

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET  
POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA  
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**Schlumberger**



*Ecole Nationale Polytechnique*

*Département d'Hydraulique*

# ***MEMOIRE DE FIN D'ETUDES***

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME  
D'INGENIEUR D'ETAT EN HYDRAULIQUE

Thème :

***Analyse après fermeture d'un test de  
mini – fracturation dans des réservoirs  
naturellement fracturés***

Réalisé par:

M<sup>r</sup> Behiani Imad Eddine

Dirigé par:

M<sup>me</sup> R.Kettab

Promotion 2008

## Remerciement

Qu'il me soit permis de présenter ici mes remerciements à tout un petit monde de personnes qui ont rendu possible la présente étude et qui ont contribué à son élaboration sous quelque forme que ce soit.

Je tiens tout d'abord à dire ma reconnaissance envers Madame **R.Kettab** qui, malgré les prérogatives qui sont siennes, a accepté sans réserve, de diriger cette thèse. Elle s'y est grandement impliquée par ses directives, ses remarques et suggestions, mais aussi par ses encouragements dans les moments clés de son élaboration. Je tiens à la remercier aussi pour cette liberté qu'elle a permise, sans laquelle le chercheur ne saurait affirmer sa manière de penser et de procéder, sa manière d'être, bref toute sa personnalité.

Je ne saurais oublier tous mes enseignants du département d'Hydraulique pour la qualité de la formation qui nous a été dispensée durant les trois années de notre spécialité à l'Ecole Polytechnique d'El-Harrach.

Je remercie infiniment Madame **Gabriella Centorami** qui m'a beaucoup aidé à comprendre la fracturation hydraulique et les fractures naturelles.

Je tiens beaucoup à remercier Monsieur **Braham Chaouch** et Mademoiselle **Nadia Louail** qui ont beaucoup contribué pour que ce travail soit fait.

Que messieurs les membres de jury trouvent ici toute ma haute considération pour avoir accepté d'examiner et de juger mon travail de fin d'étude.

Je remercie aussi tous ceux qui de près ou de loin m'ont soutenu durant la préparation de ce travail et ce par leurs conseils ou soutien moral, en particulier tous mes camarades de spécialité.

Merci aussi aux inoubliables personnes que j'ai connues durant mon stage et spécialement **Mehdi Chalane** et l'équipe du laboratoire qui m'a beaucoup soutenu que je cite : Azzedine, Bensina, Mehdi, Mohamed, Hafidh, Fateh, Hamlaoui, El hachemi,

## Dédicace

A mes chers parents ;

D'abord ma mère qui n'a jamais cessé de m'encourager et qui s'est toujours sacrifier pour mon bien être et ma réussite.

Mon père qui s'est toujours montré présent et qui a fait en sorte que je ne manque de rien durant toute ma vie.

A ma sœur Naziha et son mari Amine ainsi que mon cher neveu Badis.

A mes frere Mohamed et Walid qui je ne les remercierai jamais assez

A tous mes professeurs du département hydraulique.

Je n'oublierai jamais mes chers camarades de la spécialité à savoir, Lamia ABBAZ, Akram ASSILA, Oussama DJEBALI, Ryma FARES, Nacer LATBI, Amine LOUNES, Asma N'fissa MAGHEZZI, Yasmine MIRA, M'Hamed TAROUAYA ainsi que Moula ZABOT.

Je dédie enfin mon travail à mes amis qui ont toujours été à mes cotés, qui n'ont jamais douté de moi et à qui je suis fort reconnaissant : Amine Derridj, Islem boulacheb , Smail Belekhal, Riad Djemai, Djallal Benhabiles, Mehdi Amrani, Billel Laouati, Amine Nouioua et tous ceux que j'ai pu citer.

## ملخص

الشق الهيدروليكي تقنية كثيرة الاستعمال لمعالجة أو منع حدوث مشاكل في الإنتاج لكن استخدامها في جوف الأرض أين توجد تشققات يستلزم معالجة خاصة سببته الخسارة الكثيرة في سائل الشق. لهذا المعرفة بخصائص الجوف مهمة لمعرفة العلاج المناسب.

**مفاتيح:** الشق الهيدروليكي

## Résumé

La fracturation hydraulique est une technique souvent utilisée pour remédier ou prévenir les problèmes de production mais son utilisation dans des réservoirs naturellement fracturés nécessite un traitement spécifique dû principalement à la perte de fluide de fracturation importante. Donc la connaissance des caractéristiques du réservoir est nécessaire pour adopter le traitement adéquat et cela en effectuant un traitement de calibrage qui nous permet d'obtenir les différentes caractéristiques comme la perméabilité, l'interporosité, la storativité et la pression moyenne.

Nous avons développé deux procédures basées sur des modèles mathématiques la première utilisant une fonction de temps adimensionnelle et la deuxième utilisant un temps réel.

**Mot clés :** Réservoirs naturellement fracturés, Fracturation hydraulique, Mini falloff, Traitement de calibrage.

## Abstract

The hydraulic fracturing is a technique often used to cure or to prevent production problems but its use in naturally fractured resevoirs requires a specific treatment due mainly to the significant fluidloss. Therefore the knowledge of the characteristics of the tank is necessary to adopt the adequate treatment and that by carrying out a treatment of calibration which enables us to obtain the various characteristics such as the permeability, the interporosity, the storativity and the average pressure.

We developed two procedures based on mathematical models the first using an adimensional function of time and the second using a real time.

**Key words:** Naturally fractured tanks, hydraulic Fracturing, Mini falloff, Treatment of calibration.

## TABLE DES MATIERES

### LISTE DES FIGURES

### LISTE DES TABLEAU

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>1</b>
1.1	Objectifs.....	1
1.2	Détermination de la perméabilité du réservoir utilisant l'analyse de la période Après-Fermeture (After-Closure) du Tests de Calibrage [1], [34] .....	2
<b>2</b>	<b>THEORIE .....</b>	<b>4</b>
2.1	Réservoirs Naturellement Fracturés .....	4
2.1.1	Modèle d'Écoulement Matriciel d'état Pseudostable.....	8
2.1.2	Modèle d'Écoulement Matriciel Transitoire .....	8
2.2	Fracturation hydraulique.....	8
2.2.1	Concepts de base .....	9
2.2.1.1	Pression de fracturation.....	9
2.2.1.2	La pression de pore .....	9
2.2.1.3	Propriétés Élastiques .....	9
2.2.1.4	Contraintes .....	10
2.2.1.5	Orientation de la Fracture .....	17
2.2.1.6	Géométrie de la Fracture.....	17
2.2.1.7	Les fluides de fracturation hydraulique.....	20
2.2.1.8	Agents de soutènement de Fracturation hydraulique (Proppants).....	20
2.2.2	Techniques de Diagnostics pour les Fractures Hydrauliques.....	21
2.3	Test d'injection de Mini-fracturation.....	23
2.3.1	Traitement de Calibrage .....	24
2.3.1.1	Test de Mini-falloff.....	24
2.3.1.2	Step Rate Test .....	25
2.3.1.3	Mini-fracture Test .....	25
2.3.2	Méthodes de Pré fermeture.....	28
2.3.3	Fermeture de la fracture (Fracture Closure) .....	28
2.3.4	Méthodes After-closure .....	31
<b>3</b>	<b>MODÈLE MATHÉMATIQUE .....</b>	<b>34</b>
3.1	Suppositions.....	34
3.2	Fonction du Temps Apparent .....	36
3.3	Temps intermédiaire (Intermediate time)-observation de la cuve.....	38
3.4	Late Time – Débit Radial .....	43
3.5	Cas Spéciaux.....	49
3.5.1	Comparaison de $\omega$ avec celui obtenu par la technique TDS [35] au point minimal de la cuve .....	49
3.5.2	Le Début et la base de la cuve sont difficiles à observer.....	51

3.5.3 L'écoulement radial apparait à une valeur de F2 supérieure à 0.18 : .....	52
3.6 Procédures étape par étape .....	53
<b>4 APPLICATIONS ET EXEMPLES .....</b>	<b>56</b>
4.1 Exemple 1 : .....	56
Procédure Etape par étape : .....	56
4.2 Exemple 2.....	64
Procédure étape par étape: .....	64
4.3 Exemple 3.....	70
Procédure Etape par étape.....	71
<b>5 APPLICATION DU TEMPS RÉEL AU LIEU DE LA FONCTION F2 POUR CALCULER LES PARAMÈTRES DU RÉSERVOIR.....</b>	<b>77</b>
5.1 Late time, Ecoulement radial :.....	77
5.2 Temps intermédiaire (Intermediate Times).....	79
5.3 Procédure étape par étape.....	81
5.4 Exemples.....	82
5.4.1 Exemple 1.....	82
Procédure étape par étape .....	83
5.4.2 Exemple 2 : .....	86
Procédure Etape par étape : .....	87
5.4.3 Exemple 3.....	90
Procédure Etape par étape.....	90
5.5 Conclusion : .....	93
<b>6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS .....</b>	<b>95</b>
6.1 Conclusion .....	95
6.2 Recommandations.....	96
<b>BIBLIOGRAPHIE : .....</b>	<b>97</b>
<b>ANNEXE : DONNEES DE PRESSION.....</b>	<b>102</b>

## Liste des Figures

Figure 1.1 La méthode modifiée de Benelkadi et Tiab.....	2
Figure 2.1 Réservoir Réel Milieu Poreux .....	4
Figure 2.2 Réservoir Naturellement Fracturé, Modèle de Strate .....	5
Figure 2.3 Réservoir Naturellement Fracturé, Allumettes.....	6
Figure 2.4 Réservoirs Naturellement Fracturés, Modèle de Cube.....	6
Figure 2.5 Stress regimes and order of stresses .....	12
Figure 2.6 Coupe des contraintes et les profils de Pression d'un puits horizontal foré le long de $\sigma_h$ .....	15
Figure 2.7 Coupe des contraintes et les profils de Pression d'un puits horizontal foré le long de $\sigma_H$ .....	16
Figure 2.8 Les types de Fractures Hydrauliques [44] .....	18
Figure 2.9 Évolution de la Géométrie de Fracture.....	19
Figure 2.10 La pression et la largeur pour ouvrir des fractures naturelles .....	23
Figure 2.11 Séquence de Traitement de Calibrage [22] .....	24
Figure 2.12 Exemple de pression concernant la fracturation.....	26
Figure 2.13 Informations Obtenues d'un Test de Calibrage de Pré fracturation de Gaz de réservoir compact .....	27
Figure 2.14 Les exemples de la technique de Jones et Sargeant pour l'évaluation de la pression de fermeture en présence d'écoulement de fracture de conductivité infinie..	29
Figure 2.15 Les exemples de la technique de Jones et Sargeant pour l'évaluation de la pression de fermeture en présence d'écoulement de fracture de conductivité finie.....	30
Figure 3.1 Graph représentatif de la pression et la dérivée de pression en fonction de $F^2$ .....	35
Figure 3.2 Points caractéristiques détectés sur une feuille logarithmique de pression et dérivée de pression en fonction de $F^2$ .....	36
Figure 3.3 Représentation graphique de $\omega$ en fonction de $\omega (1-\omega)$ .....	41
Figure 3.4 Représentation graphique de $\omega$ en fonction de $(1/\omega)^\omega$ .....	42
Figure 3.5 Plot de diagnostic pour l'estimation de $P_r$ , $k$ , $\omega$ et $\lambda$ dans des réservoirs naturellement fracturées.....	49
Figure 4.1 La pression et sa dérivative .....	57

Figure 4.2 Plot de diagnostic, Exemple 1 .....	58
Figure 4.3 Calcul de $\omega$ de la figure 3.3 .....	61
Figure 4.4 Calcul de $\omega$ de la figure 3.4 .....	62
Figure 4.5 La pression et sa dérivative, Exemple 2 .....	65
Figure 4.6 Plot de diagnostic, Exemple 2 .....	66
Figure 4.7 Calcul de $\omega$ de la Figure 3.4 .....	68
Figure 5.1 Graph de Pression et la dérivée de pression, Exemple 1 .....	83
Figure 5.2 Plot de diagnostic, Exemple 1 .....	84
Figure 5.3 Graph de Pression et la dérivée de pression, Exemple 2 .....	87
Figure 5.4 Plot de diagnostic, Exemple 2 .....	88
Figure 5.5 Pression et dérivée de pression, Exemple 3 .....	91
Figure 5.6 Plot de diagnostic, Exemple 3 .....	92



## Liste des Tableaux

Tableau 2.1 outil de diagnostic pour les fractures hydrauliques.....	22
Tableau 2.2 Informations obtenues du test de calibrage.....	26
Tableau 4.1 Résumé des résultats, Exemple 1 .....	63
Tableau 4.2 Résumé des résultats, Exemple 2 .....	70
Tableau 4.3 Résumé des résultats, Exemple 3 .....	75
Tableau 4.4 Comparaison des résultats.....	76
Tableau 5.1 Résumé des valeurs de $\omega$ , $\lambda$ , Pr et k avec cette technique, Exemple 1 ....	86
Tableau 5.2 Résumé des valeurs de $\omega$ , $\lambda$ , Pr et k avec cette technique, Exemple 2 ....	90
Tableau 5.3 Résumé des valeurs de $\omega$ , $\lambda$ , Pr et k avec cette technique, Exemple 3 ....	93
Tableau 5.4 Récapitulatif des résultats .....	94

# 1 INTRODUCTION

Les réservoirs Naturellement fracturés sont susceptibles aux dommages causés à la formation et dans la plupart des cas, exigent des traitements de stimulation pour optimiser la production. Il est donc important d'identifier les fractures naturelles parce que leur présence exige une gestion spéciale pour : l'évaluation des réserves, les taux attendus, l'implantation de forage et les traitements de stimulation qui diffèrent des traitements conventionnels.

Il est commun de déterminer la description de réservoir à partir d'essais de puits conventionnels mais ces techniques sont coûteuses en termes d'équipement supplémentaire et les retards des dates d'exécution le test. C'est aussi possible que les techniques conventionnelles ne seraient pas couronnées de succès dans des réservoirs de basse perméabilité à cause des débits extrêmement bas.

Le test d'injection de mini-fracturation a permis la détermination de la description du réservoir dans des réservoirs homogènes où le fluide leakoff dépend de la perméabilité matricielle, la viscosité du fluide et la compressibilité du fluide de réservoir. L'application de ce type de test aux réservoirs naturellement fracturés présente les nouveaux facteurs qui sont difficiles à mesurer, par exemple le fluide leakoff dominé par les fractures naturelles qui varient avec la contrainte ou la pression nette.

Cette étude permet l'identification de réservoirs naturellement fracturés d'après des tests de fermeture et le calcul de leurs paramètres de réservoir respectifs.

## 1.1 *Objectifs*

Les objectifs de cette étude sont :

- 1 Identifier la présence de fractures naturelles et déterminer des propriétés de réservoir, comme la perméabilité ( $k$ ), la proportion de storativité  $1$  ( $\omega$ ), l'interporosité ( $\lambda$ ) et la pression moyenne du réservoir ( $P_r$ ) à partir d'un traitement de mini-fracture.
- 2 Générer une méthode analogue aux essais de puits conventionnels pour évaluer des paramètres de réservoir ( $k$ ,  $P_r$ ,  $\omega$  et  $\lambda$ ) dans des réservoirs naturellement fracturés.
- 3 Générer des équations alternatives pour évaluer la pression du réservoir et la perméabilité, la storativité et l'interporosité qui permet une analyse complète du système, utilisant des équations pour buts la vérification et l'identification de régimes des écoulements.
- 4 Développer une procédure étape par étape qui facilite l'application de la méthode proposée dans cette étude.

## 1.2 Détermination de la perméabilité du réservoir utilisant l'analyse de la période Après-Fermeture (After-Closure) du Tests de Calibrage [1], [34]

En 2001, Benelkadi et Tiab [1], [34] ont développé une technique modifiée pour déterminer la perméabilité et la pression d'un réservoir dans des réservoirs homogènes par l'utilisation des données après-fermeture. La méthode utilise la fonction du temps apparent développée par Nolte [11] et elle est basée sur l'utilisation de la dérivée. Cette méthode estime la valeur de la perméabilité et la pression du réservoir à partir d'un plot logarithmique unique (voir Figure 1. 1).

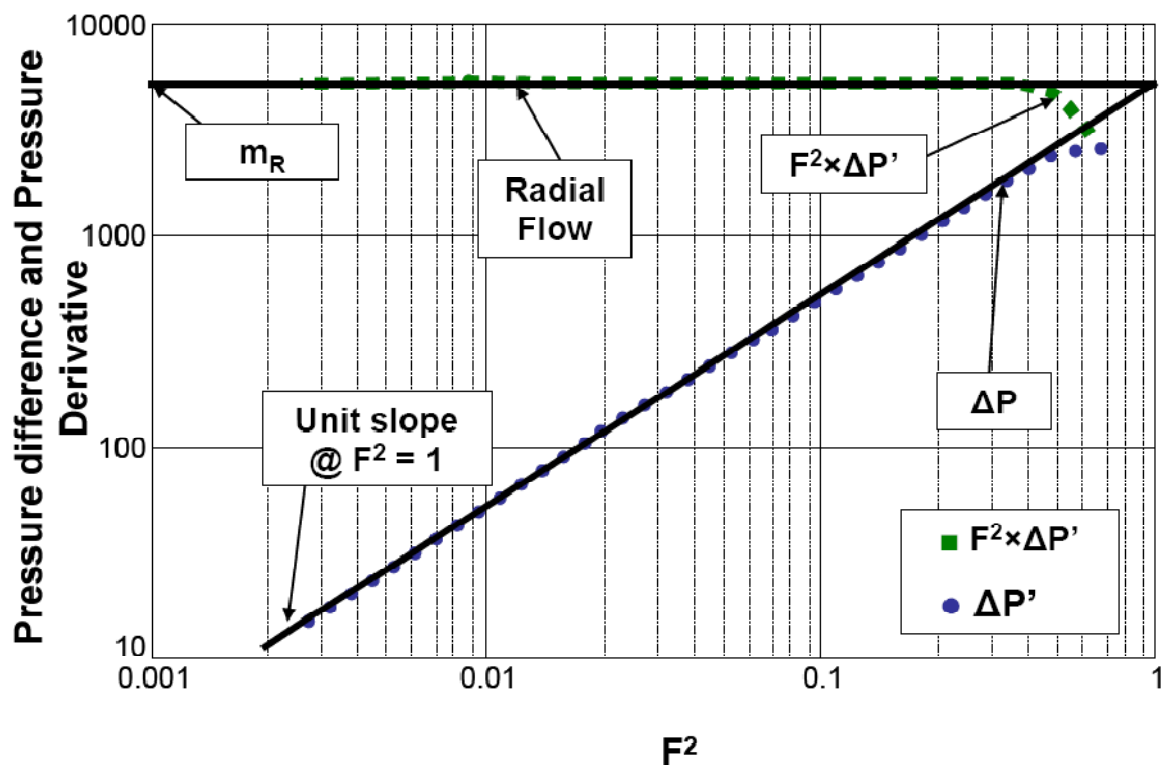


Figure 1.1 La méthode modifiée de Benelkadi et Tiab

La méthode modifiée de Benelkadi et Tiab exige une valeur aléatoirement choisie pour la pression initiale du réservoir pour dessiner la courbe dérivée. De cette courbe dérivée l'écoulement radial peut être identifié dans le plot logarithmique comme la ligne droite de pente égale à zéro. Une fois que l'écoulement radial a été identifié, la perméabilité peut être évaluée par :

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{h t_c m_R} \quad (1.1)$$

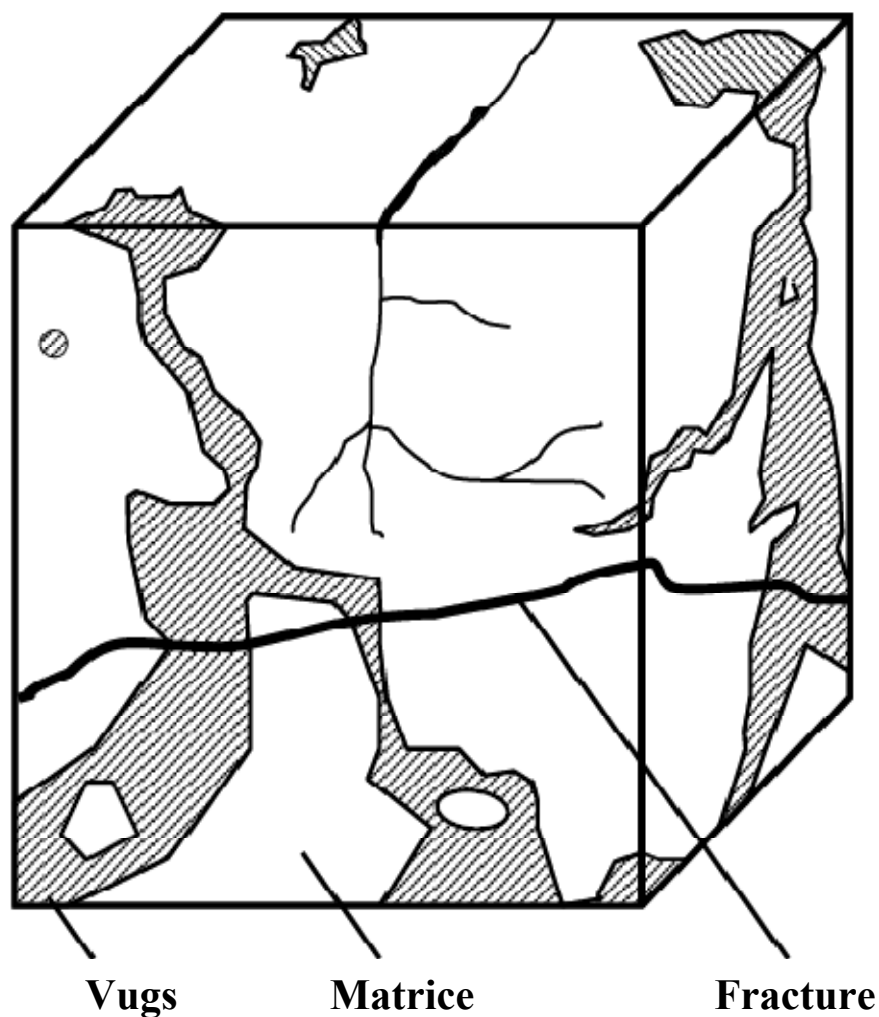
Puis, il est nécessaire de continuer à estimer les pressions du réservoir jusqu'à la partie de la différence de pression qui correspond à l'écoulement radial (identifié

dans la courbe dérivée), recouvre une pente unité qui croise  $F^2$  à la valeur de 1. La pression devinée est assumée pour être la pression d'un réservoir quand la partie d'écoulement radial de la différence de pression recouvre la pente d'unité.

## 2 THEORIE

### 2.1 Réservoirs Naturellement Fracturés

Un réservoir naturellement fracturé est aussi considéré comme *un système de porosité duelle* en raison d'une de ses caractéristiques principales : la présence de deux types distincts de milieux poreux (voir Figure 2.1) (la matrice et la fracture) qui représentent le stockage des différents fluides et les caractéristiques de conductivité.



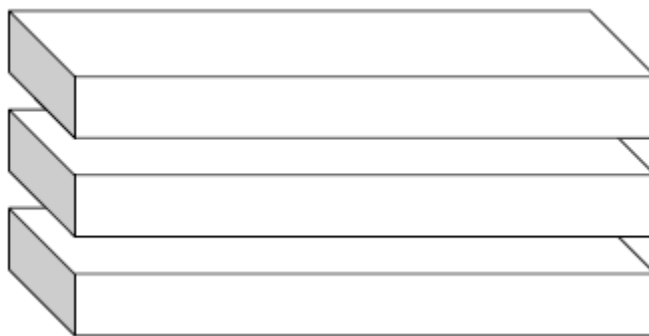
**Figure 2.1 Réservoir Réel Milieu Poreux**

Les réservoirs Naturellement fracturés se trouvent dans le monde entier dans tous les types de lithologies et partout dans la colonne stratigraphique de pré-Cambrian au Miocène

Les causes principales pour la génération de fractures sont :

1. Diastrophisme comme dans le cas de pliage et la formation de failles. La formation de failles a tendance à produire des fissures le long de la ligne de faille, qui à leur tour produisent une zone de dilatance. L'effet de dilatance est probablement responsable d'une grande partie de la migration et de l'accumulation de pétrole dans les réservoirs de fracture.
  2. Érosion des couches profondes : permet aux parties supérieures de s'étendre, s'élever et se fracturer tout au long des plans de faiblesse.
  3. le processus de dolomitisation dans les réservoirs carbonatés contribue significativement dans la création de fractures naturelle. Le remplacement de calcite par la dolomite implique une contraction d'approximativement 12 %.
- Les approches mathématiques

À cause de la complexité dans la géométrie des réservoirs naturellement fracturés (Figure 2.1), des approches mathématiques différentes ont été développées pour des formes géométriques diverses dans un effort de simuler l'effet de formes de bloc matricielles dans la période de transition (Figure 2.2 et 2.4).

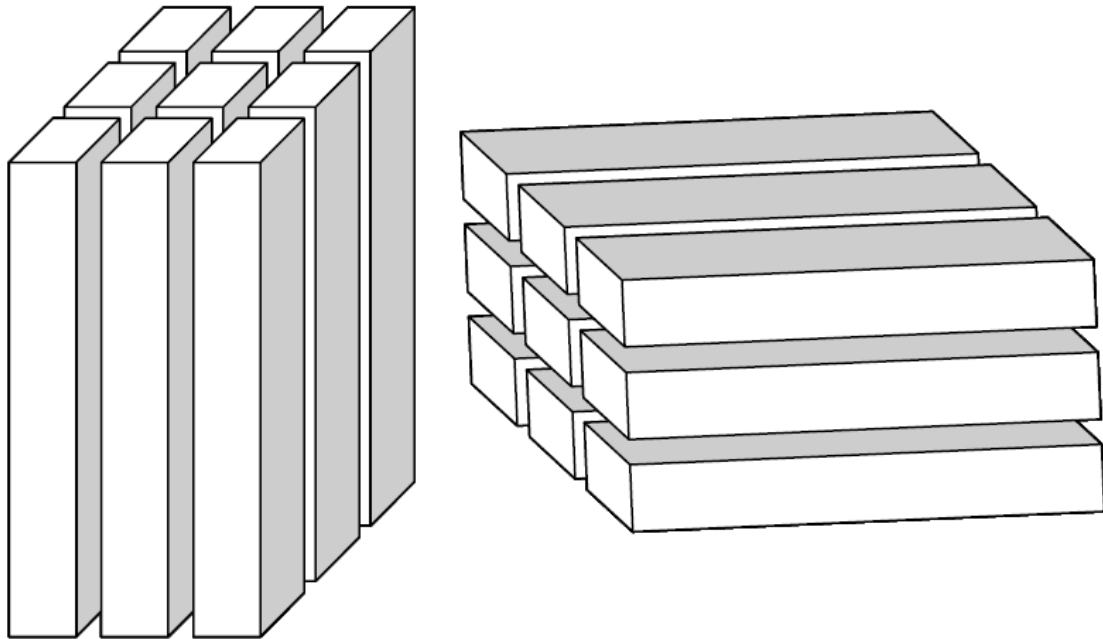


**Figure 2.2 Réservoir Naturellement Fracturé, Modèle de Strate**

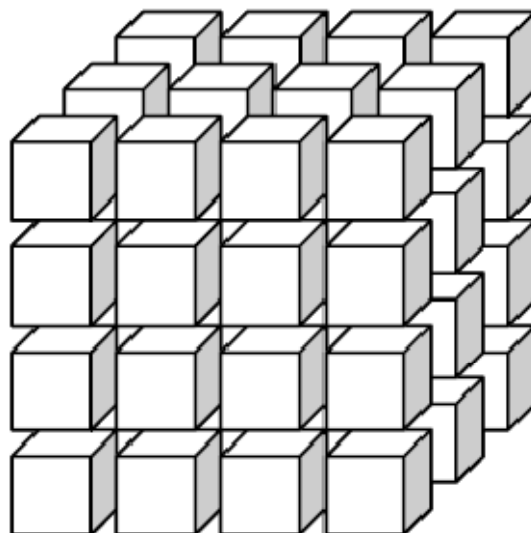
Dans tous les cas, l'espace entre les blocs correspond aux fractures et les blocs ont une distribution uniforme le long du réservoir. Le modèle de strate (Figure 2.2) est un bon représentant de réservoir peu profond ou un réservoir profond dominé par la formation de failles de poussée<sup>1</sup>; ce modèle montre un réservoir uniformément fracturé et stratifié. Le modèle d'allumette (Figure 2.3) montre un réservoir uniformément fracturé fait de plans rectangulaires et est une bonne représentation de

<sup>1</sup> Une **faille de poussée** est un type de faille, ou rupture dans la croûte terrestre qui se traduit par un mouvement de chaque côté contre l'autre, dans laquelle une position stratigraphique inférieure est poussé au dessus et sur une autre. C'est le résultat de forces de compression.

réservoirs avec des fractures de cisaillement régionales ou tectoniques qui ne sont pas coupées par des fractures horizontales. Le modèle de cube (Figure 2.4) montre un réservoir uniformément fracturé fait de cubes et est un réservoir idéalisé avec des fractures régionales ou tectoniques coupées par des fractures horizontales.



**Figure 2.3 Réservoir Naturellement Fracturé, Allumettes**



**Figure 2.4 Réservoirs Naturellement Fracturés, Modèle de Cube**

Warren et Root [2] ont conclu que "deux paramètres sont suffisant pour caractériser la déviation du comportement d'un milieu avec une porosité double de

celui qui est homogènement poreux" quand des fractures naturelles sont infiniment rigides. Les deux paramètres auxquels ils se sont référés sont la proportion de storativité ( $\omega$ ) et le coefficient d'écoulement interporosité ( $\lambda$ ). La proportion de storativité est une mesure (dans une gamme de 0 à 1) de la capacité de la fracture pour le stockage dans le réservoir et le coefficient d'écoulement d'interporosité est une mesure (dans une gamme de  $10^{-3}$  pour la bonne conductivité à  $10^{-9}$  pour la faible conductivité) pour voir comment le fluide peut facilement couler de la matrice aux fractures. Warren et Root définissent la proportion de storativité et le coefficient d'écoulement d'interporosité comme :

$$\omega = \frac{(\phi C_t)_f}{(\phi C_t)_{f+m}}$$

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f}$$

Où  $k$  est la perméabilité,  $m$  et  $f$  sont les indices pour la matrice et la formation respectivement,  $\alpha^2$  est le paramètre géométrique pour la région hétérogène [ $1/L^2$ ],  $r_w$  est le rayon de puits de forage,  $\phi$  est la porosité et  $c_t$  la compressibilité totale.

Plusieurs modèles ont été développés pour représenter le comportement de pression possible pour des réservoirs naturellement fracturés. Les modèles diffèrent à cause des suppositions décrivant l'écoulement dans la matrice; les deux les plus communs sont le modèle d'écoulement d'état pseudostable et transitoire. En général, ces modèles supposent que la production vient de la matrice aux fractures et ensuite au puits de forage.

Cela implique que la matrice a une basse perméabilité et une haute capacité de stockage tandis que les fractures ont une haute perméabilité mais une basse capacité de stockage.

---

<sup>2</sup> "Le paramètre ' $\alpha$ ' a la dimension inverse de la surface; c'est un facteur de forme qui reflète la géométrie des éléments matriciels et cela contrôle l'écoulement entre les deux régions poreuses "



**2.1.1 Modèle d'Écoulement Matriciel d'état Pseudostable**

Le modèle d'Écoulement Matriciel d'état Pseudostable est le modèle commun pour décrire le comportement de pression. Les suppositions générales sont :

1. Les conditions d'écoulement d'état pseudostables sont présentes depuis le début d'écoulement.
2. La distribution de pression dans la matrice est atteinte après un temps considérable d'écoulement.
3. La pression dans la matrice diminue avec le même taux dans tous les points. Donc, l'écoulement de la matrice à la fracture est proportionnel à la différence entre la pression matricielle et la pression à la fracture adjacente.

Ce modèle regroupe un grand nombre de tests de pression de chantier dans des réservoirs naturellement fracturés. Une raison possible est que les dégâts dans la face de la matrice pourraient réguler l'écoulement de la matrice aux fractures travaillant comme une Duse (un étranglement).

**2.1.2 Modèle d'Écoulement Matriciel Transitoire**

La supposition principale pour ce modèle est qu'une équation d'écoulement transitoire est nécessaire pour décrire l'écoulement de la matrice au système de fracture. Le modèle d'Écoulement Matriciel transitoire est dominant dans des roches de basses perméabilités parce que de très longues périodes de temps sont exigées pour atteindre un état pseudostable. Ce modèle représente le régime des écoulements plus probable parce qu'un état pseudostable est atteint seulement en dernier temps. Cependant, malgré le fait que l'écoulement dans la matrice est presque toujours transitoire, il peut exposer un comportement pseudostable s'il y a un obstacle significatif à l'écoulement d'un milieu moins perméable à un autre plus perméable.

**2.2 *Fracturation hydraulique***

La fracturation hydraulique a été appliquée en 1947 pour la première fois (gisement de gaz de Hugoton, le Kansas) comme une technique pour surmonter les dégâts de skin. La fracturation hydraulique est utilisée principalement dans la stimulation de réservoir, des systèmes géothermiques, le broyeur d'ordures, le contrôle de production de sable et les mesures du stress in situ.

La fracturation hydraulique est utilisée pour augmenter le taux de production. Les trois applications principales de la fracturation hydraulique sont :

- a. By-pass de Dégâts : appliqué pour surmonter les endommagements dans le puits de forage en raison du forage et la complétion; donc, généralement la taille de la fracture est petite. La fracture peut être soutenue ou acidifiée.
- b. Traitement Massif : utilisé pour fracturer des grès de gaz de réservoir compact (en améliorant la récupération de réserves dans des formations de basses perméabilités). Les traitements Massifs exigent les plus grands volumes de fracturation pour créer des fractures plus longues que le By-pass de Dégâts.
- c. Tip Screen Out: cette technologie de fracture hydraulique s'applique aux formations de hautes perméabilité où l'objectif principal n'est pas d'augmenter la production, mais empêcher le mouvement de particule solide (des formations mal consolidées ou non consolidées pour empêcher et/ou contrôler la production de sable) en réduisant le gradient de pression de puits de forage.

