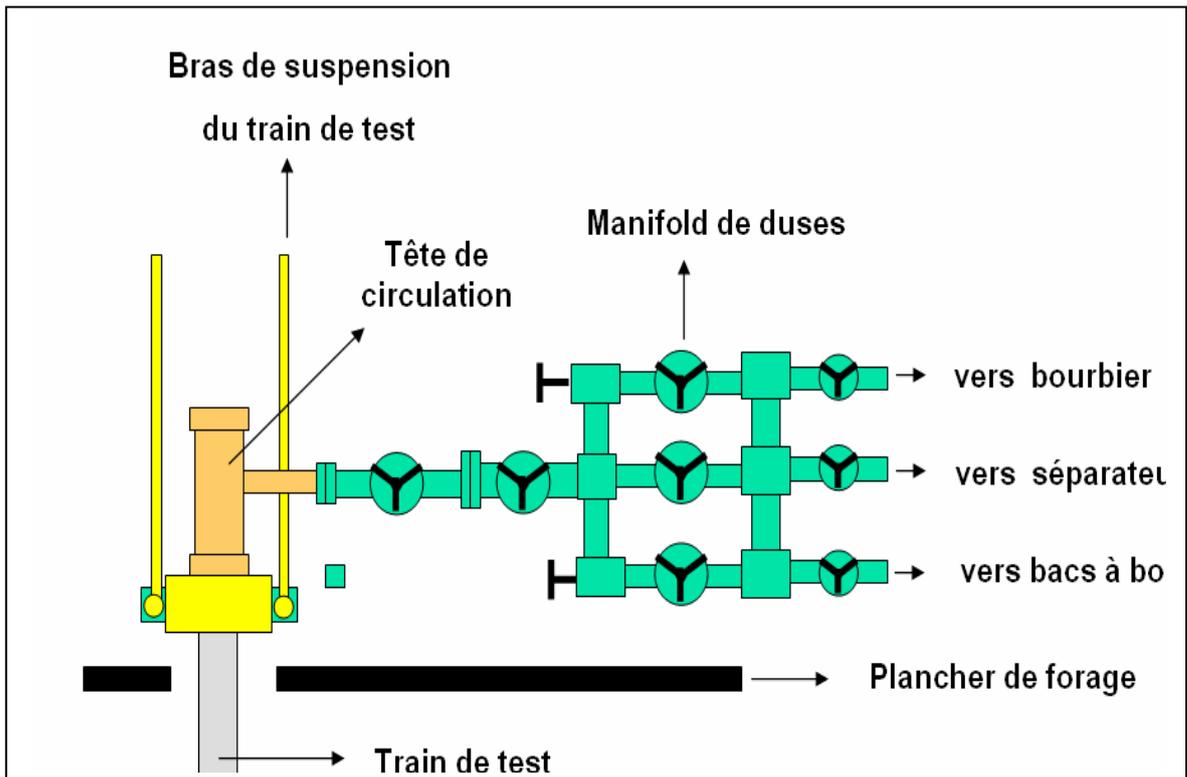
Figure.II.1: schéma simple de train de DST

***b-Equipements de surface:***

L'équipement de surface doit permettre :

- ✓ de supporter les pressions en tête;
- ✓ de créer des contre pressions pour modifier la pression de fond en cours de débit, par utilisation de duse;
- ✓ de récupérer des échantillons;
- ✓ de mesurer le débit d'air contenu dans la garniture au début de test et pousser par le débit de l'effluent au fond du trou;
- ✓ séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau;
- ✓ de stocker ou brûler l'effluent.

Les équipements présentés sur la figure ci-dessous permettent de réaliser les items ci-dessus.



**Figure. II.2 :Circulating head et choke manifold de DST**

#### **4. Différentes phases d'un DST:**

##### **4.1. Phase préparatoire:**

###### ***1-tests de sécurité :***

Avant de commencer l'assemblage d'un train on doit procéder en présence d'un agent de sécurité au :

- ✓ Test des BOP à 5000 psi pendant 15 mn.
- ✓ Test BOP annulaire à 1500 psi pendant 15 mn.
- ✓ Test stop électrique.
- ✓ Vérifier le stockage de la boue, eau et baryte.
- ✓ Délimitation du périmètre de sécurité.

###### ***2-calcul de la garniture:***

Calculer le nombre de longueur de drill pipe et drill collar à descendre en fonction de la cote de d'ancrage du packer qui devra être le milieu du deuxième ou le quatrième tube 7" à partir du bas.

###### ***3-mise en place d'un tampon d'eau:***

C'est la mise en place lors de la descente d'un train de test d'une hauteur d'eau déterminée qui permettra:

- ✓ D'éviter la détérioration des couches non consolidées;
- ✓ De temporiser le démarrage des puits forts;
- ✓ D'éviter le glissement du packer.

###### ***4- assemblage et descente :***

-La descente se fait lentement en évitant de tourner la table de rotation;

-La mise en place du tampon d'eau se fera toute les 3 longueurs afin d'éviter les tampons d'air;

-L'ancrage du packer se fera à la cote déterminée par rotation du train de tige de 3 à 4 tours à droite et application d'un poids de 8 ÷ 10 tons.

##### **4.2. Déroulement du test:**

###### **1- prédébit :**

Destiné à éliminer les fluides sous packer, sa durée ne doit pas dépasser 3 à 4 minutes : c'est la première ouverture.

###### **2- fermeture; enregistrement de la pression vierge:**

Elle dure une heure et permet d'enregistrer la pression de la couche avant tout débit: c'est la première fermeture.

###### **3- Débit:**

C'est la deuxième ouverture, sa durée sera en fonction du comportement du puits, elle permet de relever les pressions en tête.

#### 4- remontée de pression (build-up):

C'est la deuxième fermeture, elle doit être au moins égale à la durée du débit; l'échantillon est pris dans cette période.

- ❖ **Remarque:** pendant la durée de ces opérations on doit constamment surveiller le niveau de la boue dans l'espace annulaire.

#### 5- circulation inverse:

Après la fin de la remontée de la pression on mettra en communication l'espace annulaire et le train de tiges et après fermeture des pipes rams on circulera pendant au moins 2 cycles en présence de boue. Pour les puits non éruptifs on devras notée le volume de boue pompé jusqu'à l'arrivée du tampon d'eau en surface.

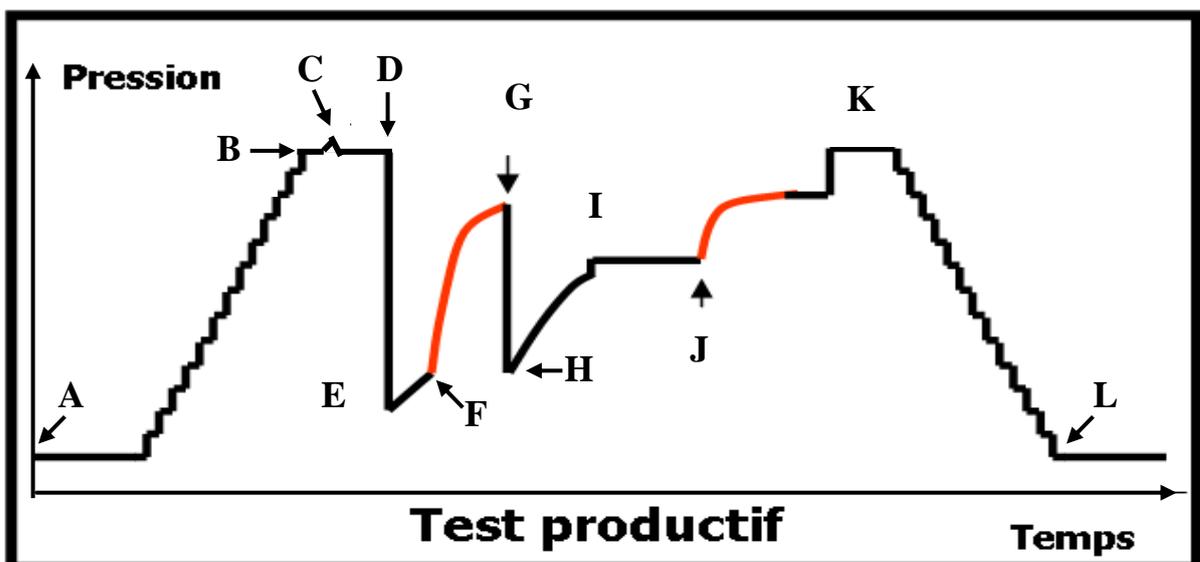
#### 6-désencrage du packer et remonté:

A la fin de circulation inverse on désancre le packer par une simple traction , le train de test doit être remonté lentement à fin d'éviter l'effet de pistonnage et le trou doit être remplie au fur et à mesure.

Toutes les heures de manœuvre et les anomalies doivent être notée avec précision.

### 5. Exemple de diagramme d'enregistrement de fond lors d'un DST:

Le diagramme d'un test productif sur un puits à huile et sous tampon d'eau est représenté sur la figure suivante:



- A : début descente;
- B : fin descente;

- C : ancrage packer;
- D : ouverture tester pour le pré débit;
- E : pression colonne d'eau;
- F: fin pré débit, fermeture pour remontée de pression;
- G: pression vierge;
- H: réouverture;
- I: passage sur duse fixe;
- J: fermeture pour remonter de pression;
- K: égalisation de pression, désancrage packer et début remontée;
- L: fin remontée.

## **6. Exploitation des données du dst:**

### **6.1. Système d'acquisition :**

Les résultats de l'interprétation d'un essai ne peuvent avoir que la précision des outils utilisés pour un acquérir les données ;

Les sociétés de service fournissent aussi bien les capteurs de surface que de fond pour mesurer la pression, le débit, température, la densité de l'effluent ; ils existent sous de nombreuses formes physiques et peuvent être utilisés sur diverses échelles de température, pression, et résolution des mesures. Ils peuvent être descendus dans les puits à l'aide de ligne électrique d'un câble wire line ou d'un train de tige ; les systèmes d'acquisition peuvent être divisés en trois catégories :

- ✓ Outils de fond
- ✓ Outils de surface
- ✓ Ordinateur de surface pour l'acquisition et d'enregistrement des données

Les divers capteurs sont configurés dans les outils de fond comme les outils de logging production PLT les jauges d'enregistrement à mémoire SSDP les enregistreurs de haute pression HPR lecture de pression et température en surface SPRO ou l'outil de fond à fermeture multiples MUST pour répondre aux exigences de la température, de la pression ou des problèmes mécaniques. Aussi bien un autre outil de mesures de pressions important est le RFT (repeat formation tester).

### **6.2. Outils descendus au câble électrique :**

Les outils utilisant un câble électrique comme le PLT, SPRO, ou MUST sont alimentés depuis la surface et leurs données sont calculées, enregistrées et affichées à la surface au fur et à mesure de leurs acquisitions. Le système d'ordinateur de surface peut être le CSU (CYBER SERVICE UNIT), le CAS (computer acquisition système) ou le PCS (portable

computer système) ,la configuration en ligne électrique comporte plusieurs avantages .les bon déroulement des Operations a partir des capteurs de fond peut être continuellement contrôlé et le moindre problème rapidement détecté et corrigé les données peuvent être validées et une interprétation préliminaire réalisées sans interrompre l'acquisition , de plus les données sont immédiatement disponible pour être transmises au bureau du client ou dans un centre d'interprétation de diagraphie de chantier afin de prendre des décisions opportunes ou peut être refaire une interprétation plus détaillée .un grande nombre de client utilisent le système LOGNET qui transmis les données du chantier via un satellite.

Si une vanne de fermeture de fond n'est utilisée, l'effet de stockage de puits (well bore storage) peut perturber l'analyse de la pression transitoire des toutes premières mesures acquises. L'outil de logging production permet les mesurées simultanées du débit (SPINNER) de même que la pression, la température et la densité de l'effluent. Lorsque les données débit sont acquises durant un essai de remontée ou durant ouverture, on peut utiliser le système STAR équipé des techniques de convolution /dé convolution destinée à retirer les effets de stockage du puits au tout début de phénomène. Lorsque l'outil est utilisé dans un mode de logging continu, les profiles de production peuvent être acquis de manière a déterminer les quantistes relatives de production a partir des complétions ou des couches multiple. L'outil de mesure pendant les perforations (MWPT) permet une acquisition continue des données de pression, et de température avant, et pendant, et après les perforations à travers le tubing ou avec le TCP (TUBING CONVEYED PERFORATOR) .cet outils peut être utilisé pour réaliser des opérations de perforations ou d'essais plus efficaces.

L'outil SPRO permet une lecture en surface en temps réel des pressions et des températures de fond, puits ouvert ou fermé, pendant des Operations de DST

Lorsque le puits est prêt pour l'essai, l'outils est descendu et connecté sur l'équipement SPRO.

