

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

BEKHDIDJA Abdelfath, HAMMI Abdelhak

-THÈME-

Interprétation des essais de puits horizontaux
pour la caractérisation du réservoir
(champ de HMD)

Soutenue le : / / 2021 devant la commission d'examen

Jury:

| | | | |
|--------------------|---------------------|-------|--------------|
| Président: | DADEN ABDELGHAFOUR | M.C.A | Univ. Ourgla |
| Rapporteur: | SID ROUHOU HADJ MED | M.A.A | Univ. Ourgla |
| Examineurs: | KADRI AHMED YACINE | M.A.A | Univ. Ourgla |

Remerciements

A la lumière de ce modeste travail, on tient à remercier, en premier lieu,

Allah (Dieu)

D'avoir nous en donner le courage, la volonté, la patience et la force pour accomplir ce travail jusqu'à son terme.

Tous nos remerciements à notre Encadreur Mr. Sid Rouhou hadj med pour avoir accepté de suivre cette étude . Et notre promoteur Mr. Bechouni Lamine ingénieur production à Sonatrach Exploration, pour qui nous a guidés à réaliser ce travail.

Je tiens à remercier Mr.A .DADEN pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette mémoire.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. A.Y.KADRI qui a accepté d'examiner mon travail..

Nous remercions ainsi tous les enseignants du département de production, qui ont contribués à notre formation durant notre cursus universitaire.

Enfin, nous ne pouvons pas mentionner tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidé d'un simple encouragement trouvent ici l'expression de notre Reconnaissance la plus sincère.



Dédicace

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

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

- ❖ Mes chers parents*
- ❖ Mes chers sœurs et mes chers frères*
- ❖ Toute ma grande famille*
- ❖ Mon binôme : Abdelfateh*
- ❖ Tous mes amis chacun a son nom*
- ❖ Tous les camarades du Groupe de production*
- ❖ Tous ceux que j'aime et je respecte.*

Abdelhak Hammi

Dédicace

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

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

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

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

A mes chères sœurs.

A mes chers frères.

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

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

Abdelfateh

Résumé

Dans le cadre de l'optimisation de la production mondiale des hydrocarbures et au cours de notre étude on a constaté que l'interprétation des essais de puits horizontaux est très compliquée et ça revient à la présence de plusieurs régimes d'écoulements différents.

Nous avons procédé à la caractérisation du réservoir par l'interprétation des essais de puits (Test Potentiel) dans le but d'identifier le modèle et les paramètres du réservoir en se basant sur la dérivative (courbes types) comme technique d'interprétation de welltest.

Face à la complexité que présente le problème et la place primordiale que joue la caractérisation dans notre projet nous avons introduit la déconvolution comme étant un outil pour améliorer et perfectionner la qualité d'interprétation.

Mots-clés : Essais de puits , Interprétation , courbe types , puits Horizontaux , réservoir .

Abstract

As part of the optimization of the global production of hydrocarbons and in our study we found that in the interpretation of horizontal well testing is very complicated and it comes back to the presence of several different flow regimes .

We proceeded to the characterization of the reservoir by the interpretation of well test (Potential test) in order to identify the model and reservoir parameters based on the derivative (type curve) as well test interpretation technique.

Given the complexity that the problem present and the fundamental role played by reservoir characterization in our project, we introduced the deconvolution as a tool to improve and enhance the quality of interpretation.

Keywords: Well test , interpretation , type curves , horizontal well , reservoir .

ملخص :

كجزء من الاستفادة المثلى من الإنتاج العالمي للهيدروكربونات ، وجدنا في دراستنا أن تفسير فحص الآبار الأفقية معقد جدا ويعود إلى وجود عدة نظم تدفق مختلفة .
وشرعنا في توصيف المكنن بتفسير فحص الآبار (الإختبار المحتمل) من أجل تحديد النموذج والخصائص المكننية إستناداً إلى المنحنى المشتق (نوع المنحنى) فضلاً عن تقنية تفسير الاختبار .
وبالنظر إلى التعقيد الذي تمثله المشكلة والدور الأساسي الذي يؤديه تحديد خصائص المكامن في مشروعنا هذا قدمنا مشروع إزالة الانتشار كأداة لتحسين نوعية التفسير .