## **2.2.1 Concepts de base**

### **2.2.1.1 Pression de fracturation**

On connaît la pression de fracturation aussi comme la Pression d'ouverture. Cette pression de fracturation est définie comme la pression qui fracture la matrice de la roche de la formation exposée, permettant aux fluides d'être injecté à l'intérieur de la formation. Pour des buts de fracturation hydraulique, les opérations sont faites au dessus de la pression de fracturation.

### **2.2.1.2 La pression de pore**

La pression de pore est la pression des fluides à l'intérieur des pores. Cette pression varie après et durant la production. Comme les fluides soutiennent une partie des contraintes totales appliquées, la pression de pore joue un rôle important dans les fractures hydrauliques.

### **2.2.1.3 Propriétés Élastiques**

L'outil sonique est le meilleur outil qui décrit les propriétés élastiques de la formation, comme le compressionnel et les ondes de cisaillement. Dans un milieu

isotrope, le module de cisaillement et le rapport de Poisson sont indépendants et liés aux vitesses de cisaillement et compressionnelle comme suit :

$$G = \rho_b v_s^2 \quad (2.3)$$

$$v = \frac{2v_s^2 - v_p^2}{2(v_s^2 - v_p^2)} \quad (2.4)$$

En termes de temps,

$$G = \rho_b \frac{d^2}{\Delta t_s^2} \quad (2.5)$$

$$v = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad (2.6)$$

Le module d'Young est lié au rapport de Poisson et le module de cisaillement par la relation suivante :

$$E = 2G(1 + \nu) \quad (2.7)$$

Les ondes de compression et de cisaillement doivent voyager dans une formation calme pour céder une évaluation réaliste du module de cisaillement et le rapport de Poisson. Pour des zones où la vitesse de cisaillement est inconnue, les temps de voyage synthétiques peuvent être produits de l'analyse lithologique.

#### 2.2.1.4 Contraintes

Les fractures hydrauliques se propagent perpendiculairement à la contrainte principale minimale, donc, il est important de déterminer correctement la direction et l'ordre des contraintes. L'état de contrainte est décrit par trois principales contraintes perpendiculaire l'une à l'autre où  $\sigma_1$  est la contrainte principale maximale,  $\sigma_2$  la contrainte principale intermédiaire et  $\sigma_3$  la contrainte principale minimale. Comme "les directions des contraintes principales sont orthogonales, la direction de deux contraintes principales décrit automatiquement la direction de la troisième" (Figure 2.5).

- Initiation de Fracture

L'orientation et l'emplacement d'une fracture hydraulique sont sous l'influence des contraintes locales, de l'orientation du sondage et des propriétés de la formation. L'initiation d'une fracture hydraulique dépend de la pression de fracturation, qui doit vaincre la concentration de des contraintes autour d'un forage en plus de la force de tension de la roche.

- Concentration de contrainte autour d'un Trou de forage

Supposons un puits circulaire infini dans un milieu homogène, isotrope, linéairement élastique et pressurisé par le fluide. La concentration de contrainte aux parois du puits est (la superposition de la solution de Kirsch) :

$$\sigma_{rr} = p_w \quad (2.8)$$

$$\sigma_{\theta\theta} = (\sigma_x + \sigma_y + p_w) - 2(\sigma_x - \sigma_y) \cos(2\theta) - 4\tau_{xy} \sin(2\theta) \quad (2.9)$$

$$\sigma_{zz} = \sigma_z - 2\nu(\sigma_x - \sigma_y) \cos(2\theta) - 4\nu\tau_{xy} \sin(2\theta) \quad (2.10)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (2.11)$$

$$\tau_{rz} = 0 \quad (2.12)$$

$$\tau_{\theta} = 2(-\tau_{xy} \sin \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \quad (2.13)$$

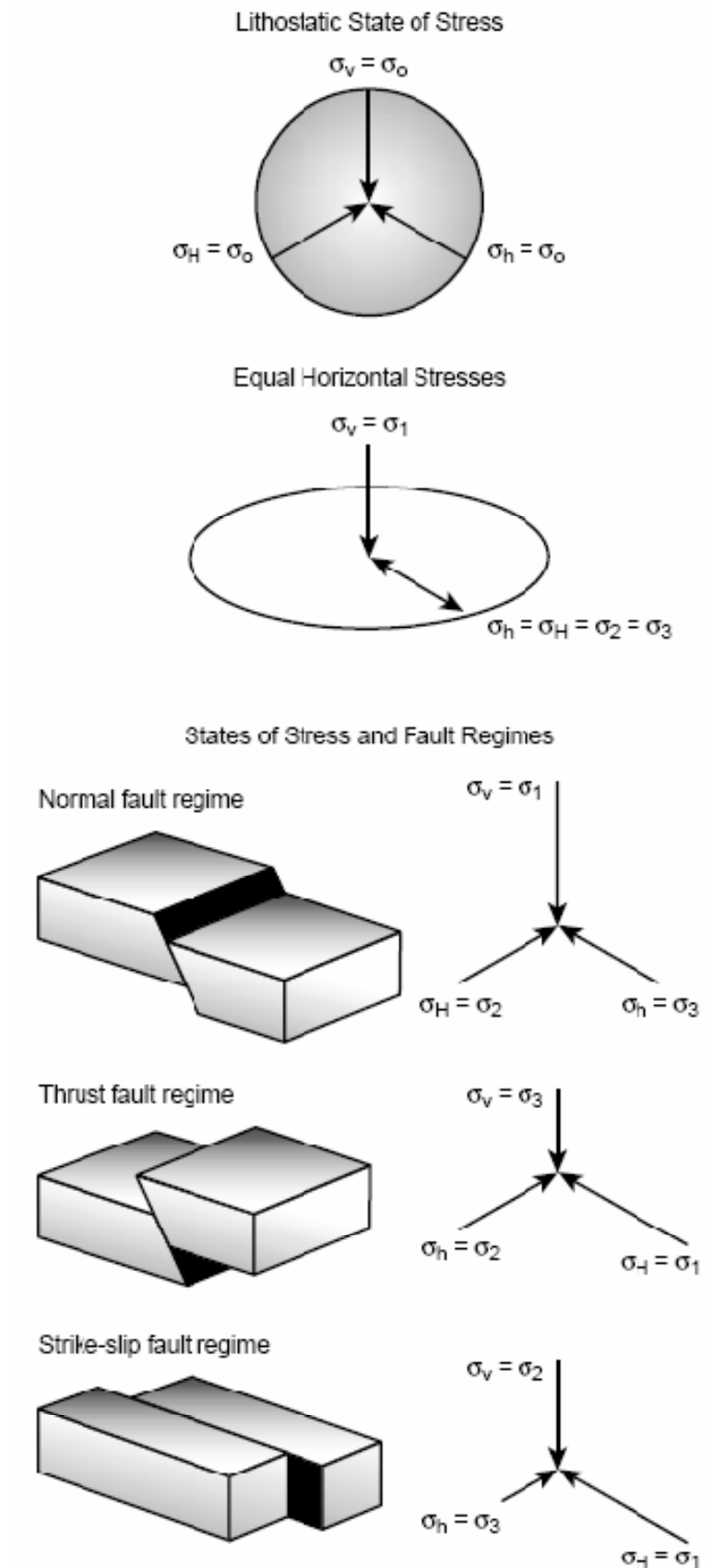


Figure 2.5 Stress regimes and order of stresses

- Pression de fracturation d'un puits incliné

Les contraintes principales sur les parois du puits sont :

$$\begin{aligned}\sigma_1 &= \sigma_{rr} \\ &= p_w\end{aligned}\tag{2.14}$$

$$\begin{aligned}\sigma_2 &= (\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})/2 \\ &\quad + 1/2 \sqrt{(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}}\end{aligned}\tag{2.15}$$

$$\begin{aligned}\sigma_3 &= (\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})/2 - 1/2 \sqrt{(\sigma_{zz} + \sigma_{\theta\theta})^2 + 4\tau_{\theta z}}\end{aligned}\tag{2.16}$$

Où

$\sigma_1$  : est dans la direction radiale

$\sigma_2$  : est tangente aux parois du puits et est déviée d'un angle  $\gamma$  de l'axe du puits :

Où

$$\gamma = \frac{1}{2} \tan^{-1} \left( \frac{2\tau_{\theta z}}{\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{zz}} \right)\tag{2.17}$$

$\sigma_3$  : est tangente aux parois du puits et est déviée d'un angle  $(90^\circ - \gamma)$  de l'axe du puits

Remarque :

Les fractures se propagent dans la direction perpendiculaire à la contrainte principale minimale, qui dans le cas d'un puits incliné aboutit à une géométrie complexe, qui affecte à son tour l'écoulement du fluide causant une haute consommation d'énergie du réservoir. C'est pourquoi Economides et Nolte [6] recommandent que les traitements de fractures hydrauliques soient utilisés juste pour les puits verticaux et horizontaux.

- Pression de fracturation dans un puits Vertical

La surcharge des couches supérieures (overburden) est parallèle au trou de forage ; étant une des composantes de contraintes principales on a les deux cas suivants:

- L'orientation de la Fracture est Horizontale : "quand la profondeur (cote) est peu profonde (environ 2000 pieds soit 600 mètres), la contrainte principale verticale est d'habitude la contrainte principale minimale et est égale au terrain mort (overburden)", Roegiers [6].

$$p_b = \sigma_v = \int_0^H \rho(h)gdh \quad (2.18)$$

- L'Orientation de la Fracture est Verticale : "à une profondeur plus grande que 2000 pieds généralement la contrainte principale minimale est horizontale; ainsi, la fracture hydrauliquement incitée est verticale", Roegiers [6].

$$p_{b,sup} = 3\sigma_h - \sigma_H - p_p + T \quad (2.19)$$

L'équation 2.19 ne prend pas la pénétration du fluide en considération.

Si la pénétration du fluide arrive avant que fracture se produise alors les effets poroelastic doivent être inclus [42] :

Et on obtient

$$p_{b,inf} = \frac{3\sigma_h - \sigma_H - 2\eta p_p + T}{2(1-\eta)} \quad (2.20)$$

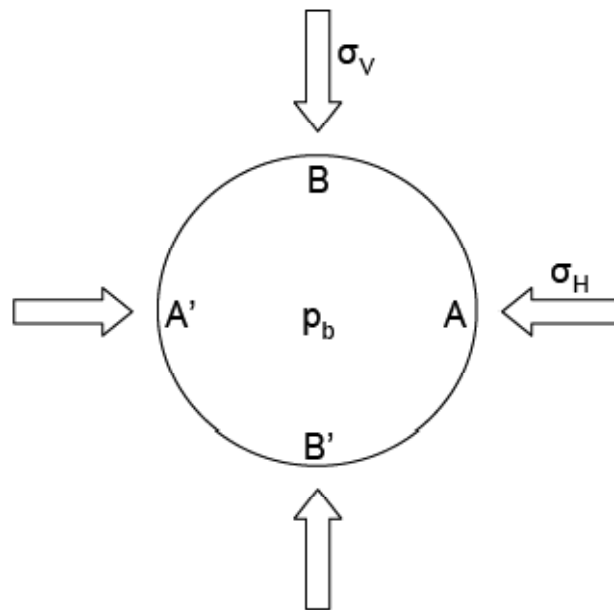
Où

$$\eta = \frac{\alpha(1-\nu)}{2(1-\nu)} \quad (2.21)$$

- Pression de fracturation dans un puits Horizontal

Un puits horizontal peut être foré dans deux directions de contraintes qui sont :

- a. Le puits est foré le long de la contrainte horizontale minimale ( $\sigma_h$ ), (Figure 2.6).



**Figure 2.6 Coupe des contraintes et les profils de Pression d'un puits horizontal foré le long de  $\sigma_h$**

Deux cas se présentent alors :

- (1)  $\sigma_H > \sigma_v$ : dans ce cas la contrainte s'exerce aux points de A et A'. La fracture s'initiera longitudinalement et horizontalement. Plus tard la fracture deviendra diagonale et verticale

$$\sigma_A = 3\sigma_v - \sigma_H - p_p \quad (2.22)$$

$$p_{b,sup} = 3\sigma_v - \sigma_H - p_p + T \quad (2.23)$$

$$p_{b,inf} = \frac{3\sigma_v - \sigma_H - 2\eta p_p + T}{2(1 - \eta)} \quad (2.24)$$



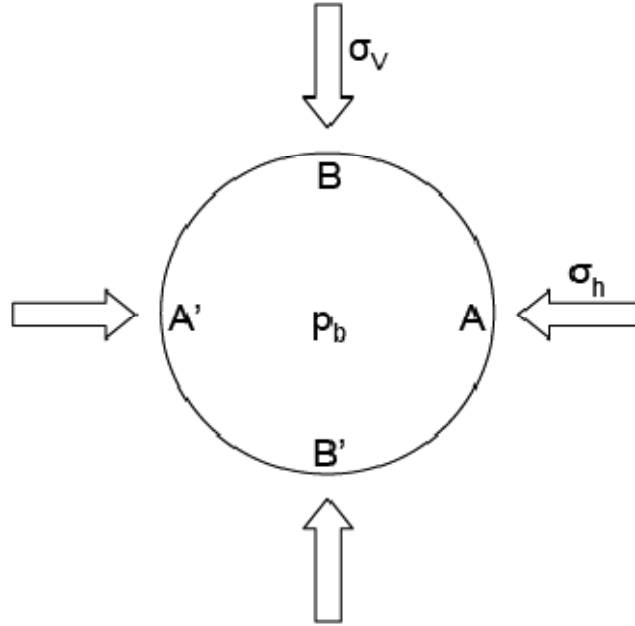
- (2)  $\sigma_H < \sigma_V$ : dans ce cas la contrainte s'exerce aux point B et B'. la fracture s'initiera longitudinalement et verticalement et plus tard la fracture deviendra diagonale et verticale

$$\sigma_B = 3\sigma_H - \sigma_v - p_p \quad (2.25)$$

$$p_{b,sup} = 3\sigma_H - \sigma_v - p_p + T \quad (2.26)$$

$$p_{b,inf} = \frac{3\sigma_v - \sigma_H - 2\eta p_p + T}{2(1 - \eta)} \quad (2.27)$$

- b. Le puits est foré le long de la contrainte horizontale maximale ( $\sigma_H$ ), la Figure 2.7.



**Figure 2.7 Coupe des contraintes et les profils de Pression d'un puits horizontal foré le long de  $\sigma_H$**

- (1)  $\sigma_h > \sigma_v$ : la contrainte s'applique aux points A et A'. La fracture s'initiera longitudinalement et horizontalement et se Propageant comme une fracture plane.

$$p_{b,sup} = 3\sigma_H - \sigma_h - p_p + T \quad (2.28)$$

$$p_{b,inf} = \frac{3\sigma_v - \sigma_h - 2\eta p_p + T}{2(1 - \eta)} \quad (2.29)$$

- (2)  $\sigma_h < \sigma_v$ : la contrainte s'exerce aux points B et B'. la fracture longitudinalement et verticalement et se propage comme une fracture plane.

$$p_{b,sup} = 3\sigma_h - \sigma_v - p_p + T \quad (2.30)$$

$$p_{b,inf} = \frac{3\sigma_h - \sigma_v - 2\eta p_p + T}{2(1 - \eta)} \quad (2.31)$$

### 2.2.1.5 Orientation de la Fracture

Les contraintes sont dominantes dans l'orientation de fracture. L'orientation est perpendiculaire à la composante principale minimale qui est généralement  $\sigma_h$ . Cependant, les facteurs comme l'orientation du puits et les fractures préexistantes peuvent produire des complexités dans l'orientation de la fracture hydraulique.

### 2.2.1.6 Géométrie de la Fracture

La géométrie de la fracture se réfère à la largeur, la longueur et à la hauteur de la fracture hydraulique. La géométrie de la fracture est un paramètre important pour l'optimisation de la performance du réservoir.

Les équations suivantes sont utilisées pour concevoir la longueur et la largeur des fractures hydrauliques :

$$L = \frac{q_t t_p}{6 C_L h_L \sqrt{t_p} + 4h_L + 12\bar{w} C_L h_L} \quad (2.32)$$

$$\bar{w} = \frac{2p_{net} d}{E'} \quad (2.33)$$

La littérature avait mentionné des cas où les zones productives (pay zones) n'avaient pas été complètement couvertes, les fractures qui grandissent hors de la zone d'intérêt causant des problèmes de connexion et des fractures se développant en

des intervalles indésirables d'eau ou de gaz. La figure 2.8 montre ces différents types de fractures hydrauliques.

Essentiellement, la fracture hydraulique souhaitée est assumée pour être symétrique et étendue dans les deux directions opposées de la formation (étiquetée sur la Figure 2.8 comme "la fracture parfaitement enfermée"). Les fractures montrées dans la Figure 2.8 sont les différents types de géométrie (des fractures asymétriques), avec lesquels les ingénieurs doivent traiter. Ils résultent du manque de paramètres mesurés chargés dans le simulateur, et/ou la physique du modèle n'est pas compatible(en accord) avec le réservoir. En fait, une bonne conception d'une fracture hydraulique exige la compréhension et la connaissance de paramètres opérationnels comme le taux de pompage et la pression nette, des propriétés de formation comme le module de Young et les tensions, et les propriétés du fluide de fracture hydrauliques comme le taux d'injection et la viscosité.

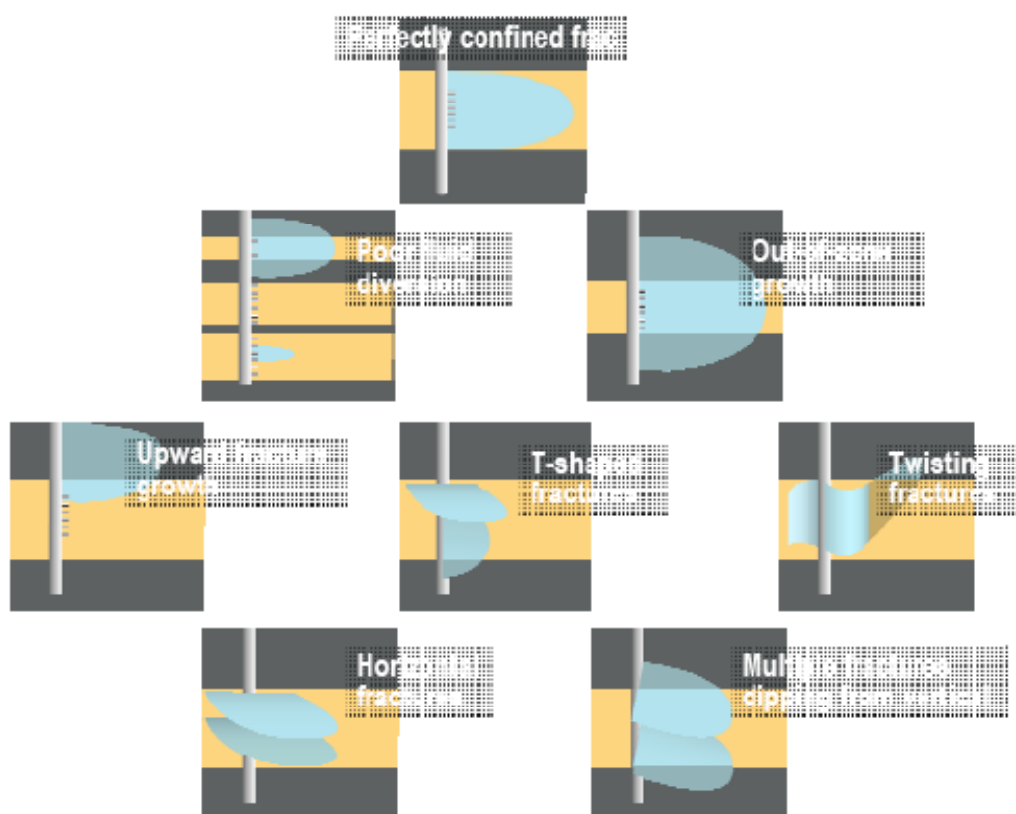
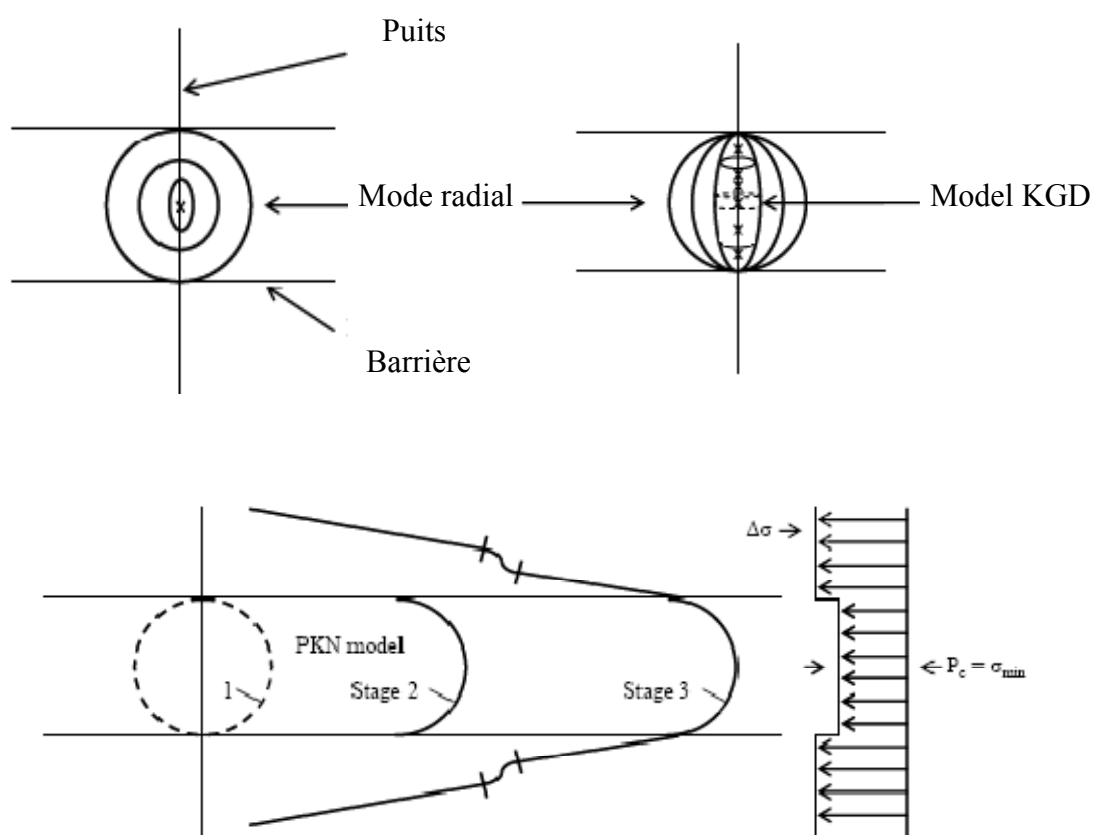


Figure 2.8 Les types de Fractures Hydrauliques [44]

Pour la propagation de fracture d'un point source d'injection, la géométrie de la fracture est généralement modélisée par un des modèles 2D suivants : (1) le modèle KGD, qui suppose que la hauteur de fracture est relativement grande comparée avec sa longueur, (2) le modèle PKN suppose que la longueur de fracture est beaucoup plus grande que la hauteur et (3) le modèle radial applicable quand la longueur totale est semblable à la hauteur. Sur la Figure 2.9 montre ces modèles graphiquement.



**Figure 2.9 Évolution de la Géométrie de Fracture**

D'autres suppositions générales pour le Perkins-Kern-Nordgren (PKN) et Geertsma Klerk (KGD) [6] sont :

1. La fracture est plane, elle se propage alors dans une direction particulière, perpendiculaire au stress minimal.
2. L'écoulement est unidimensionnel le long de la longueur de la fracture.

3. Les fluides newtoniens et le comportement leakoff sont dirigés par une expression simple tirée de la théorie de filtration. Cependant, Perkins et Kern ont aussi fourni des solutions pour des fluides de loi d'énergie.
4. La roche dans laquelle la fracture se propage est assumée pour être un solide isotrope élastique linéaire continu, homogène; la fracture est considérée de hauteur fixe ou complètement enfermée dans une couche donnée.
5. La mécanique de fracture est complètement négligée dans le modèle PKN.

Il y a aussi des modèles 3D (des modèles 3D Pseudo, Plats et Généraux) qui permettent des solutions numériques pour modéliser des fractures hydrauliques. Ces modèles 3D permettent à la longueur, la largeur et à la hauteur de la fracture hydraulique d'être traitées comme des variables indépendantes.

### **2.2.1.7 Les fluides de fracturation hydraulique**

Les fluides de fracturation hydraulique amorcent, propagent, transportent l'agent de soutènement (proppant) dans la fracture et purifient la fracture après que les agents de soutènement aient été mis. Leur caractéristique la plus importante est la viscosité. Différents types de fluides ont été développés pour satisfaire les besoins de fracturation hydraulique pour des réservoirs différents sous différentes conditions de température, perméabilité, propriétés de roche et la pression de pore. Les principaux fluides de fracture hydrauliques sont à base d'eau, à base pétrolière, à base d'acide et multiphasés (avec des mousses et des émulsions).

Ces fluides de fracturation hydraulique exigent l'utilisation d'additifs pour casser le fluide une fois que le travail est fini, contrôler la perte de fluide (control fluid loss), réduire au minimum les dommages causés à la formation, ajuster le pH, contrôle de bactéries, et/ou améliorer la stabilité à haute température. Les additifs principaux sont des agents de réticulation, des brisants, des additifs de perte de fluide, des bactéricides, des stabilisateurs, des tensio-actifs et des stabilisateurs d'argile.

### **2.2.1.8 Agents de soutènement de Fracturation hydraulique (Proppants)**

Les agents de soutènement ont pour rôle de garder les murs de la fracture séparés, créant un chemin conducteur au puits de forage quand le pompage a été

arrêté et la boue de fracturation s'est infiltrée dans la formation. Les propriétés physiques principales des agents de soutènement influençant la conductivité de fracture sont la force de l'agent de soutènement, la taille des grains et leur distribution, les quantités de particules fines et des impuretés, la rondeur, la sphéricité et la densité de l'agent de soutènement.

### 2.2.2 Techniques de Diagnostics pour les Fractures Hydrauliques

La prédiction de la géométrie de fractures hydrauliques est basée sur la qualité de données chargées sur le simulateur.

Ces données, comme la contrainte de fermeture, la pression de pore, la perméabilité, la saturation en fluide et d'autres propriétés mécaniques et pétro-physiques, sont surtout basées sur des suppositions excessivement simplistes.

Selon les informations exigées pour la stimulation par fracturation spécifique, plus qu'un outil de diagnostic peut être requis. Essentiellement, ces outils de diagnostics sont compilés dans deux groupes principaux (voir Tableau 2.1) :

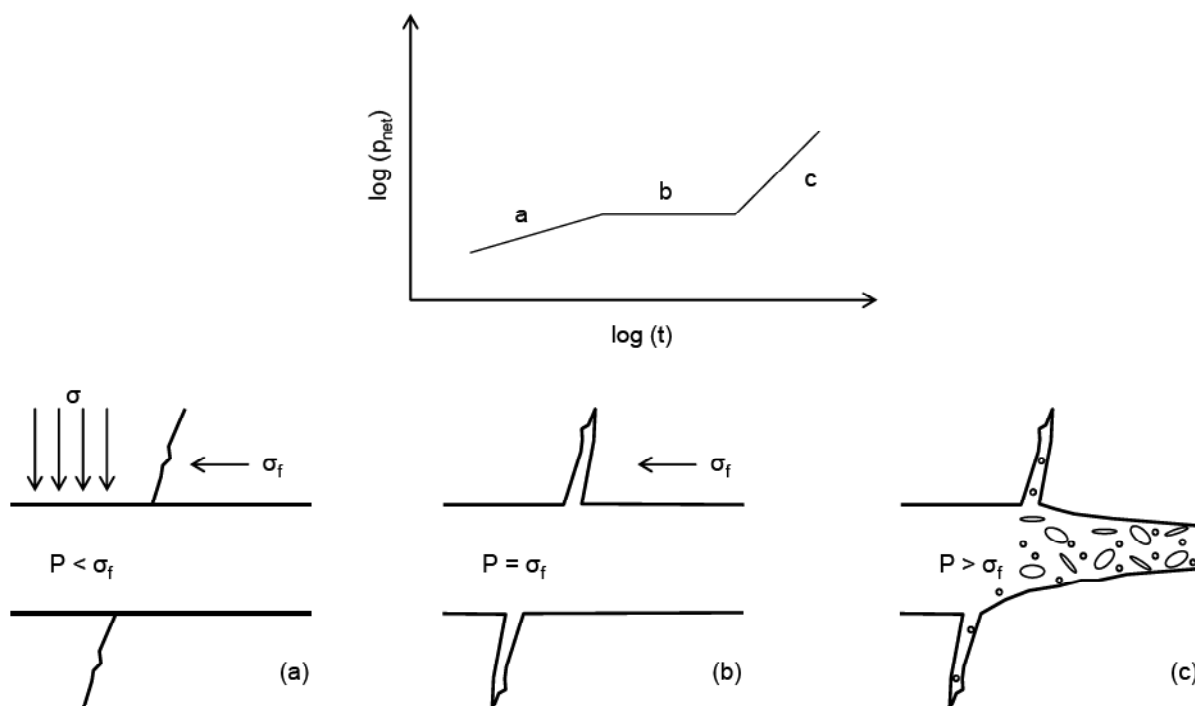
- a. Mesure indirecte : décrit le résultat de l'opération de fracture hydraulique par la mise en œuvre d'analyse de pression nette, des essais de puits, et/ou une analyse de production.
- b. Mesures directes : décrivent ce qui est arrivé après l'opération de fracturation hydraulique. Ce genre de diagnostics est un outil puissant si les informations cueillies sont utilisées pour construire un modèle de fracture calibré. Il y a deux sortes de mesures directes : (1) les mesures directes près du puits de forage 'near wellbore direct measurements' (l'échelle de rapport de forage, petite profondeur d'investigation), généralement utilisé pour rassembler des informations détaillées sur la hauteur de fracture et l'efficacité de placement d'agent de soutènement et (2) le gisement lointain des mesures directes 'far field direct measurements' (dix à des centaines de pieds de profondeur d'investigation), utilisé pour déterminer, à grande échelle, les dimensions et l'orientation des fractures hydrauliques.

			ABILITY TO ESTIMATE						
			<div> <div>Will Determine</div> <div>May Determine</div> <div>Can Not Determine</div> </div>						
GROUP	DIAGNOSTIC TOOL	MAIN LIMITATIONS	Length	Height	Width	Azimuth	Dip	Volume	Conductivity
Indirect	Net Pressure Analysis	Modeling assumptions from reservoir description							
	Well Testing	Need accurate permeability and pressure							
	Production Analysis	Need accurate permeability and pressure							
Direct, near-wellbore	Radioactive Tracers	Depth of investigation 1'-2'							
	Temperature Logging	Thermal conductivity of rock layers skews results							
	HIT	Sensitive to i.d. changes in tubulars							
	Production Logging	Only determines which zones contribute to production							
	Borehole Image Logging	Run only in open hole- information at wellbore only							
	Downhole Video	Mostly cased hole- info about which perfs contribute							
	Caliper Logging	Open hole, results depend on borehole quality							
Direct, Far Field	Surface Tilt Mapping	Resolution decreases with depth							
	DH Offset Tilt Mapping	Resolution decreases with offset well distance							
	Microseismic Mapping	May not work in all formations							
	Treatment Well Tiltmeters	Frac length must be calculated from height and width							

Tableau 2.1 outil de diagnostic pour les fractures hydrauliques

Une fracture hydraulique créée dans un réservoir naturellement fracturé diffère sévèrement des réservoirs isotropes conventionnels; la différence principale est le fluide leakoff. Tandis que la matrice domine le fluide leakoff dans les réservoirs homogènes, dans les réservoirs naturellement fracturés il est contrôlé par les fractures naturelles. Le fluide leakoff a produit des résultats échoués de la stimulation par fracturation pour des réservoirs naturellement fracturés.

En fait, les réservoirs de fracture naturels augmentent la perte de fluide menant à une fermeture prématurée dans la fracture hydraulique. Dans les cas où la perméabilité matricielle est haute, le processus de fluide leakoff n'est pas affecté pour les fractures naturelles; cependant, si la perméabilité matricielle est basse la transmissibilité des fractures naturelles pourrait être plus haute que celle de la matrice.



**Figure 2.10 La pression et la largeur pour ouvrir des fractures naturelles**

La figure 2. 10 illustre la perte d'une partie significative de fluide injecté quand un grand nombre de fractures naturelles sont ouvertes quand la pression de fluide excède la contrainte de fracture ( $\sigma_f$ ); dans l'étape "a", le coefficient de leakoff peut même excéder celui de réservoirs isotropes conventionnels à 2 ou 3 fois.

### 2.3 Test d'injection de Mini-fracturation

Dans les deux dernières décennies, des mini tests d'injection de fracture (aussi appelé des traitements de calibrage ou les tests d'injection) ont été développés pour diagnostiquer des caractéristiques incluant l'interprétation de près de la tortuosité de puits de forage et le frottement de perforation, la croissance de hauteur de fracture ou l'emprisonnement, la fuite dépendante de pression – de fermeture de la fracture et plus récemment la contagiosité et la perméabilité.

Généralement, un traitement de calibrage est un test fait directement avant un traitement de stimulation principal. Ce test suit une procédure de traitement de fracture semblable, mais conduit, généralement, sans le complément d'agent de soutènement, causant la fracture à avoir une conductivité négligeable quand elle se referme. La fracture courte créée dans ce test permet la connexion entre la formation



intacte et le puits de forage. L'analyse de pression est basée simultanément sur les principes d'équation du bilan de matière, l'écoulement de boue de fracturation et la déformation élastique de la roche (la mécanique des solides).

### 2.3.1 Traitement de Calibrage

La séquence de traitement de calibrage, montrée dans la Figure 2. 11, est recommandée pour évaluer les paramètres de fracture et le réservoir.