A la fin des mesures l'outil est déconnecté et remontée avant la circulation inverse. Avant l'introduction du système SPRO le succès d'un essai DST pouvait être seulement déterminé après avoir retiré les jauges de train d'outils .si les essais n'avaient pas été assez longs ils devaient être recommencés.

### **6.3. Ordinateurs d'acquisition de surface et de traitement des données :**

#### **6.3.1. Le système CSU :**

Le terme CSU est familier, il est utilisé dans les opérations de logging au câble électrique depuis plus de 10 ans .le système comprend désormais une mémoire de 1 megabyte, un

lecture « rapide » de bandes magnétique, une prise de graphique XY utilisé pour l'interprétation des essais de puits

Les données sont enregistrées sur des bandes magnétique 9traces au format LIS, lorsqu'un ordinateur auxiliaire est connecté les peuvent être également délivrées sur un disque floppy 5<sup>1/4</sup> inch

### **6.3.2. Le système CAS/CIS :**

Un ordinateur, le CAS est destiné à l'acquisition, tandis que l'autre, le CIS est utilisé pour l'interprétation, la validation ainsi que d'ordinateur d'acquisition de secours ces systèmes peuvent outre les outils de mesure de fond accepter les mesure de surface à partir des DAU ; les graphique de validation et d'interprétation sont supportés à la fois par un écran cathodique et par imprimante ; les mesures sont enregistrées soit sur une cassette ou sur bande inch 1600 BPI au format IBM.

### **6.3.3. Système CAS portable :**

Le système CAS potable offre les mêmes facilites que le système CAS/CIS mais sans équipement redondant

## **CHAPITRE III**

## CHAPITRE III : LES PERIODES D'UN ESSAI DES PUITTS

### 1. Les méthodes d'essais :

Ils existent plusieurs types d'essais des puits ont mentionné comme suit,

- 1.1.Essai en débit :** la pression de fond pendant le débit est utilisé pour l'analyse. Idéalement, le puits doit produire à débit constant mais, en pratique, les mesures faites pendant les débits sont bruitées, et l'analyse n'est pas précise.
- 1.2.Essais en fermeture:** la remontée de pression de fond après la fermeture du puits est utilisée pour l'analyse de réservoir. Avant la, le puits doit avoir été produit assez longtemps pour que le débit se soit stabilisé. Pendant la période de fermeture, le débit est précis nul (zéro).
- 1.3.Essais d'injection :** lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente et, après fermeture, elle diminue (fall-off période). Les propriétés du fluide injecté sont en général différentes de celles du fluide en place.
- 1.4.Essais d'interférence ou de pulse :** la pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur. Les essais d'interférence permettent d'établir la communication entre les puits. Avec l'essai « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.
- 1.5.Essais des puits à gaz :** des méthodes d'essais particulières sont utilisées pour évaluer le débit potentiel des puits à gaz (Absolute Open Flow Potentiel. AOFP) et la possibilité d'écoulements s'écartant de la loi de Darcy (skin S variant avec le débit). Les procédures habituelles sont « Back Pressure test »(Flow after Flow), « Isochronal » et « Modified Isochronal test » ;

### 2. régime d'écoulement :

On a coutume de distingué trois types de régimes d'écoulement qui stabiliser généralement au cours des essais :

#### 2.1.Régime transitoire :

la pression en un point ou circule le fluide varier (suivant une loi non linéaire )avec le temps .c'est le cas des remontée de pression, chute de pression ,essais d'interférence ,essais à débit variables.

#### 2.2.Régime pseudo-permanent :

La pression en un point ou circule le fluide varie linéairement avec le temps, la différence de pression entre deux points restant constante , la pression baisse linéairement avec le temps.

### 2.3. Régime permanent :

La pression en un point ou circule le fluide restante dans le temps .c'est le cas, pratiquement, de la période de débit stabilisé des essais.

### 3. Les types d'écoulement :

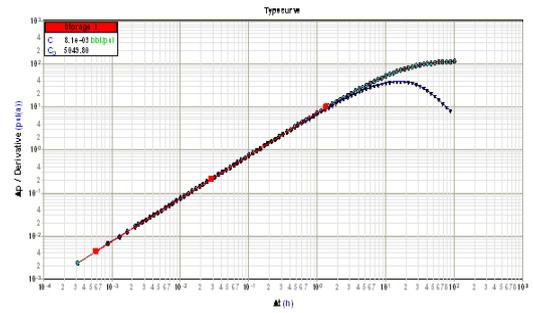
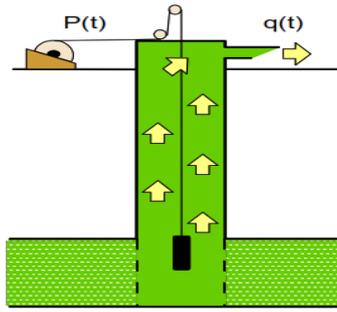
L'écoulement du fluide dans le réservoir s'écoule de différentes manières à des moments différents. Ceci est souvent fonction de la forme et de volume du réservoir. Dans cette section, les régimes d'écoulement de base sont classés en fonction de la région de temps dans laquelle ils se produisent et du type de puits (vertical ou horizontal).

Wellbore configuration	Early time	Middle time	Late time
vertical Well	Wellbore storage Linear fracture flow Bilinear fracture flow Spherical flow	Radial flow	Pseudo steady state flow Steady state flow
Horizontal well	Wellbore storage Vertical radial flow Linear horizontal flow Elliptical flow	Horizontal radial flow	Pseudo steady state flow Steady state flow

**Tableau III.1 : illustre les régimes d'écoulement selon les régions de temps et le type de puits**

### 3.1. la capacité de stockage wbs :

Le post-écoulement, ou la capacité de la compressibilité dans le puits wbs, se produit pendant la période initiale d'une fermeture ETR. Avant un arrêt, le débit de fluide quittant le puits à la tête de puits équivaut au débit de fluide entrant dans le puits à la cote de perfos.



### III.1:l'effet de wellbore storage

### III.1.a : dérivative l'effet de Wellbore Storage

	Flow period	Wellbore coefficient bbl /psi
oil	Buildup Log( $\Delta p$ ) vs log ( $\Delta t$ )	$C = \frac{q\beta\Delta t}{24.m\Delta p_{obs}}$ SLOPE=1

Tableau III.2.illustre coefficient de l'effet de WBS

### 3.2.Ecoulement linéaire de la fracture xf :

L'écoulement linéaire de fracture est l'un des régimes d'écoulement qui peuvent exister lorsqu'un puits a été fracturé hydrauliquement. Le but de l'analyse des données d'écoulement de fracture linéaire est de déterminer la demi-longueur de fracture  $X_f$  .Fig

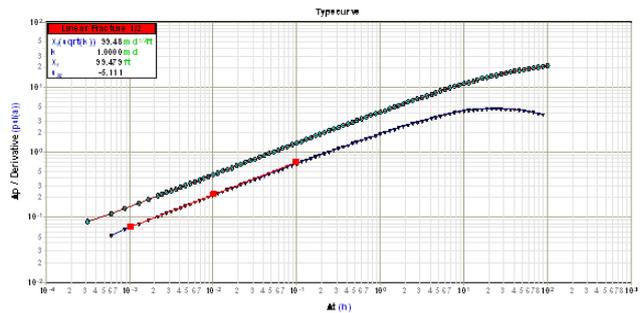
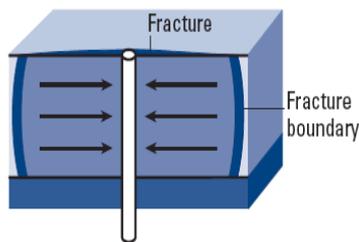


Figure.III. 2. flow linéaire

Figure.III.2.a dérivative flow

	Flow period	Fracture half-length root permeability (ftmd <sup>0.5</sup> )
<b>OIL</b>	BUILD UP Log(Δp) vs log (Δt)	Der = $\frac{1}{2} \cdot 4.064 \frac{q\beta\mu\sqrt{\Delta t}}{hX_f\sqrt{\phi\mu C_t}}$ SLOPE = 1/2

Tableau III.3 : dérive écoulement linéaire de la fracture xf

### 3.3.Écoulement bilinéaire :

Dans les puits horizontaux multi-fracturés (MFHW), lorsque la conductivité de la fracture est finie et que la longueur de la fracture est supérieure à sa hauteur, un écoulement bilinéaire peut être observé. Il se produit lorsque deux écoulements linéaires existent: l'un à l'intérieur de la fracture (vers le puits) et l'autre à l'intérieur de la formation (vers la fracture). Ceci est identique à l'écoulement bilinéaire dans un puits vertical fracturé.

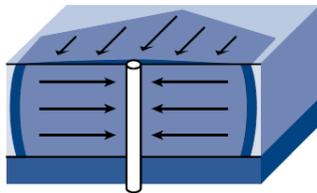


Fig.III.3: flow bilinéaire

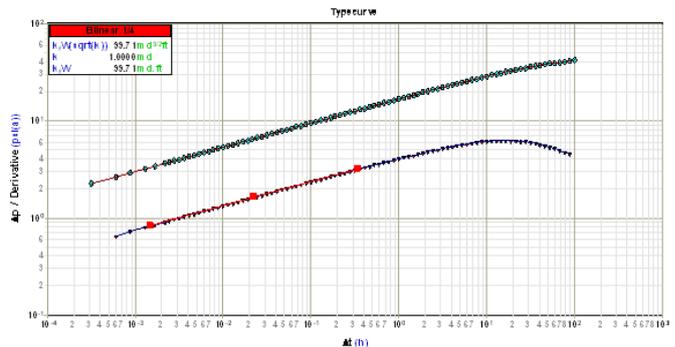


Fig.III.3.a derivative flow bilinéaire

	Flow period	Root flow fracture capacity (md) <sup>0.5</sup>
<b>oil</b>	Buildup Log Δp vs log Δt	SLOPE=1/4      Der = $\frac{1}{4} \cdot 44.13 \frac{q\beta\mu\sqrt{\Delta t}}{h\sqrt{kfwf}\sqrt{k\phi\mu C_t}}$

Tableau III.4: dérivé de l'écoulement bilinéaire

### 3.4.Écoulement sphérique :

Un écoulement sphérique se produit lorsqu'un puits vertical est partiellement pénétré ou pendant les tests RFT / MDT / WFT. L'écoulement sphérique est l'occurrence d'un écoulement radial dans les directions horizontale et verticale.

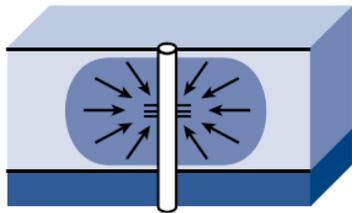


Fig.III.4 spherical flow

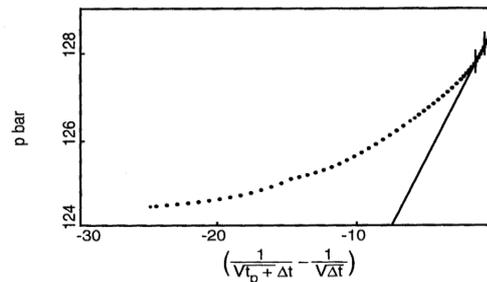


Fig.III.4.a semi-log plot sphérique flow

	Flow period	Pressure drop
Oil	Buildup $\Delta p$ vs $\left[ \frac{1}{\sqrt{tp + \Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \right]$	$P_i - P_{ws} = \frac{\beta q \beta \mu \sqrt{\phi \mu C t}}{k 312} \left[ \frac{1}{\sqrt{tp + \Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \right]$

Tableau III.5 : illustre de l'écoulement sphérique en buildup test

### 3.5.Écoulement Radial :

Dans ce régime d'écoulement, l'écoulement est dans la direction radiale horizontale. Ce type d'écoulement existe dans la période de temps avant que la pression transitoire n'atteigne les limites du réservoir (période de temps à action infinie middle time region).