الكلمات المفتاحية : فحص الآبار ، التفسير ، برمجيات سفير ، نوع المنحنى ، الآبار الأفقية ، الخزان

Sommaire

| | |
|-----------------------------------------------------------|------------|
| Remercîment | I |
| Dédicace..... | II |
| Résumé..... | III |
| Liste des figures..... | IV |
| Liste des tableaux..... | V |
| Liste des Abréviations , Notation , Symboles | VI |
| Introduction générale | 01 |

Chapitre I: Notions sur les essais des puits et méthodes d'interprétation

| | |
|------------------------------------------------------------|----|
| 1. Introduction | 03 |
| 2. Généralités sur les essais de puits..... | 03 |
| 2.1. Principe..... | 03 |
| 2.2. Le but de well test..... | 04 |
| 2.3. Types de well test..... | 05 |
| 3. Généralités sur le fluide de réservoir..... | 07 |
| 3.1. Types de fluides..... | 07 |
| 3.2. Régime d'écoulement..... | 09 |
| 3.3. La géométrie de réservoir..... | 10 |
| 3.4. Nombre de fluides débordants dans le réservoir..... | 11 |
| 4. Equation Fondamentales..... | 11 |
| 4.1. Loi de darcy..... | 11 |
| 4.2. Conservation de la masse..... | 12 |
| 4.3. L'équation de diffusivité..... | 13 |
| 4.4. Résolution en réservoir homogène..... | 14 |
| 4.5. Rayon d'investigation..... | 15 |
| 5. Les différents effets sur les essais de puits | 15 |
| 5.1. L'effet de capacité de puits (wellbore storage) | 15 |
| 5.2. L'effet de skin..... | 17 |
| 5.3. Principe de superposition..... | 18 |
| 5.4. L'indice de productivité..... | 20 |
| 6. Les méthodes d'interprétation des essais de puits..... | 21 |

| | |
|------------------------------------------------------|----|
| 6.1. Procédure d'interprétation | 21 |
| 6.2. Méthodes conventionnelles d'interprétation..... | 21 |
| 6.3. Les méthodes modernes | 25 |

Chapitre II: Régimes d'écoulement dans les puits horizontaux

| | |
|-----------------------------------------------------|----|
| 1. Introduction | 36 |
| 2. Géométrie du puits horizontal..... | 36 |
| 3. Régimes d'écoulement | 37 |
| 3.1 Premier écoulement radial | 37 |
| 3.2 l'écoulement hémi radial..... | 39 |
| 3.3 Le premier écoulement linéaire | 40 |
| 3.4 L'écoulement pseudo radial | 41 |
| 3.5 Le dernier écoulement linéaire | 43 |
| 4. Autres régimes d'écoulement : | 44 |
| 4.1 Les réservoirs fissurés (double porosité) | 44 |
| 4.2 Les frontières du réservoir | 46 |

Chapitre III Etude de cas avec logiciel KAPPA SAPHIR

| | |
|-------------------------------------------------|----|
| 1. Introduction | 48 |
| 2. Présentation du champ de HASSI MESSAOUD..... | 48 |
| 3. Logiciel Saphir (KAPPA) | 49 |
| 4. Modèles de réservoirs | 50 |
| 5. Interprétation des données | 53 |
| Conclusion et recommandations | 61 |
| Références bibliographiques | 62 |
| Annexes | 63 |