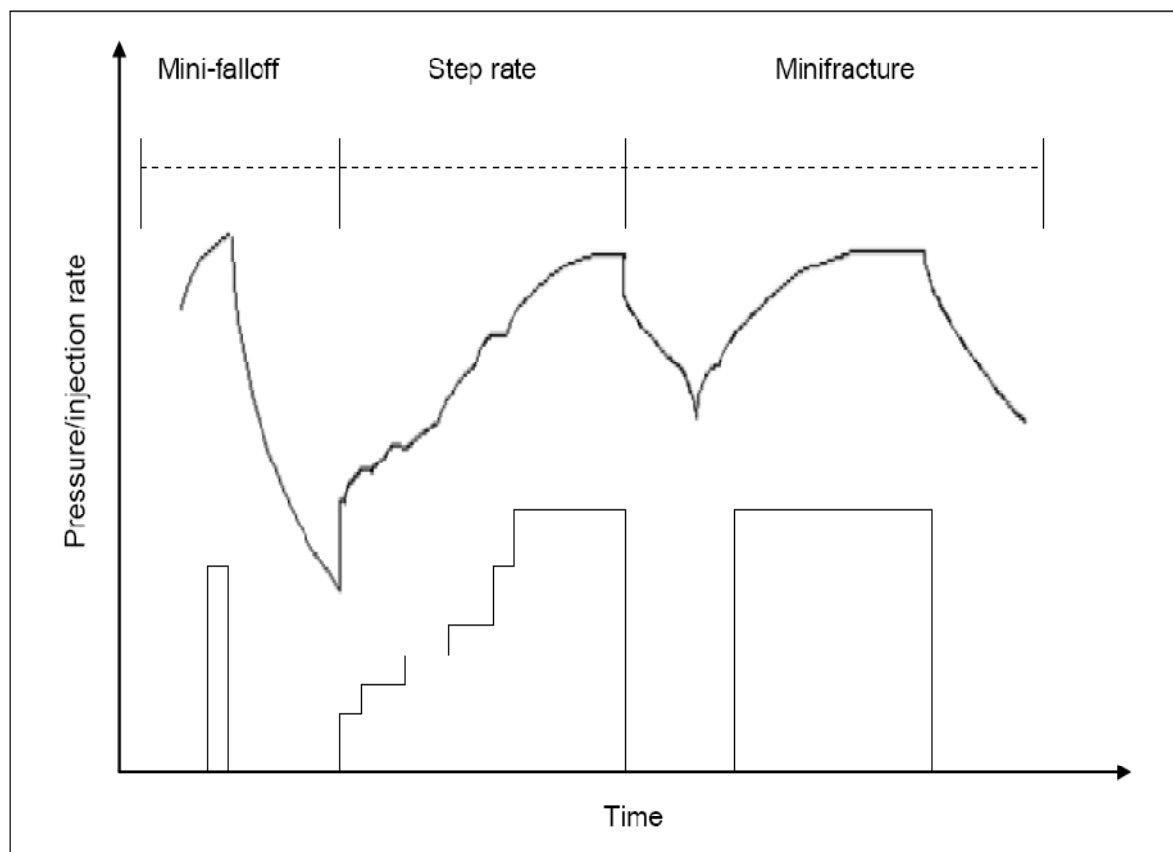


Figure 2.11 Séquence de Traitement de Calibrage [22]

#### 2.3.1.1 Test de Mini-falloff

Le test est exécuté en utilisant des fluides inefficaces<sup>3</sup> et un taux d'injection bas. Ces caractéristiques font que le comportement d'écoulement radial à long terme qui arrive normalement seulement après une longue période de fermeture, peut être

<sup>3</sup> Les fluides non-polymériques qui exposent un plus grand taux de perte de fluide que des boues de fracturation polymériques conventionnelles. Cette condition permet un grand temps sans dimensions et l'apparition de l'écoulement radial pendant la période de fermeture.

atteint pendant l'injection ou peu de temps après la fermeture dans le test mini-falloff. Ce test permet l'intégration d'informations pour l'analyse avant et après -fermeture.

### 2.3.1.2 Step Rate Test

Le step rate test est utilisé pour évaluer la pression d'extension de fracture et des taux respectifs, ainsi, déterminant la force motrice exigée pour exécuter le traitement de fracture.

### 2.3.1.3 Mini-fracture Test

Après la réunion des informations obtenues par les deux premiers tests du traitement de calibrage (un test de breakdown peut être aussi mis en œuvre dans la séquence de traitement), un test de mini-fracture est exécuté. La détermination de la propagation de la fracture et sa géométrie pendant le pompage sont obtenues par la mise en œuvre du plot Nolte-Smith [24]. Ce test est fait avec la boue de fracturation avec un planning de fracturation semblable au traitement de fracturation principal, mais à une petite échelle.

Dans la Figure 2. 12 est représentée l'évolution de la fracturation où chaque étape fournit des informations pour la conception de traitement de fracture.

La ligne de temps proposée d'événements et la compilation d'informations est comme suit [11] :

1. injection de petit volume pour obtenir la pression de fermeture et shut-in (arrêt de pompage) pour la transmissibilité du réservoir et la pression initiale.
2. Pompage du traitement de calibrage de la fracture pour trouver les caractéristiques géométriques de fracture.
3. Analyser le déclin après l'arrêt de pompage (Shut-in closure decline) pour trouver le coefficient de perte de fluide total et la longueur de la fracture pour valider la géométrie.
4. Immédiatement après la fermeture pour séparer des mécanismes de perte de fluide et valider la pression de fermeture.
5. Analyser l'écoulement linéaire après la fermeture pour la perte de fluide de pression et valider la longueur de fracture.

6. Analyser l'écoulement transitoire (si haute perméabilité) pour valider la combinaison des différents paramètres.
7. Analyser l'écoulement radial pour valider la transmissibilité du réservoir et la pression initiale.

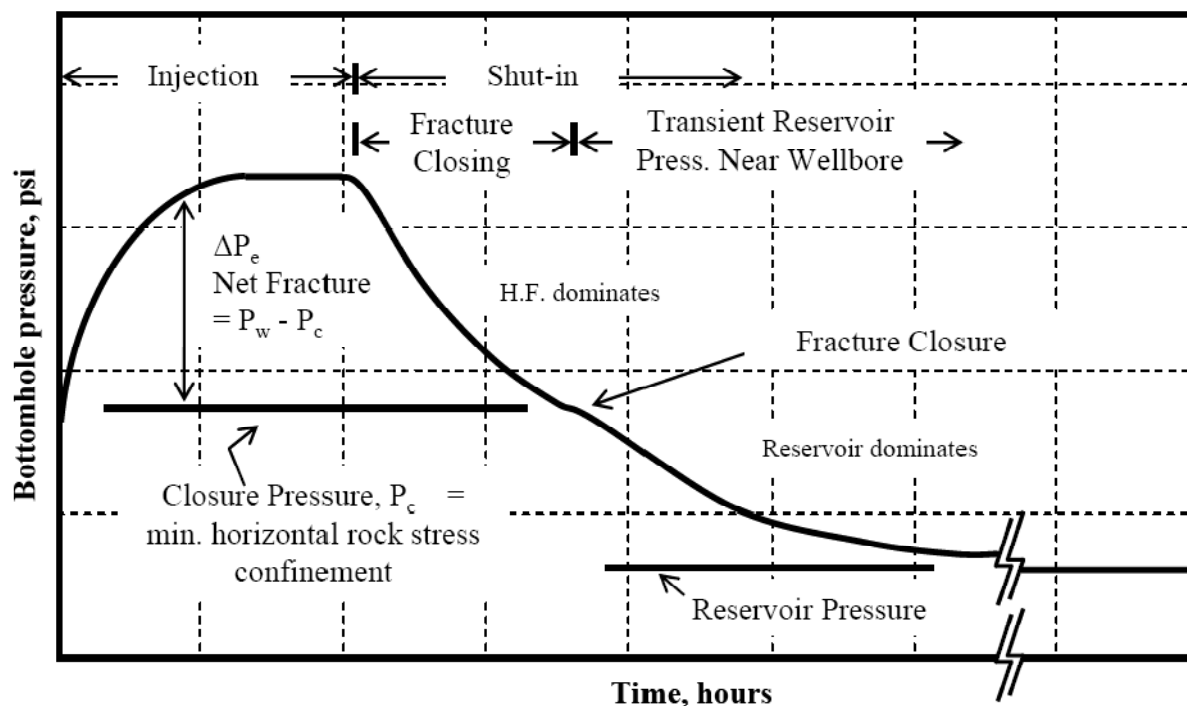


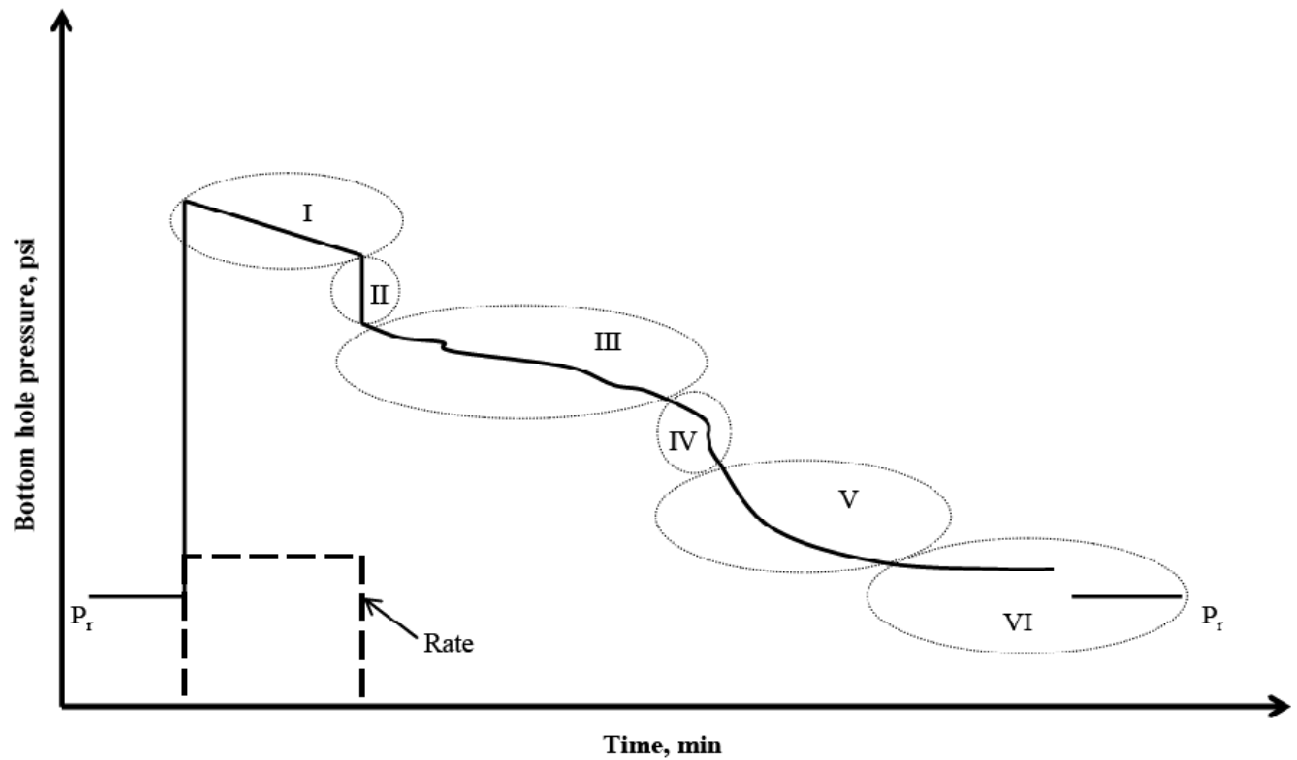
Figure 2.12 Exemple de pression concernant la fracturation

Cette étude est concentrée sur la zone étiquetée comme la pression transitoire d'un réservoir près du puits de forage (la Figure 2.12).

Tableau 2.2 Informations obtenues du test de calibrage

Sequence	Position	Identify	Information
I		Net Pressure Analysis	Fracture Geometry
II		Near Wellbore Pressure Loss	Placement Success
III		Pre-Closure Pressure Decline	Efficiency, Pressure
IV		Closure Pressure	
V		After Closure Pseudo-Linear Flow	Dependent Leak-Off Spurt Loss
VI		After Closure Pseudo-Radial Flow	Closure Pressure Fracture Penetration Transmissibility

Les Sections étiquetées sur la Figure 2. 13 (analogue à la Figure 2. 12) correspondent à chaque phase du test de calibrage. Les informations qui sont possibles d'obtenir de chaque étape sont annoncées dans le Tableau 2.3.1.



**Figure 2.13 Informations Obtenues d'un Test de Calibrage de Pré fracturation de Gaz de réservoir compact**

### 2.3.2 Méthodes de Pré fermeture

Avant que la fracture ne soit fermée, le comportement de la fracture est dirigé selon les caractéristiques de perte de fluide et la relation du bilan de matière.

La période d'analyse est immédiatement après le Shut-in, avant la fermeture de la fracture. La méthode de Mayerhofer [10] est la méthode principale pour déterminer la qualité du réservoir, mais les interactions complexes entre la fracture et le réservoir pendant la fermeture de la fracture fait que cette méthode est non praticable

### 2.3.3 Fermeture de la fracture (Fracture Closure)

Il y a plusieurs méthodes pour évaluer la pression de fermeture et le temps de fermeture. Essentiellement, c'est le point initial pour cette étude parce que la recherche est basée sur la réponse de pression après la fermeture de la fracture mécaniquement.

Pour les buts de cette étude, l'évaluation de la pression de fermeture et le temps de fermeture suit la méthode présentée par Jones et Sargeant [26]. Ils ont rapproché la valeur de la pression de fermeture de fracture à la contrainte horizontale minimale par la mise en œuvre d'un algorithme dérivé pour identifier les régimes des différents écoulements.

"Essentiellement deux techniques ont été utilisées dans l'analyse de données de déclin de micro-pression-de-fracturation : la chute instantanée de la pression (CIP) (instantaneous shut in pressure (ISIP)) et les plots spécialisés de pression sont en fonction de  $t^{0.5}$  et  $t^{0.25}$ " [26]. Jones et Sargeant [26] ont basé leur nouvelle approche sur l'analyse de tests de micro-fracture dans des plots spécialisés.

Les deux relations pour un écoulement de fracture de conductivité infini et une fracture de conductivité finie sont, respectivement :

$$\Delta P = At^{0.5} \quad (2.34)$$

Et,

$$\Delta P = A't^{0.25} \quad (2.35)$$

Où un A et un A' représentent des paramètres indépendants, comme la perméabilité, la viscosité et la compressibilité, pour l'écoulement de fracture de conductivité infini et fini respectivement.

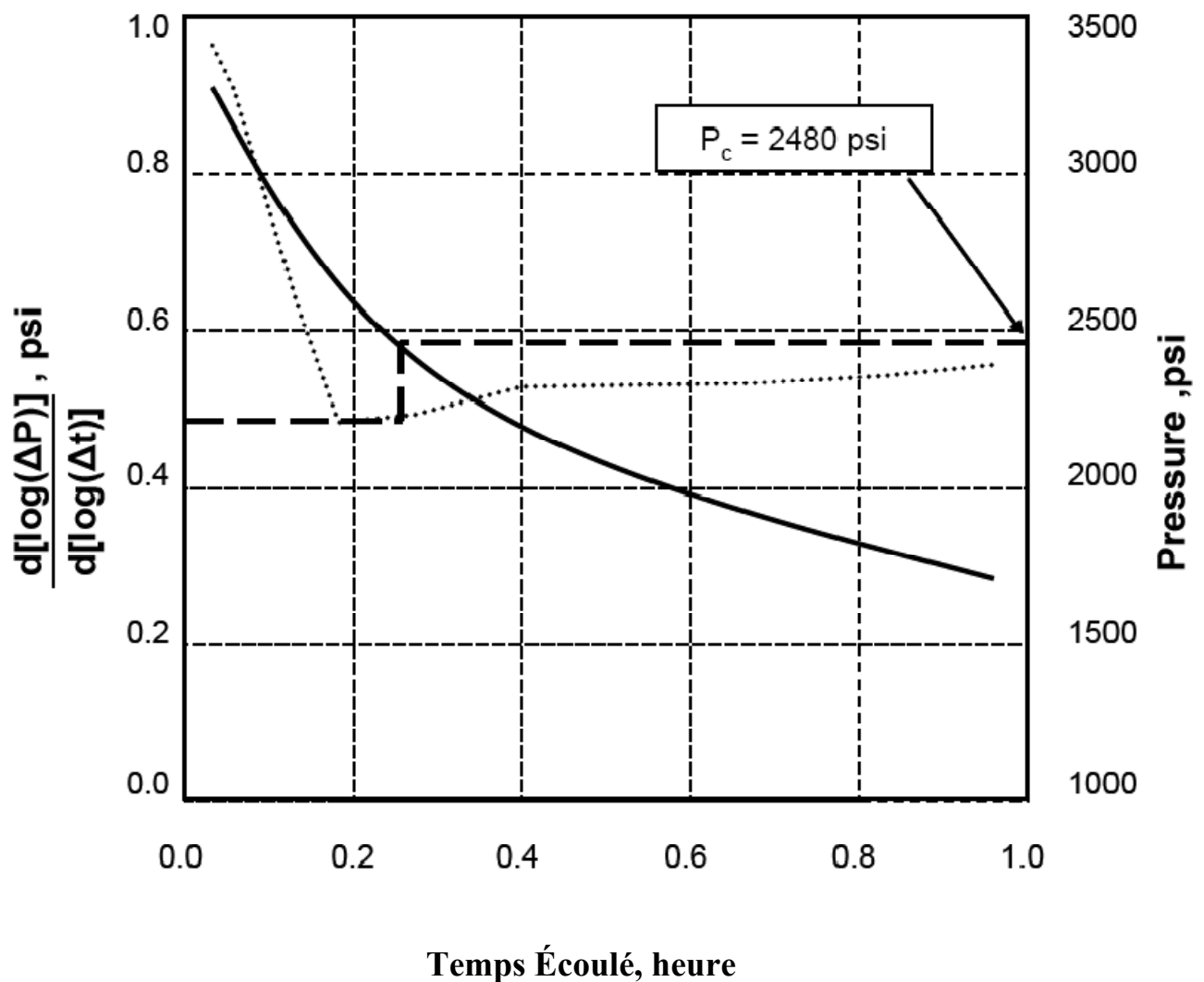


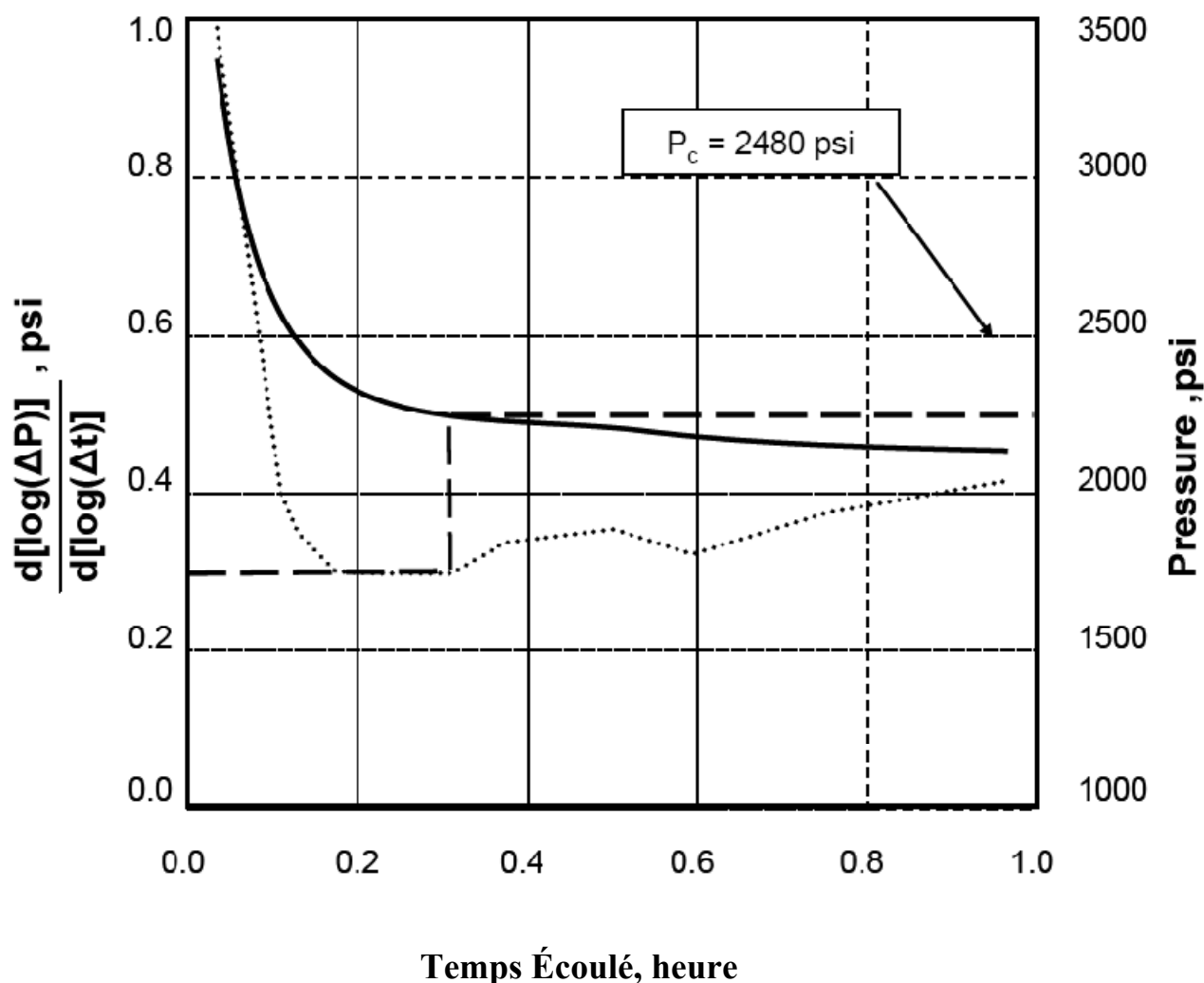
Figure 2.14 Les exemples de la technique de Jones et Sargeant pour l'évaluation de la pression de fermeture en présence d'écoulement de fracture de conductivité infinie

En prenant le logarithme des deux côtés des équations 2.34 et 2.35 et les différentiels ensuite à l'égard du logarithme de temps :

$$\frac{d[\log \Delta P]}{d[\log \Delta t]} = 0.5 \quad \text{Pour l'écoulement de fracture de conductivité infinie} \quad (2.36)$$

Et,

$$\frac{d[\log \Delta P]}{d[\log \Delta t]} = 0.25 \quad \text{Pour l'écoulement de fracture de conductivité finie} \quad (2.37)$$



**Figure 2.15** Les exemples de la technique de Jones et Sargeant pour l'évaluation de la pression de fermeture en présence d'écoulement de fracture de conductivité finie

Ensuite, le graph Cartésien de la dérivée de pression en fonction du temps montrerait une ligne droite horizontale de valeur 0.5 pour la conductivité infinie et 0.25 pour la conductivité finie. Jones et Sargeant [26] recommandent d'identifier la pression de fermeture comme étant la valeur de pression correspondant à la fin de l'écoulement de fracture de conductivité infini.

Dans le cas où l'écoulement de fracture de conductivité infini n'est pas observé, on peut lire la valeur de pression correspondant au premier point de la ligne droite de l'écoulement de fracture de conductivité fini et la considérer comme la

valeur de pression de fermeture (voir la Figure 14 et la Figure 15). Ils ont aussi démontré que l'effet de skin causera les lignes droites, représentant l'écoulement de fracture de conductivité infini et fini, pas avoir les valeurs de 0.5 et/ou 0.25, respectivement, dans la dérivée.

#### 2.3.4 Méthodes After-closure

Gu [7] et Abousleiman [8] ont initialement proposé la base pour l'Analyse Après Fermeture (AAF). Ils ont démontré que les propriétés du fluide injecté n'ont pas d'effet sur la réponse de pression, agissant comme un effet skin parce qu'il est isolé près de la zone du puits.

La réponse de la pression transitoire est dominante dans le réservoir exposant un écoulement linéaire ou radial, et perdant sa dépendance à la réponse mécanique d'une fracture ouverte. Cette dernière chute de pression serait une bonne représentation de la réponse de réservoir permettant l'évaluation de la pression d'un réservoir et sa perméabilité. La réponse après fermeture (after closure) est semblable au comportement observé pendant l'analyse de test de puits conventionnelle, soutenant une méthodologie analogue pour son évaluation.

Pour réaliser un écoulement radial et caractériser les paramètres du réservoir, il est recommandé d'appliquer un test de Mini-fermeture (Mini-falloff test), qui est un test d'injection court qui peut ou ne peut pas créer une fracture. Ce test exige l'utilisation d'un fluide injecté inefficace qui aboutit au grand taux de perte de fluide. Il exige aussi un taux d'injection bas pour que le régime des écoulements radial soit observé pendant l'injection ou peu de temps après la fermeture. Il est souvent recommandé aussi d'appliquer un deuxième test de calibrage avec une boue de fracturation plus efficace et des taux plus hauts pour caractériser le comportement de fracture et l'écoulement linéaire.

Nolte [22] a présenté le concept de fonction du temps apparent. La fonction du temps après fermeture est utilisée pour définir les combinaisons diverses des paramètres du réservoir, y compris l'évaluation du temps de fermeture et la pression du réservoir. Les principales suppositions de cette fonction du temps adimensionnelle sont que la fracture se referme instantanément quand le pompage est arrêté ( $t_c = t_p$ ) et la perte significative du spurt (spurt loss). Le concept du temps d'exposition apparent



pendant la période de pression constante, aussi considérée pour une fracture se propageant, est exprimé que [22] :

$$F(t) = \sqrt{1 + \frac{t - t_c}{\chi t_c}} - \sqrt{\frac{t - t_c}{\chi t_c}} \quad (2.38)$$

La valeur minimale de t dans cette équation correspond au temps de fermeture de la fracture  $t_c$ . Cela signifie que pour ( $t=t_c$ ) la valeur de la fonction du temps adimensionnelle est égale à 1 qui est la valeur maximale que peut atteindre F.

Le terme  $\chi t_c$  symbolise le temps apparent de la fermeture, ou temps d'exposition au Fluid loss.  $\chi$  est définie par :

$$\chi = \frac{16}{\pi^2} \approx 1.62 \quad (2.39)$$

Une excellente approximation excellente pour l'équation 2.38 avec une erreur inférieure à 5 % quand  $t > 2.5t_c$  [22] :

$$F(t) = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{t_c}{t}} \quad (2.40)$$

L'équation 2.40 devient

$$\frac{t_c}{t} = \left( \frac{\pi}{2} F \right)^2 \quad (2.41)$$

Cette équation est bien représentative pour les valeurs de F inférieures à 0.18 et perd de la précision pour les valeurs de F entre 0.18 et 1.

$$F^2(2.5t_c) = \left( \sqrt{1 + \frac{2.5t_c - t_c}{\chi t_c}} - \sqrt{\frac{2.5t_c - t_c}{\chi t_c}} \right)^2 = 0.18 \quad (2.42)$$

$F^2$  approche l'équivalence du comportement de Horner, Réalisant le comportement du temps d'écoulement linéaire et radial d'une fonction unique.

En fait, le test d'injection de mini-fracturation est semblable au test de limace ou le test d'impulsion.

La différence principale parmi eux est que le test de mini-fracturation incite une fracture courte et un rayon plus grand d'enquête, mais comme dans le test de limace, la théorie et l'analyse sont basés sur la solution source instantanée de l'équation diffusivité : "quand la durée de la période d'injection est courte comparée avec le temps de fermeture d'un puits, on peut considérer l'injection comme une source instantanée"[7].

Alors, la solution source instantanée est appliquée à l'équation de diffusivité afin de modeler la réponse de pression du réservoir. Ce concept implique une extraction soudaine ou une sortie de fluide à la source dans le réservoir créant un changement de pression partout dans le système. Les sources sont distribuées jusqu'à ce que la fracture se referme et il n'y a plus de leakoff dans la formation. Abousleiman [8] définit la réponse de pression après la fermeture comme le résultat de la solution source de point instantanée en appliquant le principe de Duhamel de superposition pour le temps  $t \geq t_c$  :

$$P(x, y, t) = \int_{-Lm}^{Lm} \int_{\xi_a}^{\xi_d} q_l(x', t') \Delta P_f dt' dx' \quad (2.43)$$

Ferris [9] a déterminé que pour un puits dans un réservoir homogène la pression d'un réservoir peut être rapprochée par une source de ligne instantanée dans la région infinie comme :

$$P(\Delta t) = \frac{V_i \mu}{4\pi k h \Delta t} e^{-\frac{\phi \mu c_t r^2}{4k \Delta t}} \quad (2.44)$$

### 3 MODÈLE MATHÉMATIQUE

Les tests conventionnels de pression transitoire dans des réservoirs de basse perméabilité exigent une longue durée d'observation pour observer tous les régimes des écoulements nécessaires pour déterminer correctement tous les paramètres du réservoir autour du puits. Le coût de ces tests est généralement très élevé à cause de l'équipement supplémentaire et de la production. Les tests de Short-time, comme l'essai Drill Stem et le test d'impulsion, fournissent des évaluations locales des propriétés du réservoir qui sont d'habitude contaminées par les dégâts dans le puits. Alternativement, le test de calibrage, comme discuté précédemment, suit une procédure semblable au traitement de fracturation hydraulique; mais seulement une petite fracture est incitée dans la formation afin de surmonter les dommages causés à la formation. La réponse de pression pendant un test de calibrage est évaluée selon la solution de la source de ligne instantanée de l'équation de diffusivité. L'approche mathématique discutée dans ce chapitre est spécifique au test de calibrage.

#### 3.1 *Suppositions*

Les principales suppositions pour établir ce modèle sont :

- La distribution de la fracture et de la matrice (Figure 2. 1) est homogène le long de la formation (Figure 2. 4).
- Le réservoir est fracturé par une injection de fluide et cette fracture créée a une hauteur constante égale à la hauteur du réservoir.
- Le fluide injecté a la même propriété que le fluide de réservoir.
- La fracture créée est du type Perkins-Kern-Nordgren (PKN).
- Une fracture Fermée est de conductivité zéro (hydrauliquement et mécaniquement).
- Les fractures naturelles ne se ferment pas.

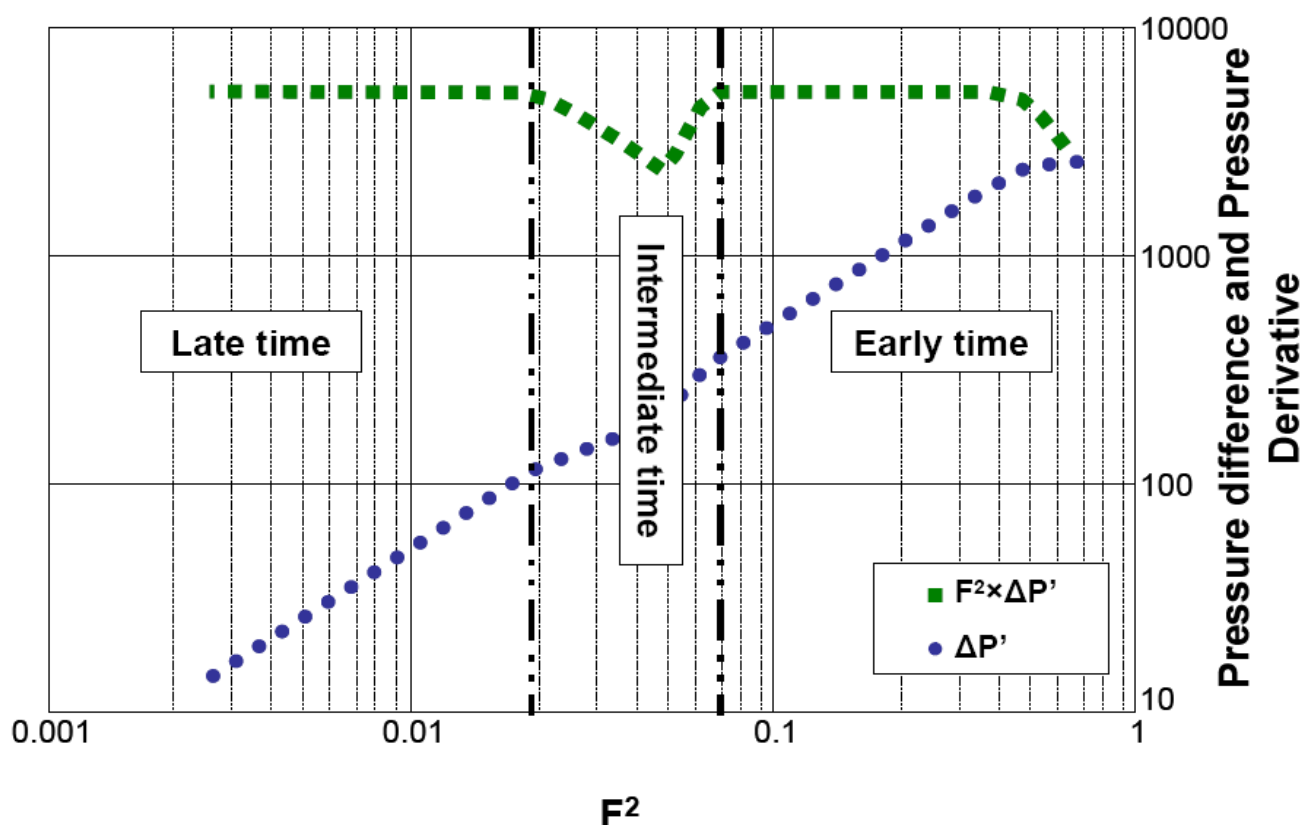


Figure 3.1 Graph représentatif de la pression et la dérivée de pression en fonction de  $F^2$

Suivant une procédure semblable à celle que Benelkadi [1] a faite pour des réservoirs conventionnels, la réponse de la différence de pression et la dérivée de pression en fonction de la fonction apparente de temps pour des réservoirs naturellement fracturés montre une tendance semblable à celle dans des techniques conventionnelles.  $F^2$  est une fonction de temps semblable au temps de Horner; avec, la partie 'late times' correspondant aux petites valeurs de  $F^2$  et la partie 'early times' aux valeurs de  $F^2$  proches de l'unité. La valeur maximale de  $F^2$  est un, qui correspond à la valeur de temps de fermeture. Sur la Figure 3. 1 on montre la forme probable obtenue par cette méthode.

De la Figure 3. 1, il est possible d'identifier des points caractéristiques pour évaluer des buts, comme est fait dans la technique SDT (la Synthèse Directe de Tiab) dans les réservoirs naturellement fracturés. On étiquette ces points caractéristiques dans la Figure 3. 2.