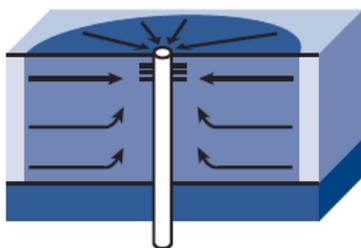


Fig.III.5. Radial flow

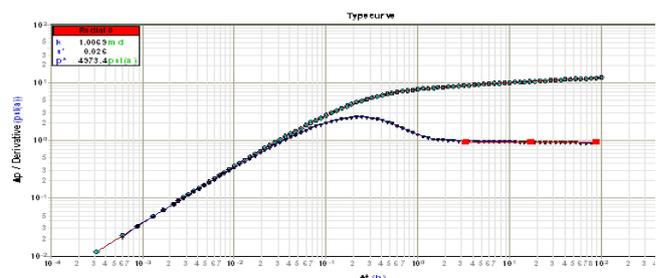


Fig.III.5.a.la dérivé de pression Radial flow

	Flow period	Dérivative Pressure, perméabilité
Oil	Buildup $\frac{dP_D/d\ln \frac{tp+\Delta t}{\Delta t}}$	$P'_D = \frac{dp_D}{d \ln \frac{tD}{cD}} = 0.5 K = 70.6 \cdot \frac{q\beta\mu}{Der.h}$ slope = 1/2

Tableau III.6.la dérivée de la pression en écoulement Radial

### 3.6.Écoulement de canal linéaire :

L'écoulement linéaire des canaux ne se produit que dans des réservoirs longs et étroits. Au départ, le rayon d'investigation (Ri) n'a pas atteint les limites du réservoir et un écoulement radial est observé. Une fois les deux limites parallèles atteintes, une période d'écoulement linéaire du canal peut être observée.

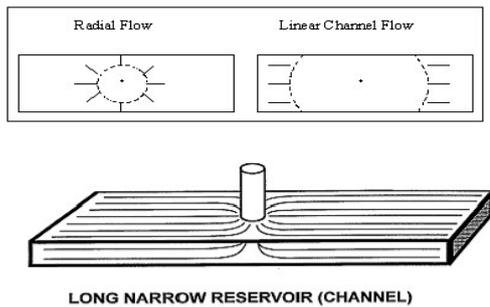


Fig. III.6. Canal linéaire flow

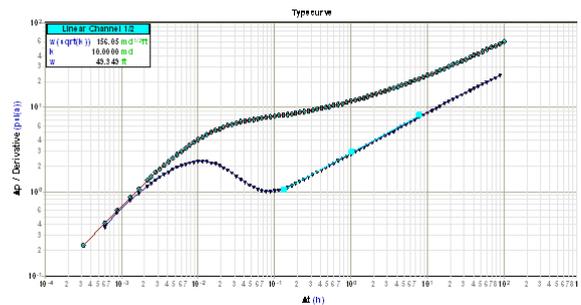


Fig. III.6.a.la dérivée canal linéaire flow

	Flow period	Chanel width root permeabilité (ft md) <sup>0.5</sup>
Oil	Buildup Log Δp vs log Δt	$Der = \frac{1}{2} \cdot 8.128 \frac{q\beta\mu\sqrt{\Delta t}}{h.w\sqrt{k\phi\mu Ct}}$ Slope = 1 / 2

Tableau.III.7.illustre de la dérivée d'écoulement de canal linéaire

### 3.7. Écoulement radial vertical :

L'écoulement radial vertical se produit uniquement dans les puits horizontaux. In représente le temps de la première région avant que le rayon d'investigation (Ri) n'atteigne le haut ou le

bas de la formation. L'écoulement radial vertical dans un puits horizontal est similaire à l'écoulement radial dans un puits de forage vertical, sauf qu'il est dans la direction verticale.

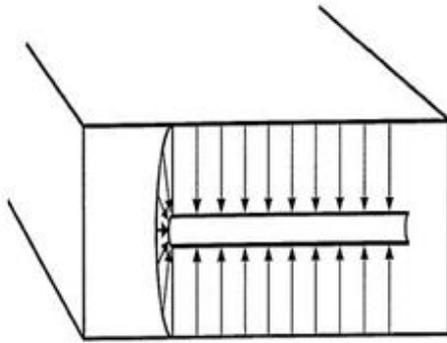


Fig III.7.écoulement radial vertical

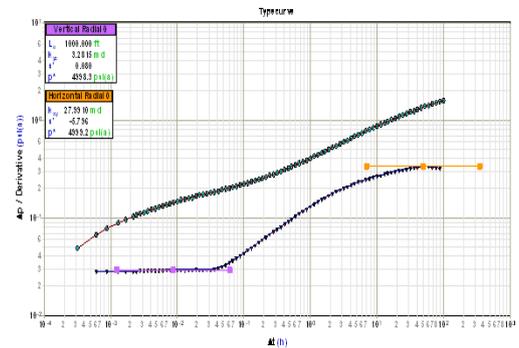


Fig III.7.a.la dérivée Radial vertical flow

	Flow period	Pressure dérivée
Oil	Log $p_D$ vs $t_D/C_D$ La dérivée	$dP_D = 0.5 \times \frac{h}{l} \sqrt{\frac{kl}{kv}}$ Slope = 1/2

Tableau.III.8.la dérivée écoulement radial vertical

### 3.8.écoulement horizontal linéaire:

Une fois que le rayon d'investigation ( $R_i$ ) a atteint le haut et le bas de la formation, le fluide se déplace de la formation perpendiculairement à la longueur du puits. Ceci est appelé écoulement linéaire intermédiaire ou horizontal.

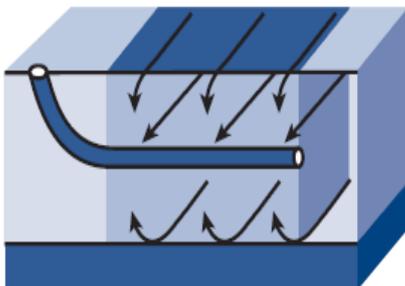


fig III.8.écoulement horizontal  
Linéaire

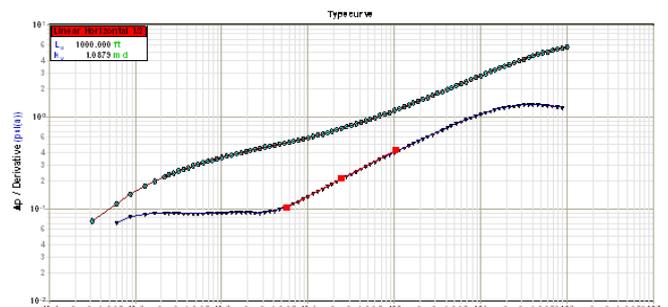


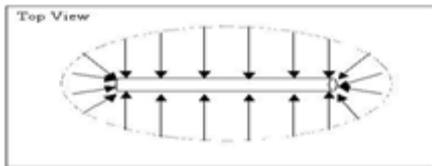
fig III.8.a.la dérivée écoulement horizontal  
linéaire

	Flow period	La dérivée $\Delta p$
Oil	Log $\Delta p$ vs log $\Delta t$	$\text{Log (Der)} = \log \left[ \frac{1}{2} \cdot 8.128 \frac{qB\mu}{h \cdot L_e \sqrt{K_y \Phi \mu C t}} \right] + \frac{1}{2} \log(\Delta t)$

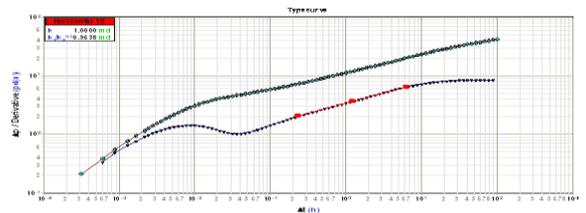
Tableau.III.9.la dérivée de l'écoulement horizontal linéaire

### 3.9.écoulement elliptique:

L'écoulement elliptique se produit lorsque le fluide a commencé à s'écouler du réservoir à l'une ou l'autre extrémité du puits horizontal. C'est une transition entre un écoulement horizontal linéaire et un écoulement radial horizontal.



III.9. écoulement elliptique



III.9.a. La dérivée d'écoulement elliptique

### 3.10. Écoulement radial horizontal :

Un écoulement radial horizontal peut être observé pendant la zone de temps intermédiaire MTR, après que le rayon d'investigation (Ri) s'est étendu bien au-delà de la longueur du puits.

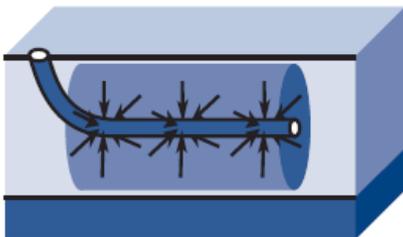


Fig.III.10.a. écoulement radial horizontal

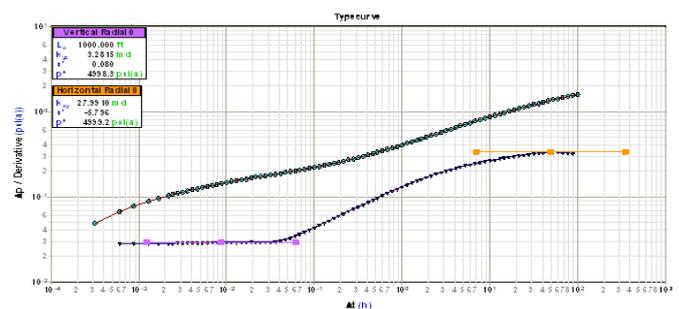


Fig.III.10.a.la dérivée d'écoulement radial horizontal

#### 4. Les périodes de fermeture :

Les périodes de production ne sont en général pas utilisées pour l'analyse des essais des puits parce qu'il est difficile de produire avec un débit parfaitement constant. Les réponses en pression sont déformées, en particulier sur l'échelle log-log qui dilate les premiers instants de la réponse. Les périodes de fermeture sont préférées : le débit étant nul, il est parfaitement défini.

##### 4.1.Exemple d'une fermeture après un débit simple :

Les réponses aux fermetures du puits ne montrent pas le même comportement qu'un premier débit dans un réservoir à la pression initiale. Après un débit de  $t_p$  la pression a chuté au puits de  $\Delta_p(t_p)$ . Il faudra un temps infini de fermeture pour revenir à la pression initiale, et donc pour que l'amplitude  $\Delta_{p_{BU}}$  de la remontée de pression soit égale à  $\Delta_p(t_p)$ . Les réponses en fermeture dépendent de l'historique de production antérieur.

On peut diviser la période de remontée de pression en trois temps :

1. temps premiers (early time region): dans cette zone, la transition de pression aux abords de puits, (effet de capacité de puits WBS, skin, fracturation )
2. temps intermédiaire (middle time region), semi log droite, produits kh
3. temps final (late time region) ; dans cette région la transition la pression atteinte au limite de réservoir et rayon de drainage (faille, canal, reservoir fermé...etc).

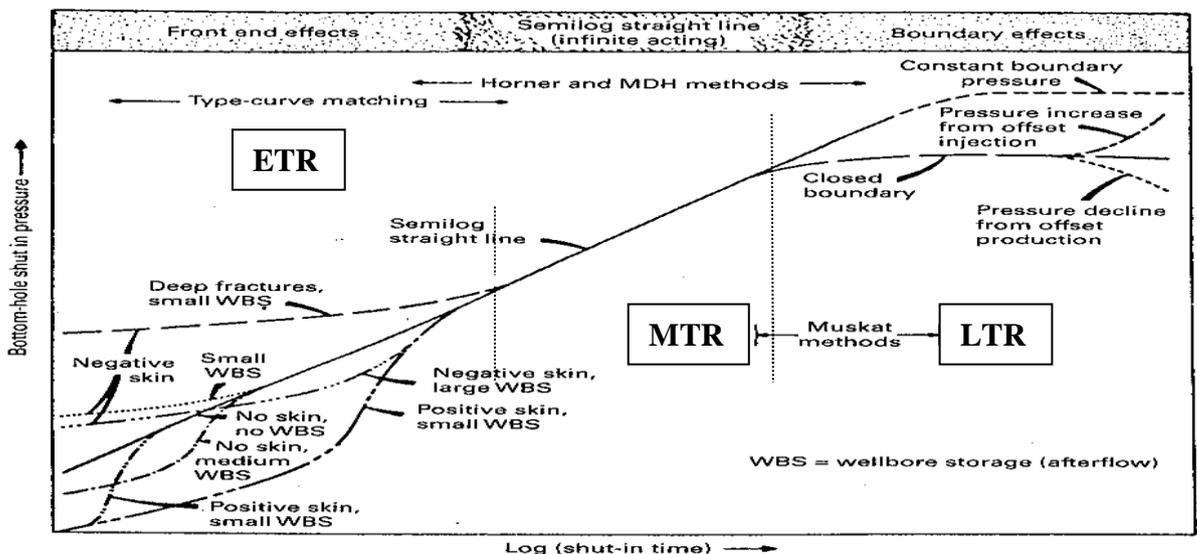


FIG III.11.PSSF en cours BU

#### 4.2. Estimation période de fermeture :

Le concept de rayon d'investigation peut également être utilisé pour estimer la durée requise d'un arrêt pour un test buildup par exemple, au milieu d'un réservoir qui a des puits uniformément espacés produisant à peu près au même débit, aucune limite d'écoulement ne se développe entre les puits producteurs, comme indiqué ci-dessous: Dans cette situation, la zone de drainage d'un puits est définie par les limites à débit nul. En utilisant cette zone, l'analyste pourrait estimer le temps qu'il faudrait pour atteindre les limites de la zone de drainage en réorganisant le rayon d'investigation comme suit :

$$\Delta p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_{iD}^2}{4t_D}\right) \quad \text{or} \quad -Ei\left(-\frac{r_{iD}^2}{4t_D}\right) = 2\Delta p_D \quad \frac{r_{iD}^2}{4t_D} = \text{const.} \quad \text{or} \quad r_{iD}^2 = \alpha t_D$$