Liste des figures

Chapitre I

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I.1 : principe d'un essai de puits | 03 |
| Figure I.2 : Réponse d'un drawdown | 05 |
| Figure I.3 : Réponse d'un buildup | 05 |
| Figure I.4 : Test d'interférence | 06 |
| Figure I.5 : écoulement radial circulaire : vue de face et de dessus..... | 10 |
| Figure I.6 : écoulement linéaire..... | 10 |
| Figure I.7 : écoulement sphérique ou hémisphérique..... | 10 |
| Figure I.8 : les écoulements..... | 12 |
| Figure I.9 : l'effet de capacité..... | 15 |
| Figure I.10 : Pente pour un effet de capacité constant..... | 16 |
| Figure I.11 : Notion du skin infinitésimal..... | 17 |
| Figure I.12 : Skin d'épaisseur finie..... | 18 |
| Figure I.13 : Historique à deux débits..... | 19 |
| Figure I.14 : Test de fermeture..... | 19 |
| Figure I.15 : Historique quelconque des débits..... | 20 |
| Figure I.16 : Test de remontée de pression..... | 23 |
| Figure I.17 : Semi-log Horner plot..... | 24 |
| Figure I.18 : Concept de courbe type..... | 27 |
| Figure I.19 : solution théorique de l'équation de diffusivité dans réservoir infini sans effet de capacité..... | 28 |
| Figure I.20 : obtention d'un match point à partir de courbe type..... | 29 |
| Figure I.21 : courbes type pour un puits homogène avec effets de Skin et capacité..... | 30 |
| Figure I.22 : détermination des paramètres du réservoir à partir des courbes types pour un essai build up..... | 31 |
| Figure I.23 : les courbes de dérivative de pression selon Bourdet..... | 32 |
| Figure I.24 : la combinaison des courbes types et dérivative améliore l'interprétation des résultats..... | 33 |
| Figure I.25 : calcul de la dérivative..... | 34 |
| Figure I.26 : déplacement de la courbe de pression et sa dérivative sur les courbes types pour avoir la courbe appropriée..... | 35 |

Chapitre II

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure II.1 : géométrie du réservoir et puits horizontal..... | 36 |
| Figure II.2 Schéma général de courbe type de la dérivée de la pression pour les réservoirs homogènes..... | 37 |
| Figure II.3 : Ecoulement radial vertical. | 38 |
| Figure II.4 l'écoulement hémi radial..... | 39 |
| Figure II.5 : Ecoulement pseudo-radial..... | 40 |
| Figure II.6 : le Skin de convergence..... | 40 |
| Figure II.7 : le régime d'écoulement pseudo..... | 41 |
| Figure II.8 le régime de dernier écoulement linéaire..... | 43 |
| Figure II.9 : Modélisation d'un gisement naturellement fissuré..... | 45 |
| Figure II.10 : Effet de capacité..... | 45 |
| Figure II.11 : graphique sans dimension de faille étanche..... | 46 |
| Figure II.12 : Chenal. Plot semi-log..... | 47 |
| Figure II.13 : Chenal. Plot dérivative..... | 47 |
| Figure II.14 : Chenal. Plot semi..... | 47 |
| Figure II.15 : Chenal. Plot dérivative..... | 47 |

Chapitre III

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure III.1 : Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud..... | 49 |
| Figure III.2 : Graphe Log-Log de réservoir homogène..... | 51 |
| Figure III.3 : Graphe Semi-Log de réservoir homogène..... | 51 |
| Figure III.4 : Graphe Log - Log de Réservoir double porosité..... | 52 |
| Figure III.5 : Graphe Log - Log de deux couches, une couche limite et l'autre infinie..... | 52 |
| Figure III.6 : Matching de modèle multi-couche..... | 53 |
| Figure III.7 : contribution de couche (Matching)..... | 53 |
| Figure III.8 : Graphe historique (Pression, Débit (stb/d) vs Temps (hr))..... | 54 |
| Figure III.9 : Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)..... | 55 |
| Figure III.10.1 : buttage gazeux (Gas humping)..... | 56 |
| Figure III 10.2 : buttage gazeux (Gas humping)..... | 56 |
| Figure III.11 : Graphe Semi-Log dp (psi) vs temps de superpositions..... | 57 |
| Figure III.12 : Graphe historique (Pression, Débit (stb/d) vs Temps (hr))..... | 58 |
| Figure III.13 : Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)..... | 59 |
| Figure III.14 : Log plot: p [psia] vs Superposition time..... | 59 |

Liste des tableaux

| Tableau | page |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------|
| Tableau I.1 : les variables adimensionnelles (en unités pratiques US)..... | 14 |
| Tableau III.1 : Les données de puits 1..... | 53 |
| Tableau III.2 : Les données du test de puits 1..... | 54 |
| Tableau III. 3 : Les données de puits 2 | 58 |
| Tableau III.4 : Les données du test de puits 2..... | 58 |