La nomenclature pour ces points est :

$(F^2 \times \Delta P')$  Débit radial, Psi

$F^2_1$  Début de la cuvette

$F^2_2$  Base de la cuvette

$F^2_3$  Fin de la cuvette

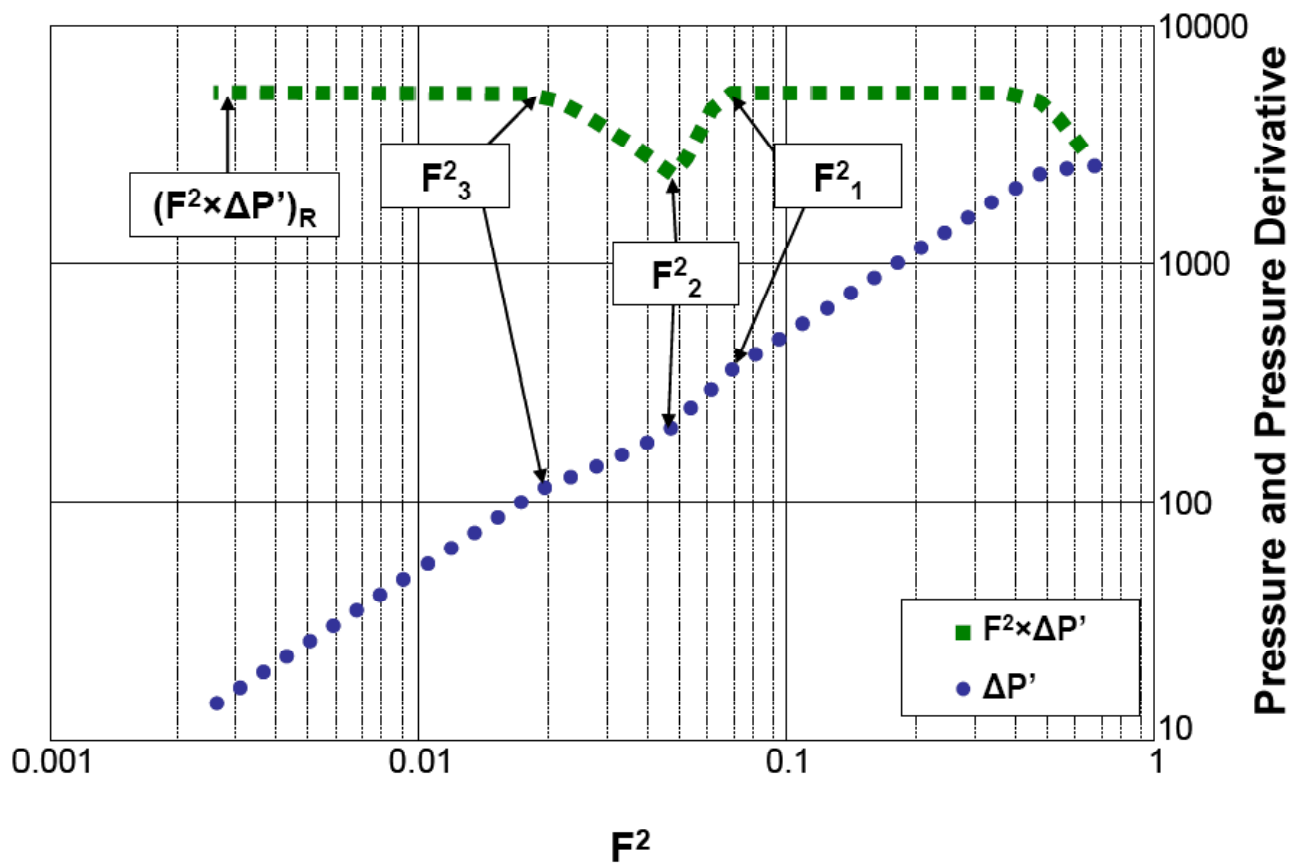


Figure 3.2 Points caractéristiques détectés sur une feuille logarithmique de pression et dérivée de pression en fonction de  $F^2$

### 3.2 Fonction du Temps Apparent

Nolte a défini la fonction du temps apparent comme :

$$F = \sqrt{1 + \frac{t - t_c}{\chi t_c}} - \sqrt{\frac{t - t_c}{\chi t_c}} \quad (3.1)$$

On met

$$b = \frac{t - t_c}{\chi t_c} \quad (3.2)$$

On obtient

$$F = \sqrt{1 + b} - \sqrt{b} \quad (3.3)$$

$$F^2 = 1 + 2b - 2\sqrt{b + b^2} \quad (3.4)$$

De cette équation et on peut avoir,

$$F^2 - 2b = 1 - 2\sqrt{b + b^2} \quad (3.5)$$

Ou,

$$\frac{F^2 - 1}{2} = b - \sqrt{b + b^2} \quad (3.6)$$

On élève le tout au carré et on obtient :

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = b^2 - 2b\sqrt{b + b^2} + b + b^2 \quad (3.7)$$

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = 2b^2 + b - 2b\sqrt{b + b^2} \quad (3.8)$$

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = 2b^2 + b(1 - 2\sqrt{b + b^2}) \quad (3.9)$$

L'équation 3.5 dans 3. 9 donne :

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = 2b^2 + b(F^2 - 2b) \quad (3.10)$$

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = 2b^2 + bF^2 - 2b^2 \quad (3.11)$$

$$\left(\frac{F^2 - 1}{2}\right)^2 = bF^2 \quad (3.12)$$

Et on obtient

$$b = \frac{(F^2 - 1)^2}{4F^2} \quad (3.13)$$

L'équation 3.1 dans 3.13

$$\frac{t - t_c}{\chi t_c} = \frac{(F^2 - 1)^2}{4F^2} \quad (3.14)$$

$$t = \frac{\chi t_c}{4F^2} (F^2 - 1)^2 + t_c \quad (3.15)$$

Finalement on obtient :

$$t = \frac{t_c}{F^2} [0.405(F^2 - 1)^2 + F^2] \quad (3.16)$$

Ou,

$$\frac{t}{t_c} = \frac{0.405(F^2 - 1)^2 + F^2}{F^2} \quad (3.17)$$

Les équations précédentes sont représentatives pour le test après-fermeture à tout moment en évitant les approximations pour  $F^2$ .

### 3.3 Temps intermédiaire (*Intermediate time*)-observation de la cuve

Analogue à la technique de Synthèse Directe de Tiab, le plot de pression et la dérivée de pression en fonction de  $F^2$  montrent une cuve aux temps intermédiaires. Des recherches précédentes [17], ont prouvé qu'un plot logarithmique de dérivée de pression en fonction du temps adimensionnel permet l'identification des points caractéristiques pour calculer la proportion de storativité et le coefficient d'interporosité au début, la base et la fin de la cuve. Ces équations sont :

$$[t_D]_1 = 0.01 \frac{\omega(\omega - 1)}{\lambda} \quad (3.18)$$

$$[t_D]_2 = \frac{\omega}{\lambda} \ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \quad (3.19)$$

$$[t_D]_3 = \frac{4}{\lambda} \quad (3.20)$$

Le temps adimensionnel est défini comme :

$$t_D = 4 \times 10^{-6} \frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (3.21)$$

En introduisant l'équation 3.16 dans 3.21 on obtient :

$$t_D = 4 \times 10^{-6} \frac{kt_c}{\phi\mu c_t r_w^2} \left[ 0.405 \frac{(F^2 - 1)^2}{F^2} + 1 \right] \quad (3.22)$$

En remplaçant le temps adimensionnel dans les fonctions de  $F^2$  dans le début, la base et la fin de la cuve on obtient :

**Le début de la cuve :**

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^{-4} \frac{\lambda kt_c}{\phi\mu c_t r_w^2} \left[ 0.405 \frac{(F_1^2 - 1)^2}{F_1^2} + 1 \right] \quad (3.23)$$

**La base de la cuve :**

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = EXP \left\{ 4 \times 10^{-6} \frac{\lambda kt_c}{\phi\mu c_t r_w^2} \left[ 0.405 \frac{(F_2^2 - 1)^2}{F_2^2} + 1 \right] \right\} \quad (3.24)$$

**La fin de la cuve :**

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi\mu c_t r_w^2 F_3^2}{kt_c [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2]} \quad (3.25)$$

En remplaçant l'équation 3.25 dans les équations 3.23 et 3.24 on obtient :



**Le début de la cuve :**

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{F_3^2}{F_1^2} \left[ \frac{0.405(F_1^2 - 1)^2 + F_1^2}{0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2} \right] \quad (3.26)$$

**La base de la cuve :**

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = EXP \left\{ 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \left[ \frac{0.405(F_2^2 - 1)^2 + F_2^2}{0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2} \right] \right\} \quad (3.27)$$

Si la même procédure est suivie pour  $t > 2.5t_c$  aux temps intermédiaires et elle est appelée l'approximation de Nolte et donne:

$$\frac{t_c}{t} = \left(\frac{\pi}{2} F\right)^2 \quad (2.41)$$

Les relations suivantes peuvent être obtenues pendant le début, la base et la fin de la cuvette, respectivement :

**Le début de la cuve :**

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{F_3^2}{F_1^2} \quad (3.28)$$

**La base de la cuve :**

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = EXP \left\{ 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \right\} \quad (3.29)$$

**La fin de la cuve :**

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_3^2 \quad (3.30)$$

Comme à ce point de l'étude les valeurs du côté droit des équations 3.26 et 3.28 sont inconnues. Le calcul de  $\omega$  par ces équations exige la détermination de la valeur du côté droit de chaque équation; on lit alors la valeur de la transmission  $\omega$  de la Figure 3. 3 (pour  $\omega < 50 \%$ ).

Par l'utilisation de CurveExpert 1.3 la corrélation suivante est obtenue pour la Figure 3. 3 :

$$\omega = \frac{1.3834A - 0.0064}{1 + 3.3554A - 17.2951A^2} \quad (3.31)$$

Où  $A = \omega(1 - \omega)$ , (l'erreur standard est égale à 0.00357 et le coefficient de corrélation = 0.9996). La fonction converge après 6 itérations avec une tolérance de  $10^{-6}$ . Il est important de mentionner que la corrélation comprend des valeurs de  $0 \leq \omega \leq 0.45$  et  $0 \leq A \leq 0.25$ . Donc les points de A hors de cet intervalle impliquent une fausse indication des caractéristiques de  $F_1^2$  et/ou  $F_3^2$ .

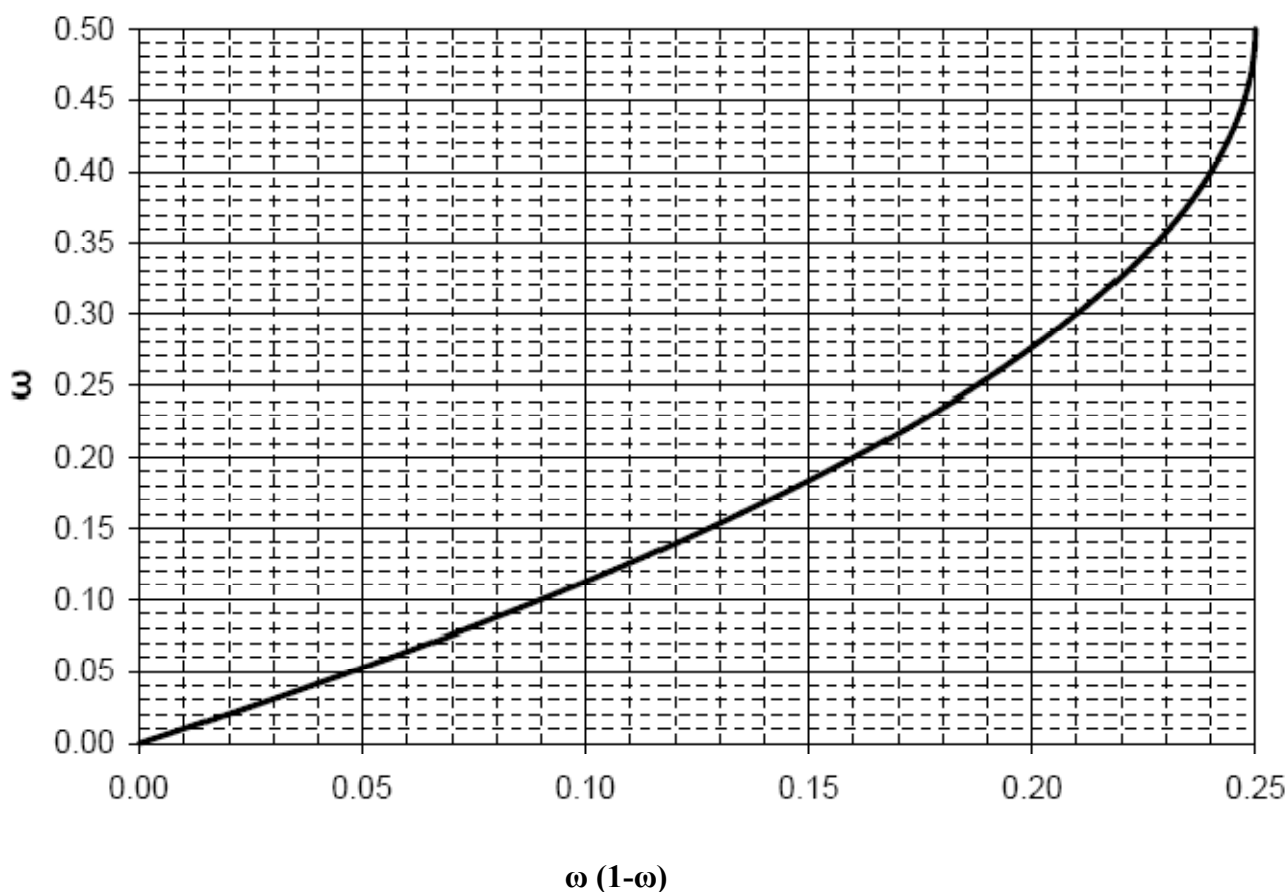


Figure 3.3 Représentation graphique de  $\omega$  en fonction de  $\omega(1-\omega)$

Cependant, la Figure 3. 3 montre que la valeur de  $\omega(1-\omega)$  varie entre 0 et 0.25. Cet intervalle permet l'évaluation de  $\omega$  en lisant les valeurs de  $F_1^2$  et  $F_3^2$  et la solution quadratique des équations 3.26 ou 3.28 sans obtenir des résultats imaginaires.

Pour les équations 3.26 et 3.28 on remplace le côté droit par A. Alors, les deux équations pourraient être exprimées comme suit :

$$\omega(1 - \omega) = A \quad (3.32)$$

Cette équation devient :

$$\omega^2 - \omega + A^2 = 0 \quad (3.33)$$

Les solutions de l'équation 3.33 sont :

$$\omega = \frac{1 \pm \sqrt{1 - 4A}}{2} \quad (3.34)$$

Comme  $5 \leq \omega \leq 0.5$  la solution à prendre en considération est :

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4A}}{2} \quad (3.35)$$

Pour l'estimation de  $\omega$  de la base et de la fin de la cuve : on (Figure 3.4)

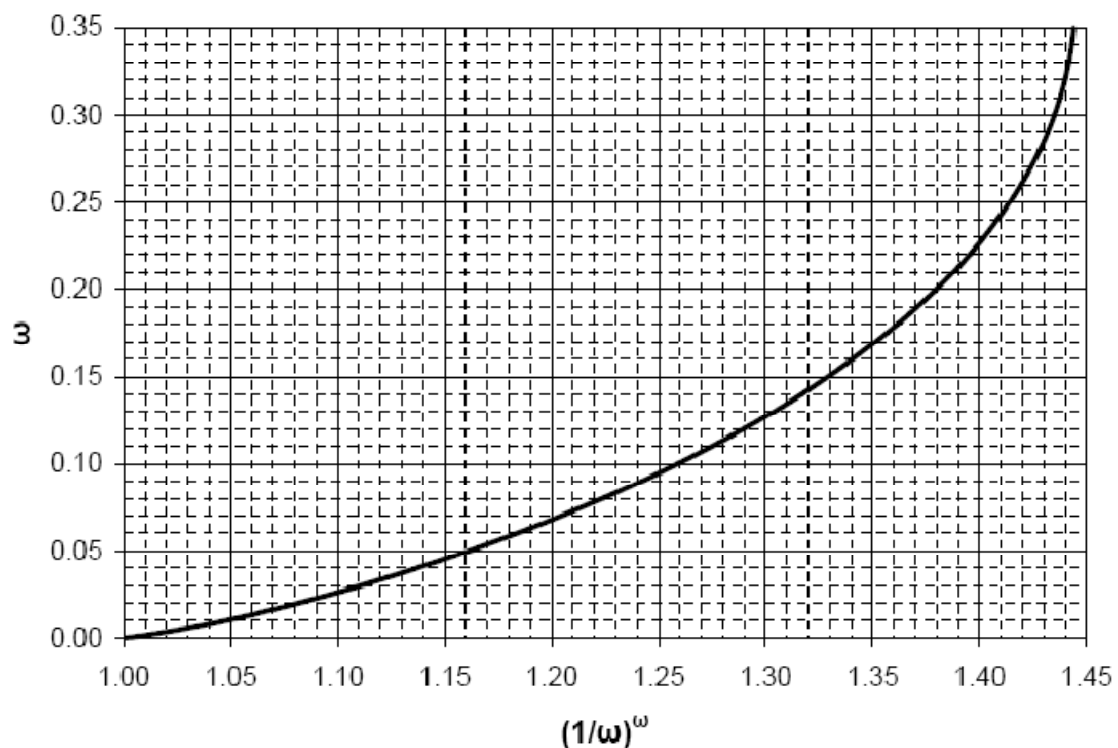


Figure 3.4 Représentation graphique de  $\omega$  en fonction de  $(1/\omega)^\omega$

Pour calculer  $\omega$  par les équations 3.27 et 3.29 il est exigé de déterminer la valeur du côté droit de chaque équation; puis lire la valeur de la transmission  $\omega$  de la Figure 3. 4. (Pour  $\omega < 35\%$ ).

Par l'utilisation de CurveExpert 1.3 la corrélation suivante est obtenue pour la Figure 3. 4 :

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

Où  $B = (1/\omega)^\omega$ , l'erreur standard = 0.0144255 et le coefficient de corrélation = 0.9922. La fonction converge après 25 itérations avec une tolérance de  $10^{-6}$ . Il est important de mentionner que la corrélation comprend les valeurs de  $0 \leq \omega \leq 0.35$  et  $1 \leq B \leq 1.44$ . Donc les points de B hors de cet intervalle impliquent une fausse indication des caractéristiques de  $F_2^2$  et/ou  $F_3^2$ .

### 3.4 Late Time – Débit Radial

La solution de source de ligne instantanée pour des réservoirs naturellement fracturés est présentée par Chipperfield [12] comme :

$$\Delta P_f = \frac{\mu}{4\pi k} \left( \frac{1}{t} - \frac{\eta_f S_{ma}}{\tau T_f} e^{-\frac{t}{\tau}} \right) e^{\frac{r^2}{4\eta_f t}} \quad (3.37)$$

S est le storativité (l'emmagasinement) ( $\phi \mu c_t$ ) de la matrice (ma) et des fractures (f).  $T_f$  est la contagiosité pour les fractures et  $\eta_f$  la diffusivité et est définie comme une fonction de temps :

$$\eta_f = \frac{T_f}{S_f + S_{ma}(1 - e^{-\frac{t}{\tau}})} \quad (3.38)$$

Et,

$$\tau = \frac{h_{ma}^2}{4\gamma\eta_{ma}} \quad (3.39)$$

$h_{ma}$  est l'épaisseur des différents blocs, et  $\gamma$  est la constante d'Euler.

L'influence des sources à n'importe quel point dans le domaine  $t = t_c$  (après fermeture), selon Abousleiman. [8] est :

$$P(x, y, t) = \int_{-Lm}^{Lm} \int_{\xi_a}^{\xi_d} q_l(x', t') \Delta P_f dt' dx' \quad (1.7)$$

Où,

$$q_l(x', t') = \frac{2C_l}{\sqrt{t' - \xi_a(x')}} \quad (3.40)$$

$$\Delta t = t' - t_c \quad (3.41)$$

$$\xi_0(x') = \xi_d(x') - \xi_a(x') \quad (3.42)$$

En prenant la forme de temps dans l'équation 1.7 et en la combinant avec l'équation 3.37, on obtient :

$$P(\Delta t) = \frac{\mu}{4\pi k_f} \int_{-Lm}^{Lm} \int_0^{\xi_d} q_l(t') \left( \frac{1}{t_1(x') - t'} - \frac{\eta_f S_m}{\tau T_f} e^{\frac{t_1(x') - t'}{\tau}} \right) e^{-\frac{r^2}{4\eta_f [t_1(x') - t']}} dt' dx' \quad (3.43)$$

Où

$$t_1(x') = \Delta t + t_c - \xi_a(x') \quad (3.44)$$

Quand le leakoff dépend d'une pression minimale (la supposition de la perte de fluide de Charretier est applicable) le leakoff  $q_l$  dans l'équation 3.40 devient une fonction de  $t'$  seulement; ainsi :

$$q_l(t') = \frac{2C_l}{\sqrt{t'}} \quad (3.45)$$

Les paramètres suivants sont nécessaires pour calculer le temps d'arrivée et de départ de la fracture :

$$\xi_a(x') = \left( \frac{\pi C_l h_x}{Q_0} \right)^2 \quad (3.46)$$

Et,

$$\xi_d(x') = t_p = t_c \quad (3.47)$$

Au late time  $t_1$  agit comme  $t_1(x') \approx \Delta t$ , aussi  $t_1 - t' \approx \Delta t$ . Ainsi l'équation 3.43 devient

$$P(\Delta t) = \frac{\mu}{4\pi k_f} \int_{-Lm}^{Lm} \int_0^{\xi_d} q_l(t') \left( \frac{1}{\Delta t} - \frac{\eta_f S_m}{\tau T_f} e^{\frac{\Delta t}{\tau}} \right) e^{-\frac{r^2}{4\eta_f \Delta t}} dt' dx' \quad (3.48)$$

Durant l'écoulement radial l'équation 3.48 devient :

$$P(\Delta t) = \frac{\mu}{4\pi k_f} \int_{-Lm}^{Lm} \int_0^{\xi_d} q_l(t') \left( \frac{1}{\Delta t} \right) dt' dx' \quad (3.49)$$

Comme  $\Delta t$  pour ce cas est indépendant de  $x'$  et  $t'$  :

$$P(\Delta t) = \frac{\mu}{4\pi k_f \Delta t} \int_{-Lm}^{Lm} \int_0^{\xi_d} q_l(t') dt' dx' \quad (3.50)$$

Abousleiman et al. [8] identifie l'intégral de l'équation 3.50 comme :

$$\int_{-Lm}^{Lm} \int_0^{\xi_d} q_l(t') dt' dx' = \frac{Q_0 t_p}{h} \quad (3.51)$$

En suite l'équation 3.50 devient :

$$P(\Delta t) = \frac{\mu}{4\pi k \Delta t} \frac{Q_0 t_p}{h} \quad (3.52)$$

Le volume du fluide injecté  $V_i$  est défini comme le produit du débit moyen d'injection et le temps de fermeture [19] :

$$V_i = Q_0 t_c \quad (3.53)$$

La combinaison des équations 3.52 et 3.53 donne :

$$P(\Delta t) = \frac{V_i \mu}{4\pi k h} \frac{1}{\Delta t} \quad (3.54)$$

Suivant la même procédure proposée par Benelkadi et Tiab [1], [34], l'équation 3.54 est multipliée et divisée par  $t_c$ .

$$P(\Delta t) = \frac{V_i \mu}{4\pi k h t_c} \frac{t_c}{\Delta t} \quad (3.55)$$

En combinant l'équation 3.55 avec le concept du temps apparent de fermeture (Equation 2.41) on aura :

$$\Delta P = \frac{\pi V_i \mu}{16 h k t_c} F^2 \quad (3.56)$$

En forme dimensionnelle, l'équation 3.56 devient semblable à l'équation obtenue par Benelkadi et Tiab [1], [34] dans des réservoirs homogènes,

$$\Delta P = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c} F^2 \quad (3.57)$$

La dérivée de l'équation 3.57 par rapport  $F^2$  est :

$$\frac{d\Delta P}{dF^2} = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c} \quad (3.58)$$

En prenant le logarithme des deux côtés de l'équation 3.57 on obtient :

$$\log(\Delta P) = \log(F^2) + \log\left(2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c}\right) \quad (3.59)$$

Ainsi, pendant l'écoulement radial, le plot de  $\Delta P$  en fonction de  $F^2$  sur un graphique de bilogarithmique est une ligne droite d'une pente de 1.

De même prenant le logarithme des deux côtés de l'équation 3.58 donne :

$$\log\left(\frac{d\Delta P}{d(F^2)}\right) = \log\left(2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c}\right) \quad (3.60)$$

Alors, durant le régime des écoulements radiaux, un plot bilogarithmique de la dérivée est une ligne droite d'une pente zéro. La perméabilité est alors calculée en extrapolant cette ligne droite horizontale jusqu'à ce qu'il intercepte l'axe des ordonnées :

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{h t_c (F^2 \times \Delta P')_R} \quad (3.61)$$

Aussi, quand la ligne de pente unité sur la courbe de pression (Eq. 3.59) est évaluée à  $F^2 = 1$ , l'équation 3.62 est obtenue :

$$\log(\Delta P) = \log \left( 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c} \right) \quad (3.62)$$

En comparant les équations 3.60 et 3.62, il est évident que sur le bilogarithmique de la pression et sa dérivée ont la même valeur quand  $F^2$  est égale à l'unité. Alors, la ligne de pente d'unité doit intercepter la ligne horizontale à  $F^2 = 1$  à la valeur de  $(F^2 \times \Delta P')_R$ .

$$\log(\Delta P) = \log \left( \frac{d\Delta P}{d(F^2)} \right) \quad (3.63)$$

Autrement dit, combinant les équations pour la dérivée de pression et la différence de pression, il est possible de déterminer la ligne droite, qui correspond à l'écoulement radial dans la différence de pression, a une pente égale à l'unité et son point d'interception correspond à la valeur  $(F^2 \times \Delta P')_R$ .

La forme générale d'une équation de ligne droite sur un graphique de logarithme est :

$$\log(y) = m \log(x) + \log b \quad (3.64)$$

Ainsi, l'équation de la ligne droite de pente 1 peut être écrite comme suit :

$$\log(\Delta P) = \log(F^2) + \log(F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.65)$$

Ou,



$$\log(\Delta P) = \log(F^2(F^2 \times \Delta P')_R) \quad (3.66)$$

Ainsi,

$$\Delta P = F^2(F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.67)$$

Comme l'écoulement radial coïncide avec la ligne de pente l'unité correspondant à  $F^2 = 1$ , alors les valeurs pour l'équation 3.67 doivent être lues dans la partie d'écoulement radial. C'est :

$$(P_w)_R - P_r = F^2(F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.68)$$

$$P_r = (P_w)_R - F^2(F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.69)$$

Où  $(P_w)_R$  est la valeur de  $P_w$  qui correspond à  $F^2$  lu à la partie d'écoulement radial (voir la Figure 3. 5).

La fonction dérivative de la pression [1], [28], [34], [25] est plus sensible au changement de temps que la fonction pression et n'est pas affectée par la valeur de la pression d'un réservoir. Alors, si la courbe de pression de fond est incorporée au plot diagnostic et la dérivée est évaluée en fonction de  $P_w$  au lieu de  $\Delta P$ , la pression d'un réservoir peut être calculée en utilisant l'équation 3.69. Cela veut dire que, l'équation 3.69 permet le calcul de la pression du réservoir sans avoir besoin de connaître la pression du réservoir comme il a été exigé auparavant.

Pour la vérification de la pression d'un réservoir, la partie d'écoulement radial du plot de différence de pression doit suivre une pente unité croisant  $(F^2 \times P'_w)_R$  à la valeur de 1 de  $F^2$ .

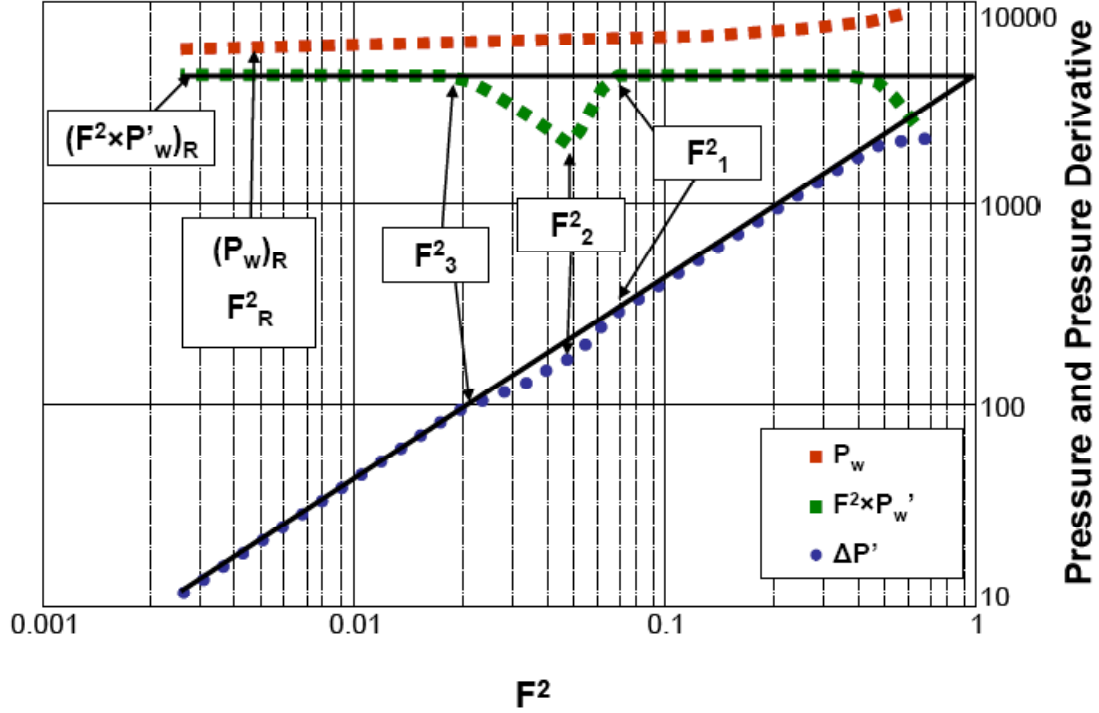


Figure 3.5 Plot de diagnostic pour l'estimation de  $Pr$ ,  $k$ ,  $\omega$  et  $\lambda$  dans des réservoirs naturellement fracturés

### 3.5 Cas Spéciaux

Dans cette section de nouvelles équations sont développées pour le calcul de  $\omega$  et  $\lambda$ , aussi bien que pour évaluer la perméabilité dans des cas où l'écoulement radial se produit avant que le temps ne devienne plus grand que  $2.5t_c$ .

#### 3.5.1 Comparaison de $\omega$ avec celui obtenu par la technique TDS [35] au point minimal de la cuve

Au point minimal des coordonnées de la cuvette, Tiab et Donaldson [35] définissent la proportion de stockage de fracture par :

$$\omega^\omega = EXP(-\lambda t_{Dmin}) \quad (3.70)$$

Après, Tiab et Donaldson [35] ont supposé que les valeurs de  $\omega$  varient entre 0 et 0.5. Ils ont tracé  $\omega$  Contre  $\omega^\omega$  et obtenu la relation suivante par l'utilisation d'adaptation de courbe :

$$\omega = \left( 2.9114 - \frac{3.5688}{\ln(N_s)} - \frac{6.5452}{N_s} \right)^{-1} \quad (3.71)$$

Où,

$$N_s = EXP(-\lambda t_{Dmin}) \quad (3.72)$$

On remplace ce qu'il ya entre parenthèses dans les équations 3.27 et 3.29 par  $N_B$  on obtient

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = EXP(N_B) \quad (3.73)$$

L'équation 3.73 devient:

$$\omega^\omega = EXP(-N_B) \quad (3.74)$$

En comparant l'équation 3.70 et 3.74 on observe que  $N_B$  est égal à  $\lambda t_{Dmin}$

$$N_B = \lambda t_{Dmin} \quad (3.75)$$

En remplaçant  $N_B$  (de l'équation 3.29) et  $t_{Dmin}$  dans l'équation 3.75 :

$$4 \frac{F_3^2}{F_2^2} = 4 \times 10^{-6} \frac{\lambda k}{\phi \mu c_t r_w^2} t_{min} \quad (3.76)$$

On remplace  $t_{min}$  par celui de l'équation 2.41:

$$4 \frac{F_3^2}{F_2^2} = 1.62 \times 10^{-6} \frac{\lambda k t_c}{\phi \mu c_t r_w^2 F_2^2} \quad (3.77)$$

On trouve :

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_3^2 \quad (3.78)$$

L'équation 3.78 est similaire avec l'équation 3.30.