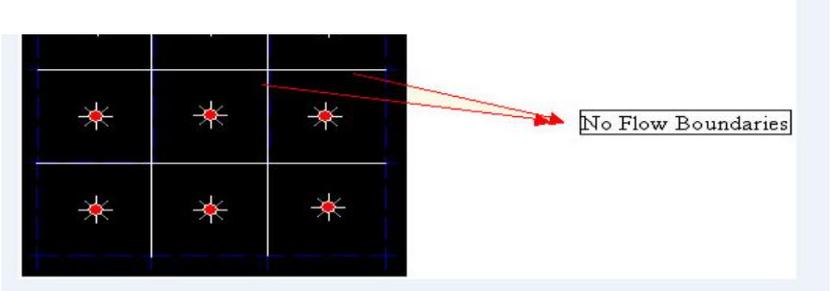
$$r_i = 0,032 \sqrt{\left(\frac{kt}{\phi \cdot \mu \cdot ct}\right)} \quad t = \frac{948 \Phi \mu ct r^2_{inv}}{K} \quad \alpha = \frac{948 \phi \mu ct}{k}$$


FIG.III.12. illustre les limites à débit nul

Les méthodes d'analyse :

#### 4.3. Analyse des courbes type de pression (L'échelle log-log) :

La planche courbe type représente l'évolution de pression en fonction de temps pour une configuration réservoir puits donnée

Elle génère à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur sans dimension

- grandeur sans dimension :

Les grandeurs sans dimension décrivent les réponses en pression indépendamment de l'amplitude des paramètres physiques (tels que le débit, ou les propriétés fluide et roche). Pour définir l'endommagement du puits par exemple. Le skin  $S$  est un terme sans dimension plus

représentatif que la chute de pression dans le voisinage du puits.

- Pression sans dimension : (Unités us)

$$p_D = \frac{Kh}{141.2 qB\mu} \Delta p$$

- Temps sans dimension : (Unités us)

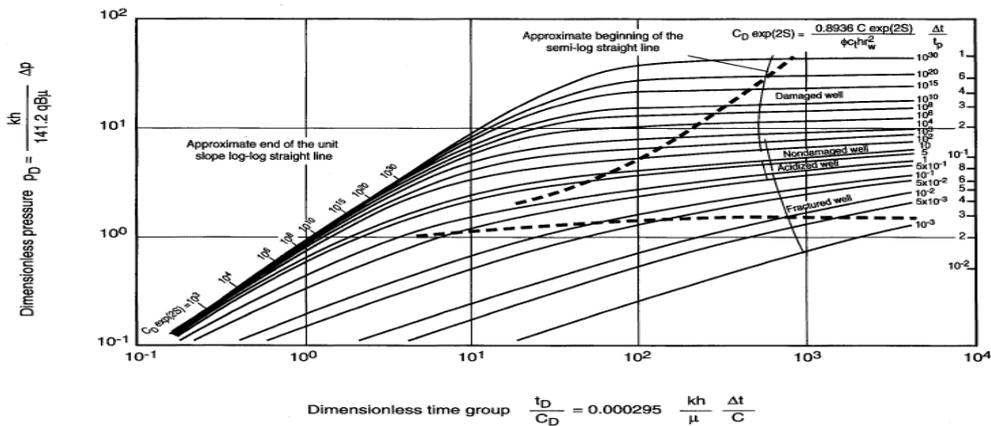
$$t_D = \frac{0.000264 K}{\phi\mu C t r^2 w} \Delta t$$

- Coefficient de wellbore Storage sans dimension : unité us

$$C_D = \frac{0.89}{h\phi C t r^2 w} C$$

- Groupe sans dimension sur l'échelle des temps : unité us

$$\frac{t_D}{C_D} = 0.000295 \frac{Kh}{\mu} \frac{\Delta t}{C}$$



### III.12. Réponse d'un puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir à comportement homogène et infini. Echelle log-log

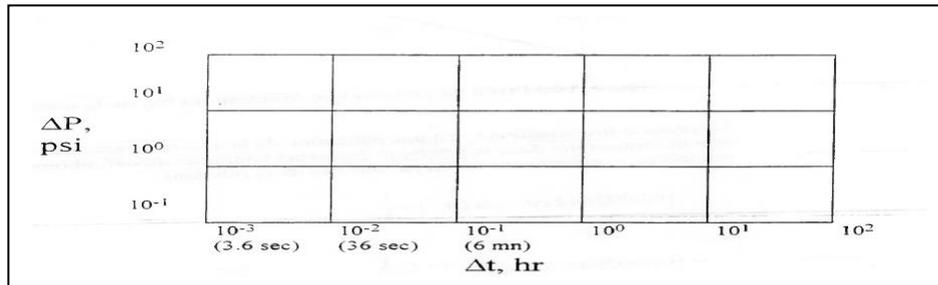
- Groupe sans dimension pour les courbes : unité us

$$C_D \exp(2S) = \frac{0.8936 C \exp(2S)}{\phi C t h r^2 w}$$

Le label  $C_D e^{2S}$  des courbes définit la condition du puits. Il varie de

$C_D e^{2S} = 0.1$  pour les puits stimulés, jusqu'à  $10^{60}$  pour les puits très endommagés.

Pour une période de l'essai. La variation de pression  $\Delta p$  est tracée en échelle log-log en fonction du temps écoulé  $\Delta t$  depuis le début de la période. La réponse du puits est comparée à un catalogue de courbes théoriques présentées en termes sans dimension



$$P_D = A \Delta p \quad \{A = f(kh, \dots)\}$$

$$t_D = B \Delta t \quad \{B = g(k, C, S, \dots)\}$$

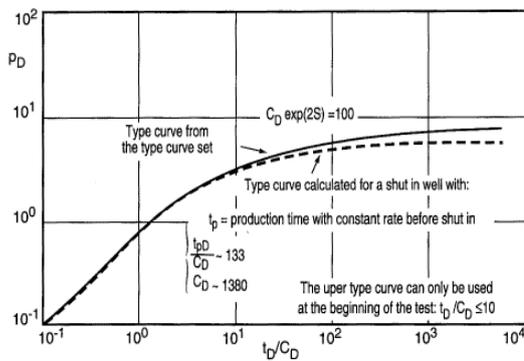
La forme de la courbe est caractéristique : un coefficient multiplicateur est transformé en translation sur les axes logarithmiques. Si par exemple le débit est doublé, l'amplitude de la réponse  $\Delta p$  double aussi, mais le tracé  $\log(\Delta p)$  est seulement déplacé de  $\log(2)$  sur l'axe des pressions. Avec l'échelle log-log, la forme des courbes de données devient constante.

$$\text{Log } P_D = \text{log } A + \text{log } \Delta p$$

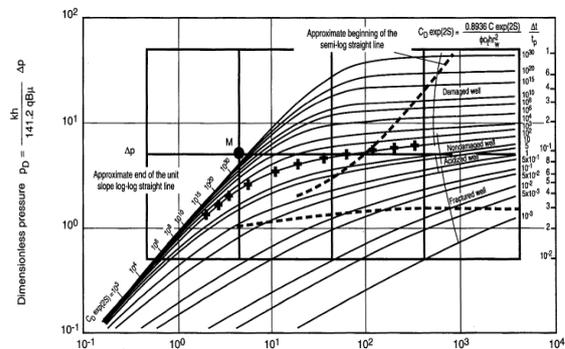
$$\text{Log } t_D = \text{log } B + \text{log } \Delta t$$

L'analyse log-log est globale : la période est considérée dans son ensemble, des premiers instants jusqu'au dernier point de pression enregistré. L'échelle log-log amplifie les premiers instants de la réponse.

### 5.1.1. Méthode de calage log-log :



FIGIII. 14 remontée de pression  
Echelle log-log



FIGIII.15 représente remontée de  
pression Méthode de calage log-log

Le tracé log-log des données  $\Delta p$ ,  $\Delta t$  est superposé sur l'ensemble de courbes adimensionnelles  $p_D$ ;  $t_D/C_D$ . La droite de pente 1 est calée facilement sur le régime de "wellbore Storage" mais le choix de la courbe  $C_D e^{2S}$  n'est pas toujours précis

### Résultats du calage log-log :

Pressure match  $PM = p_D/\Delta p$  : le produit perméabilité épaisseur (capacité d'écoulement) unités US

$$Kh = 141.2q\beta\mu \frac{(PD)M}{(\Delta P)M}$$

$$\frac{tD}{cD} = \frac{0.000295Kh}{\mu c} \Delta t$$

Time match  $TM = (t_D/c_D)/\Delta t$  : le coefficient de wellbore

$$C = \frac{0.000295Kh}{\mu} \frac{(\Delta t)M}{(tD/CD)M}$$

$$C = 0.000295 \frac{kh}{hu} \left(\frac{1}{TM}\right) \text{ (bbl/psi, unités us)}$$

Curve match: le skin en unite us

$$S = \frac{1}{2} LN \frac{(CD \exp(2S))}{CD}$$

### 5.1.2. La dérivée (D.BOURDRET):

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression exploitent les avantages de la représentation par courbes types et remédient aux inconvénients de la représentation logarithmique.

Ces méthodes sont fondées sur une constatation: dans un essai de puits, la variation de la pression a plus de signification que la pression elle-même. Ceci est illustré par le fait que c'est de la pente des droites semi-logs que l'on tire les informations sur le réservoir dans les méthodes conventionnelles.

### 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:

$$dP_D/d\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) \text{ en débit.}$$

$$dP_D/d\ln\frac{tp+\Delta t}{\Delta t} \quad \text{en remontée de pression;}$$

La dérivée est représentée sur un graphique log-log comme une courbe type.

## 4.4.Méthodes conventionnelle :

### 5.2.1. Echelle semi log :

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.

#### 5.2.1.1. Méthode de HORNER :

Pour n'importe quel test de Build up, la pression de fond durant la fermeture peut être décrite en utilisant le principe de superposition pour un puits ayant produit à un débit constant « q » durant le temps  $t_p$ , à n'importe quel temps après la fermeture.

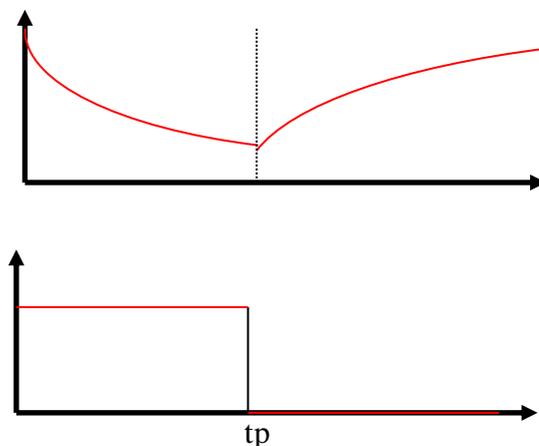


FIG.III.16.évolution de p et q en cour DD et BU

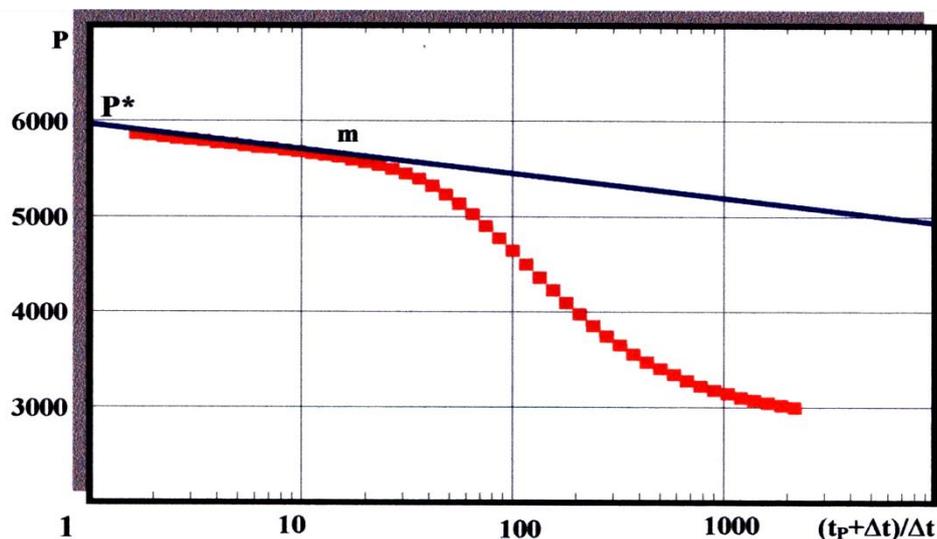
HORNER a présenté en 1951 l'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps comme suit :

$$P_{WS} = P_i - \frac{qB \mu}{2\pi k h} \ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Cette équation écrite en unité pratique anglo-saxon comme suit :

$$P_{WS} = P_i - \left[ \left( \frac{162,6 q \mu B}{k h} \right) \times \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \right]$$

Le tracé semi-log de la pression en fonction du  $\log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right)$  nous donne une droite de pente  $m$ , l'extrapolation de cette droite pour un temps de fermeture infini  $\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) = 1$  nous donne une pression  $P^*$  appelé : HORNER FALSE PRESSURE , elle est équivalente à la pression initiale , si le puits testé est un puits d'exploration ou le gisement est soumis à un Water-drive très actif.