Liste des Abréviations , Notation , Symboles

| | |
|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| A : aire de drainage du puits | Q : Débit (STB/D) ; |
| a : distance du puits au bout du chenal | q _o : Débit d'huile (m ³ /h) ; |
| B _o : Facteur volumétrique du fond ; | r _e : Rayon de drainage du puits (m) ; |
| BHA : Bottom Hole Assembly ; | r _w : Rayon du puits (ft) ; |
| BHT : Bottom Hole Temperature ; | r' _w : Rayon du puits effectif ; |
| C : La capacité du puits (STB/psi) ; | s: Surface ; |
| c: Le coefficient de compressibilité ; | S : Le facteur de skin ; |
| c _e : Compressibilité équivalente ; | S _d : skin d'endommagement ; |
| c _t : La compressibilité totale ; | S _{inc} : Skin d'inclinaison du puits ; |
| DST : Drill Stem Test ; | S _m : Skin multiphasique ; |
| FFP : Final Flow Pressure ; | S _o : Saturation d'huile (%) ; |
| FHP : Final hydrostatic pressure ; | S _p : Skin de perforation ; |
| FSIP : Final Shut-in Pressure ; | S _{pp} : Skin de pénétration partielle ; |
| GOR : Gas oil ratio Stm ³ ; | S _t : Skin total ; |
| h: Epaisseur ; | S _v :Skin de l'effet de convergence verticale ; |
| IFP : Initial Flow Pressure ; | S _w : Saturation de l'eau ; |
| IHP : Initial hydrostatic pressure ; | S _{wb} : Skin de l'effet de well bore ; |
| ISIP : Initial Shut-in Pressure ; | T _D : Temps adimensionnel ; |
| K : La diffusivité hydraulique ; | ΔP : Variation de pression appliquée au puits ; |
| k : Perméabilité (md) ; | Δt : temps de fermeture du puits en (heure) ; |
| k _H : La perméabilité horizontale (md) ; | ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits ; |
| k _V : La perméabilité verticale (md) ; | ρ : Masse volumique (kg/m ³) ; |
| l _{perf} : Longueur des perforations ; | $\frac{k}{\mu}$: Le rapport de la mobilité ; |
| m : La pente ; | μ : Viscosité (cp) ; |
| MDH : Miller Dyes Hutchinson ; | μ _o : Viscosité d'huile (cp) ; |
| P _{1h} : La pression de fond après une 1 heure | Ø : Porosité (%) |
| de la fermeture de puits (psia) ; | dx :la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « x » |
| P _b : Pression de bulle ; | dy :la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « y » |
| P _p : Pression en tête de puits; | dz : la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « z» , |
| P _D : Pression adimensionnelle ; | IP : l'index de productivité |
| P _g : Pression de gisement ; | |
| P _w : Pression dans le puits ; | |
| P _{wf} : Pression du fond de puits; | |
| P _{ws} :La pression statique du réservoir ; | |

Introduction générale

Depuis le début des années 80, les puits horizontaux sont devenus très populaires dans l'industrie pétrolière cette préférence a conduit au développement des techniques pour évaluer la performance globale de ces derniers. Les techniques premières ont appliqué les concepts des puits verticaux pour analyser la réaction de pression dans les puits horizontaux. Ces modèles ont visualisé les puits horizontaux en tant que verticaux tournés de 90 degrés.

Au début des années 90, de nouveaux concepts tels que la conductivité de puits, l'effet de Skin non uniforme, la complétion sélective et des parties multilatérales ont été introduits dans les modèles pour analyser les puits horizontaux, de nos jours, les procédés d'analyse établis sont toujours en développement.

Le système le plus important dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, il constitue une image complète sur le gisement d'hydrocarbures. L'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données afin déconstruire un modèle de réservoir, d'optimiser le gisement et d'établir un projet de développement du champ et la récupération des hydrocarbures.

Bien que ces modèles soient face à des conditions plus réalistes, son application est limitée en raison de la complexité impliquée. Cependant quelques modèles sophistiqués et techniques d'interprétation contemporains pour les puits horizontaux sont maintenant disponibles.