Si B est égal à la valeur de  $EXP(N_B)$  dans l'équation 3.73 :

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = B \quad (3.79)$$

Ainsi,

$$\omega^\omega = \frac{1}{B} = N_s \quad (3.80)$$

Le remplacement de  $N_s$  par  $B$  dans l'équation 3.71 permet d'obtenir une autre estimation pour oméga :

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B \right)^{-1} \quad (3.81)$$

### 3.5.2 Le Début et la base de la cuve sont difficiles à observer

Engler et Tiab [25] ont développé les équations suivantes pour le point d'intersection de la ligne d'acte infinie et la pente unité de la période de transition :

$$\lambda = \left( \frac{\phi c_t \mu r_w^2}{2.64 \times 10^{-4} k} \right) \frac{1}{t_x} \quad (3.82)$$

Où  $x$  représente le point d'intersection et le temps est exprimé en Heures. Si l'équation 3.82 est exprimée en fonction du temps adimensionnel, on obtient :

$$\lambda = \frac{1}{t_{dx}} \quad (3.83)$$

C'est pourquoi, si le point d'intersection de la ligne de pente unitaire aux temps intermédiaires et la ligne d'écoulement radial est inférieur à  $F^2=0.18$ , la combinaison des équations 3.83, 3.21 et 2.41 donne :

$$\lambda = 616850 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_x^2}{k t_c} \quad (3.84)$$

Dans le cas où le point d'intersection  $F^2$  est plus grand que 0.18 ; la combinaison des équations 3.83 et 3.22 donne :

$$\lambda = 250000 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_x^2}{k t_c [0.405(F_x^2 - 1)^2 + F_x^2]} \quad (3.85)$$

Une autre équation utile développée par Engler et Tiab [25] qui lie les valeurs de  $\lambda$  et  $\omega$  au début de l'écoulement radial. C'est :

$$\lambda = \left( \frac{\phi c_t \mu r_w^2}{2.64 \times 10^{-4}} \right) \frac{5(1 - \omega)}{t_3} \quad (3.86)$$

L'équation 3.86 en temps adimensionnel devient

$$\lambda = \frac{5(1 - \omega)}{t_{D3}} \quad (3.87)$$

Si  $F^2$  est inférieur que 0.18, alors, des équations 3.87, 3.21 et 2.41 on obtient

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} \quad (3.88)$$

Quand  $F^2$  est plus grand que 0.18, on obtient des équations 3.87 et 3.22 :

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2] \quad (3.89)$$

### 3.5.3 L'écoulement radial apparait à une valeur de $F^2$ supérieure à 0.18 :

Quand l'écoulement radial est atteint à une valeur supérieure à 0.18, l'approximation de Nolte (Eq. 2.41) n'est plus applicable pour calculer la perméabilité. Puis, en combinant les équations 3.54 et 3.16 on obtient :

$$\Delta P = \frac{V_i \mu}{4\pi k h} \times \frac{F^2}{t_c [0.405(F^2 - 1)^2 + F^2]} \quad (3.90)$$

Cette équation peut être écrite en unités de chantier :

$$\Delta P = 1 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c} \times \frac{F^2}{[0.405(F^2 - 1)^2 + F^2]} \quad (3.91)$$

La dérivée de l'équation 3.92 par rapport à  $F^2$  est :

$$\frac{d(\Delta P)}{d(F^2)} = 1 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{k h t_c} \left( \frac{1}{[0.405(F^2 - 1)^2 + F^2]} - \frac{F^2 [1 + 0.81(F^2 - 1)^2]}{[0.405(F^2 - 1)^2 + F^2]^2} \right) \quad (3.92)$$

Ainsi, la perméabilité peut être obtenue de l'équation 3.93:

$$k = 1 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{h t_c (F^2 \times \Delta P')_R} \left( \frac{1}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]} - \frac{F_R^2 [1 + 0.81(F_R^2 - 1)^2]}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]^2} \right) \quad (3.93)$$

Ou simplifiée,

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{V_i \mu}{h t_c (F^2 \times \Delta P')_R} \left( \frac{1 - (F_R^2)^2}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]^2} \right) \quad (3.94)$$

### 3.6 Procédures étape par étape

Les étapes suivantes sont recommandées pour la détermination de la perméabilité (k), la pression moyenne du réservoir (Pr), la proportion storativité (emmagasinent) ( $\omega$ ) et le coefficient d'écoulement d'interporosité ( $\lambda$ ).

**Etape 1 :** suivre un test de Mini-Falloff, acquérir, calculer et préparer les paramètres d'entrée suivants :

1. Les données de pression et de temps tant à la période d'injection qu'à celle de la chute.
2. Le débit d'injection q et le volume total du fluide injecté dans la fracture  $V_i$ .
3. La viscosité du fluide de réservoir  $\mu$ ; hauteur de fracture h; temps de pompage  $t_p$ ; rayon de puits de forage  $r_w$ ; et compressibilité de formation  $c_t$ .

**Etape 2 :** Convertir les données de temps en intervalles de temps de Shut in (i.e.  $\Delta t$ ).

**Etape 3 :** Identifier et déterminer la pression de fermeture et le temps de fermeture. La méthode pour calculer la pression de fermeture et le temps de fermeture dans ce projet est attribuée à celle développée par Jones et Sargeant [26], qui est discutée sur la section 2.3.3. Considérer le temps de fermeture depuis le début de pompage.

**Etape 4 :** Calculer la fonction de temps d'écoulement radial  $F^2$  :

$$F^2 = \left( \sqrt{1 + \frac{t - t_c}{\chi t_c}} - \sqrt{\frac{t - t_c}{\chi t_c}} \right)^2 \quad (3.95)$$

**Etape 5 :** Calculer la dérivée de pression avec considération à la fonction de temps adimensionnelle avec l'équation suivante :

$$\left(\frac{\delta P}{\delta F^2}\right)_i = \left[ \frac{P_i - P_{i-1}}{F_i^2 - F_{i-1}^2} (F_{i+1}^2 - F_i^2) + \frac{P_{i+1} - P_i}{F_{i+1}^2 - F_i^2} (F_i^2 - F_{i-1}^2) \right] / (F_{i+1}^2 - F_{i-1}^2) \quad (3.96)$$

**Etape 6 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique.

**Etape 7 :** Identifier l'écoulement radial et calculer la pression du réservoir en utilisant l'équation 3.69.

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même graphique logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. Vérifier que la pression du réservoir trace une ligne droite de pente unité croisant la courbe de différence de pression à  $F^2 = 1$ ; l'écoulement radial doit épouser cette ligne droite.

**Etape 9 :** La courbe dérivée montrerait une cuvette aux temps intermédiaires. C'est une caractéristique des réservoirs naturellement fracturés (semblable à la technique TDS dans des réservoirs naturellement fracturés). Lire les valeurs de  $F_1^2$ ,  $F_2^2$ ,  $F_3^2$  et  $F_x^2$  au début, la base, la fin de la cuvette et le point d'intersection entre la pente d'unité aux temps intermédiaires et l'écoulement radial respectivement. Ces points caractéristiques correspondraient aux points d'inflexion dans la courbe de différence de pression et, à cause du bruit, peuvent être lus plus précisément de la courbe de différence de pression (la Figure 3. 2).

**Etape 10 :** Quand  $t$  est égal à  $2.5t_c$  la valeur de  $F^2$  est 0.18 (l'équation 2.42).

Identifier si les points caractéristiques se trouvent avant ou après cette valeur de  $F^2$ . Utiliser alors les équations adéquates pour le calcul. Évaluer la perméabilité de la formation,  $k$ , de la ligne d'écoulement radial infini sur la courbe de dérivée de pression utilisant les équations 3.61 Ou 3.94.

**Étape 11 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par les équations 3.25, 3.30, 3.84, et/ou 3.85. Dans le cas où plus d'une équation pourrait être appliqué pour l'analyse, les utiliser toutes pour vérifier les résultats et pour une meilleure estimation des points caractéristiques.

**Étape 12 :** Calculer la proportion de storativité (emmagasinement) avec les équations 3.26 ou 3.28 et la Figure 3. 3 ou l'équation 3.31, les équations 3.27 ou 3.29 et la Figure 3. 4 ou l'équation 3.36, les équations 3.35, l'équation 3.81, l'équation 3.88 et/ou l'équation 3.89. Dans le cas où plus qu'une équation pourrait être appliqué pour l'analyse, les utiliser toutes pour vérifier les résultats et pour avoir une meilleure estimation des points caractéristiques.



## 4 APPLICATIONS ET EXEMPLES

### 4.1 Exemple 1 :

Cet exemple a été pris de Chipperfield [12], Cas 3. Chipperfield [12] a présenté des données simulées pour tester le simulateur qu'il a développé pour analyser les tests d'afterclosure dans des réservoirs naturellement fracturés. Les valeurs de la différence de pression et les données  $1/F^2$  sont représentées dans l'annexe, Tableau A1.

D'autres paramètres sont [12]:

$\phi = 20.00 \%$	$\mu = 0.02 \text{ cp}$	$h = 6.5 \text{ ft}$
$V_i = 5.1 \text{ bbl}$	$t_p = 1.7 \text{ min}$	$r_w = 0.726 \text{ ft}$
$c_t = 2.86 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$	$t_c = 1.7 \text{ min}$	$x_f = 6.5 \text{ ft}$

#### Procédure Etape par étape :

**Etapas 1 à 5 :** Les données numérisées prises de Chipperfield [12] correspondent à l'après -fermeture de la fracture hydraulique. Donc, les valeurs de  $F^2$  et  $\Delta P$  sont obtenues directement du papier; elles sont représentées dans le Tableau A1.

**Etape 6 :** Tracer la pression de fond et sa dérivée sur le même plot bilogarithmique. Une pression de réservoir de 14192 psi a été assumée avec l'objectif d'obtenir  $P_w$  pour le but de l'application de la méthode proposée dans cette étude. Cette valeur de pression d'un réservoir permet le calcul de  $P_w$  des données numérisées.  $P_w$  et sa dérivée en fonction de la fonction de temps adimensionnel sont tracées dans la Figure 4. 1.

**Etape 7 :** Identifier l'écoulement radial et calculer la pression d'un réservoir avec l'équation 3.69.

De la Figure 4. 1 on obtient les données suivantes:

$$(F^2 \times P'_w)_R = 75000 \text{ psi} \quad (P_w)_R = 14192.01 \text{ psi} \quad (F^2)_R = 1.70 \times 10^{-7}$$

On a

$$P_r = (P_w)_R - F_R^2 (F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.69)$$

$$P_r = 14192.01 - (1.70 \times 10^{-7})(75000) = 14192 \text{ psi}$$

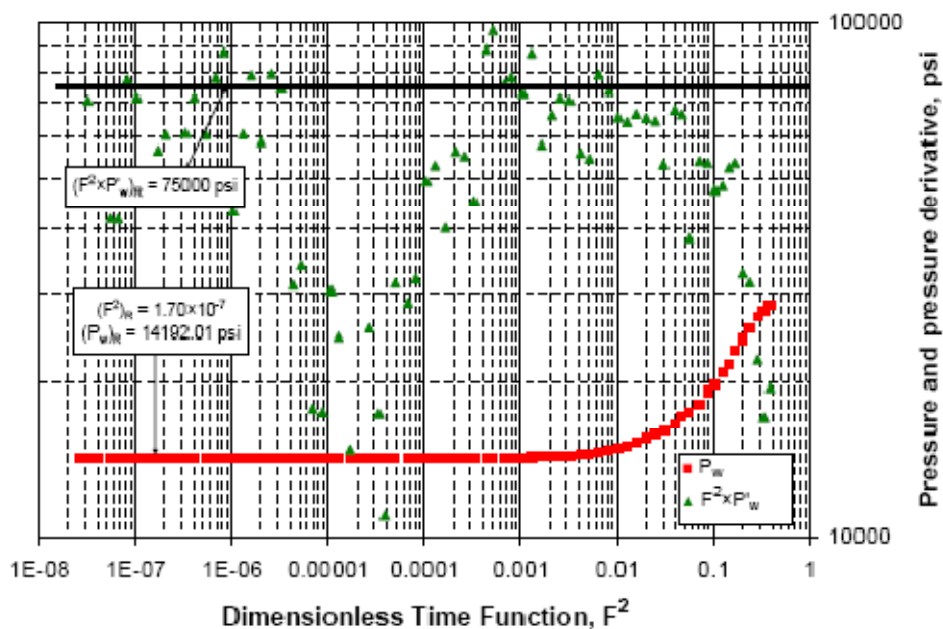


Figure 4.1 La pression et sa dérivée

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même plot logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. Vérifier que la valeur de pression du réservoir en traçant une ligne droite de pente unité croisant  $(F^2 \times P'_w)_R$  en  $F^2 = 1$ ; l'écoulement radial doit recouvrir sur cette ligne droite. (Figure 4.2)

**Etape 9 :** La courbe dérivée montrerait une cuvette aux temps intermédiaires. C'est une caractéristique des réservoirs naturellement fracturés (semblable à la technique TDS dans des réservoirs naturellement fracturés). Lire les valeurs de  $F_1^2$ ,  $F_2^2$ ,  $F_3^2$  et  $F_x^2$  au début, la base, la fin de la cuvette et le point d'intersection entre la pente d'unité aux temps intermédiaires et l'écoulement radial respectivement. Ces points caractéristiques correspondraient aux points d'inflexion dans la courbe de différence de pression et peuvent être lus plus précisément de la courbe de différence de pression (Figure 3. 2).

De la Figure 4. 1, on obtient les données suivantes:

$$F_1^2 = 8.18 \times 10^{-3}$$

$$F_2^2 = 3.34 \times 10^{-5}$$

$$F_3^2 = 2.02 \times 10^{-6}$$

$$F_x^2 = 4.0 \times 10^{-6}$$

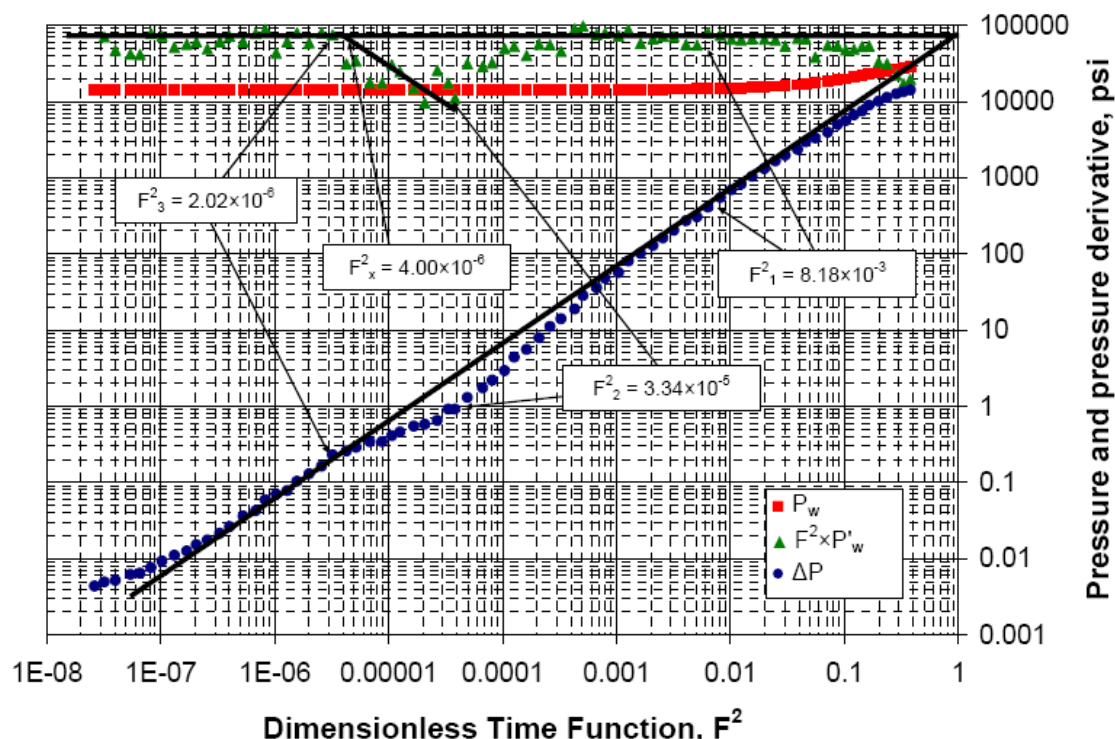


Figure 4.2 Plot de diagnostic, Exemple 1

**Etape 10 :** Quand  $t$  est égal à  $2.5t_c$  la valeur de  $F^2$  est 0.18 (l'équation 2.42). Identifier si les points caractéristiques se trouvent avant ou après cette valeur de  $F^2$ . Utiliser alors les équations adéquates pour le calcul. Évaluer la perméabilité de la formation,  $k$ , de la ligne d'écoulement radial infini sur la courbe de dérivée de pression utilisant les équations 3.61 Ou 3.94.

Estimations de perméabilité en utilisant l'équation 3.61 :

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{ht_c (F^2 \times \Delta P')_R} \quad (3.61)$$

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(1.7)(75000)} = 0.030 \text{ md}$$

En utilisant l'équation 3.94 on obtient :

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{V_i \mu}{ht_c (F^2 \times \Delta P')_R} \left( \frac{1 - (F_R^2)^2}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]^2} \right) \quad (3.94)$$

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(1.7)(75000)} \left[ \frac{1 - (1.7 \times 10^{-7})^2}{(0.405(1.7 \times 10^{-7} - 1)^2 + 1.7 \times 10^{-7})^2} \right] = 0.030 \text{ md}$$

**Etape 11 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par les équations 3.25, 3.30, 3.84, et/ou 3.85. Dans le cas où plus d'une équation pourrait être appliqué pour l'analyse, utiliser les pour vérifier les résultats et pour une meilleure estimation des points caractéristiques.

De l'équation 3.25 :

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_3^2}{k t_c [[0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2]]} \quad (3.25)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(2.02 \times 10^{-6})}{(0.03)(1.7)[0.405(2.02 \times 10^{-6} - 1)^2 + 2.02 \times 10^{-6}]} = 5.89 \times 10^{-5}$$

De l'équation 3.30 :

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_3^2 \quad (3.30)$$

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(2.02 \times 10^{-6})}{(0.03)(1.7)} = 5.97 \times 10^{-5}$$

De l'équation 3.84 :

$$\lambda = 616850 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_x^2 \quad (3.84)$$

$$\lambda = 616850 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(4.0 \times 10^{-6})}{(0.03)(1.7)} = 2.92 \times 10^{-5}$$

De l'équation 3.85 :

$$\lambda = 250000 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_x^2}{k t_c [0.405(F_x^2 - 1)^2 + F_x^2]} \quad (3.85)$$

$$\lambda = 250000 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(4.0 \times 10^{-6})}{(0.03)(1.7)[0.405(4.0 \times 10^{-6} - 1)^2 + 4.0 \times 10^{-6}]} = 2.92 \times 10^{-5}$$

**Etape 12 :** Calculer la proportion de storativité (emmagasinement) avec les équations 3.26 ou 3.28 et la Figure 3. 3 ou l'équation 3.31, les Équations 3.27 ou 3.29 et la Figure 3. 4 ou l'équation 3.36, les équations 3.35, l'équation 3.81, l'équation 3.88 et/ou l'équation 3.89. Dans le cas où plus qu'une équation pourrait être appliqué pour l'analyse, utiliser les pour vérifier les résultats et pour une meilleure estimation des points caractéristiques.

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.26 :

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{F_3^2}{F_1^2} \left[ \frac{0.405(F_1^2 - 1)^2 + F_1^2}{0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2} \right] \quad (3.26)$$

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{2.02 \times 10^{-6}}{8.18 \times 10^{-3}} \left[ \frac{0.405(8.18 \times 10^{-3} - 1)^2 + 8.18 \times 10^{-3}}{0.405(2.02 \times 10^{-6} - 1)^2 + 2.02 \times 10^{-6}} \right] = 0.099$$

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.28 :

$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{F_3^2}{F_1^2} \quad (3.28)$$

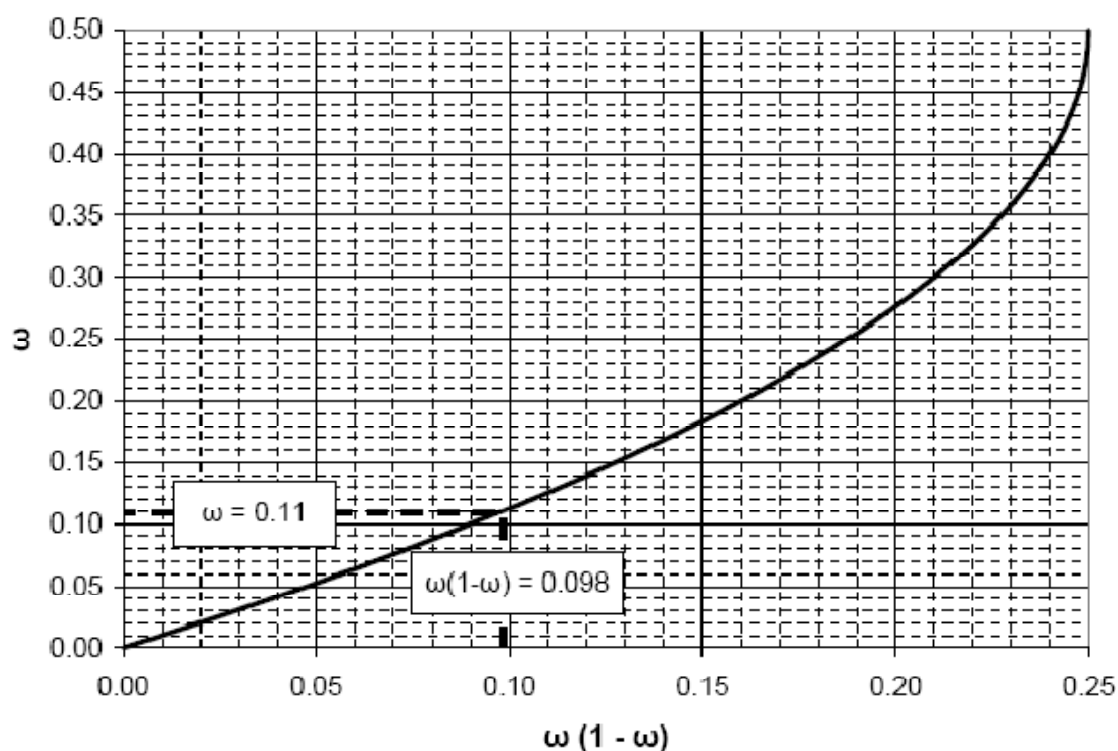
$$\omega(\omega - 1) = 4 \times 10^2 \frac{2.02 \times 10^{-6}}{8.18 \times 10^{-3}} = 0.098$$

Les deux valeurs de  $\omega(1-\omega)$  sont très semblable. Pour calculer  $\omega$  de la Figure 3. 3, il est utilisé la valeur de  $\omega(1-\omega)$  égale à 0.098 et lire la valeur de  $\omega$  À l'intersection avec la courbe. Cette procédure donne une valeur de  $\omega$  égale à 0.11 (la Figure 4. 3).

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.31 :

$$\omega = \frac{1.3834A - 0.0064}{1 + 3.3554A - 17.2951A^2} \quad (3.31)$$

$$\omega = \frac{(1.3834)(0.098) - 0.0064}{1 + (3.3554)(0.098) - (17.2951)(0.098)^2} = 0.111$$

Figure 4.3 Calcul de  $\omega$  de la figure 3.3

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.35 :

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4A}}{2} \quad (3.35)$$

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4A}}{2} = 0.11$$

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.27 et la figure 3.4 :

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = \text{EXP} \left\{ 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \left[ \frac{0.405(F_2^2 - 1)^2 + F_2^2}{0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2} \right] \right\} \quad (3.27)$$

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = \text{EXP} \left\{ 4 \times \frac{2.02 \times 10^{-6}}{3.34 \times 10^{-5}} \left[ \frac{0.405(3.34 \times 10^{-5} - 1)^2 + 3.34 \times 10^{-5}}{0.405(2.02 \times 10^{-6} - 1)^2 + 2.02 \times 10^{-6}} \right] \right\} = 1.27$$

Si  $\omega$  est calculé en utilisant l'équation 3.29 et la figure 3.4

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = \text{EXP} \left( 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \right) \quad (3.29)$$

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = \text{EXP}\left(4 \times \frac{2.02 \times 10^{-6}}{3.34 \times 10^{-5}}\right) = 1.27$$

Les deux valeurs de  $(1/\omega)^{\omega}$  des équations 3.27 et 3.29 sont similaires. Pour calculer  $\omega$  de la Figure 3. 4, on a la valeur de  $(1/\omega)^{\omega}$  et on lit la valeur correspondante de  $\omega$  à l'intersection avec la courbe. Cette procédure donne une valeur de  $\omega$  égale à 0.108 (Figure 4. 4).

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.36 :

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

$$\omega = \frac{(0.118)(1.27) - 0.106}{1 + 0.517(1.27) + 0.750(1.27)^2} = 0.098$$

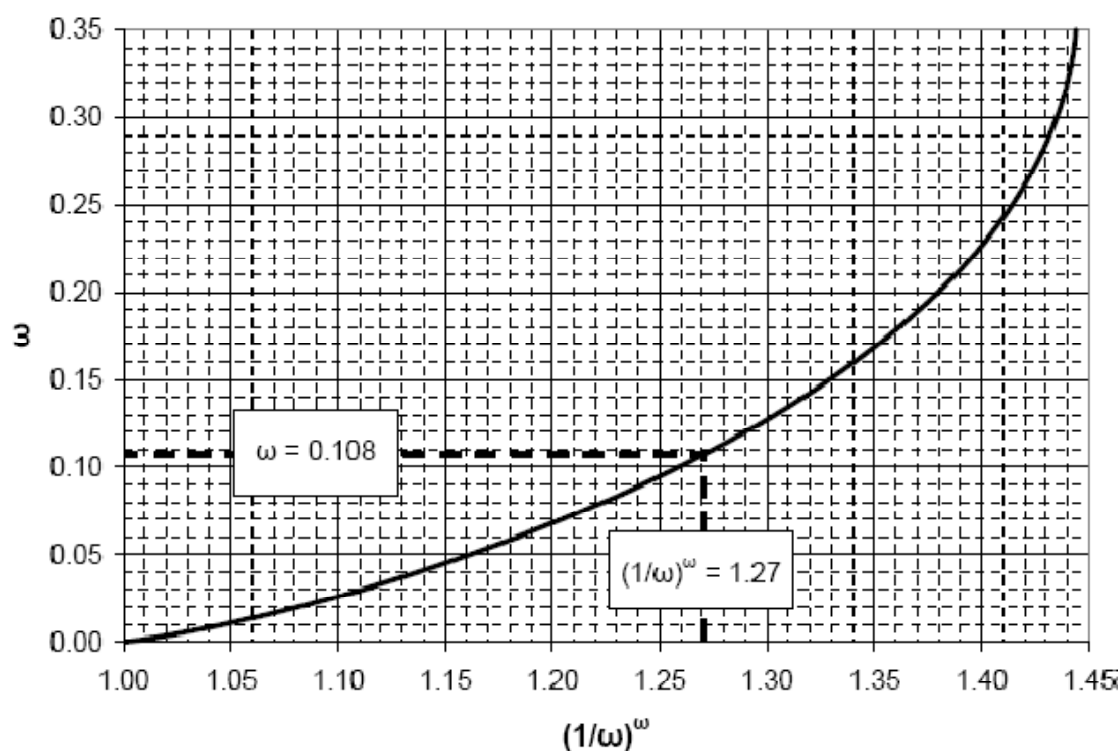


Figure 4.4 Calcul de  $\omega$  de la figure 3.4

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.81 :

$$\omega = \left(2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B\right)^{-1} \quad (3.81)$$

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(1.27)} - 6.5452(1.27) \right)^{-1} = 1.104$$

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.88 :

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} \quad (3.88)$$

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{(5.97 \times 10^{-5})(0.030)(1.7)}{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2 (2.02 \times 10^{-6})} = 0.10$$

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.89 :

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2] \quad (3.89)$$

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{(5.97 \times 10^{-5})(0.030)(1.7)[0.405(2.02 \times 10^{-6} - 1)^2 + 2.02 \times 10^{-6}]}{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2 (2.02 \times 10^{-6})} = 0.10$$

Dans le tableau 4.1 sont résumées les différentes valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k estimées des différentes équations :

**Tableau 4.1 Résumé des résultats, Exemple 1**

	Equation	Valeur
$\omega$	3.26, 3.28, and Figure 3.3	0.110
	3.27, 3.29, and Figure 3.4	0.108
	3.31	0.111
	3.35	0.110
	2.36	0.098
	3.81	0.104
	3.88	0.100
	3.89	0.100
$\lambda$	3.25	$5.89 \times 10^{-5}$
	3.30	$5.97 \times 10^{-5}$
	3.84	$2.92 \times 10^{-5}$
	3.85	$2.92 \times 10^{-5}$
<b>Pr, psi</b>	3.69	14192
<b>k, md</b>	3.61	0.030
	3.94	0.030



## 4.2 Exemple 2

Cet exemple a été pris de Chipperfield [12], Cas 2. Chipperfield [12] a présenté des données simulées pour tester le simulateur qu'il a développé pour analyser les tests d'afterclosure dans des réservoirs naturellement fracturés. Les valeurs de la différence de pression et les données  $1/F^2$  sont représentées dans l'annexe, Tableau A2.

D'autres paramètres sont [12]:

$$\begin{array}{lll} \phi = 20.00 \% & \mu = 0.02 \text{ cp} & h = 6.5 \text{ ft} \\ V_i = 5.1 \text{ bbl} & t_p = 1.7 \text{ min} & r_w = 0.726 \text{ ft} \\ c_t = 2.86 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1} & t_c = 1.7 \text{ min} & x_f = 6.5 \text{ ft} \end{array}$$

### Procédure étape par étape:

**Etapes 1 à 5 :** Les données numérisées prises de Chipperfield [12] correspondent à l'après-que-fermeture de la fracture hydraulique. Donc, les valeurs de  $F^2$  et  $\Delta P$  sont obtenu directement du papier; elles sont représentées dans le Tableau A2.

**Etape 6 :** Tracer la pression de fond et sa dérivée sur le même plot bilogarithmique. Une pression de réservoir de 962 psi a été assumée avec l'objectif d'obtenir  $P_w$  pour le but de l'application de la méthode proposée dans cette étude. Cette valeur de pression d'un réservoir permet le calcul de  $P_w$  des données numérisées.  $P_w$  et sa dérivée en fonction de la fonction de temps adimensionnel sont tracées dans la Figure 4. 5.

**Etape 7 :** Identifier l'écoulement radial et calcule la pression d'un réservoir avec l'équation 3.69.

De la Figure 4. 1 on obtient les données suivantes:

$$(F^2 \times P'_w)_R = 7100 \text{ psi} \quad (P_w)_R = 962.02 \text{ psi} \quad (F^2)_R = 3.05 \times 10^{-6}$$

On a

$$P_r = (P_w)_R - F_R^2 (F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.69)$$

$$P_r = 962.02 - (3.05 \times 10^{-6})(7100) = 962 \text{ psi}$$

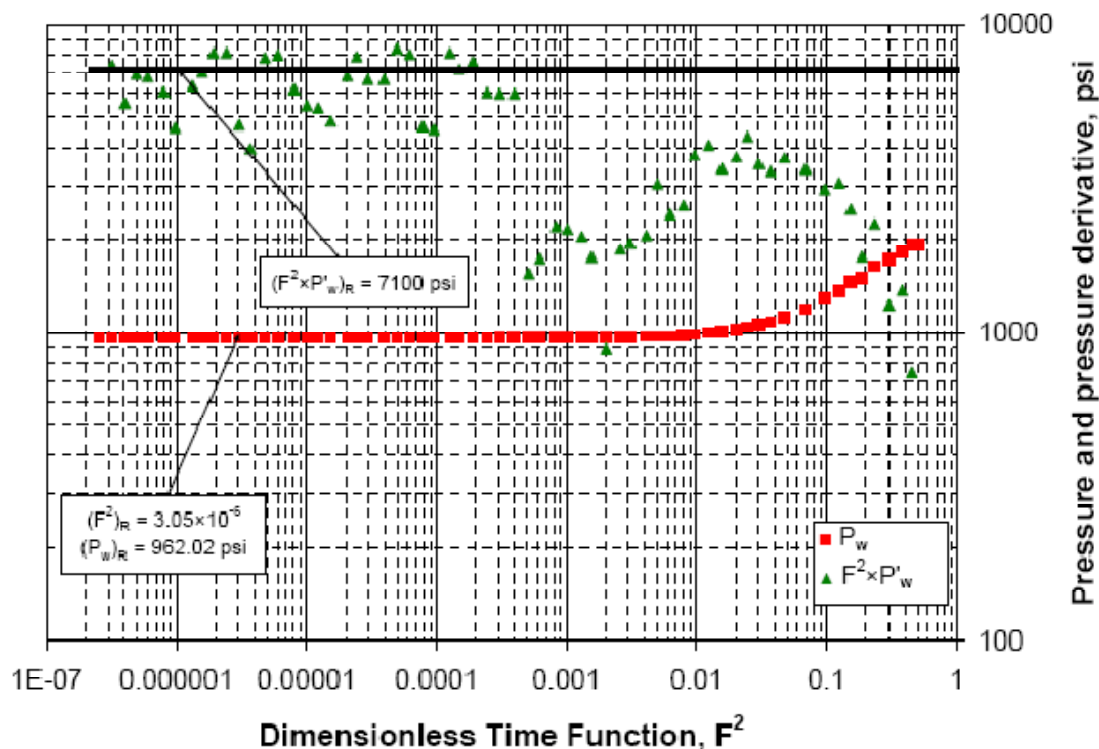


Figure 4.5 La pression et sa dérivée, Exemple 2

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même plot logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. Vérifier que la valeur de pression du réservoir en traçant une ligne droite de pente unité croisant  $(F^2 \times P'_w)_R$  en  $F^2 = 1$ ; l'écoulement radial doit recouvrir sur cette ligne droite. (Figure 4.6)

**Etape 9 :** lire les valeurs de  $F_2^2$ ,  $F_3^2$ ,  $F_x^2$  de la figure 4.6

$$F_x^2 = 3.80 \times 10^{-4} \quad F_2^2 = 3.90 \times 10^{-3} \quad F_3^2 = 2.20 \times 10^{-4}$$

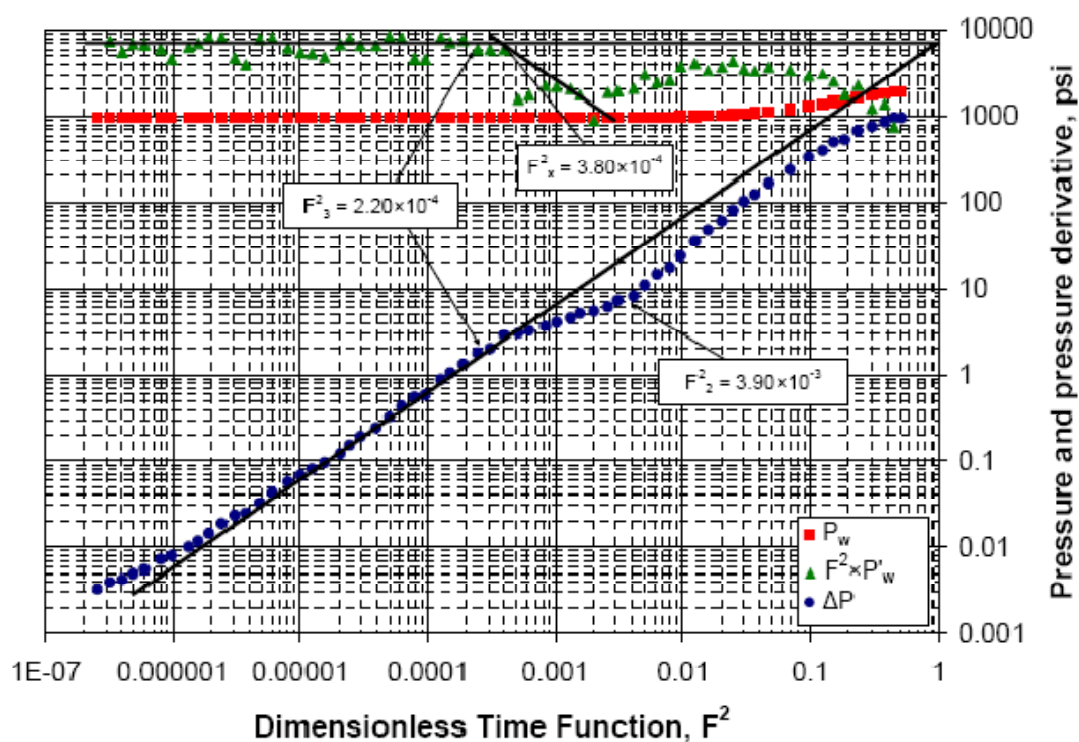


Figure 4.6 Plot de diagnostic, Exemple 2

**Etape 10 :** Calcul de la perméabilité

En utilisant l'équation 3.61 :