**Fig.III.17. Le tracé semi-log de la pression  $P_{ws}$  en fonction du temps**

- Le tracé semi-log de la pression  $P_{ws}$  en fonction du temps, nous donne une droite de pente «  $m$  » tel que :

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{kh} \text{ en (psi/cycle).}$$

- A partir de la valeur de cette pente, on peut calculer la perméabilité de la couche k:

$$k = \frac{162.6 q \mu B}{m h}$$

- Le facteur de skin peut être calculé comme suit :

$$S = 1,1513 \times [(P_{1h} - P_{wf}) - \log (k / \phi \mu c_t r_w^2) + 3,2275]$$

$$S = 1,1513 \times \left[ \left( \frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} \right) + \log \left( 1 + \frac{1}{tp} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2} \right) + 3,2275 \right]$$

$P_{wf}$  : c'est la pression de fond juste avant la fermeture

- Le coefficient du Wellbore storage (effet de capacité du puits) est calculé à partir du tracé log-log ( $\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ ) à  $\Delta t = 0$  (hr), en fonction de temps de fermeture  $\Delta t$  :

$$C = \left( \frac{q B}{24} \right) \times \left( \frac{t}{\Delta P} \right) \text{ en (bbl/psi)}$$

# **CHAPITRE IV**

## CHAPITRE.IV.OPTIMISATION DE SYSTEM DE PRODUCTION

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression de réservoir, et finissant par la pression de séparation) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être faite pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les réservoirs d'huile et de gaz, a été introduite par Gilbert depuis les années 50. Elle consiste à combiner le potentiel du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

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

La figure (IV.1) représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

- ✓ L'écoulement dans le milieu poreux.
- ✓ Complétion (stimulation, perforation, et Gravel pack).
- ✓ L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité).
- ✓ L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (Duse, pipes, vannes, etc...).

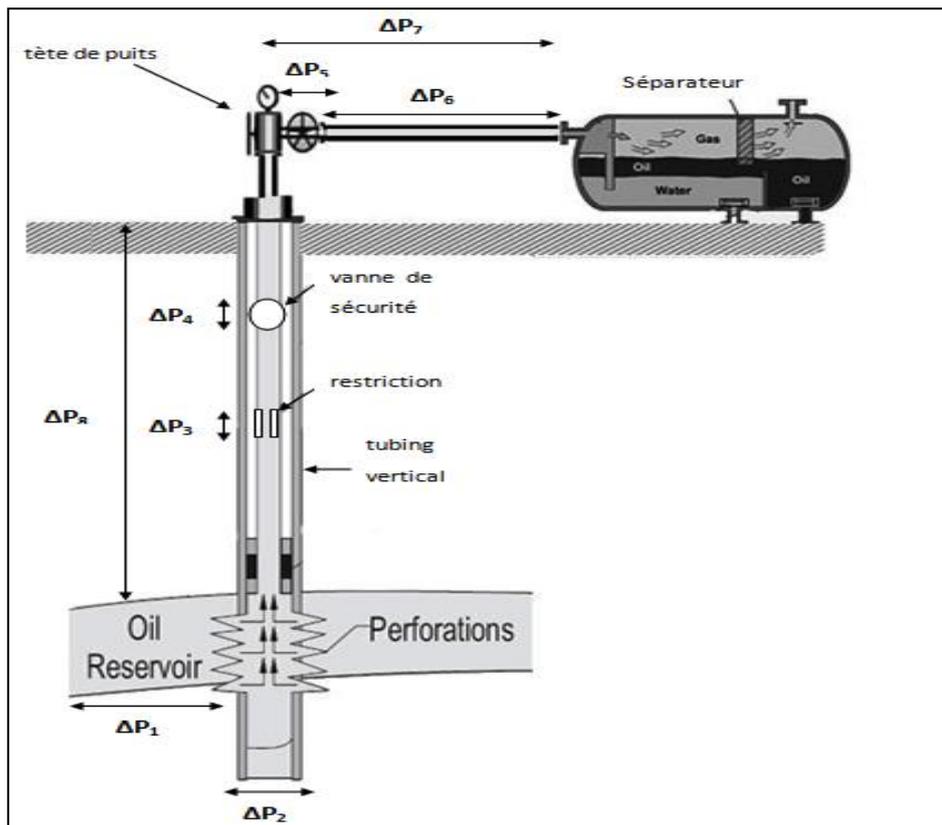
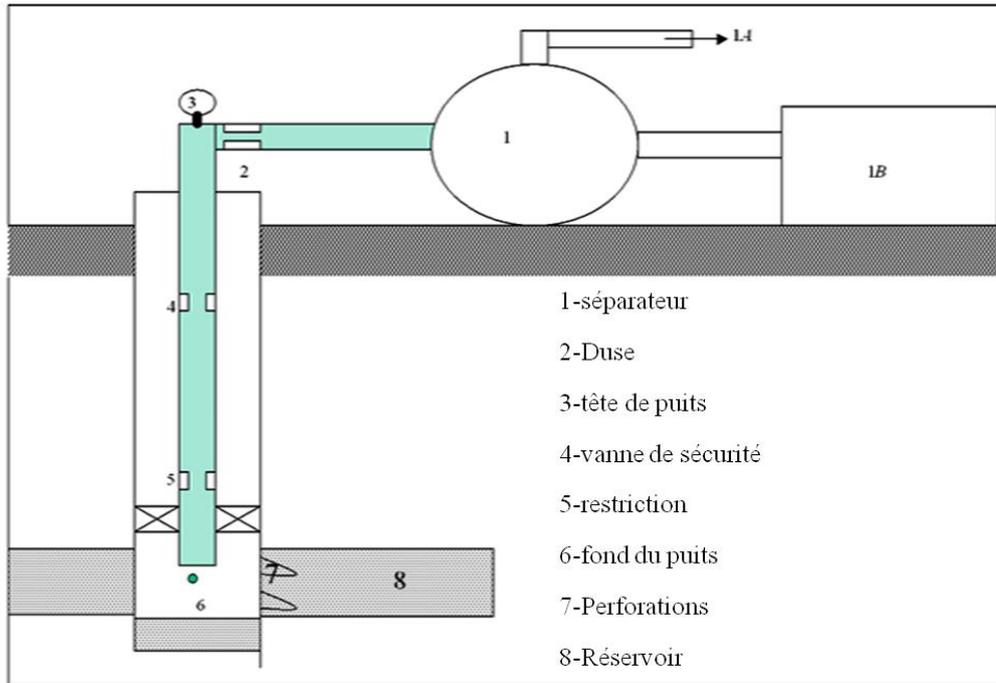


Figure IV.1 : Perte de charge possible dans un système de production

## 1. Concept de L'analyse Nodal

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure IV.2 montre la localisation des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression qui sort de ce nœud ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique. Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui fonction du débit qui sont :  $P_r$  et  $P_f$  et/ou la pression de tête du puits  $P_t$  si le puits est commandé par une Duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de chute de pression dans l'une peut changer le comportement de chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.



**Figure IV.2 : Représentation des différentes positions des nœuds**

## 2. Procédure D'application de L'analyse Nodal

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont illustrés dans la figure IV.2. Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

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 niveau du nœud :

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

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

- ✓ **Inflow** :  $P_{\text{node}} = P_r - \Delta P_r$
- ✓ **Outflow** :  $P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{fl}} + \Delta P_{\text{tubing}}$

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.

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. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe 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 même si les pressions fixées changent à cause de l'épuisement ou d'un changement des conditions de séparation.

La procédure est la suivante :

1-Choisir les composants à optimiser.

2-Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,

3-Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,

4-Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,

Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'inflow ou l'outflow

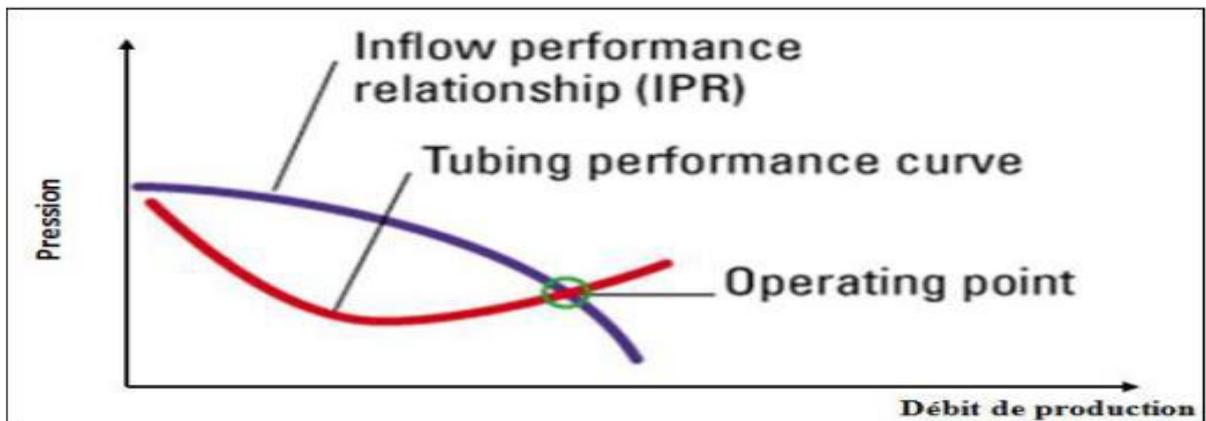


Figure IV.3 : Point de fonctionnement

### 3. Objectifs de L'analyse Nodal

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- ✓ Déterminer le débit auquel un puits d'huile devient éruptif ;
- ✓ Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou s'épuisera.
- ✓ Optimisation le système de production avec un débit optimum.
- ✓ Vérification l'effet de chaque composante dans le système
- ✓ Détermination le mode d'optimisation (ex : lifting artificiel) avec compte on considération l'aspect économique.

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

- ✓ Diamètre du tubing et la rugosité.
- ✓ Pression de tête du puits ou de séparateur.
- ✓ L'effet de la complétion la liaison couche trou.
- ✓ Le skin du puits.
- ✓ Diamètre de la duse ;

#### **4. Application de L'analyse Nodal**

##### **4.1. Inflow performance Relationship :**

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir, c'est une formation 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  $\overline{P}_R$

L'écoulement vers le puits dépend du draw down ou de la chute pression dans le réservoir ( $\overline{P}_R - P_{wf}$ ). 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 » par Gilbert; et la représentation de débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « inflow performance Relationship » ou IPR.

##### **4.2. Les Equations de Performance d'un réservoir:**

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 la filtrante, 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 :

$$v = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (4.1)$$

Ou :

$k$  : Perméabilité du milieu poreux.

$v$  : Vitesse apparente du fluide

$\mu$  : Viscosité du milieu

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

**4.2.1. Ecoulement linéaire :**

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge a travers une longueur L (fig 4.2) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \dots\dots\dots(4.2)$$

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

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot \int_0^L dx \dots \dots \dots (4.3)$$

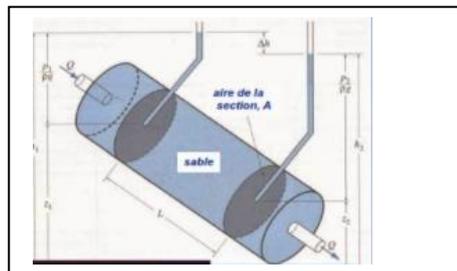
Par intégration :

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L \dots \dots \dots (4.4)$$

Ou bien :

$$q = \frac{C \cdot k \cdot A \cdot (P_1 - P_2)}{\mu \cdot L} \dots \dots \dots (4.5)$$

Ou Cest une facteur de conversion des unités (ou  $C=1$  en unités de Darcy, et  $C=1.127 \cdot 10^{-3}$  en unités pratiques).