Les tests de puits sont l'outil de diagnostic et d'interprétation utilisé pour déterminer le type et modèle du réservoir étudié, ainsi que les changements survenus au cours de la vie des puits et les facteurs influençant sur l'exploitation et le développement de ce dernier .

- ***Objet de l'étude***

L'objectif principal de cette étude est d'appliquer la techniques des essais de puits au champ de HMD par l'utilisation de logiciel SAPHIR KAPPA. Au cours de cette étude ont à constater que les régimes d'écoulements différents et caractérisée les réservoir a partir l'idée de différents modèles commun et approuve par le saphir .

- ***Plan du mémoire***

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé «Interprétation des essais de puits horizontaux pour la caractérisation du réservoir sur le champ de HASSI MASSAOUD », pour ce faire le manuscrit est organisé de la façon suivante :

- ✓ Le première chapitre présente des notions sur les essais des puits et les différentes méthodes d'interprétations qui existée dans ce étude .
- ✓ Le deuxième chapitre montre les écoulements dans les puits horizontaux.

- ✓ Le troisième chapitre on a fait une étude de cas d'interprétation sur deux puits dans le champ HMD par logiciel KAPPA SAPHIR .

En fin, on terminera notre étude par une conclusion générale avec des recommandations pour notre travaille.

Chapitre I:

**Notions sur les essais des puits et méthodes
d'interprétation**

I.1 Introduction

Les informations fiables sur des conditions in situ de réservoir sont importantes en beaucoup de phases de la technologie de pétrole.

Les essais de puits diffèrent de la plupart des techniques, car ils exigent du réservoir d'être dans un état dynamique ou alors dans un état statique, afin d'obtenir les réponses requises pour caractériser le réservoir, évaluer ses performances et construire le modèle mathématique. Il est important pour l'ingénieur de réservoir de comprendre le concept du réservoir et d'avoir les paramètres pétro physiques d'une part, et de vérifier l'état des abords de puits et évaluer les opérations effectuées sur le puits de l'autre part.

Pour cela, il est nécessaire d'exécuter un essai de puits suivi de l'interprétation des résultats obtenus en utilisant plusieurs méthodes d'interprétation.

L'objectif de ce chapitre est de développer une compréhension de base d'essai de puits et des techniques associées d'interprétation. Ce dernier est représenté en deux parties la première partie contient généralités sur les essais des puits et le second est traité différents méthodes d'interprétation qui emploient dans ce domaine pétrolière.

I.2 Généralités sur les essais des puits

I.2.1 Principe

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour Provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son Interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits [1]

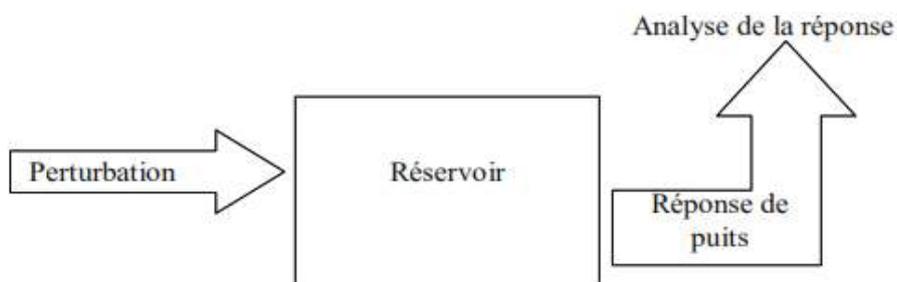


Figure I.1 : principe d'un essai de puits

Selon que l'essai de puits est effectué sur un puits d'exploration, un puits de confirmation ou un puits de développement (et dans ce dernier cas que l'essai soit un essai initial ou un essai périodique), les objectifs de base ou l'importance respective de ces objectifs ne sont pas les mêmes.

Pour cela, il est nécessaire :

- de prélever un échantillon des fluides produits.
- de connaître le débit des fluides produits.
- de connaître l'évolution de la pression de fond et de la température de fond suite à une variation de débit [2].

I.2.2 Le but du well test

Les principaux objectifs d'un test de puits est prouver l'existence des hydrocarbures et apprécier le comportement dynamique du réservoir .