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{h t_c (F^2 \times \Delta P')_R} \quad (3.61)$$

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(1.7)(7100)} = 0.32 \text{ md}$$

En utilisant l'équation 3.94 on obtient :

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{V_i \mu}{h t_c (F^2 \times \Delta P')_R} \left( \frac{1 - (F_R^2)^2}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]^2} \right) \quad (3.94)$$

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(1.7)(7100)} \left[ \frac{1 - (3.05 \times 10^{-6})^2}{(0.405(3.05 \times 10^{-6} - 1)^2 + 3.05 \times 10^{-6})^2} \right] = 0.32 \text{ md}$$

**Etape 11 :** Calcul du coefficient d'écoulement d'interporosité  $\lambda$  :

De l'équation 3.25 :

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_3^2}{k t_c [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2]} \quad (3.25)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(2.20 \times 10^{-4})}{(0.03)(1.7)[0.405(2.20 \times 10^{-4} - 1)^2 + 2.20 \times 10^{-4}]} = 6.02 \times 10^{-4}$$

De l'équation 3.30 :

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_3^2 \quad (3.30)$$

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(2.20 \times 10^{-4})}{(0.03)(1.7)} = 6.09 \times 10^{-4}$$

De l'équation 3.84 :

$$\lambda = 616850 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_x^2 \quad (3.84)$$

$$\lambda = 616850 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(3.8 \times 10^{-4})}{(0.03)(1.7)} = 2.60 \times 10^{-4}$$

De l'équation 3.85 :

$$\lambda = 250000 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_x^2}{k t_c [0.405(F_x^2 - 1)^2 + F_x^2]} \quad (3.85)$$

$$\lambda = 250000 \frac{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2(3.8 \times 10^{-4})}{(0.03)(1.7)[0.405(3.8 \times 10^{-4} - 1)^2 + 3.8 \times 10^{-4}]} = 2.60 \times 10^{-4}$$

**Etape 12 :** Calcul de la proportion de storativité (emmagasinement)

Comme la valeur de  $F_1^2$  est difficile à déterminer on utilise les équations suivantes :

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.27 et la figure 3.4 :

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^\omega = EXP \left\{ 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \left[ \frac{0.405(F_2^2 - 1)^2 + F_2^2}{0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2} \right] \right\} \quad (3.27)$$

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = EXP \left\{ 4 \times \frac{2.20 \times 10^{-4}}{3.90 \times 10^{-3}} \left[ \frac{0.405(3.90 \times 10^{-3} - 1)^2 + 3.90 \times 10^{-3}}{0.405(2.20 \times 10^{-4} - 1)^2 + 2.20 \times 10^{-4}} \right] \right\} = 1.254$$

Si  $\omega$  est calculé en utilisant l'équation 3.29 et la figure 3.4

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = EXP \left( 4 \times \frac{F_3^2}{F_2^2} \right) \quad (3.29)$$

$$\left(\frac{1}{\omega}\right)^{\omega} = EXP \left( 4 \times \frac{2.20 \times 10^{-4}}{3.90 \times 10^{-3}} \right) = 1.253$$

De la Figure 3.4 on trouve  $\omega = 0.095$

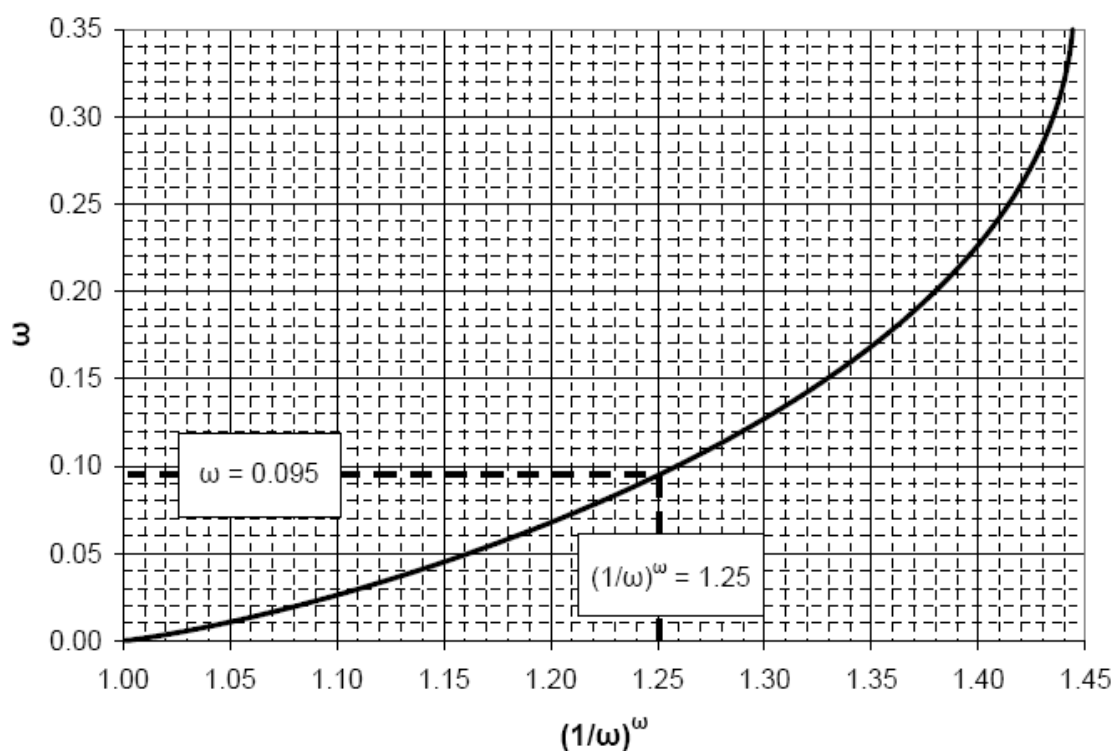


Figure 4.7 Calcul de  $\omega$  de la Figure 3.4

Les deux valeurs de  $(1/\omega)^{\omega}$  des équations 3.27 et 3.29 sont similaires. Pour calculer  $\omega$  de la Figure 3. 4, on a la valeur de  $(1/\omega)^{\omega}$  et on lit la valeur correspondante de  $\omega$  à l'intersection avec la courbe. Cette procédure donne une valeur de  $\omega$  égale à 0.108 (Figure 4. 4).

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.36 :

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

$$\omega = \frac{(0.118)(1.25) - 0.106}{1 + 0.517(1.25) + 0.750(1.25)^2} = 0.087$$

Estimations de la storativité en utilisant l'équation 3.81 :

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B \right)^{-1} \quad (3.81)$$

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(1.25)} - 6.5452(1.25) \right)^{-1} = 0.093$$

Estimation de la storativité en utilisant l'équation 3.88 :

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} \quad (3.88)$$

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{(6.02 \times 10^{-4})(0.030)(1.7)}{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2 (2.20 \times 10^{-4})} = 0.111$$

Estimation de la storativité en utilisant l'équation 3.89 :

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2] \quad (3.89)$$

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{(5.97 \times 10^{-5})(0.030)(1.7)[0.405(2.20 \times 10^{-4} - 1)^2 + 2.20 \times 10^{-4}]}{(0.2)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2 (2.20 \times 10^{-4})} = 0.12$$

Dans cet exemple il n'était pas possible de déterminer le début de la cuve. Donc, on a utilisé les équations qui correspondent à la base et à la fin de la cuve.

Dans le tableau 4.2 sont résumées les différentes valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ ,  $\text{Pr}$  et  $k$  estimées des différentes équations :

Tableau 4.2 Résumé des résultats, Exemple 2

	Equation	Valeur
$\omega$	3.27, 3.29, and Figure 3.4	0.095
	2.36	0.087
	3.81	0.093
	3.88	0.111
	3.89	0.120
$\lambda$	3.25	$6.02 \times 10^{-4}$
	3.30	$6.09 \times 10^{-4}$
	3.84	$2.60 \times 10^{-4}$
	3.85	$2.60 \times 10^{-4}$
<b>Pr, psi</b>	3.69	962
<b>k, md</b>	3.61	0.32
	3.94	0.32

### 4.3 Exemple 3

Ce test de calibrage a été appliqué pour un puits de pétrole du champ TFT en Algérie. Le but de ce test était la collection des informations sur les caractéristiques du leak-off du fluide de fracturation. La détermination des dimensions de la fracture (demi-longueur et la largeur moyenne de la fracture) et l'évaluation du modèle de la géométrie de fracture est également accompli au moyen d'interprétation et analyse d'essai de mini-fracture.

L'essai a été réalisé en pompant 5000 gallons (119 barils) de gel linéaire à un taux approximatif de 13 bbl/min (le temps de pompage était de 9 minutes). Le déclin de pression de bottomhole a été surveillé pendant 57 minutes

D'autres paramètres sont :

$$\varphi = 9.00 \% \quad \mu = 0.355 \text{ cp} \quad h = 32.8 \text{ ft}$$

$$V_i = 119 \text{ bbl} \quad t_p = 9.1 \text{ min} \quad r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$c_t = 7.112 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1} \quad t_{sh} = 57 \text{ min}$$

**Procédure Etape par étape**

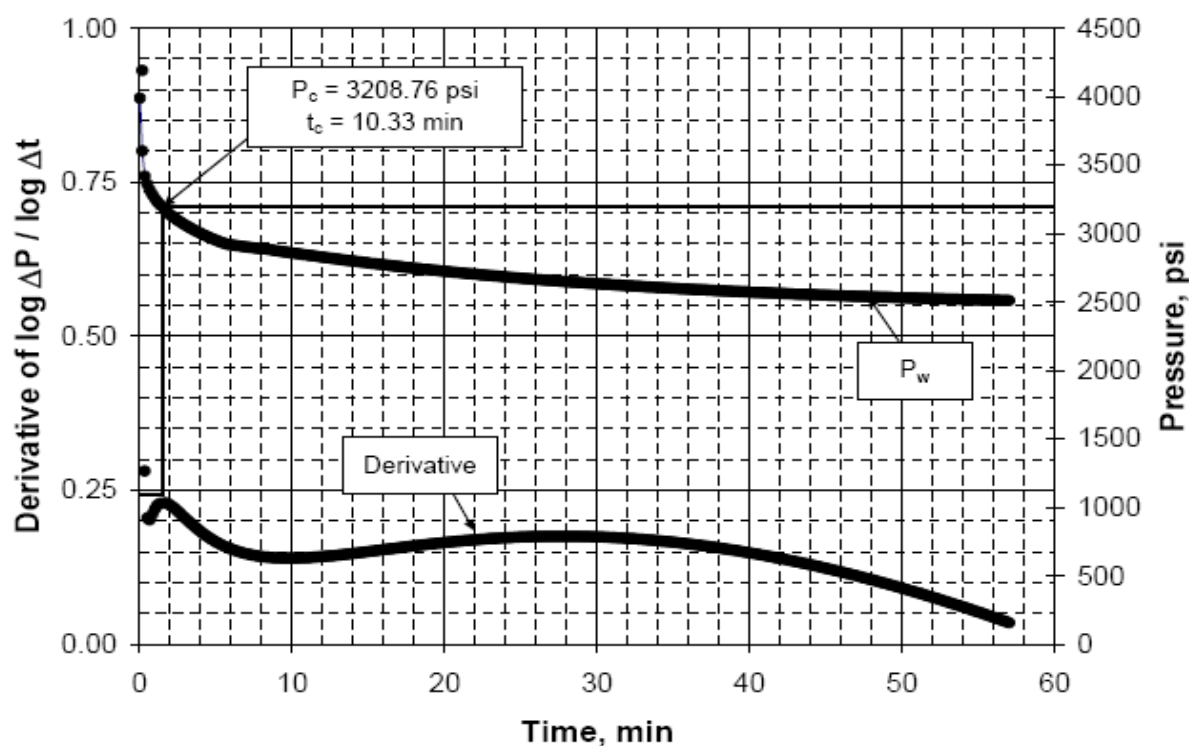
**Etape 1 à 2 :** Les informations nécessaires pour ces étapes sont annoncées ci-dessus et dans la Table A3.

**Etape 3 :** Déterminer la pression de fermeture et le temps de fermeture

Suivant la procédure proposée par Jones et Sargent [26], Figure 4.8 nous permet l'identification de  $P_c = 3208.76$  psi et  $t_c = 10.33$  min.

**Etape 4 à 5 :** Les données qui correspondent à cette étape sont représentées dans la Table A.3.

**Etape 6 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique.



**Etape 7 :** identifier l'écoulement radial et calculer la pression du réservoir avec l'équation 3.69

$$P_r = (P_w)_R - F_R^2 (F^2 \times \Delta P')_R \quad (3.69)$$

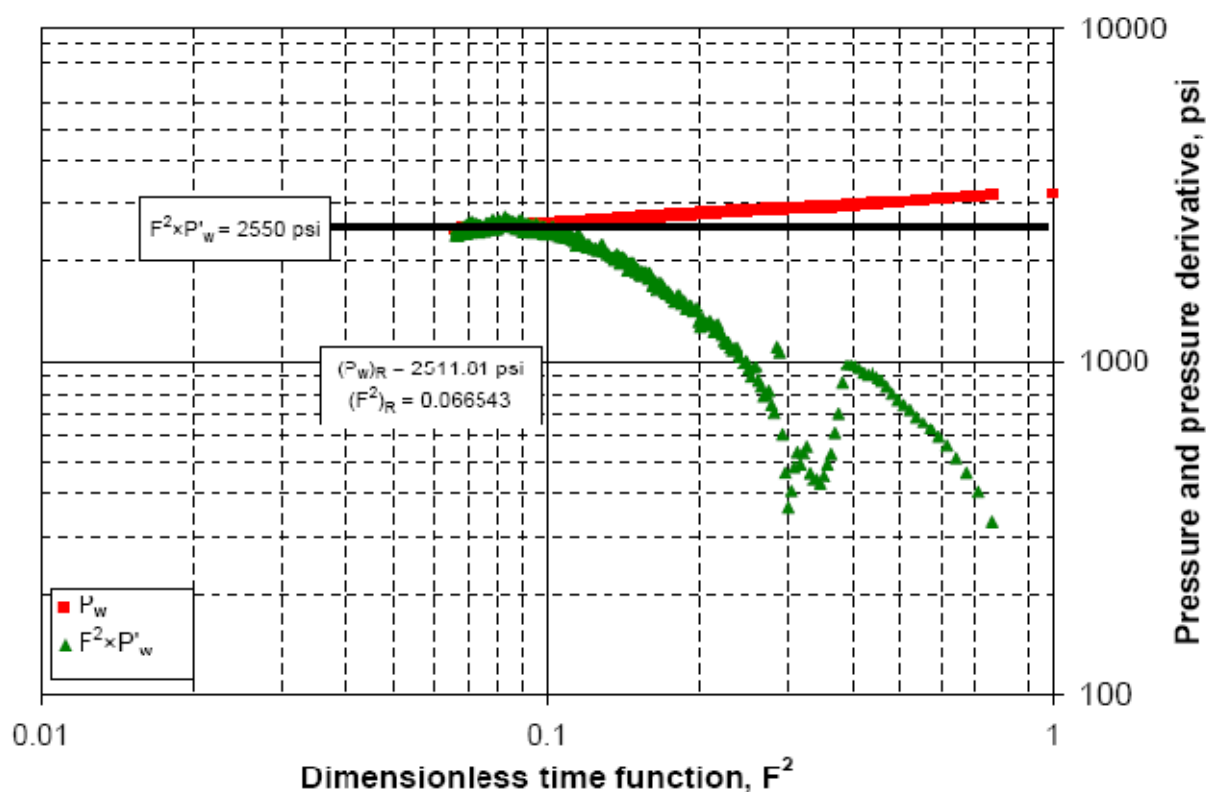


$$P_r = 2511.82 - (0.0666543)(2550) = 2342.15 \text{ psi}$$

De la Figure 4.9 les données suivantes peuvent être lues :

$$(F^2 \times P'_w)_R = 2550 \text{ psi} \quad (P_w)_R = 2511.81 \text{ psi} \quad (F^2)_R = 0.0666543$$

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même plot logarithmique. Vérifier que la valeur de pression du réservoir.



**Etape 9 :** lire les valeurs de  $F_2^2$ ,  $F_3^2$ ,  $F_x^2$  de la figure 4.6

Malgré le fait qu'il est possible d'identifier le point d'inflexion dans la courbe de différence de pression, l'allure de la courbe de dérivée nous laisse supposer que les données correspondant à la présente partie de la courbe sont influencées par des effets de stockage de puits.

De la Figure 4.10 les valeurs suivantes peuvent être lues :

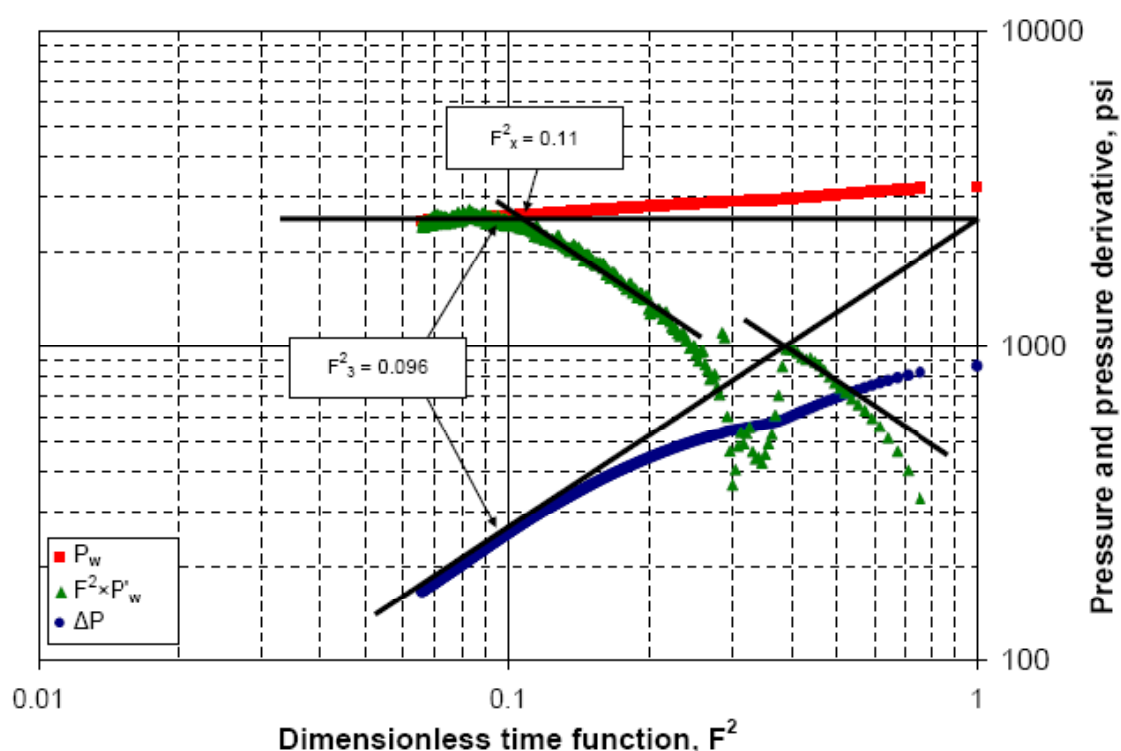
$$F_x^2 = 0.11 \quad F_3^2 = 0.096$$

**Etape 10 : Calcul de la perméabilité**

En utilisant l'équation 3.61 :

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{V_i \mu}{ht_c (F^2 \times \Delta P')_R} \quad (3.61)$$

$$k = 2.5 \times 10^5 \frac{(119)(0.355)}{(32.8)(10.33)(2550)} = 12.22 \text{ md}$$



En utilisant l'équation 3.94 on obtient :

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{V_i \mu}{ht_c (F^2 \times \Delta P')_R} \left( \frac{1 - (F_R^2)^2}{[0.405(F_R^2 - 1)^2 + F_R^2]^2} \right) \quad (3.94)$$

$$k = 4.1 \times 10^4 \frac{(119)(0.355)}{(32.8)(10.33)(2550)} \left[ \frac{1 - (0.0665)^2}{(0.405(0.0665 - 1)^2 + 0.0665)^2} \right]$$

$$= 11.35 \text{ md}$$

**Etape 11 : Calcul du coefficient d'écoulement d'interporosité  $\lambda$  :**

De l'équation 3.25 :

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_3^2}{k t_c [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2]} \quad (3.25)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.096)}{(12.22)(10.33)[0.405(0.096 - 1)^2 + 0.096]} = 2.53 \times 10^{-4}$$

De l'équation 3.30 :

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_3^2 \quad (3.30)$$

$$\lambda = 2.5 \times 10^6 \frac{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.096)}{(12.22)(10.33)} = 2.70 \times 10^{-4}$$

De l'équation 3.84 :

$$\lambda = 616850 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_c} F_x^2 \quad (3.84)$$

$$\lambda = 616850 \frac{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.11)}{(12.22)(10.33)} = 7.64 \times 10^{-5}$$

De l'équation 3.85 :

$$\lambda = 250000 \frac{\phi \mu c_t r_w^2 F_x^2}{k t_c [0.405(F_x^2 - 1)^2 + F_x^2]} \quad (3.85)$$

$$\lambda = 250000 \frac{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.11)}{(12.22)(10.33)[0.405(0.11 - 1)^2 + 0.11]} = 7.18 \times 10^{-5}$$

**Etape 12 :** Calcul de la proportion de storativité (emmagasinement)

Estimation de la storativité en utilisant l'équation 3.88 :

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} \quad (3.88)$$

$$\omega = 1 - 3.6 \times 10^{-7} \frac{(2.70 \times 10^{-4})(12.22)(10.33)}{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.096)} = 0.100$$

Estimation de la storativité en utilisant l'équation 3.89 :

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{\lambda k t_c}{\phi c_t \mu r_w^2 F_3^2} [0.405(F_3^2 - 1)^2 + F_3^2] \quad (3.89)$$

$$\omega = 1 - 8.8 \times 10^{-7} \frac{(2.70 \times 10^{-4})(12.22)(10.33)[0.405(0.096 - 1)^2 + 0.096]}{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2(0.096)} = 0.12$$

Dans le tableau 4.3 sont résumées les différentes valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k estimées des différentes équations :

Tableau 4.3 Résumé des résultats, Exemple 3

	Equation	Valeur
$\omega$	3.88	0.100
	3.89	0.061
$\lambda$	3.25	$2.53 \times 10^{-4}$
	3.30	$2.70 \times 10^{-4}$
	3.84	$7.64 \times 10^{-5}$
	3.85	$7.18 \times 10^{-5}$
Pr, psi	3.69	2342.15
k, md	3.61	12.22
	3.94	11.35

Une comparaison entre les résultats obtenus par cette méthode et ceux obtenus par d'autres méthodes sont représentés dans le Tableau 4.4

Tableau 4.4 Comparaison des résultats

Exemple		Pr,psi	k,md	$\omega$	$\lambda$
1	Chipperfield[12]	-	0.015	0.09	$5.50 \times 10^{-5}$
	Cette méthode	14192	0.030	0.098	$5.89 \times 10^{-5}$
2	Chipperfield[12]	-	0.15	0.09	$5.00 \times 10^{-4}$
	Cette méthode	962	0.32	0.087	$6.02 \times 10^{-4}$
3	Benalkadi[1]	2350	12.4	-	-
	Cette méthode	2342.15	12.22	0.010	$2.70 \times 10^{-4}$

Les résultats obtenus avec la méthode proposée dans cette étude dans les trois exemples sont en bon accord avec ceux trouvés dans la littérature. Par conséquent, la technique proposée montre l'exactitude et pourrait être appliquée dans l'analyse de réservoirs naturellement fracturés pour la détermination des propriétés de réservoir telles que la perméabilité, la pression de réservoir, la storativité, et l'interporosité.

## 5 APPLICATION DU TEMPS RÉEL AU LIEU DE LA FONCTION $F^2$ POUR CALCULER LES PARAMÈTRES DU RÉSERVOIR

Dans les chapitres précédents, on a montré que l'utilisation de la fonction de temps adimensionnel,  $F^2$ , permet l'évaluation de perméabilité, la pression du réservoir;  $\omega$  Et  $\lambda$ . Un plot bilogarithmique de pression et la dérivée de pression en fonction du temps adimensionnel montre une forme dans la courbe dérivée semblable à celui obtenu dans des techniques de dérivée de pression logarithmiques. Cette technique est analogue à la technique de Synthèse Directe de Tiab dans des réservoirs naturellement fracturés où l'identification de la cuve et ses points caractéristiques aux temps intermédiaires est observable, permettant ainsi l'évaluation des paramètres du réservoir.

L'objectif de ce chapitre est de poursuivre une procédure semblable et produire un plot de diagnostic bilogarithmique pour évaluer les propriétés du réservoir par l'utilisation du temps réel au lieu de la fonction du temps adimensionnel,  $F^2$ . L'étude suivie dans les chapitres précédents donne un guide pour l'application de l'analyse bilogarithmique basée sur temps réel.

### 5.1 Late time, Ecoulement radial :

En rappelant l'équation 3.54 pour l'écoulement radial au late time

$$P(\Delta t) = \frac{V_i \mu}{4\pi k h} \frac{1}{\Delta t} \quad (3.54)$$

En unités de chantier :

$$\Delta P = 101709 \frac{V_i \mu}{k h} \frac{1}{\Delta t} \quad (5.1)$$

En Prenant le logarithme des deux côtés de l'équation 5.1 :

$$\log(\Delta P) = -\log(\Delta t) + \log\left(101709 \frac{V_i \mu}{k h}\right) \quad (5.2)$$

L'équation 5.2 implique que l'écoulement radial a une pente négative dans le plot bilogarithmique de différence de pression en fonction du temps. En prenant la dérivée de différence de pression par rapport au logarithme népérien du temps dans l'équation 5.1, on obtient :

$$\frac{d(\Delta P)}{d(\ln t)} = (t \times \Delta P')_R = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{t} \quad (5.3)$$

Le logarithme des deux cotés de l'équation 5.3 :

$$\log(t \times \Delta P')_R = -\log(t) + \log\left(101709 \frac{V_i \mu}{kh}\right) \quad (5.4)$$

L'équation 5.4 montre que le plot de dérivée de pression en fonction du temps sur un graphique bilogarithmique est caractérisé par une pente négative durant le régime des écoulements radial. Aussi, comparant l'équation 5.4 avec l'équation 5.2 on peut conclure qu'au Late Time la différence de pression et la dérivée de pression sont égales. Donc, le régime des écoulements radiaux sur un complot logarithmique de différence de pression et la dérivée de pression est caractérisé par une pente d'unité négative sur les deux courbes, et elles doivent se superposer.

L'équation 5.4 peut être exprimée comme :

$$(t \times \Delta P')_n = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{t_n} \quad (5.5)$$

Où,

$$k = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{t_n (t \times \Delta P')_n} \quad (5.6)$$

Où n représente toutes les valeurs de t et (t×ΔP') sur la ligne droite de pente unitaire qui correspond au régime d'écoulement radial. Ainsi si on veut lire la valeur de k à t=1 minute, l'équation 5.6 devient :

$$k = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{(t \times \Delta P')_{@1min}} \quad (5.7)$$

L'équation 5.1 peut être écrite comme :

$$P_w - P_r = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{\Delta t} \quad (5.8)$$

L'incorporation du profil de pression de fond au plot de diagnostic bilogarithmique de pression et la dérivée de pression en fonction du temps permettrait l'évaluation de pression du réservoir :

$$P_r = (P_w)_R - 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{\Delta t} \quad (5.9)$$

## 5.2 Temps intermédiaire (*Intermediate Times*)

À la différence de la fonction de  $F^2$ , comme indiqué dans les chapitres précédents, l'utilisation du temps réel pour l'analyse ne montre pas de cuve prononcée aux temps intermédiaires. Cependant, l'identification des points caractéristiques de la cuvette dans la différence de pression et les courbes de dérivée de pression peut être comprise, nous permettant d'utiliser une procédure semblable à celle dans le Chapitre 3. Néanmoins, on recommande d'examiner le test après fermeture par l'analyse de la méthode proposée dans le Chapitre 3 et celui proposé dans ce chapitre pour identifier, compléter et vérifier les points caractéristiques, des régimes des écoulements et des résultats.

Pour cela, en rappelant les équations 3.18, 3.19, 3.20, et 3.21:

$$[t_D]_1 = 0.01 \frac{\omega(\omega - 1)}{\lambda} \quad (3.18)$$

$$[t_D]_2 = \frac{\omega}{\lambda} \ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \quad (3.19)$$

$$[t_D]_3 = \frac{4}{\lambda} \quad (3.20)$$

$$t_D = 4 \times 10^{-6} \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (3.21)$$



Les indices 1, 2 et 3 représentent respectivement le début, la base et la fin de la cuve. En combinant l'équation 3.21 avec les équations 3.18, 3.19 et 3.20 on obtient :

**Début de la cuve :**

$$\omega(\omega - 1) = 400 \frac{t_1}{t_3} = A \quad (5.10)$$

**Base de la cuve :**

$$\left(\frac{1}{\omega}\right) = EXP\left(4 \frac{t_2}{t_3}\right) = B \quad (5.11)$$

**Fin de la cuve :**

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_3} \quad (5.12)$$

En poursuivant une procédure semblable à celle du Chapitre 3, où A et B représentent respectivement, les corrélations présentées dans les équations 3.31 et 3.32 peuvent être utilisés pour le calcul de storativité.

$$\omega = \frac{1.3834A - 0.0064}{1 + 3.3554A - 17.2951A^2} \quad (3.31)$$

Et,

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

C'est pourquoi, de l'identification des points caractéristiques de la cuve,  $\omega$  et  $\lambda$  peuvent être évalués avec les équations 5.12, 3.31 et 3.36, où A et B sont définis dans les équations 5.10 et 5.11. De même  $\omega$  est évalué de l'équation 3.35 et 3.81.

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4A}}{2} \quad (3.35)$$

Et,

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B \right)^{-1} \quad (3.81)$$

### 5.3 Procédure étape par étape

On recommande la procédure suivante pour la détermination de la perméabilité (k), la pression moyenne du réservoir (Pr), la storativité (ω) et l'interporosité (λ).

**Etape 1 :** suivre un test de Mini-Falloff, acquérir, calculer et préparer les paramètres d'entrée suivants :

1. Les données de pression et de temps tant à la période d'injection qu'à celle de la chute.
2. Débit d'injection q et le volume total du fluide injecté dans la fracture  $V_i$ .
3. Viscosité du fluide de réservoir  $\mu$ ; hauteur de fracture h; temps de pompage  $t_p$ ; rayon de puits de forage  $r_w$ ; et compressibilité de formation  $c_t$ .

**Etape 2 :** Convertir les données de temps en intervalles de temps de Shut in (i.e.  $\Delta t$ ).

**Etape 3 :** Identifier et déterminer la pression de fermeture et le temps de fermeture. La méthode pour calculer la pression de fermeture et le temps de fermeture dans ce projet est attribuée à celui développé par Jones et Sargeant [26], qui est discuté sur la section 2.3.3. Considérer le temps de fermeture depuis le début du de pompage.

**Etape 4 :** Calculer la dérivée de pression par rapport au logarithme népérien du temps avec l'équation suivante :

$$\left( \frac{\delta P}{\delta \ln t} \right)_i = \left[ \frac{P_i - P_{i-1}}{\ln t_i - \ln t_{i-1}} (\ln t_{i+1} - \ln t_i) + \frac{P_{i+1} - P_i}{\ln t_{i+1} - \ln t_i} (\ln t_i - \ln t_{i-1}) \right] / (\ln t_{i+1} - \ln t_{i-1}) \quad (5.13)$$

**Etape 5 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique.

**Etape 6 :** Identifier l'écoulement radial et estimer la perméabilité de la formation en utilisant l'équation 5.6 ou 5.7.

**Etape 7 :** Calculer la pression du réservoir avec l'équation 5.9

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même graphique logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. La vérification de la valeur de la pression de réservoir est obtenue du graph de diagnostic : l'écoulement radial au Late Time .La courbe de différence de pression doit recouvrir la courbe dérivée. Lire les valeurs de  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ .

**Etape 9 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par l'équation 5.12.

**Etape 10 :** Calculer la proportion de storativité (emmagasinement) avec les équations 5.10 et la Figure 3. 3 ou l'équation 3.31, l'équation 5.11 et la Figure 3. 4 ou l'équation 3.36, les équations 3.35, l'équation 3.81.

## 5.4 Exemples

Les exemples pour tester cette technique sont les mêmes que ceux présentés dans le chapitre 4

### 5.4.1 Exemple 1

Cet exemple a été pris de Chipperfield [12], Cas 3. Les valeurs de la différence de pression et les données  $1/F^2$  sont représentées dans l'annexe, Tableau A1.