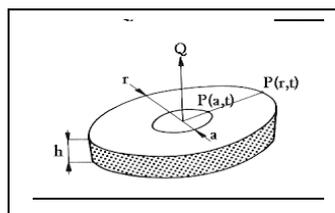


**Figure.IV.4: Ecoulement linéaire**

**4.2.2. Ecoulement radial :**

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (4.1), référant au fig (4.2), et après son intégration on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_o}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \dots \dots \dots (4.6)$$



**Figure.IV.5: Ecoulement radial**

#### 4.2.2.1. *Ecoulement de l'huile :*

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

Le petit changement de  $q$  avec la pression est manipulé avec le facteur de volume de formation  $B_0$ , de sorte que le débit d'écoulement puisse être exprimé en volumes de surface ou de réservoir. Pour l'écoulement d'huile, l'équation (4.6) devient :

$$q_0 \cdot B_0 = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k_0}{\mu_0} \cdot \left( \frac{dP}{dr} \right) \dots\dots\dots (4.7)$$

Où :

$$2\pi \cdot h \cdot \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0} \cdot dP = q_0 \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots (4.8)$$

En intégrant cette équation, on suppose que la fonction de pression  $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$ , 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 (4.8) le long du rayon de drainage du puits l'équation (4.8) devient

$$q_0 = \frac{2\pi \cdot k_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (4.9)$$

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

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (4.10)$$

Où :

$q_0$  : Débit entrant, **STB/day**

$k_0$  : Perméabilité effective à l'huile, **md**

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

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

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

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

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

$\mu_0$  : Viscosité d'huile, **cp**.

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

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

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

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h \cdot (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (4.11)$$

Où :

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

#### 4.2.3. Concept d'index de productivité :

Le rapport entre le débit entrant au puits (well inflow rate) et la chute de pression dans le réservoir (draw down) a été souvent exprimé sous forme d'index de productivité **J**, où :

$$J = \frac{0,00708 \cdot k_0 \cdot h}{\mu_0 \cdot B_0 \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (4.12)$$

L'équation (4.11) est valable seulement si la fonction de pression  $f(P) = \frac{k_0}{\mu_0 \cdot B_0}$  est constante.

L'index de productivité peut être toujours exprimé comme :

$$J = \frac{0,00708 \cdot h}{(\bar{P}_R - P_{wf}) \cdot \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} \frac{k_o}{\mu_o \cdot B_o} dP \dots\dots\dots(4.13)$$

### 4.3. Types d'IPR dans les puits verticaux d'huile :

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy (équation (4.8)), 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.

#### 4.3.1. Méthode de Vogel Harrison :

**Vogel** a rapporté les résultats d'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, 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 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 de gaz augmente avec le déclin de la pression de réservoir.

La méthode originale de voguel 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 :

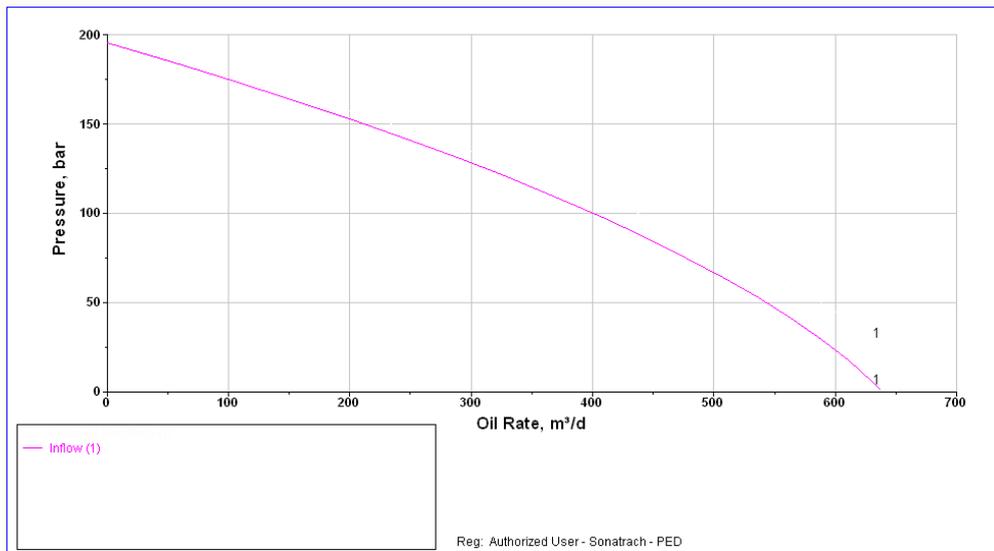
$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2 \dots\dots\dots(4.14)$$

Avec :

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

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

$\bar{P}_R$  : Pression du réservoir.



**Figure.IV.6: Vogel IPR**

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.

**4.3.1.1. Application de la méthode de Vogel :**

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

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

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots(4.15)$$

**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 supérieur ou inférieur à la pression de bulle.

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

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

$$J = \frac{q_0}{P_R - P_{wf}} \dots\dots\dots (4.16)$$

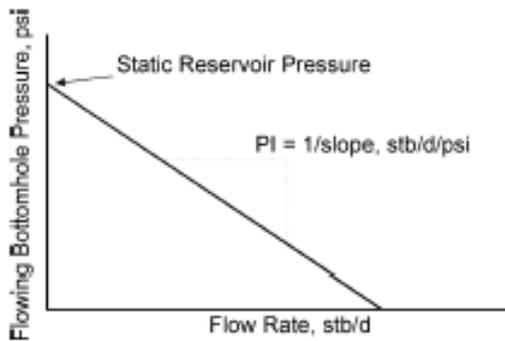
2. Calculer  $q_b$  en utilisant l'équation :

$$q_b = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) \dots\dots\dots (4.17)$$

3. Générer les IPR en utilisant l'équation

$$q_0 = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (4.18)$$

Les IPR pour  $P_{wf} \geq P_b$  sont linéaires. :



**Figure.IV.7:** Forme d'IPR pour  $P_{wf} \geq P_b$

**Cas a.2.2.** Test  $P_{wf} \leq P_b$  la procédure est :

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

$$J = \frac{q_0}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \dots\dots\dots (4.19)$$

2. Calculer  $q_b$  en utilisant l'équation (4.17)

3. Générer les IPR en utilisant l'équation (4.18) pour  $P_{wf} \leq P_b$

**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**.

$$FE = \frac{\text{drawdown ideal}}{\text{drawdown actuel}} = \frac{\overline{P_R} - P'_{wf}}{\overline{P_R} - P_{wf}} = \frac{\frac{q}{J'}}{\frac{q}{J}} = \frac{J}{J'} \dots\dots\dots (4.20)$$

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

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P'_{wf}}{\overline{P_R}} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P'_{wf}}{\overline{P_R}} \right)^2 \dots\dots\dots (4.21).$$

Une relation reliant  $P_{wf}$ ,  $P'_{wf}$  et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation (4.20) pour  $P'_{wf}$  :

$$\frac{P'_{wf}}{\overline{P_R}} = 1 - FE + FE \cdot \left( \frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right) \dots\dots\dots (4.22)$$

$$\Rightarrow \frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,8 \cdot (FE) \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right) - 0,8 \cdot (FE)^2 \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right)^2 \dots\dots\dots (4.23)$$

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

$$\Rightarrow q_0 \leq q_{0(\max)}^{FE=1}$$

Ou :  $P_{wf} \geq \overline{P_R} \left( 1 - \frac{1}{FE} \right)$  cette contrainte est toujours satisfaite si  $FE \leq 1$

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

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}^{FE=1}} = 1,2 - 0,2 \cdot e^{\left( 1,792 \cdot \frac{P_{wf}}{\overline{P_R}} \right)} \dots\dots\dots (4.24)$$

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

**b.1. Réservoir Saturé :**

Une fois la valeur de  $q_{0(max)}^{FE=1}$  est obtenue par les données de test, l'équation (4.23) peut être utilisée pour déterminer les inflows pour n'importe qu'elles valeurs de FE.

La procédure est la suivante:

Utiliser les données de test et la valeur de FE, calculer  $q_{0(max)}^{FE=1}$  par l'équation 4.21.

Supposer différentes valeurs de  $P_{wf}$  et calculer  $q_0$  pour chaque valeur de  $P_{wf}$  par l'équation 3.21.

**b.2. Réservoir sous saturé:(FE#1)**

L'équation (4.16) peut être modifiée pour s#0 (FE#1) on obtient:

$$q_0 = J \cdot (\bar{P}_R - P_b) + \frac{J \cdot P_b}{1,8} \cdot \left[ 1,8 \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot (FE) \cdot \left( 1 - \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (4.25)$$

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

**Cas b.2.1 Test  $P_{wf} \geq P_b$**

- ✓ Calculer J par les données de test et l'équation (4.16).
- ✓ Générer les IPR pour les valeurs de  $P_{wf} \leq P_b$  par l'utilisation de la valeur donnée de FE dans l'équation (4.25).

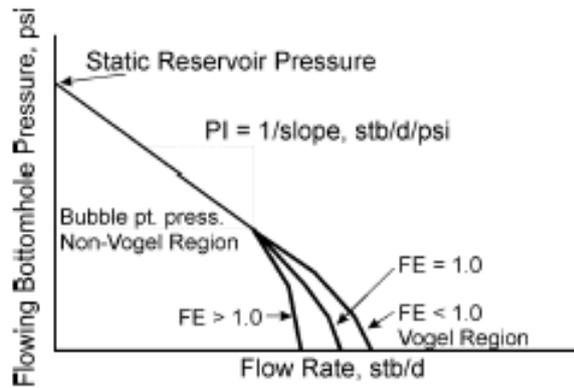
L'IPR pour  $P_{wf} \geq P_b$  est linéaire.

- ✓ Pour des valeurs de FE différentes de celles existantes au moment de test, la valeur de J est modifié par:

$$J_2 = J_1 \cdot \frac{(FE)_2}{(FE)_1} \dots\dots\dots (4.25^*)$$

**Cas b.2.2 Test  $P_{wf} \leq P_b$**

- ✓ Calculer J par les données de test et l'équation (4.25).
- ✓ Générer les IPR pour les valeurs de  $P_{wf} \leq P_b$  par l'équation (4.25).
- ✓ Pour d'autre valeur de FE, modifier J par l'équation (4.25\*).



**Figure.IV.8: Equation de Vogel avec l'efficacité d'écoulement**

**4.3.2. Méthode de Fetkovich :**

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

L'équation utilisée par Fetkovich est la suivante:

$$q_0 = C \cdot (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (4.26)$$

Avec:

$q_0$  : Débit de production.

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

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

C: coefficient d'écoulement.

n : exposant dépend des caractéristiques du puits.

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

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

$$q_0 = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S'} \cdot \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_R} f(P) \cdot dP \dots\dots\dots (4.27)$$

Avec:

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

Pour un réservoir sous-saturé, l'intégrale est évaluée pour 2 régions:

$$q_0 = C' \cdot \int_{P_{wf}}^{P_b} f_1(P) \cdot dP + C' \cdot \int_{P_b}^{\bar{P}_R} f_2(P) \cdot dP \dots\dots\dots (4.28)$$

Où:

$$C' = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S'}$$

Pour des pressions  $P > P_b$ ,  $K_{ro}$  est égale à 1 et  $\mu_0, B_0$  doit être considéré constantes à

$$\bar{P} = \frac{(\bar{P}_R - P_b)}{2}$$

Pour les pressions  $P < P_b$ ,  $f(P)$  doit être exprimée comme étant une fonction linéaire de pression:

$$f_1(P) = a \cdot P + b \dots\dots\dots (4.29)$$

En faisant une substitution dans l'équation (4.27) et on intégrant on obtient:

$$q_0 = C_1 \cdot (P_b^2 - P_{wf}^2) + C_2 \cdot (\bar{P}_R - P_b) \dots\dots\dots (4.30)$$

Une fois les valeurs de C et n sont déterminées par les données de test, l'équation (4.26) peut être utilisée pour générer un IPR complet.

Puisque on a deux inconnus (C et n) il nous faut au moins deux test pour les déterminer.

### 4.3.3. Méthode de Johns, Blout et Glaze :

En 1976, Johns, Blout et Glaze publient une méthode qui tient compte de l'effet de turbulence (écoulement non Darcien) sur la performance du puits :

$$\bar{P}_R - P_{wf} = A \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 \dots\dots\dots (4.31)$$

Avec:

$$A = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot \left[ \ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]$$

$$B = \frac{2,3 \cdot 10^{-14} \cdot \beta \cdot B_0^2 \cdot \rho_0}{h^2 \cdot r_w} = \frac{141,2 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k_0 \cdot h} \cdot D$$

$$\beta = \frac{2,329 \cdot 10^{10}}{k_0^{1,2}}$$

Avec:

$\rho_0$  : Densité d'huile évaluée à  $T_R$  et  $\frac{(\bar{P}_R + P_{wf})}{2}$ ,  $lbm/ft^3$ .