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération selon les conditions opérationnelles. La qualité de communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. [1]

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

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

L'analyse des courbes de pression permet de déterminer les propriétés suivantes:

➤ **Pour le réservoir**

- Perméabilité (horizontal et vertical).
- Hétérogénéités de réservoir (fractures naturelles, couches, changement des caractéristiques).
- Frontières (distance, taille et forme).
- Pressions (pression initial et pression moyenne).

➤ **Pour le puits**

- Potentiel de production (index de productivité et le skin S).
- La géométrie du puits.

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploration, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, les essais périodiques sont faits afin de confirmer la description du réservoir et pour évaluer un éventuel besoin de traitement tel que nouvelle complétion, perforation etc.

I.2.3 Types de well test

Ils existent plusieurs types d'essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits.

I.2.3.1 Essai de Draw down (test en débit) :

Il consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant et l'enregistrement de l'évolution de pression correspondant à cette variation de débit.

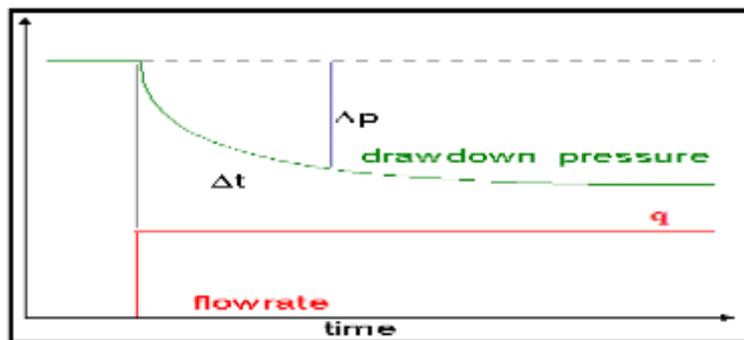


Figure I.2 : Réponse d'un drawdown.

I.2.3.2 Essai de Buildup (essai en fermeture) :

C'est le type de test le plus utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression.

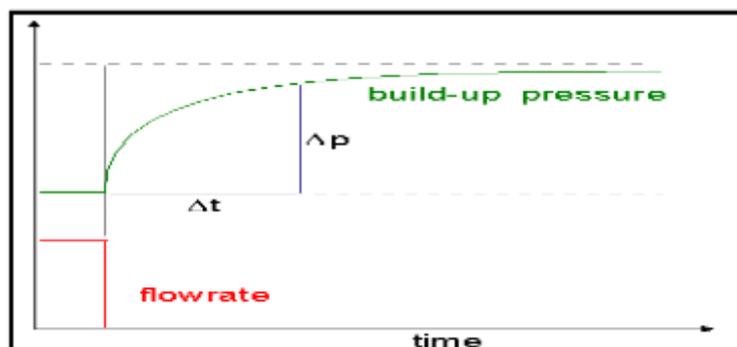


Figure I.3 : Réponse d'un buildup.

1.2.3.3 Essai d'injection :

Un essai d'injection est conceptuellement identique à un essai de draw down, sauf que l'écoulement se fait de puits vers le réservoir.

1.2.3.4 Essai de falloff :

Ce test est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.[2]

1.2.3.5 Test d'interférence:

Ce test nécessite un puits en production et la pression est observée au moins sur 3 puits fermés, ce test est très utile pour caractériser les propriétés du réservoir à une échelle très grande par rapport aux simples tests, les changements des pressions à producteur peut être très faible.

Donc le test d'interférence nécessite des capteurs de pression très sensible et ce test prend beaucoup de temps à réaliser et peut être aussi réalisé sans regarder le type de changement de pression indirecte par les puits active (draw down, build up, injection, fall off).

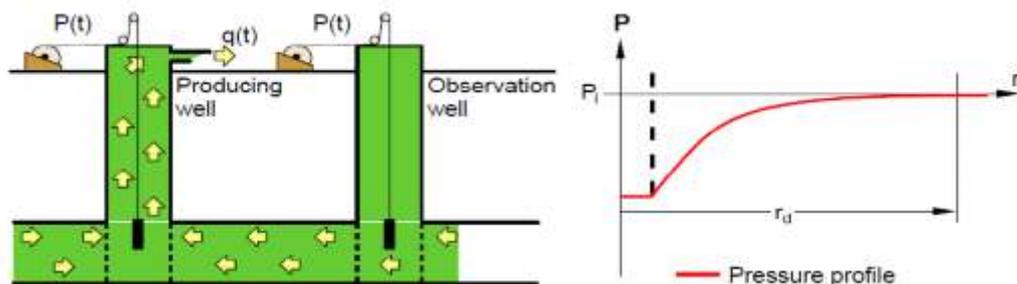


Figure I.4 : Test d'interférence [3].