D'autres paramètres sont [12]:

$\phi = 20.00 \%$	$\mu = 0.02 \text{ cp}$	$h = 6.5 \text{ ft}$
$V_i = 5.1 \text{ bbl}$	$t_p = 1.7 \text{ min}$	$r_w = 0.726 \text{ ft}$
$c_t = 2.86 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$	$t_c = 1.7 \text{ min}$	$x_f = 6.5 \text{ ft}$

### Procédure étape par étape

**Etape 1 à 4 :** Les informations nécessaires pour ces étapes sont annoncées ci-dessus et dans la Table A1.

**Etape 5 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique.

De la figure 5.1 on lit :

$$(t \times P'_w)@1 \text{ min} = 50000 \text{ psi} \quad t_R = 5.196 \times 10^6 \text{ min} \quad (P_w)_R = 14192.01 \text{ psi}$$

**Etape 6 :** Estimer la perméabilité de la formation en utilisant l'équation 5.6 ou 5.7.

$$k = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{(t \times \Delta P')_{@1min}} \quad (5.7)$$

$$k = 101709 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(50000)} = 0.031 \text{ md}$$

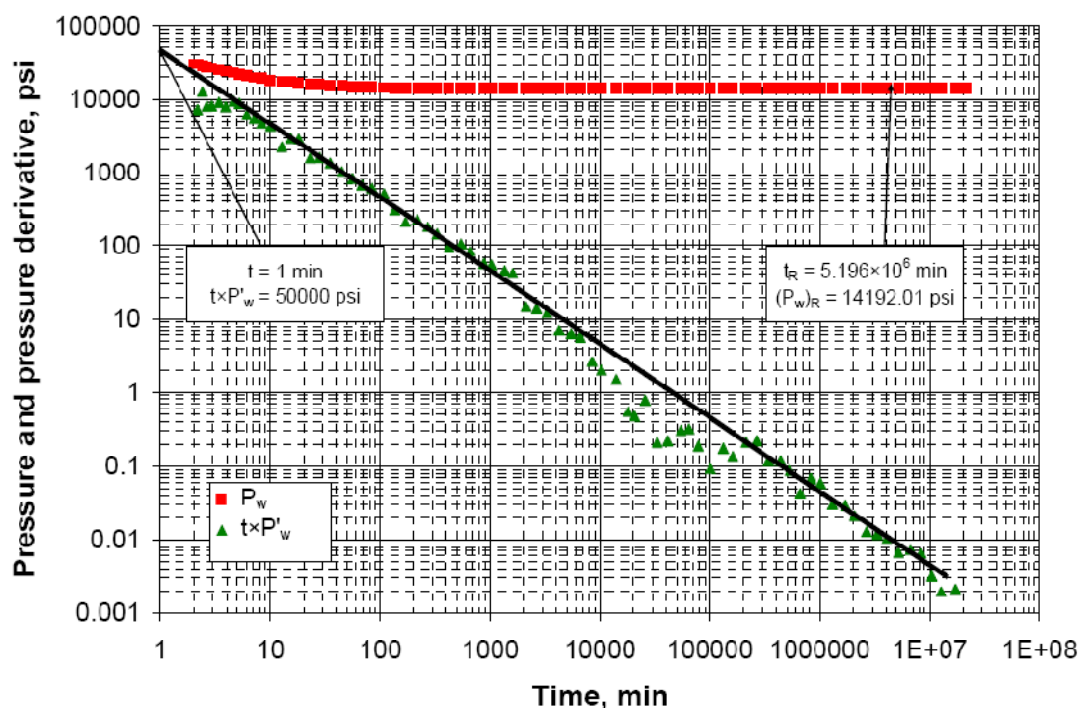


Figure 5.1 Graph de Pression et la dérivée de pression, Exemple 1

**Etape 7 :** identifier l'écoulement radial et calculer la pression du réservoir en utilisant l'équation 5.9

$$P_r = 14192.01 - 101709 \frac{(5.1)(0.02)}{(0.031)(6.5)(5.196 \times 10^6)} = 14192 \text{ psi} \quad (5.9)$$

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même graphique logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. La vérification de la valeur de la pression de réservoir est obtenue du graph de diagnostic : l'écoulement radial au Late Time .La courbe de différence de pression doit recouvrir la courbe dérivée. Lire les valeurs de  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ .

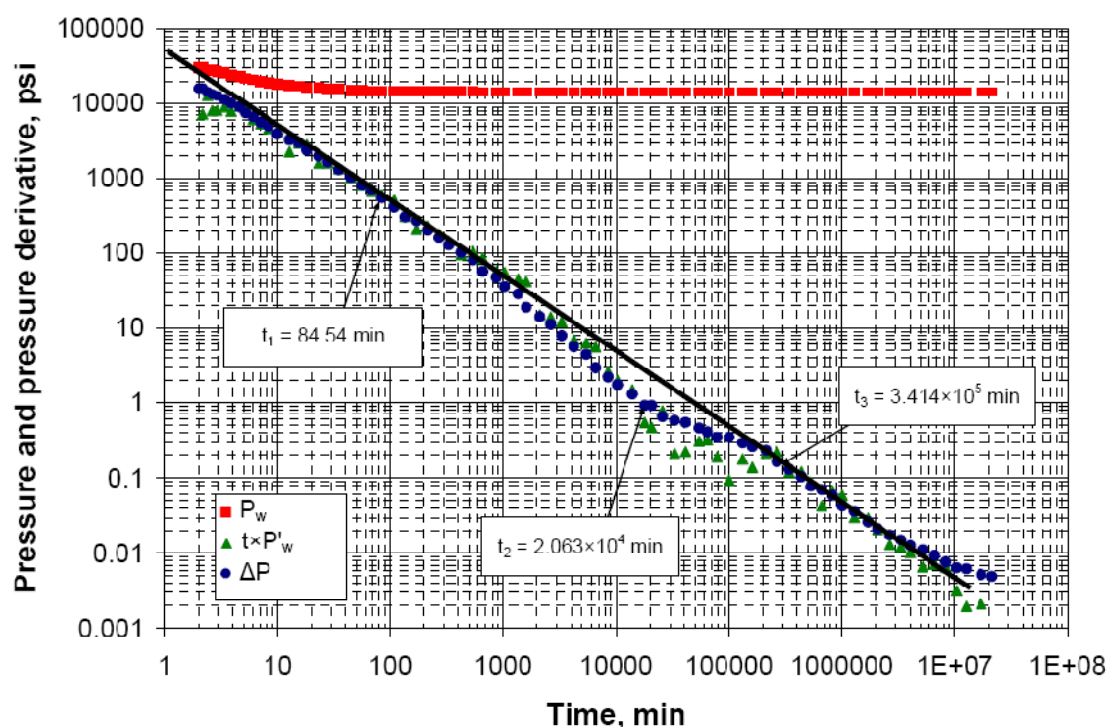


Figure 5.2 Plot de diagnostic, Exemple 1

De la figure 5.2 on lit :

$$t_1 = 84.54 \text{ min} \quad t_2 = 2.063 \times 10^4 \text{ min} \quad t_3 = 3.414 \times 10^5 \text{ min}$$

**Etape 9 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par l'équation 5.12.

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_3} \quad (5.12)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.20)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2}{(0.033)(3.414 \times 10^5)} = 5.35 \times 10^{-5}$$

**Etape 10 :** Calculer la proportion de storativité (emmagasinement) avec l'équation 5.10 et la Figure 3. 3 ou l'équation 3.31, l'équation 5.11 et la Figure 3. 4 ou l'équation 3.36, l'équation 3.35 et l'équation 3.81.

Calcul de A

$$\omega(\omega - 1) = 400 \frac{t_1}{t_3} = A \quad (5.10)$$

$$A = \omega(\omega - 1) = 400 \frac{84.54}{3.414 \times 10^5} = 0.099$$

Calcul de B

$$\left(\frac{1}{\omega}\right) = EXP\left(4 \frac{t_2}{t_3}\right) = B \quad (5.11)$$

$$B = \left(\frac{1}{\omega}\right) = EXP\left(4 \frac{2.063 \times 10^4}{3.414 \times 10^5}\right) = 1.273$$

Puis, avec les valeurs estimées de A et B,  $\omega$  est estimé des équations 3.31, 3.35, 3.36 et /ou 3.81.

Estimation de  $\omega$  avec l'équation 3.31 :

$$\omega = \frac{1.3834A - 0.0064}{1 + 3.3554A - 17.2951A^2} \quad (3.31)$$

$$\omega = \frac{(1.3834)(0.099) - (0.0064)}{1 + (3.3554)(0.099) - (17.2951)(0.099)^2} = 0.11$$

Estimation de  $\omega$  avec l'équation 3.35 :

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4A}}{2} \quad (3.35)$$

$$\omega = \frac{1 - \sqrt{1 - 4(0.099)}}{2} = 0.11$$

Estimation de  $\omega$  avec l'équation 3.36 :

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

$$\omega = \frac{(0.118)(1.273) - (0.106)}{1 + (0.517)(1.273) + (0.750)(1.273)^2} = 0.09$$

Estimation de  $\omega$  avec l'équation 3.81 :

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B \right)^{-1} \quad (3.81)$$

$$\omega = \left( 2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(1.273)} - (6.5452)(1.273) \right)^{-1} = 0.10$$

Les valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k estimées sont résumées dans la table 5.1

**Tableau 5.1 Résumé des valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k avec cette technique, Exemple 1**

	Equation	Valeur
$\omega$	3.31	0.11
	3.35	0.11
	3.36	0.09
	3.81	0.10
$\lambda$	5.12	$5.35 \times 10^{-5}$
<b>Pr, psi</b>	5.9	14192
<b>k, md</b>	5.7	0.031

#### 5.4.2 Exemple 2 :

Cet exemple a été pris de Chipperfield [12], Cas 2. Les valeurs de la différence de la pression et les données  $1/F^2$  sont représentées dans l'annexe, Tableau A2.

D'autres paramètres sont [12]:

$$\phi = 20.00 \%$$

$$\mu = 0.02 \text{ cp}$$

$$h = 6.5 \text{ ft}$$

$$V_i = 5.1 \text{ bbl}$$

$$t_p = 1.7 \text{ min}$$

$$r_w = 0.726 \text{ ft}$$

$$c_t = 2.86 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$$

$$t_c = 1.7 \text{ min}$$

$$x_f = 6.5 \text{ ft}$$

### Procédure Etape par étape :

**Etape 1 à 4 :** Les informations nécessaires pour ces étapes sont annoncées ci-dessus et dans la Table A2.

**Etape 5 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique.

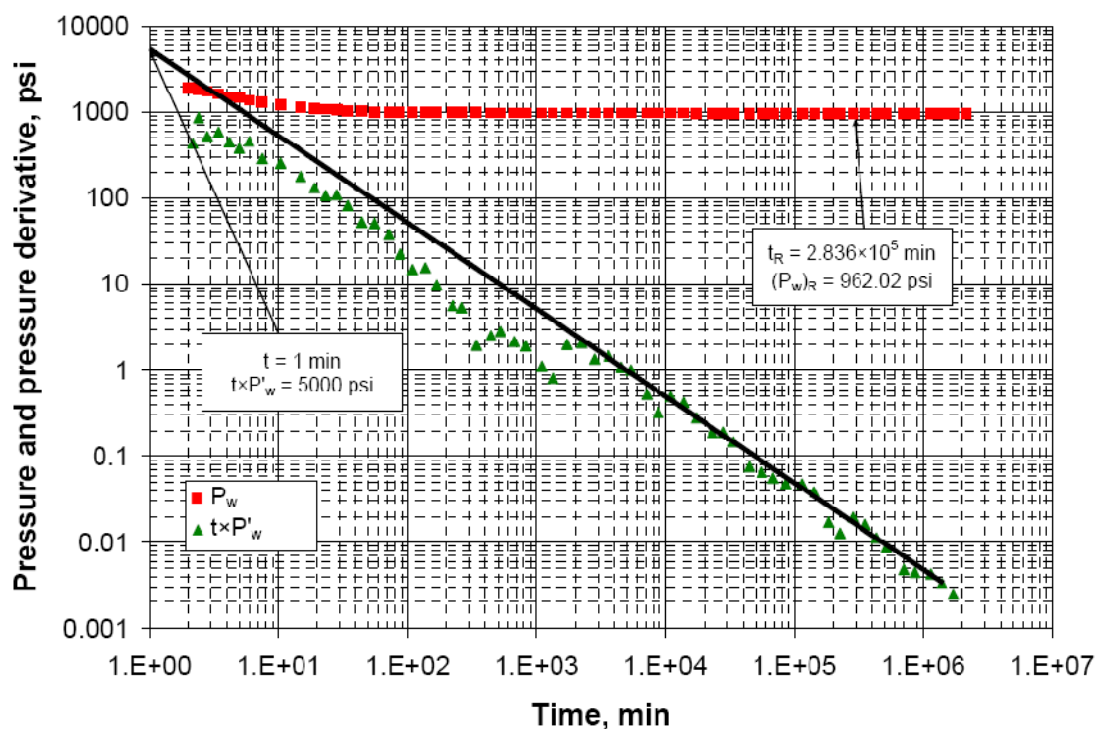


Figure 5.3 Graph de Pression et la dérivée de pression, Exemple 2

De la figure 5.3 on lit :

$$(t \times P'_w) @ 1 \text{ min} = 5000 \text{ psi}$$

$$t_R = 2.838 \times 10^5 \text{ min}$$

$$(P_w)_R = 962.02 \text{ psi}$$

**Etape 6 :** Estimer la perméabilité de la formation en utilisant l'équation 5.6 ou 5.7.



$$k = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{(t \times \Delta P')_{@1min}} \quad (5.7)$$

$$k = 101709 \frac{(5.1)(0.02)}{(6.5)(5000)} = 0.31 \text{ md}$$

**Etape 7 :** identifier l'écoulement radial et calculer la pression du réservoir avec l'équation 5.9

$$P_r = (P_w)_R - 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{\Delta t} \quad (5.9)$$

$$P_r = 962.02 - 101709 \frac{(5.1)(0.02)}{(0.31)(6.5)(2.838 \times 10^5)} = 962$$

**Etape 8 :** Avec la pression du réservoir évaluée, calculer la différence de pression et la tracer dans le même graphique logarithmique avec la dérivée de pression et la pression de fond. La vérification de la valeur de la pression de réservoir est obtenue du graph de diagnostic : l'écoulement radial au Late Time .La courbe de différence de pression doit recouvrir la courbe dérivée. Lire les valeurs de  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ .

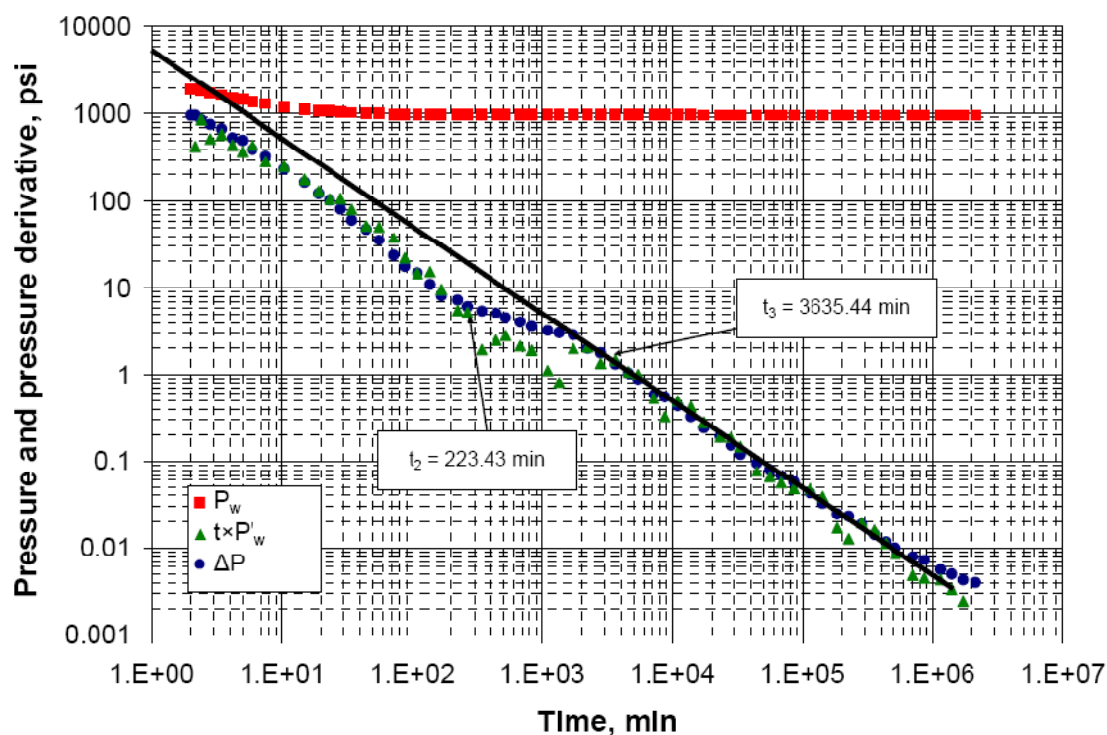


Figure 5.4 Plot de diagnostic, Exemple 2

De la figure 5.4 on lit :

$$t_2=223 \text{ min} \quad t_3=3635.44\text{min}$$

**Etape 9 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par l'équation 5.12.

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_3} \quad (5.12)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.20)(0.02)(2.86 \times 10^{-4})(0.726)^2}{(0.033)(3635.44)} = 5.35 \times 10^{-4}$$

**Etape 10 :** Calculer la proportion de storativité (emmagasinement) avec l'équation 5.11 et la Figure 3. 4 ou l'équation 3.36 et l'équation 3.81.

Calcul de B :

$$\left(\frac{1}{\omega}\right) = EXP\left(4 \frac{t_2}{t_3}\right) = B \quad (5.11)$$

$$B = \left(\frac{1}{\omega}\right) = EXP\left(4 \frac{223.43}{3635.44}\right) = 1.278$$

$$\omega = \frac{0.118B - 0.106}{1 + 0.517B + 0.750B^2} \quad (3.36)$$

$$\omega = \frac{(0.118)(1.278) - (0.106)}{1 + (0.517)(1.278) + (0.750)(1.278)^2} = 0.10$$

Estimation de  $\omega$  avec l'équation 3.81 :

$$\omega = \left(2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(B)} - 6.5452B\right)^{-1} \quad (3.81)$$

$$\omega = \left(2.9114 + \frac{3.5688}{\ln(1.278)} - (6.5452)(1.278)\right)^{-1} = 0.11$$

Les valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k estimées sont résumées dans la table 5.2

Tableau 5.2 Résumé des valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ , Pr et k avec cette technique, Exemple 2

	Equation	Valeur
$\omega$	3.36	0.10
	3.81	0.11
$\lambda$	5.12	$5.35 \times 10^{-4}$
$P_r$ , psi	5.9	962
$k$ , md	5.7	0.031

### 5.4.3 Exemple 3

Cet essai a été réalisé en pompant 5000 gallons (119 barils) de gel linéaire à un taux approximatif de 13 bbl/min (le temps de pompage était de 9 minutes). Le déclin de pression de bottomhole a été surveillé pendant 57 minutes

D'autres paramètres sont :

$$\varphi = 9.00 \% \quad \mu = 0.355 \text{ cp} \quad h = 32.8 \text{ ft}$$

$$V_i = 119 \text{ bbl} \quad t_p = 9.1 \text{ min} \quad r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$c_t = 7.112 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1} \quad t_{sh} = 57 \text{ min}$$

La pression de fermeture et le temps de fermeture ont déjà été trouvés dans l'Exemple 3 du Chapitre 4. Ces valeurs sont  $P_c = 3208.76 \text{ psi}$  et  $t_c = 10.33 \text{ min}$  (Figure 4.8).

### Procédure Etape par étape

**Etape 1 à 4 :** Les informations nécessaires pour ces étapes sont annoncées ci-dessus et dans la Table A3.

**Etape 5 :** Représenter la pression de fond et sa dérivée sur le même graphique bilogarithmique.

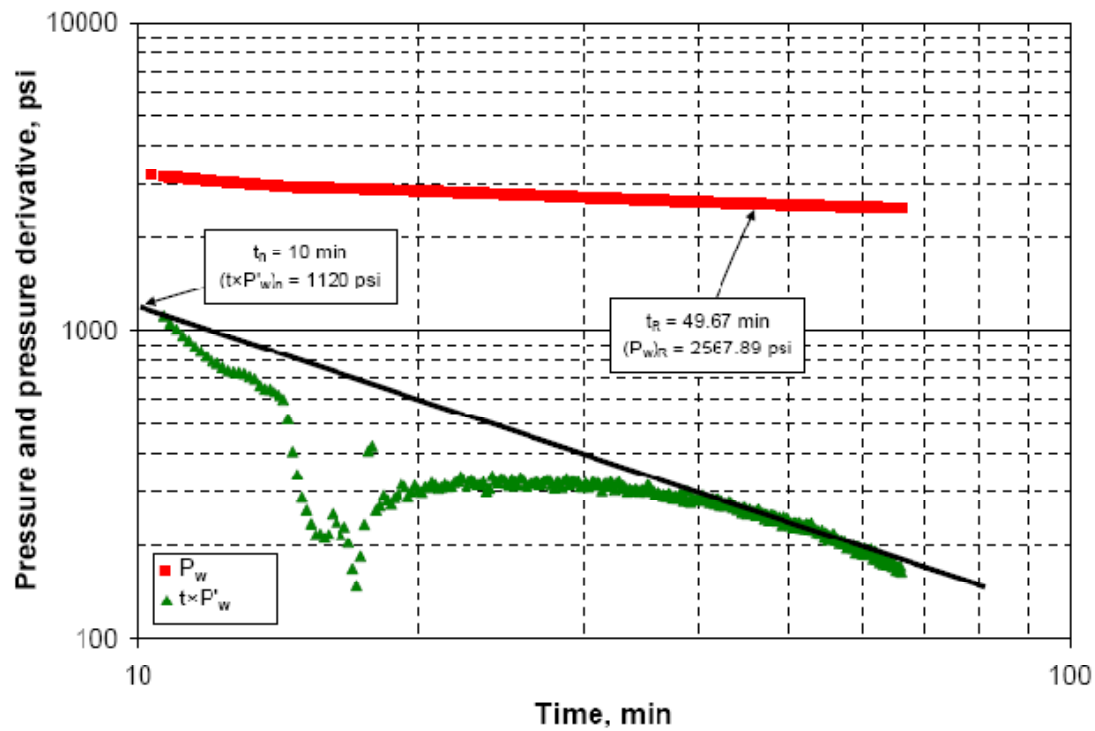


Figure 5.5 Pression et dérivée de pression, Exemple 3

De la figure 5.5 on lit :

$$t_n = 10 \text{ min} \quad (t \times P'_w)_n = 1120 \text{ psi}$$

$$t_R = 49.67 \text{ min} \quad (P_w)_R = 2567.89 \text{ psi}$$

**Etape 6 :** identifier l'écoulement radial et estimer la perméabilité de la formation en utilisant l'équation 5.6 ou 5.7.

$$k = 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{t_n (t \times \Delta P')_n} \quad (5.6)$$

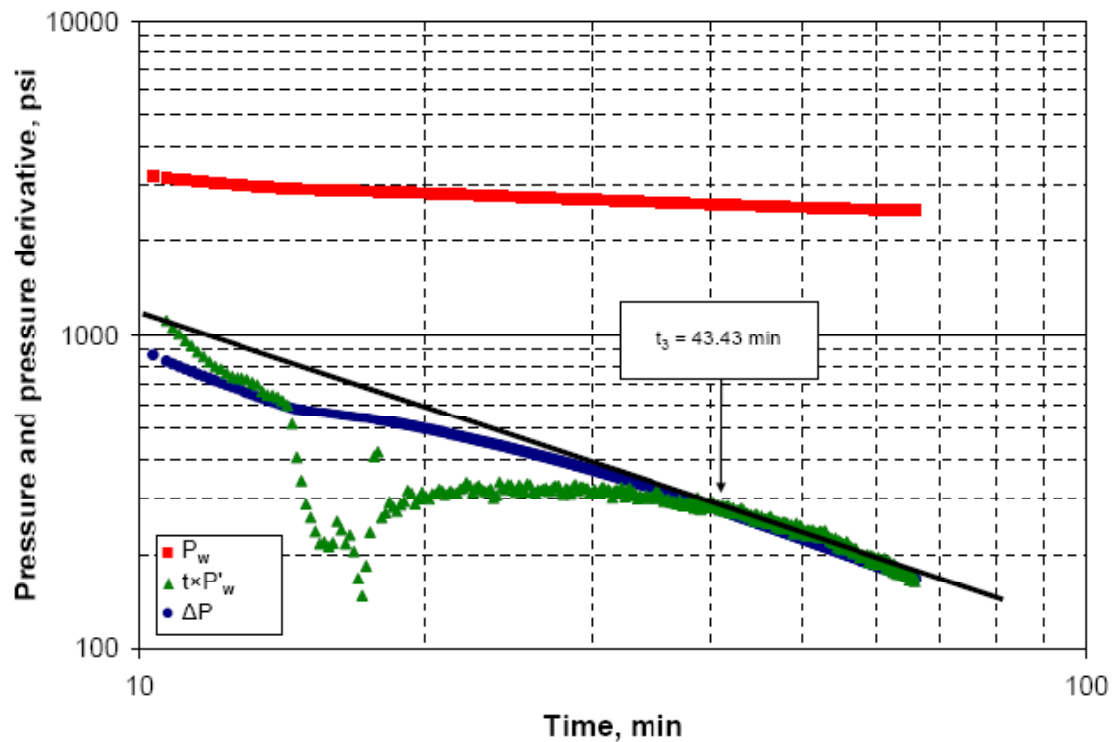
$$k = 101709 \frac{(119)(0.355)}{(32.8)(10)(1120)} = 11.69 \text{ md}$$

**Etape 7 :** Calculer la pression du réservoir avec l'équation 5.9

$$P_r = (P_w)_R - 101709 \frac{V_i \mu}{kh} \frac{1}{\Delta t} \quad (5.9)$$

$$P_r = 2567.89 - 101709 \frac{(119)(0.355)}{(11.69)(32.8)(49.67)} = 2342.88 \text{ psi}$$

**Etape 8 :** Vérifier la valeur de la pression du réservoir



**Figure 5.6** Plot de diagnostic, Exemple 3

De la Figure 5.6 on trouve  $t_3$  égal à 43.43 min

**Etape 9 :** Calculer le coefficient d'écoulement d'interporosité par l'équation 5.12.

$$\lambda = 10^6 \frac{\phi \mu c_t r_w^2}{k t_3} \quad (5.12)$$

$$\lambda = 10^6 \frac{(0.09)(0.355)(7.112 \times 10^{-5})(0.25)^2}{(11.69)(43.43)} = 2.745 \times 10^{-4}$$

**Etape 10 :** Calculer la proportion de storativité

Comme discuté dans le chapitre 4, les points caractéristiques dans la courbe de différence de pression peuvent être lus et, dans ce cas particulier, montrent une cuvette claire aux heures intermédiaires.

Cependant, combinant cette analyse avec celle du chapitre 4, la courbe dérivée indique que des données sont affectées par le wellbore storage. Ceci est conclu de la ligne de pente unité aux early times dans le graph de diagnostic de  $F^2$ , qui est analogue aux techniques d'essai de puits conventionnelles (conventional well testing techniques) où une ligne de pente unité au début de l'essai dénote l'influence du stockage de puits. En outre, les équations 5.2 et 5.4 prouvent que la différence de pression et la dérivée de pression devraient se recouvrir dans le plot de diagnostic en temps réel, qui ne se produit pas dans cet exemple aux early times non plus.

Par conséquent, l'identification du commencement et de la base de la cuvette qui résulte juste de l'analyse en ce chapitre pourrait conduire aux résultats faux; donc, l'importance de compléter les deux techniques a présenté dans cette étude.

Sans identification du commencement et la base de la cuvette, la technique présentée dans ce chapitre ne peut pas estimer  $\omega$

Les valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ ,  $P_r$  et  $k$  estimées sont résumées dans le tableau 5.3

**Tableau 5.3 Résumé des valeurs de  $\omega$ ,  $\lambda$ ,  $P_r$  et  $k$  avec cette technique, Exemple 3**

	Equation	Valeur
$\omega$	-	-
$\lambda$	5.12	$2.745 \times 10^{-4}$
$P_r$ , psi	5.9	2342.28
$k$ , md	5.6	11.69

### **5.5 Conclusion :**

Une comparaison des résultats obtenus par la méthode développée en chapitre 4 avec ceux trouvés dans la littérature [1], [12], et ceux de la méthode développée en chapitre 3 est représentée dans le tableau 5.4. Cette comparaison des deux techniques suggérées dans cette étude nous permet d'accentuer l'exactitude des deux méthodes. Il est également important de noter que les deux méthodes se complètent, permettant une méthodologie robuste pour l'interprétation des réservoirs naturellement fracturés depuis des données de mini-falloff. Le plot de diagnostic de  $F^2$  est analogue au tests

conventionnels au puits (conventional well testing) et elle a plus d'équations que la méthodologie en temps réel pour estimer les propriétés de réservoir. Cependant, le plot de diagnostic en temps réel a l'avantage de ne pas être affecté par l'évaluation du temps de fermeture.

**Tableau 5.4 Récapitulatif des résultats**

Exemple		Pr, psi	k, md	$\omega$	$\lambda$
1	Chipperfield [12]	-	0.015	0.09	$5.50 \times 10^{-5}$
	Cette méthode, Chapitre 3	14192	0.030	0.098	$5.89 \times 10^{-5}$
	Cette méthode, Chapitre 5	14192	0.031	0.09	$5.35 \times 10^{-5}$
2	Chipperfield [12]	-	0.15	0.09	$5.00 \times 10^{-4}$
	Cette méthode, Chapitre 3	962	0.32	0.087	$6.02 \times 10^{-4}$
	Cette méthode, Chapitre 5	962	0.31	0.10	$5.35 \times 10^{-4}$
3	Benelkadi [1]	2350	12.4	-	-
	Cette méthode, Chapitre 3	2342.15	12.22	0.010	$2.70 \times 10^{-4}$
	Cette méthode, Chapitre 5	2342.28	11.69	-	$2.745 \times 10^{-4}$

## **6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS**

### **6.1 Conclusion**

1. Le traitement de mini-fracture peut être utilisé comme un outil efficace pour identifier la présence de fractures naturelles et déterminer les propriétés du réservoir, comme la perméabilité, la proportion de storativité, l'interporosité et la pression moyenne du réservoir.
2. Cette méthode permet l'identification de fractures naturelles à partir d'un test après-fermeture (after closure test). La présence de fractures naturelles peut ne pas permettre à un traitement de fracture d'être couronné de succès en raison de la perte de fluide significative.
3. La pression moyenne d'un réservoir peut être calculée de la technique proposée. Elle est calculée des points caractéristiques dans le plot de diagnostic. Cette procédure est plus précise et directe que celle proposé par Benelkadi, 2001.
4. Deux méthodes pour l'interprétation de la période après fermeture sont présentées. L'une utilisant le temps réel et l'autre dépendant d'une fonction de temps adimensionnelle,  $F^2$ .
5. Une approche est présentée pour éliminer l'exigence (la condition) imposée par Nolte dans la fonction de  $F^2$ . Donc, les Équations 3.25, 3.26 et 3.27 sont représentatives pour les calculs de proportion storativité et le coefficient d'écoulement d'interporosité à tout moment dans la période après fermeture.
6. Un jeu d'équations alternatives pour évaluer la perméabilité, storativité et l'interporosité pour des cas spéciaux est présenté dans le Chapitre 3. La combinaison de toutes les équations qui ont été tirées dans cette étude permet une analyse complète du système, utilisant des équations pour des buts de vérification et pour l'identification des régimes des écoulements différents et des points caractéristiques.
7. Cette méthode est semblable à l'analyse d'essais de puits conventionnelle. Cependant, la technique proposée a plusieurs avantages sur des techniques conventionnelles.



8. La technique présentée est analogue à la Technique de Synthèse Directe de Tiab. D'un complot de bilogarithmique unique il est possible d'identifier des points caractéristiques pour évaluer des propriétés de réservoir.
9. Les limitations principales de cette technique sont qu'en absence d'une cuvette en raison des effets de wellbore storage il n'est pas possible d'évaluer  $\lambda$  et  $\omega$ .

### ***6.2 Recommandations***

1. La méthode suit la supposition d'une géométrie de fracture du model PKN. Donc, pour valider cette supposition, la technique devrait être de préférence appliquée sur des formations peu épaisses.
2. Pour atteindre le régime d'écoulement radial il est nécessaire d'utiliser des taux d'injection bas et des fluides injectés inefficaces (Gu [7] a démontré que les propriétés de boue de fracturation n'ont aucun effet sur la pression d'un réservoir). Le fluide injecté doit être pompé en petite quantité pour obtenir une mesure précise du volume injecté, qui est proportionnel à la contagiosité.
3. La définition des points caractéristiques est absolument nécessaire pour évaluer storativité et l'interporosité de la technique proposée. Donc, il est nécessaire de réduire au minimum les effets de wellbore storage qui peut affecter le profil de pression.
4. Les informations sur la pression doivent être rassemblées aux intervalles de temps aussi court que possible, de préférence toutes les dix secondes, pour établir une identification claire des points caractéristiques.