$\beta$  : Coefficient de vitesse.  $ft^{-1}$ .

La contribution au drawdown due à l'écoulement laminaire ou de darcy est exprimée par le terme  $A \cdot q_0$  tandis que la contribution due à l'écoulement non-Darcien ou turbulence est exprimée par le terme  $B \cdot q_0^2$ .

Représentant  $\frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{q_0}$  en fonction de  $q_0$  sur des coordonnées cartésiennes, il en résulte une

droite de pente B et d'intersection avec l'axe des ordonnées A. Une fois A et B sont déterminés les IPR peuvent être construites à partir de l'équation (4.31).

Au minimum deux tests de stabilisation sont nécessaires pour déterminer A et B, mais il est préférable de faire plusieurs tests pour réduire l'effet de l'erreur sur la mesure.

#### 4.4. Prédiction des futures IPR pour les puits d'huile:

Puisque la pression du réservoir diminue à cause de la déplétion, l'habilité du réservoir à transporter l'huile diminue. Cela, est due au diminution de la fonction de pression

$\left( f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_0 \cdot B_0} \right)$  car la perméabilité relative à l'huile  $k_{ro}$  diminue avec l'augmentation de la saturation en gaz.

##### 4.4.1. 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:

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right) \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R}\right) \dots\dots\dots (4.32)$$

Substituant par l'expression de l'index de productivité dans l'équation (4.30) et réarrangeant on trouve:

$$J = \frac{q_{0(\max)}}{P_R} \cdot \left(1 + 0,8 \cdot \frac{P_{wf}}{P_R}\right) \dots\dots\dots (4.33)$$

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

$$J^* = \lim_{(P_{wf} \rightarrow \bar{P}_R)} J = \frac{1,8 \cdot q_{0(\max)}}{\bar{P}_R} \dots\dots\dots (4.34)$$

Où:

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

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

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

$$J^* = \frac{0,00708 \cdot k \cdot h}{\ln\left(0,472 \cdot \frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot f(\bar{P}_R) \dots\dots\dots (4.35)$$

Où:

$$f(\bar{P}_R) = \frac{k_{ro}}{\mu_0 \cdot B_0}$$

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

$$\frac{J_F^*}{J_P^*} = \frac{f(\bar{P}_{RF})}{f(\bar{P}_{RP})} \dots\dots\dots (4.36)$$

Où:

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

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

$J_F^*$  :Peut être utilisé directement dans l'équation (4.25).

La combinaison de l'équation (4.34) avec (4.36) donne une relation entre  $q_{0(\max)P}$  et  $q_{0(\max)F}$  :

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left[ \frac{\bar{P}_{RF} \cdot f(\bar{P}_{RF})}{\bar{P}_{RP} \cdot f(\bar{P}_{RP})} \right] \dots\dots\dots (4.37)$$

Une fois  $q_{0(\max)P}$  est déterminé à partir du test actuel du puits, la valeur future  $q_{0(\max)F}$  peut être calculée si la valeur de la fonction de pression  $f(\bar{P}_{RF})$  peut être prédite à  $\bar{P}_{RF}$ .

Donc les futures IPR peuvent être générés à partir de:

$$q_{0F} = q_{0(\max)F} \cdot \left[ 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{Wf}}{P_{RF}} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{Wf}}{P_{RF}} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (4.38)$$

Où:

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

La procédure pour générer les futures IPR est la suivante:

- 1- Calculer  $q_{0(\max)P}$  en utilisant les données actuelles du test du puits et l'équation (4.15).
- 2- Calculer  $f(\bar{P}_{RP})$  et  $f(\bar{P}_{RF})$  en utilisant les propriétés de fluide, les données de saturation et la perméabilité relative.
- 3- Calculer  $J_F^*$ , en utilisant l'équation (4.36) ou  $q_{0(\max)F}$  par l'équation (4.37)
- 4- Générer les futures IPR en utilisant l'équation (4.38).

#### 4.4.2. Méthode de Fetkovich:

La méthode proposée par Fetkovich pour construire les futures IPR consiste à ajuster le coefficient d'écoulement C dans l'équation (4.26) pour les changements de la fonction de pression  $f(\bar{P}_R)$ . Il a supposé que  $f(\bar{P}_R)$  est une fonction linéaire de  $\bar{P}_R$ , et C peut être déterminé à partir de :

$$q_{0F} = C_P \cdot \left( \frac{\bar{P}_{RF}}{\bar{P}_{RP}} \right) \cdot \left( \bar{P}_{RF}^2 - P_{Wf}^2 \right)^n \dots\dots\dots (4.39)$$

#### 4.4.3. Combinaison de la méthode de Vogel et de Fetkovich:

L'expression de  $q_{0(\max)P}$  et  $q_{0(\max)F}$  peut être exprimée en utilisant l'équation de Fetkovich:

$$q_{0(\max)P} = C_P \cdot \left( \frac{\bar{P}^2}{P_{RP}} \right)^n \dots\dots\dots (4.40)$$

$$q_{0(\max)F} = C_P \cdot \left( \frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right) \cdot \left( \frac{\bar{P}^2}{P_{RP}} \right)^n \dots\dots\dots (4.41)$$

En combinant les deux équations (4.40) & (4.41) on obtient :

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left( \frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right)^{2n+1} \dots\dots\dots (4.42)$$

Si on suppose que la valeur de n est égal à 1 on trouve:

$$q_{0(\max)F} = q_{0(\max)P} \cdot \left( \frac{\bar{P}_{RF}}{P_{RP}} \right)^3 \dots\dots\dots(4.43)$$

**5. Puits horizontaux:**

Le régime transitoire, le régime permanent et le regime pseudo-permanent peuvent existent également dans des réservoirs pénétrés par des drain horizontaux. Différents mathématiques modèles sont disponibles dans la littérature. Joshi (1988) a présenté un modèle mathématique prenant en compte l'écoulement permanent dans l'horizontal écoulement et pseudo-permanent dans le plan vertical. Équation de Joshia été modifié par Economides et al. (1991) pour inclure l'effet du réservoir anisotropie. Guo et coll. (2007) ont souligné que l'équation de Joshi est optimise pour les réservoirs à haute productivité en négligeant l'effet de pression de frottement dans le puits horizontal. Guo et coll. (2007) suggère que les équations de Joshi modifiées suivantes soient appliquées à 'estimation horizontale bien les performances inflow. Pour puits huile.

$$q = \frac{k_{hh}(p_e - p_{wf})}{141.2B_oU_o \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani}h}{r_w + (I_{ani} + 1)} \right) + s \right]} F_0 \dots\dots(4.44)$$

Ou

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left( \frac{r_{eH}}{L/2} \right)^2}} \dots\dots\dots(4.45)$$

Et

q = taux de production d'huile (stb/day)

q<sub>g</sub> = taux de production de gaz (mscf/day)

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

k<sub>h</sub> = perméabilité horizontal (md)

k<sub>v</sub> = perméabilité vertical (md)

r<sub>eH</sub> = rayon de la zone de drainage du puits horizontal (ft)

L = longueur du puits horizontal (L/2 < 0.9 r<sub>eH</sub>) ft)

F<sub>0</sub> = facteur de correction de l'indice de productivité

F<sub>g</sub> = facteur de correction de l'ndice de productivité de gas

T = température de réservoir (R<sup>0</sup>)

μ<sub>g</sub> = viscosité de gas (cp)

z = facteur de compressibilité de gas

s = facteur de skin

D = coefficient d'écoulement non darcy (day/mscf)

### 5.1. IPR Pour Puits Horizontaux :

Des réservoirs horizontaux sont modélisés en utilisant un réservoir rectangulaire avec un puits horizontal. Certains des types d'IPR exigent que le puits soit au centre du réservoir. Autre types indiquent l'endroit du puits. La perméabilité verticale et horizontale est nécessaire pour les calculs. La plupart des corrélations exigent les mêmes données d'entrée avec la position additionnelle de puits pour les méthodes de **Kuchuk** et de **Goode** et de **Thambynaya**.

$$J^o = \left( \frac{q}{p_i - p_{wf}} \right) = \frac{kh}{162.6B_o\mu_o \left( \log t + \log \frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2 - 3.23 + 0.87s} \right)} \dots\dots\dots (4.46)$$

pour un écoulement en régime permanent autour d'un puits horizontal :

$$J^o = \frac{q}{(p_i - p_{wf})} = \frac{kh}{141.2B_oU_o \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{I_{ani}h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani}h}{r_w + (I_{ani} + 1)} \right) + \right]} \dots\dots\dots (4.47)$$

## Conclusion

On conclut par :

Pour optimiser la période de test remontée de pression buildup doit être déterminé la géométrie et les régimes d'écoulement et différents temps durant le test et le rayon d'investigation ; le rayon d'investigation de Buildup test peut être estimé à partir du moment où le régime d'écoulement radial se termine (c'est-à-dire la fin de MTR).

L'estimation de la zone de perturbation de pression, ou la propagation du rayon d'investigation, à partir d'un puits producteur dans un réservoir en utilisant à la fois des méthodes analytiques et numériques. Un coefficient linéaire (ou rayon) dans la relation entre le carré du rayon d'investigation sans dimension et le temps sans dimension est étudié et dérivé. Le coefficient de rayon dans l'équation est une constante et varie avec différents critères de rayon d'investigation définis, c'est-à-dire la variation de pression par rapport à la pression initiale de la formation au front de pression de la zone de perturbation de pression. Le coefficient de rayon est indépendant du débit pour un puits produisant à débit constant. Pour un puits produisant à débits variables, le coefficient de rayon n'est pas une constante pour le cas de pertes de charge plus importantes définies au front de pression (le cas de draw down). Le facteur de d'endommagement ( skin effect) n'affecte pas le résultat du rayon d'investigation calculé. Le volume de stockage du puits wbs n'affectera la propagation du rayon d'investigation qu'à un moment précoce, en fonction du volume de stockage du puits wbs.

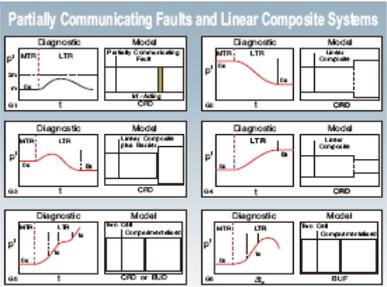
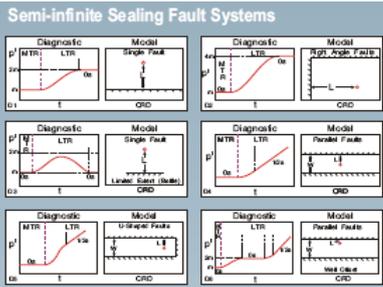
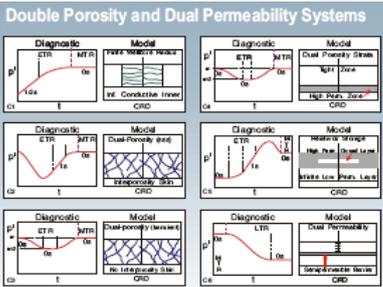
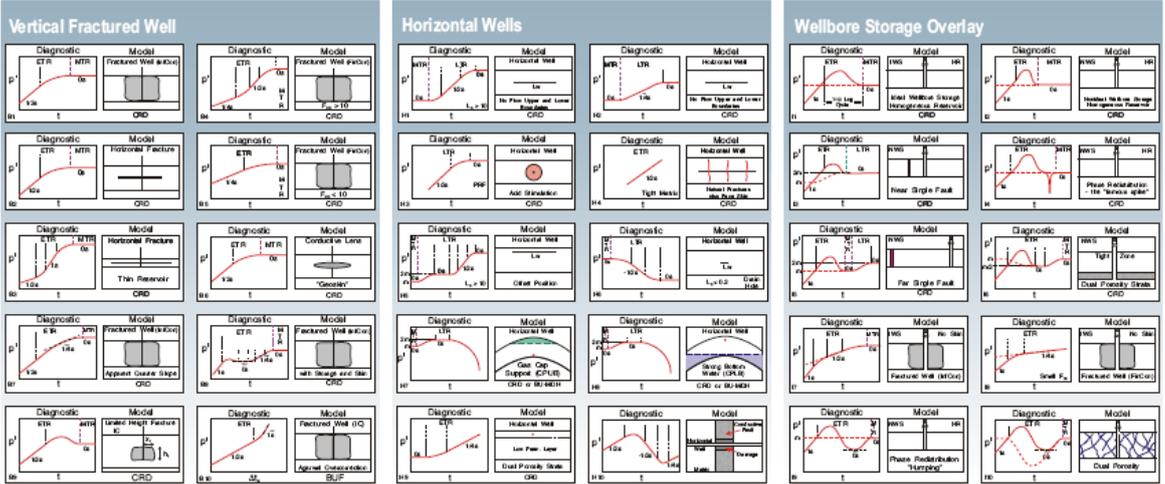
Quand possible, la dérivée est bruyante, le tracé de superposition doit être utilisé.