1.2.3.6 Essai de Drill Stem Test (DST) :

Le test d'une formation, c'est la mise en production provisionnelle d'un réservoir ou bien c'est une éruption contrôlée.

Le test d'une formation c'est l'essai direct de la couche traversée on mettant en production temporaire après isolation de la pression hydrostatique de la boue de forage par un élément appelé packer.

I.3 Généralités sur le fluide de réservoir

L'écoulement dans des médias poreux est un phénomène très complexe et ne peuvent pas être décrits aussi explicitement que traversent des pipes ou des conduites. Il est plutôt facile de mesurer la longueur et le diamètre d'une pipe et de calculer sa capacité d'écoulement en fonction de pression ; cependant, dans des médias poreux il n'y a aucun chemin défini d'écoulement qui se prête à la mesure.

L'analyse du flux de fluide dans des médias poreux a évolué tout au long des années le long de deux avants : l'expérimental et l'analytique. Les physiciens, ingénieurs, hydrologistes, et semblable ont examiné expérimentalement le comportement de divers fluides comme s'ils traversent des médias poreux. S'étendant du sable au verre de Pyrex fondu. Sur la base de leurs analyses, ils ont essayé de formuler les lois et les corrélations qui peuvent alors être employées pour faire des prévisions pour les systèmes assimilés.

L'objectif principal de ce paragraphe est de présenter les rapports mathématiques qui sont conçus pour décrire l'écoulement des fluides dans le réservoir. Les formes mathématiques de ces rapports varieront selon les caractéristiques du réservoir.

Les caractéristiques primaires de réservoir qui doit être considéré incluent :

1. *Types de fluides dans le réservoir*
2. *Régimes d'écoulement*
3. *La géométrie de réservoir de*
4. *Nombre de fluides débordants dans le réservoir*

I.3.1 Types de fluides

Le coefficient isotherme de compressibilité est essentiellement le facteur contrôlant en identifiant le type du fluide de réservoir. Il est décrit mathématiquement par les deux expressions équivalentes suivantes :

En termes de volume liquide :
$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \dots\dots\dots (I.1)$$

En termes de masse volumique :
$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \dots\dots\dots (I.2)$$

Avec

V: volume du fluide.

P : pression

ρ : masse volumique

C : compressibilité du fluide

Généralement des fluides de réservoir sont classifiés dans trois groupes :

(1) Fluides incompressibles

Un fluide incompressible est défini comme fluide dont le volume ou la densité ne change pas avec de la pression. C'est :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \dots\dots\dots (I.3)$$

Les fluides incompressibles n'existent pas .cependant, on peut assumer que dans certains cas ce comportement simplifie la dérivation et la forme finale de beaucoup d'équations d'écoulement.

(2) Fluides légèrement compressibles

Ces fluides « légèrement » compressibles montrent de petits changements de volume, ou de densité avec des changements de pression. Connaissant le volume V_{ref} d'un liquide légèrement compressible à une pression (initiale) de référence, les changements du comportement volumétrique de ce fluide en fonction de la pression p peuvent être mathématiquement décrits en intégrant l'équation (I.1) pour donner :

$$-c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{\partial V}{V}$$

$$\exp[c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} \exp[c(p_{ref} - p)]$$

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (I.4)$$

(3) Fluides compressibles

Ce sont des fluides qui éprouvent de grands changements de volume en fonction de la pression. Tous les gaz sont considérés comme des fluides compressibles. La compressibilité isotherme de n'importe quel fluide compressible est décrite par l'expression suivante :

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (I.5)$$

I.3.2 Régimes d'écoulement

Il y a fondamentalement trois régimes d'écoulement qui doivent être identifiés afin de décrire le comportement de flux de fluide et la distribution de pression de réservoir en fonction du temps. Ces trois régimes d'écoulements sont :