## Nomenclature

A	Variable factice
B	Variable factice
b	Variable factice
C <sub>l</sub>	Coefficient de leakoff
d	La plus petite dimension de distance de la fracture
E	Module de Young
E'	module de contrainte plane
F(t)	Fonction du temps, adimensionnelle
F <sub>2</sub> ×ΔP	Fonction dérivé de pression par rapport au temps
G	Module de cisaillement
g	Gravité
H	Profondeur
h	l'épaisseur de la formation, ft
h <sub>f</sub>	Demi longueur de la fracture, half fracture length
k	perméabilité, md
L <sub>m</sub>	longueur maximale supportable par la fracture, in
P, p	Pression, psi
P <sub>net</sub>	Pression nette
p <sub>p</sub>	Pression des pores à l'initiation de la fracture
q <sub>l</sub> (x,t)	intensité du leakoff
Q <sub>o</sub>	taux d'injection, bbl/min
r <sub>w</sub>	rayon du puits, ft
S <sub>p</sub>	spurt loss
t	temps, min
t <sub>c</sub>	temps de fermeture, min
t <sub>p</sub>	temps de pompage, min
T	valeur absolue de la résistance à la traction de la formation
v	vélocité
V	volume total du systeme , ft <sup>3</sup>
w	largeur de la fracture hydraulique
ŵ	hauteur moyenne de la fracture

## Symboles Grec

α	coefficient Biot
	Paramètre caractéristique du system de géométrie, ft <sup>-2</sup>
φ	porosité, fraction
η	variable factice
θ	angle autour du puits et l'axe des x
ν	Rapport de Poisson
σ	contrainte N/m <sup>2</sup>
τ	contrainte de cisaillement N/m <sup>2</sup>
ρ	densité kg/m <sup>3</sup>
ρ(h)	densité en fonction de la profondeur kg/m <sup>3</sup>
ω	Proportion de storativité, adimensionnelle
λ	coefficient d'interporosité, adimensionnelle
χ	factor for apparent time = 16/π <sup>2</sup>
μ	viscosité, cp

## ***Indices***

b	volume
	Breakdown pressure (pression d'ouverture de la fracture)
D	quantité adimensionnelle
f	fracture
H	maximum horizontal
h	minimum horizontal
i	injecté
m	matrice
max	maximum
p	Onde de compressionel, compressional wave
r	réservoir
R	écoulement radial
s	Onde de cisaillement, shear wave
V	maximum vertical
w	Puits, wellbore
x	point d'intersection entre l'écoulement radial et la ligne de pente unité dans les intermediate times
	axe des x
y	axe des y
z	axe des z
1	Début de la cuve
2	base de la cuve
3	fin de la cuve

## Bibliographie :

1. Benelkadi, S.: "Reservoir Permeability Determination Using After-Closure Radial Flow Analysis of Calibration Tests" 2001.
2. Warren, J.E. et Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", 1962.
3. Aguilera, R.: "Well Test Analysis of Naturally Fractured Reservoirs" Septembre 1987.
4. Nolte, K.G.: "Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis" Chipperfield, S.T. et Larry, K.B.: "Application of After-Closure Analysis for Improved Fracture Treatment Optimization: A Cooper Basin Case Study" page 22 - 30, Février 1988.
5. Chipperfield, S.T. and Larry, K.B.: "Application of After-Closure Analysis for Improved Fracture Treatment Optimization: A Cooper Basin Case Study" Mars 2000
6. Economides, M. et Nolte, K.G.: "Reservoir Stimulation" Troisième édition 2000
7. Gu, H., Elbel, J.L., Nolte, K.G., Cheng, A., et Abousleiman, Y.: "Formation Permeability Determination Using Impulse Mini-Frac Injection" Mars 1993.
8. Abousleiman, Y., Cheng, A., et Gu, H.: "Formation Permeability Determination by Micro or Mini-Hydraulic Fracturing", Vol. 116, pages 104 - 116, Juin 1994.
9. Ferris, J.G. et Knowles, D.B.: "The slub test for estimating transmissibility", 1954.
10. Mayerhofer, M. J., Economides, E., et Economides, M. J.: "Pressure Transient Analysis of Fracture-Calibration Test" Octobre 1993
11. Nolte, K. G., Maniere, J. L., et Owens, K. A.: "After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests" 1997.
12. Chipperfield, S.: "After-Closure Analysis to Identify Naturally Fractured Reservoirs" Septembre 2004
13. Nolte, K. G.: "Determination of Fracture Parameters from Fracturing Pressure Decline", Novembre 1979.

14. Houzé, O., Horne, R., et Ramey, Jr.H.: “Pressure Transient Response of a Infinite-Conductivity Vertical Fracture in a Reservoir with Double Porosity Behavior”, pages 510 - 518, 1988.
15. Cinco-Ley, H., Kuchuk, F., Ayoub, J., Smaniego, F., et Ayestaran, L.: “Analysis of Pressure Tests Through the Use of Instantaneous Source Response Concepts” October 1988.
16. Cooper, H., Bredehoeft, J.D., et Papadopoulos, I.S.: “Response of a Finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water”, Vol. 3, page 263.
17. Buchsteiner, H., Warpinski, N. R., et Economides, M. J.: “Stress-Induced Permeability Reduction in Fissured Reservoirs” 1993.
18. Britt, L.K., Hager, C.J., et Thompson, J.W.: “Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir”, 1994.
19. Ayoub, J.A., Bourdet, D.P., et Chauvel, Y.L.: “Impulse Testing”, pages. 534 - 546, Septembre 1988.
20. Barree, R. D.: “Applications of Pre-Frac Injection/Falloff Tests in Fissured Reservoirs - Field Examples” Avril 1998.
21. Cipolla, C. L. et Lee, S. J.: “Fracture Design Considerations in Naturally Fractured Reservoirs” Novembre 1988
22. Nolte, K. G.: “Background for After-Closure Analysis of Fracture Calibration Test” juillet 1997.
23. Sarma, P. et Aziz, K.: “New Transfer Functions for Simulation of Naturally Fractured Reservoirs with Dual Porosity Models” , September 2004
24. Nolte, K. G. et Smith, M. B.: “Interpretation of Fracturing Pressures”, pages 1767 - 1775, 1979.
25. Najurieta, H.: “A theory for Pressure Transient Analysis in Naturally Fractured Reservoirs” pages 1241 - 1250, juillet, 1980.
26. Castillo, J. L.: “Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure Dependent Leakoff” mai 1987.
27. Talley, G. R., Swindell, T. M., Waters, G. A., and Nolte, K. G.: “Field Application of After Closure Analysis of Fracture Calibration Tests” Mars 1999.
28. Tiab, D.: “Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type Curve Matching – III. Vertically Fractured Wells in Closed Systems” 1993.

29. Stewart, G. and Ascharsobbi, F.: “Well Test Interpretation for Naturally Fractured Reservoirs” Octobre 1988.
30. Warpinski, N.: “Hydraulic Fracturing in Tight, Fissured Media” pages 146 - 152, 208 - 209 ;février 1999.
31. Carslaw, H. S. and Jaeger, J. C.: “Conduction of Heat in Solids” 1959.
32. Jones, C. and Sargeant, J. P.: “Obtaining the Minimum Horizontal Stress from Minifracture Test Data: A New Approach Using a Derivative Algorithm” pages 39 - 46, Février, 1993.
33. Agarwal, R. Carter, R. D., and Pollock, C. B.: “Evaluation and performance prediction of Low Permeability Gas Wells Stimulates by Massive Hydraulic Fracturing” pages 362 - 372,
34. Benelkadi, S. and Tiab, D.: “Reservoir Permeability Determination using After- Closure Period Analysis of Calibration Tests” 2001.
35. Tiab, D. and Donaldson, E. C.: “Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties” 2ème édition, Boston, 2004.
36. Engler, T. and Tiab, D.: “Analysis of Pressure and Pressure Derivative without Type Curve Matching, 4. Naturally Fractured Reservoirs” pages 127 – 138, 1999.
37. Earlougher, R.C.: “Advances in Well Test Analysis” Vol 5, 1977.
38. Lee J., Rollins B., and Spivey J.: “Pressure Transient Testing” Vol. 9. 2003.
39. Tiab, D.:, “Well Test Analysis” University of Oklahoma, 2004.
40. Bradley, W. B.: “Failure of Inclined Boreholes” vol. 101, 232-239. 1979.
41. Daneshy, A. A.: “A Study of Inclined Hydraulic Fractures” Pages 61 - 68, Avril, 1973.
42. Detournay, E., McLennan, J. D., and Roegiers, J. C.: “Poroelastic Concepts Explain Some of the Hydraulic Fracturing Mechanisms” Louisville, Kentucky, Mai 1986.
43. Zeng, Z.: “Laboratory Imaging of Hydraulic Fractures using Microseismic” University of Oklahoma, 2002.
44. Bourdet, D. Ayoub, J. Whittle, T. M. Pirard, Y-M. et Kniazeff, V. “Interpreting Well Test in Fractured Reservoirs” Octobre 1983.
45. [http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2003/02feb/feb03\\_05.pdf](http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2003/02feb/feb03_05.pdf)

## ANNEXE : DONNEES DE PRESSION

**Table A.1. Données de pression pour exemple 1**

$\Delta P, Pa$	$1/F2$	F2	$F2 \times \Delta P', psi$	$\Delta P, Pa$	$1/F2$	F2	$F2 \times \Delta P', psi$
1.10E+08	1.95E+00	5.13E-01		3.83E+04	6.15E+03	1.63E-04	40000.33
1.10E+08	2.24E+00	4.47E-01	12557.11	3.04E+04	7.90E+03	1.27E-04	52857.50
9.78E+07	2.64E+00	3.78E-01	20153.06	2.02E+04	9.59E+03	1.04E-04	49191.23
9.23E+07	3.04E+00	3.29E-01	17068.73	1.51E+04	1.23E+04	8.12E-05	31852.60
8.71E+07	3.49E+00	2.86E-01	22134.02	1.20E+04	1.50E+04	6.68E-05	28660.47
7.76E+07	4.24E+00	2.36E-01	31290.00	8.97E+03	2.03E+04	4.92E-05	31234.38
6.90E+07	5.01E+00	2.00E-01	32595.77	6.33E+03	2.61E+04	3.83E-05	11016.24
6.15E+07	6.09E+00	1.64E-01	53446.71	6.33E+03	3.00E+04	3.34E-05	17378.95
5.16E+07	6.99E+00	1.43E-01	52390.01	4.47E+03	3.74E+04	2.67E-05	25478.32
4.60E+07	8.26E+00	1.21E-01	48232.61	3.98E+03	4.81E+04	2.08E-05	9568.18
3.86E+07	9.76E+00	1.02E-01	47459.71	3.75E+03	6.00E+04	1.67E-05	14778.71
3.44E+07	1.15E+01	8.67E-02	53445.38	3.15E+03	7.92E+04	1.26E-05	24468.06
2.72E+07	1.40E+01	7.14E-02	53949.44	2.81E+03	9.36E+04	1.07E-05	30230.68
2.29E+07	1.80E+01	5.56E-02	38198.74	2.36E+03	1.14E+05	8.79E-06	17496.25
2.04E+07	2.18E+01	4.58E-02	66299.14	2.36E+03	1.46E+05	6.85E-06	17752.21
1.62E+07	2.58E+01	3.87E-02	67614.30	1.98E+03	1.93E+05	5.19E-06	33842.95
1.36E+07	3.31E+01	3.02E-02	53155.40	1.76E+03	2.34E+05	4.27E-06	30936.34
1.14E+07	4.03E+01	2.48E-02	64326.44	1.57E+03	3.09E+05	3.23E-06	74432.31
9.03E+06	5.03E+01	1.99E-02	65275.80	1.11E+03	3.86E+05	2.59E-06	79664.62
7.16E+06	6.46E+01	1.55E-02	66458.34	8.77E+02	4.96E+05	2.02E-06	58699.48
5.67E+06	8.06E+01	1.24E-02	64092.72	6.95E+02	6.37E+05	1.57E-06	79166.69
4.77E+06	9.79E+01	1.02E-02	65458.23	5.20E+02	7.73E+05	1.29E-06	60761.87
3.78E+06	1.22E+02	8.18E-03	73600.85	4.63E+02	9.66E+05	1.04E-06	43196.12
2.83E+06	1.57E+02	6.37E-03	79354.13	3.89E+02	1.21E+06	8.29E-07	87897.23
2.11E+06	1.96E+02	5.10E-03	54590.52	2.74E+02	1.47E+06	6.82E-07	78292.87
1.88E+06	2.45E+02	4.08E-03	55907.40	2.31E+02	1.88E+06	5.31E-07	60609.07
1.41E+06	3.15E+02	3.18E-03	70669.03	1.63E+02	2.48E+06	4.03E-07	71472.95
1.12E+06	3.93E+02	2.55E-03	71341.43	1.29E+02	3.02E+06	3.31E-07	60961.89
8.84E+05	4.77E+02	2.10E-03	66086.87	1.02E+02	3.87E+06	2.58E-07	48906.46
7.01E+05	6.13E+02	1.63E-03	57922.63	8.59E+01	4.84E+06	2.07E-07	60491.62
5.55E+05	7.87E+02	1.27E-03	87450.71	6.80E+01	5.88E+06	1.70E-07	56544.53
3.92E+05	9.56E+02	1.05E-03	72808.73	5.72E+01	7.55E+06	1.32E-07	51344.17
3.29E+05	1.26E+03	7.92E-04	78473.17	4.53E+01	9.69E+06	1.03E-07	71540.08
2.46E+05	1.49E+03	6.71E-04	76067.19	3.39E+01	1.21E+07	8.26E-08	77621.67
1.95E+05	1.97E+03	5.08E-04	96684.31	2.53E+01	1.51E+07	6.61E-08	41626.21
1.30E+05	2.33E+03	4.30E-04	88839.21	2.39E+01	1.84E+07	5.45E-08	41744.06
9.71E+04	3.07E+03	3.26E-04	45214.05	1.69E+01	2.49E+07	4.01E-08	47038.54
7.70E+04	3.83E+03	2.61E-04	55136.07	1.50E+01	3.11E+07	3.21E-08	70520.74
5.43E+04	4.79E+03	2.09E-04	56340.17	1.12E+01	3.78E+07	2.64E-08	

**Table A.2. Données de pression pour exemple 2**

$\Delta P, \text{Pa}$	$1/F2$	$F2$	$F2 \times \Delta P', \text{psi}$	$\Delta P, \text{Pa}$	$1/F2$	$F2$	$F2 \times \Delta P', \text{psi}$
6.63E+06	1.93E+00	5.19E-01		1.38E+04	3.25E+03	3.07E-04	5970.28
6.63E+06	2.22E+00	4.51E-01	743.52	1.23E+04	4.09E+03	2.45E-04	6019.39
5.89E+06	2.63E+00	3.80E-01	1372.18	9.16E+03	5.28E+03	1.89E-04	7618.22
5.24E+06	3.31E+00	3.02E-01	1229.11	7.24E+03	6.63E+03	1.51E-04	7182.80
4.66E+06	4.27E+00	2.34E-01	2255.35	6.07E+03	7.87E+03	1.27E-04	8134.13
3.68E+06	5.37E+00	1.86E-01	1759.28	4.02E+03	1.05E+04	9.56E-05	4581.96
3.47E+06	6.55E+00	1.53E-01	2509.09	3.79E+03	1.28E+04	7.83E-05	4677.64
2.74E+06	8.00E+00	1.25E-01	3058.71	3.00E+03	1.60E+04	6.24E-05	8048.30
2.30E+06	1.03E+01	9.68E-02	2909.81	2.23E+03	2.01E+04	4.97E-05	8398.77
1.62E+06	1.45E+01	6.88E-02	3388.36	1.66E+03	2.53E+04	3.96E-05	6632.60
1.14E+06	2.11E+01	4.75E-02	3694.82	1.32E+03	3.36E+04	2.98E-05	6630.85
8.47E+05	2.72E+01	3.68E-02	3339.45	1.04E+03	4.10E+04	2.44E-05	7915.70
7.10E+05	3.32E+01	3.01E-02	3524.01	8.22E+02	4.87E+04	2.05E-05	6818.96
5.61E+05	4.05E+01	2.47E-02	4338.87	6.50E+02	6.47E+04	1.55E-05	4865.51
4.18E+05	4.95E+01	2.02E-02	3725.18	5.45E+02	8.13E+04	1.23E-05	5369.62
3.30E+05	6.39E+01	1.56E-02	3398.96	4.57E+02	9.92E+04	1.01E-05	5468.26
2.46E+05	8.03E+01	1.25E-02	4068.71	3.83E+02	1.25E+05	8.03E-06	6175.94
1.63E+05	1.04E+02	9.64E-03	3773.41	2.85E+02	1.66E+05	6.04E-06	8009.45
1.22E+05	1.27E+02	7.90E-03	2583.10	2.13E+02	2.08E+05	4.81E-06	7854.97
1.02E+05	1.59E+02	6.29E-03	2422.65	1.58E+02	2.69E+05	3.72E-06	3967.38
7.60E+04	2.00E+02	5.01E-03	3035.02	1.49E+02	3.28E+05	3.05E-06	4738.77
5.66E+04	2.44E+02	4.10E-03	2063.36	1.18E+02	4.12E+05	2.43E-06	8153.48
5.04E+04	3.24E+02	3.09E-03	1939.52	8.80E+01	5.17E+05	1.93E-06	8141.18
4.22E+04	3.84E+02	2.60E-03	1857.70	6.96E+01	6.31E+05	1.58E-06	7018.17
3.75E+04	4.97E+02	2.01E-03	888.90	5.83E+01	7.49E+05	1.33E-06	6332.79
3.54E+04	6.42E+02	1.56E-03	1752.20	4.35E+01	1.02E+06	9.76E-07	4637.29
3.15E+04	7.61E+02	1.31E-03	2046.07	3.87E+01	1.25E+06	8.00E-07	6059.73
2.80E+04	9.84E+02	1.02E-03	2165.56	2.72E+01	1.66E+06	6.01E-07	6764.90
2.49E+04	1.20E+03	8.33E-04	2209.73	2.28E+01	2.03E+06	4.93E-07	6912.55
2.21E+04	1.60E+03	6.26E-04	1731.66	1.80E+01	2.48E+06	4.04E-07	5563.21
2.09E+04	1.95E+03	5.13E-04	1553.83	1.60E+01	3.11E+06	3.21E-07	7427.28
1.97E+04	2.52E+03	3.97E-04	5971.07	1.12E+01	3.91E+06	2.56E-07	



**Table A.3. Données de pression pour Exemple 3**

t,min	Pw,psi	F2	F2×P',psi	ΔP,psi	t,min	Pw,psi	F2	F2×P',psi	ΔP,psi
10.33	3208.76	1.00		866.63	38.33	2637.12	0.12	2338.08	294.99
10.67	3170.60	0.75	330.82	828.47	38.50	2635.85	0.12	2224.25	293.72
10.83	3154.02	0.71	404.96	811.89	38.67	2634.65	0.12	2293.91	292.52
11.00	3138.09	0.67	465.00	795.96	38.83	2633.41	0.12	2429.56	291.28
11.17	3123.30	0.64	513.10	781.17	39.00	2632.08	0.11	2249.60	289.95
11.33	3109.40	0.62	558.75	767.27	39.17	2630.98	0.11	2248.86	288.85
11.50	3096.07	0.59	593.26	753.94	39.33	2629.76	0.11	2358.00	287.63
11.67	3083.64	0.57	628.87	741.51	39.50	2628.56	0.11	2315.56	286.43
11.83	3071.65	0.55	655.20	729.52	39.67	2627.33	0.11	2347.23	285.20
12.00	3060.48	0.54	684.09	718.35	39.83	2626.19	0.11	2349.30	284.06
12.17	3049.50	0.52	717.54	707.37	40.00	2624.98	0.11	2340.35	282.85
12.33	3039.10	0.51	741.37	696.97	40.17	2623.80	0.11	2419.41	281.67
12.50	3029.03	0.49	766.89	686.90	40.33	2622.61	0.11	2458.49	280.48
12.67	3019.32	0.48	800.65	677.19	40.50	2621.41	0.11	2374.36	279.28
12.83	3009.79	0.47	839.37	667.66	40.67	2620.25	0.11	2409.95	278.12
13.00	3000.38	0.46	872.20	658.25	40.83	2619.11	0.11	2439.74	276.98
13.17	2991.20	0.45	892.03	649.07	41.00	2617.94	0.11	2366.22	275.81
13.33	2982.47	0.44	915.65	640.34	41.17	2616.82	0.11	2446.32	274.69
13.50	2973.81	0.43	907.45	631.68	41.33	2615.67	0.11	2465.18	273.54
13.67	2966.03	0.42	921.72	623.90	41.50	2614.55	0.11	2376.83	272.42
13.83	2958.04	0.41	951.19	615.91	41.67	2613.43	0.11	2475.88	271.30
14.00	2950.49	0.40	971.74	608.36	41.83	2612.31	0.11	2495.27	270.18
14.17	2942.87	0.40	977.92	600.74	42.00	2611.19	0.11	2384.51	269.06
14.33	2935.91	0.39	978.73	593.78	42.17	2610.12	0.11	2451.62	267.99
14.50	2928.93	0.38	863.71	586.80	42.33	2609.03	0.10	2491.84	266.90
14.67	2924.00	0.38	700.20	581.87	42.50	2607.94	0.10	2413.26	265.81
14.83	2919.73	0.37	607.90	577.60	42.67	2606.87	0.10	2465.28	264.74
15.00	2916.32	0.36	527.56	574.19	42.83	2605.82	0.10	2484.47	263.69
15.17	2913.31	0.36	492.51	571.18	43.00	2604.75	0.10	2452.42	262.62
15.33	2910.57	0.35	455.74	568.44	43.17	2603.68	0.10	2540.96	261.55
15.50	2908.18	0.35	428.46	566.05	43.33	2602.62	0.10	2526.10	260.49
15.67	2905.91	0.34	445.09	563.78	43.50	2601.58	0.10	2443.99	259.45
15.83	2903.53	0.34	440.41	561.40	43.67	2600.54	0.10	2492.35	258.41
16.00	2901.45	0.33	464.46	559.32	43.83	2599.54	0.10	2488.32	257.41
16.17	2898.99	0.33	554.39	556.86	44.00	2598.52	0.10	2444.73	256.39
16.33	2896.22	0.32	530.94	554.09	44.17	2597.51	0.10	2492.51	255.38
16.50	2894.11	0.32	492.66	551.98	44.33	2596.53	0.10	2475.51	254.40
16.67	2891.84	0.31	534.95	549.71	44.50	2595.55	0.10	2418.75	253.42

16.83	2889.51	0.31	483.33	547.38	44.67	2594.57	0.10	2531.55	252.44
17.00	2887.79	0.30	406.74	545.66	44.83	2593.58	0.10	2537.43	251.45
17.17	2886.20	0.30	364.61	544.07	45.00	2592.61	0.10	2426.89	250.48
17.33	2884.91	0.30	465.51	542.78	45.17	2591.66	0.10	2485.88	249.53
17.50	2882.66	0.29	601.83	540.53	45.33	2590.72	0.10	2541.54	248.59
17.67	2880.42	0.29	1067.79	538.29	45.50	2589.74	0.10	2472.02	247.61
17.83	2875.04	0.29	1108.92	532.91	45.67	2588.81	0.10	2505.92	246.68
18.00	2872.55	0.28	704.75	530.42	45.83	2587.88	0.10	2523.64	245.75
18.17	2870.19	0.28	742.36	528.06	46.00	2586.95	0.10	2465.02	244.82
18.33	2867.60	0.28	816.16	525.47	46.17	2586.02	0.10	2565.21	243.89
18.50	2864.88	0.27	800.01	522.75	46.33	2585.09	0.10	2596.29	242.96
18.67	2862.50	0.27	787.63	520.37	46.50	2584.15	0.09	2495.33	242.02
18.83	2860.01	0.27	841.62	517.88	46.67	2583.25	0.09	2540.49	241.12
19.00	2857.42	0.26	874.70	515.29	46.83	2582.35	0.09	2544.57	240.22
19.17	2854.84	0.26	963.25	512.71	47.00	2581.46	0.09	2456.39	239.33
19.33	2851.89	0.26	955.77	509.76	47.17	2580.58	0.09	2556.84	238.45
19.50	2849.46	0.25	897.51	507.33	47.33	2579.69	0.09	2546.53	237.56
19.67	2846.95	0.25	945.39	504.82	47.50	2578.83	0.09	2456.13	236.70
19.83	2844.39	0.25	1009.03	502.26	47.67	2577.96	0.09	2569.89	235.83
20.00	2841.66	0.25	987.82	499.53	47.83	2577.09	0.09	2587.22	234.96
20.17	2839.30	0.24	985.97	497.17	48.00	2576.22	0.09	2540.81	234.09
20.33	2836.72	0.24	1038.61	494.59	48.17	2575.34	0.09	2593.57	233.21
20.50	2834.20	0.24	1050.08	492.07	48.33	2574.50	0.09	2554.18	232.37
20.67	2831.66	0.24	1101.97	489.53	48.50	2573.66	0.09	2508.65	231.53
20.83	2829.02	0.23	1097.74	486.89	48.67	2572.81	0.09	2591.77	230.68
21.00	2826.60	0.23	1083.10	484.47	48.83	2571.98	0.09	2565.16	229.85
21.17	2824.12	0.23	1103.67	481.99	49.00	2571.16	0.09	2457.65	229.03
21.33	2821.72	0.23	1143.13	479.59	49.17	2570.36	0.09	2609.06	228.23
21.50	2819.17	0.23	1137.68	477.04	49.33	2569.51	0.09	2655.01	227.38
21.67	2816.87	0.22	1154.44	474.74	49.50	2568.69	0.09	2511.46	226.56
21.83	2814.37	0.22	1202.39	472.24	49.67	2567.89	0.09	2614.31	225.76
22.00	2811.96	0.22	1228.10	469.83	49.83	2567.07	0.09	2646.07	224.94
22.17	2809.44	0.22	1291.00	467.31	50.00	2566.26	0.09	2518.20	224.13
22.33	2806.89	0.22	1278.33	464.76	50.17	2565.48	0.09	2569.64	223.35
22.50	2804.51	0.21	1227.60	462.38	50.33	2564.70	0.09	2570.33	222.57
22.67	2802.23	0.21	1283.18	460.10	50.50	2563.93	0.09	2507.88	221.80
22.83	2799.75	0.21	1318.55	457.62	50.67	2563.15	0.09	2606.49	221.02
23.00	2797.42	0.21	1297.50	455.29	50.83	2562.38	0.09	2607.15	220.25
23.17	2795.09	0.21	1293.09	452.96	51.00	2561.61	0.09	2544.36	219.48
23.33	2792.87	0.20	1308.39	450.74	51.17	2560.84	0.09	2627.14	218.71
23.50	2790.57	0.20	1344.97	448.44	51.33	2560.08	0.09	2643.77	217.95

23.67	2788.29	0.20	1268.81	446.16	51.50	2559.31	0.09	2546.72	217.18
23.83	2786.33	0.20	1312.53	444.20	51.67	2558.57	0.08	2595.48	216.44
24.00	2783.99	0.20	1456.91	441.86	51.83	2557.83	0.08	2628.20	215.70
24.17	2781.62	0.20	1418.23	439.49	52.00	2557.08	0.08	2565.32	214.95
24.33	2779.49	0.19	1408.88	437.36	52.17	2556.34	0.08	2668.20	214.21
24.50	2777.23	0.19	1473.43	435.10	52.33	2555.59	0.08	2667.22	213.46
24.67	2774.96	0.19	1482.07	432.83	52.50	2554.86	0.08	2583.05	212.73
24.83	2772.76	0.19	1442.27	430.63	52.67	2554.12	0.08	2683.75	211.99
25.00	2770.68	0.19	1434.80	428.55	52.83	2553.39	0.08	2717.61	211.26
25.17	2768.56	0.19	1526.01	426.43	53.00	2552.64	0.08	2598.91	210.51
25.33	2766.30	0.19	1502.20	424.17	53.17	2551.94	0.08	2608.85	209.81
25.50	2764.31	0.18	1480.37	422.18	53.33	2551.24	0.08	2624.47	209.11
25.67	2762.17	0.18	1584.58	420.04	53.50	2550.54	0.08	2578.73	208.41
25.83	2759.97	0.18	1582.18	417.84	53.67	2549.83	0.08	2617.97	207.70
26.00	2757.90	0.18	1523.13	415.77	53.83	2549.16	0.08	2580.22	207.03
26.17	2755.91	0.18	1521.17	413.78	54.00	2548.48	0.08	2555.41	206.35
26.33	2753.92	0.18	1567.56	411.79	54.17	2547.79	0.08	2654.38	205.66
26.50	2751.87	0.18	1577.99	409.74	54.33	2547.11	0.08	2596.44	204.98
26.67	2749.90	0.17	1603.62	407.77	54.50	2546.46	0.08	2510.76	204.33
26.83	2747.86	0.17	1630.43	405.73	54.67	2545.79	0.08	2627.41	203.66
27.00	2745.88	0.17	1608.50	403.75	54.83	2545.13	0.08	2605.32	203.00
27.17	2743.94	0.17	1633.36	401.81	55.00	2544.48	0.08	2501.16	202.35
27.33	2741.97	0.17	1686.33	399.84	55.17	2543.84	0.08	2600.55	201.71
27.50	2739.96	0.17	1709.50	397.83	55.33	2543.19	0.08	2596.09	201.06
27.67	2737.98	0.17	1726.35	395.85	55.50	2542.56	0.08	2549.95	200.43
27.83	2736.00	0.17	1670.33	393.87	55.67	2541.90	0.08	2667.00	199.77
28.00	2734.20	0.17	1647.69	392.07	55.83	2541.26	0.08	2624.12	199.13
28.17	2732.28	0.16	1736.11	390.15	56.00	2540.63	0.08	2537.88	198.50
28.33	2730.42	0.16	1736.29	388.29	56.17	2540.00	0.08	2592.25	197.87
28.50	2728.55	0.16	1692.64	386.42	56.33	2539.39	0.08	2587.49	197.26
28.67	2726.72	0.16	1799.54	384.59	56.50	2538.77	0.08	2503.57	196.64
28.83	2724.80	0.16	1843.39	382.67	56.67	2538.17	0.08	2581.46	196.04
29.00	2722.92	0.16	1771.83	380.79	56.83	2537.56	0.08	2595.62	195.43
29.17	2721.08	0.16	1840.17	378.95	57.00	2536.96	0.08	2530.01	194.83
29.33	2719.23	0.16	1852.35	377.10	57.17	2536.35	0.08	2603.64	194.22
29.50	2717.41	0.16	1838.94	375.28	57.33	2535.76	0.08	2556.63	193.63
29.67	2715.52	0.15	1859.81	373.39	57.50	2535.18	0.08	2470.38	193.05
29.83	2713.81	0.15	1808.99	371.68	57.67	2534.60	0.08	2519.10	192.47
30.00	2712.07	0.15	1823.78	369.94	57.83	2534.04	0.08	2512.42	191.91
30.17	2710.27	0.15	1887.65	368.14	58.00	2533.47	0.08	2537.93	191.34
30.33	2708.56	0.15	1863.76	366.43	58.17	2532.87	0.07	2535.28	190.74

30.50	2706.85	0.15	1856.65	364.72	58.33	2532.34	0.07	2508.12	190.21
30.67	2705.09	0.15	1945.25	362.96	58.50	2531.76	0.07	2517.26	189.63
30.83	2703.37	0.15	1972.97	361.24	58.67	2531.20	0.07	2569.09	189.07
31.00	2701.60	0.15	1920.40	359.47	58.83	2530.64	0.07	2561.13	188.51
31.17	2699.91	0.15	1968.17	357.78	59.00	2530.09	0.07	2450.46	187.96
31.33	2698.21	0.15	1961.73	356.08	59.17	2529.55	0.07	2571.74	187.42
31.50	2696.57	0.14	1876.88	354.44	59.33	2528.99	0.07	2584.92	186.86
31.67	2694.95	0.14	1988.65	352.82	59.50	2528.45	0.07	2471.57	186.32
31.83	2693.27	0.14	2015.00	351.14	59.67	2527.91	0.07	2566.93	185.78
32.00	2691.64	0.14	1981.49	349.51	59.83	2527.37	0.07	2557.93	185.24
32.17	2689.95	0.14	2074.22	347.82	60.00	2526.84	0.07	2468.82	184.71
32.33	2688.31	0.14	2048.93	346.18	60.17	2526.31	0.07	2563.94	184.18
32.50	2686.70	0.14	1964.91	344.57	60.33	2525.78	0.07	2600.37	183.65
32.67	2685.13	0.14	2082.73	343.00	60.50	2525.24	0.07	2488.10	183.11
32.83	2683.48	0.14	2115.57	341.35	60.67	2524.73	0.07	2536.67	182.60
33.00	2681.89	0.14	2027.53	339.76	60.83	2524.21	0.07	2549.57	182.08
33.17	2680.31	0.14	2082.61	338.18	61.00	2523.70	0.07	2532.30	181.57
33.33	2678.77	0.14	2059.52	336.64	61.17	2523.16	0.07	2624.18	181.03
33.50	2677.26	0.14	2011.44	335.13	61.33	2522.65	0.07	2567.18	180.52
33.67	2675.73	0.13	2069.84	333.60	61.50	2522.14	0.07	2452.67	180.01
33.83	2674.26	0.13	2058.32	332.13	61.67	2521.65	0.07	2577.59	179.52
34.00	2672.78	0.13	2065.97	330.65	61.83	2521.13	0.07	2614.08	179.00
34.17	2671.24	0.13	2107.68	329.11	62.00	2520.63	0.07	2469.86	178.50
34.33	2669.82	0.13	2096.01	327.69	62.17	2520.14	0.07	2566.34	178.01
34.50	2668.33	0.13	2091.47	326.20	62.33	2519.64	0.07	2529.84	177.51
34.67	2666.86	0.13	2137.12	324.73	62.50	2519.17	0.07	2436.09	177.04
34.83	2665.43	0.13	2137.19	323.30	62.67	2518.68	0.07	2581.68	176.55
35.00	2663.99	0.13	2130.94	321.86	62.83	2518.19	0.07	2544.61	176.06
35.17	2662.51	0.13	2254.24	320.38	63.00	2517.72	0.07	2425.19	175.59
35.33	2661.03	0.13	2246.47	318.90	63.17	2517.25	0.07	2546.41	175.12
35.50	2659.59	0.13	2184.02	317.46	63.33	2516.77	0.07	2507.92	174.64
35.67	2658.13	0.13	2185.25	316.00	63.50	2516.32	0.07	2439.87	174.19
35.83	2656.80	0.13	2140.01	314.67	63.67	2515.84	0.07	2527.12	173.71
36.00	2655.43	0.12	2167.66	313.30	63.83	2515.39	0.07	2488.77	173.26
36.17	2654.01	0.12	2197.60	311.88	64.00	2514.93	0.07	2453.12	172.80
36.33	2652.71	0.12	2180.97	310.58	64.17	2514.47	0.07	2517.10	172.34
36.50	2651.34	0.12	2170.15	309.21	64.33	2514.02	0.07	2503.44	171.89
36.67	2650.00	0.12	2203.25	307.87	64.50	2513.57	0.07	2439.17	171.44
36.83	2648.70	0.12	2191.87	306.57	64.67	2513.12	0.07	2502.02	170.99
37.00	2647.40	0.12	2187.53	305.27	64.83	2512.68	0.07	2487.76	170.55
37.17	2646.05	0.12	2259.70	303.92	65.00	2512.24	0.07	2396.08	170.11

37.33	2644.77	0.12	2239.82	302.64	65.17	2511.81	0.07	2458.73	169.68
37.50	2643.47	0.12	2193.13	301.34	65.33	2511.38	0.07	2470.57	169.25
37.67	2642.19	0.12	2241.05	300.06	65.50	2510.95	0.07	2406.92	168.82
37.83	2640.94	0.12	2261.25	298.81	65.67	2510.52	0.07	2498.30	168.39
38.00	2639.66	0.12	2231.83	297.53	65.83	2510.09	0.07	2399.94	167.96
38.17	2638.39	0.12	2318.02	296.26	66.00	2509.70	0.07		167.57