IMEX, a conventional [black oil simulator](#) used for primary recovery. **Computer Modeling Group Ltd.**, abbreviated as CMG, is a software company peut utiliser pour simuler le rayon d'investigation.

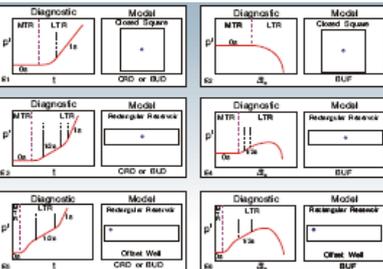
# **Annex**



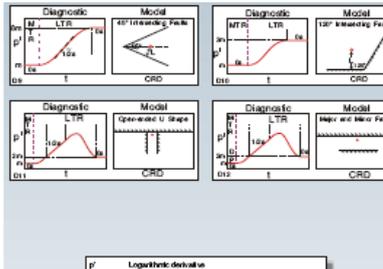
# EPS Derivative Diagnostic Library



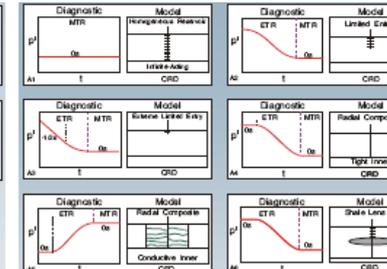
## Closed Reservoir Compartments



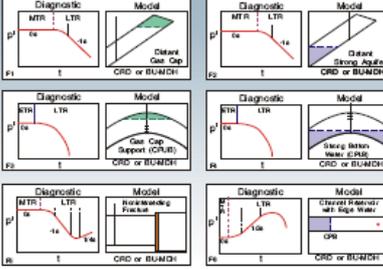
## Limited Entry and Radial Composite Systems



## Limited Entry and Radial Composite Systems



## Constant Pressure Boundaries



- $p'$  Logarithmic derivative
- $t$  Dependent time in a downflow
- $\Delta t$  Elapsed time in a buildup
- $\Delta t_{\text{app}}$  Apparent equivalent downflow time for a buildup
- ETR Early time region
- MTR Middle time region
- LTR Late time region
- $m$  Derivative of pressure
- 1/2s Half slope
- 1s Quarter slope
- 10s Unit slope
- 1/2s Negative half slope
- 1s Negative unit slope
- 
- CRD Constant rate drawdown
- InfCon Infinite conductivity
- FinCon Finite conductivity
- Chc Well channel
- $W$  Distance to nearest boundary
- $L_w$  Horizontal well length
- $L_r$  Distance to outer horizontal well length
- $m$  Ideal slope of a log-log plot (i.e.  $m = \log(2)$ )
- BUD Buildup
- BU-BUD Buildup bounded with apparent equivalent time
- BU-MCH Buildup bounded by heterogeneity or desorption
- CPUB Constant pressure upper boundary
- CPUB Constant pressure lower boundary
- PRF Pseudo-radial flow

e-petroleumservices.com  
 Telephone +44 (0)131 449 4538 Fax +44 (0)131 449 5123





## WELL TESTING TYPICAL RESPONSES PANSYSTEM USER GUIDELINES



VERTICAL WELLS		BOUNDARY MODELS		
RESERVOIR FLOW MODEL	NAME	BOUNDARY MODEL	NAME	BOUNDARY CONFIGURATION
	Radial homogeneous		Infinite Acting or No Boundary	
	Radial homogeneous with wellbore storage		Single fault- No flow boundary	
	Vertical fracture - infinite conductivity		Constant pressure - (generic)	
	Vertical fracture - infinite conductivity with wellbore storage		Parallel faults (equidistant)	
	Vertical fracture - uniform flux		Intersecting faults 30 deg - (12 x slope)	
	Vertical fracture - uniform flux with wellbore storage		Intersecting faults 45 deg - (8 x slope)	
	Vertical fracture - finite conductivity		Intersecting faults 60 deg - (6 x slope)	
	Limited height fracture $Z_{wdf} = 0.5$ - homogeneous		Intersecting faults 90 deg - (4 x slope)	
	Limited height fracture $Z_{wdf} < 0.5$ - homogeneous		Intersecting faults 120 deg - (3 x slope)	
	Limited height fracture $Z_{wdf} = 0.5$ - short fracture homogeneous		U-shaped faults - L,L,L	
	Dual porosity - pseudo steady state		U-shaped faults - L,10L, L	
	Dual porosity - pseudo steady state with wellbore storage		U-shaped faults - L,L, 10L	

	Dual porosity - transient		Closed system - L,L, L, L (drawdown)	
	Dual permeability		Closed system - 5L,L, 5L, 9L (drawdown)	
	Dual permeability with wellbore storage		Closed system - 5L,L, 5L, 9L (buildup)	
	Radial composite - inner mobility lower		Closed system - L,L, 9L, 9L (drawdown)	
	Radial composite with wellbore storage - inner mobility lower		Closed system - L,L, 9L, 9L (buildup)	
	Radial composite - inner mobility higher		Closed system - 2L, 10L, 2L, 10L (drawdown)	
	Radial composite with wellbore storage - inner mobility higher		Closed system - 2L, 10L, 2L, 10L (buildup)	
	Partial penetration		Closed system - 2L, 19L, 2L, L (drawdown)	
	Partial penetration with wellbore storage		Closed system - 2L, 19L, 2L, L (buildup)	
	Gas cap/aquifer support		Closed system - L, 19L, 3L, L (drawdown)	
	Gas cap/aquifer support with wellbore storage		Closed system - L, 19L, 3L, L (buildup)	
	2-cell compartmentalised - (drawdown)		2-cell compartmentalised - (buildup)	
	2-cell compartmentalised - (buildup)		Hexagonal system - L	

## HORIZONTAL WELLS

RESERVOIR FLOW MODEL	NAME
	Horizontal well – two no-flow boundaries $Z_{wd} = 0.5$ – homogeneous
	Horizontal well – two no-flow boundaries $Z_{wd} = 0.5$ – homogeneous with wellbore storage
	Horizontal well – two no-flow boundaries $Z_{wd} > 0.5$ – homogeneous
	Horizontal well – two no-flow boundaries $Z_{wd} > 0.5$ – homogeneous with wellbore storage
	Horizontal well – two no-flow boundaries – dual porosity
	Horizontal well – two no-flow boundaries – dual porosity with storage
	Horizontal well – no-flow/constant pressure boundary – homogeneous
	Horizontal well – no-flow/constant pressure boundary – homogeneous with storage
	Horizontal well – no-flow/constant pressure boundary – dual porosity
	Horizontal well – no-flow/constant pressure boundary – dual porosity with storage

# Basic Time Functions

Flow Time	$t$ $t_c$
Shut-In Time	$\Delta t$
Horner Time	$\frac{t_c + \Delta t}{\Delta t}$
Superposition Time	$t_n = \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})$ $\Delta t_n = \sum_{j=1}^n \frac{q_j}{q_n} \log\left(\frac{t_n + \Delta t - t_{j-1}}{t_n + \Delta t - t_j}\right)$
Equivalent Time	$t_e = \frac{t_c \cdot \Delta t}{t_c + \Delta t}$
Root Time	$\sqrt{t}$ $\sqrt{\Delta t}$
Tandem Root Time	$\sqrt{t + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$
Quad Root Time	$\sqrt[4]{t}$ $\sqrt[4]{\Delta t}$
Tandem Quad Root Time	$\sqrt[4]{t + \Delta t} - \sqrt[4]{\Delta t}$

## Delta time $\Delta t$ :

Delta time represents the time from the beginning of a flow or shut-in period. In a buildup test, delta time is also called the [shut-in time](#). It is the simplest time function to deal with and is used when calculating other time functions such as Horner or [superposition time](#).

For [analysis](#), it should only be used for constant rate drawdown tests, or for buildup tests which have been preceded by a long duration flow (greater than time to stabilization).

$$\text{Horner Time } \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Horner time is a time function used to specifically analyze buildup test data. Horner time is defined as the special case of [superposition \(radial\) time](#) for a single, constant rate flow period followed by a shut-in (i.e., a buildup).

## Linear Time

Linear time or square root time, is used to [analyze](#) linear fracture or linear channel flow data. Linear fracture flow can occur in infinite conductivity fractures, and linear channel flow can occur in long, narrow reservoirs.

For buildup data, [linear equivalent time](#) is used as defined below:

$$\Delta t_{eL} = \sqrt{t_c} + \sqrt{\Delta t} - \sqrt{t_c + \Delta t}$$

## Bilinear Time

Bilinear time or quad root time, is used to [analyze](#) bilinear fracture flow data. Bilinear fracture flow occurs in long fractures with finite conductivity.

For buildup data, [bilinear equivalent time](#) is used as defined below:

$$\Delta t_{eB} = \sqrt[4]{t_c} + \sqrt[4]{\Delta t} - \sqrt[4]{t_c + \Delta t}$$

## Superposition Time

Superposition time is required in order to analyze variable rate tests. Superposition in time involves breaking up a multi-rate sequence into a set of single rates. The rate used for each step is the difference between the current rate and the previous rate.

Superposition Time Functions	
Radial Time	$\Sigma \Delta t_R = 10^{t(f)} \quad t(f) = \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \log(t - t_{j-1})$
<a href="#">Linear Time</a>	$\Sigma \Delta t_R = t(f)^2 \quad t(f) = \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \sqrt{t - t_{j-1}}$
<a href="#">Bilinear Time</a>	$\Sigma \Delta t_B = t(f)^4 \quad t(f) = \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \sqrt[4]{t - t_{j-1}}$
Spherical Time	$\Sigma \Delta t_S = t(f)^{-2} \quad t(f) = \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \frac{1}{\sqrt{t - t_{j-1}}}$

## BIBLIOGRAPHIE

- Essais des puits méthodes et interprétations gilles bardarout 1996 édition technip
- Interprétation des essais des puits D .Bourdet copyright 1999 ENSPM formation industrielle forage production gisement ;
- Manuel des essais de puits, chambre syndicale de la recherche de la production du pétrole et du gaz naturel 1972 édition technip
- Oil Well Testing Handbook Amanat U. Chaudhry Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc. Houston, Texas
- Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803, USA Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK
- Copyright © 2004, Elsevier Inc.
- "Inflow Performance Relationship for Solution-Gas Drive Wells", Vogel, J. V., JPT, Jan. 1968.
- "Pressure Buildup Equations for Spherical Flow Regime Problems", W.E. Culham, SPEJ (December 1974) 545 - 555.
- LES ESSAIS DE PUIITS Objectifs, matériel de base et déroulement général
- ENSPM Formation Industrie -Forage " Production " Gisement D. PERRIN 2000 .
- Advanced Reservoir Engineering Tarek Ahmed Senior Staff Advisor
- Anadarko Petroleum Corporation Paul D. McKinney V.P. Reservoir Engineering. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier
- 200 Wheeler Road, Burlington, MA 01803, USA .Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK Copyright © 2005, Elsevier Inc.
- Well Productivity Handbook: Vertical, Fractured, Horizontal, Multilateral, and Intelligent Wells
- Copyright © 2008 by Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Gulf Publishing Company 2 Greenway Plaza, Suite 1020
- Houston, TX 77046 ISBN-10: 1-933762-32-2 ISBN-13: 978-1-933762-32-6
- Dynamic Data Analysis - v4.12.03 - © KAPPA 1988-2012
- WELL TESTING Module #1,2,,4: Introduction Shahab Gerami, PhD
- H. Dale Beggs: Production Optimization Using NODAL™ Analysis, OGCI and Petroskills publications, Tulsa, Oklahoma, (2003).
- Real time reservoir management shah kabir hess et omer izgec chevron
- Society of Petroleum Engineers 222 Palisades Creek Drive

Richardson, TX 75080-2040 USA ISBN 978-1-61399-194-7 12 13 14 15 16 17 / 11 10 9 8 7  
6 5 4 3 2 1

<http://store.spe.org/books@spe.org> 1.972.952.9393

<http://www.fekete.com>

Modélisation et optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le  
gisement de Hassi Messoudj à partir des essais de DST (DRILL STEM TEST). Présenté par  
: ZERGOUNE Oussama- DABBABI Alla Eldine TALBI Oussama. Université Ouargla,  
2014 /2015.