(1) Écoulement permanent (steady state flow):

Ce régime d'écoulement est identifié comme si la pression à chaque emplacement dans le réservoir reste constante c-à-d ne change pas avec du temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée comme :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \dots\dots\dots(I.6)$$

Cette équation déclare que le taux de changement de la pression p avec le temps à n'importe quel emplacement i est nul. Dans les réservoirs, l'état d'écoulement équilibré peut seulement se produire quand le réservoir est complètement rechargé et soutenu par des fonctionnements forts de couche aquifère ou d'entretien de pression.

(2) Écoulement transitoire (unsteady state):

L'écoulement transitoire est défini comme la condition d'écoulement à laquelle le taux changement de pression avec le temps à toute position dedans le réservoir n'est pas zéro ou constante. Cette définition suggère que le dérivé de pression par rapport au temps est essentiellement une fonction de la position i et du temps t , ainsi

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(x, t) \dots\dots\dots(I.7)$$

(3) Écoulement semi permanent (Pseudosteady-state)

Quand la pression à différents emplacements dans le réservoir diminue linéairement en fonction du temps, c.-à-d., à une constante le taux en baisse, l'état d'écoulement est caractérisé comme écoulement semi permanent (pseudosteady-state). Mathématiquement, cette définition déclarer que le taux de changement de pression par rapport au temps à chaque position est constant, ou :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \dots\dots\dots(I.8)$$

I.3.3 La géométrie de réservoir

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

(1) Écoulement radial circulaire :

En l'absence des hétérogénéités graves de réservoir, l'écoulement dans ou le puits ou partant de celui-ci suivra des lignes de flux radial car les fluides se déplacent et converge vers le puits de toutes les directions (voir figure I.5).

(2) Écoulement linéaire

L'écoulement linéaire se produit quand les lignes de courant sont parallèles et le fluide coule dans une direction simple. En outre, la section à couler doit être constante.

La figure (I.6)montre un système d'écoulement linéaire idéalisé. Une application commune d'écoulement linéaire est le flux de fluide dans des fractures hydrauliques verticales .

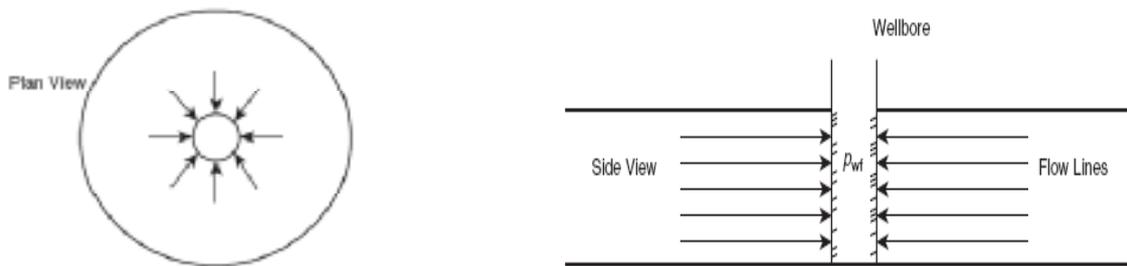


Figure I.5 écoulement radial circulaire : vue de face et de dessus

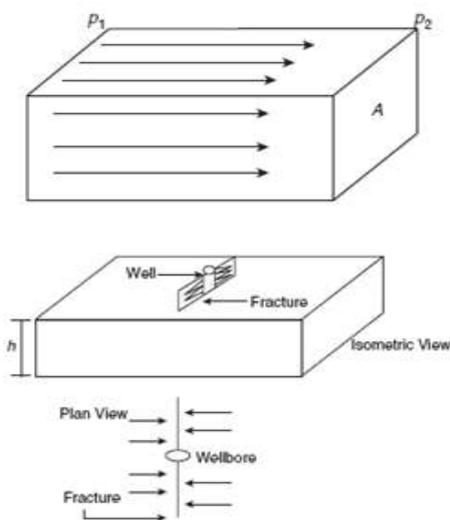


Figure I.6 écoulement linéaire

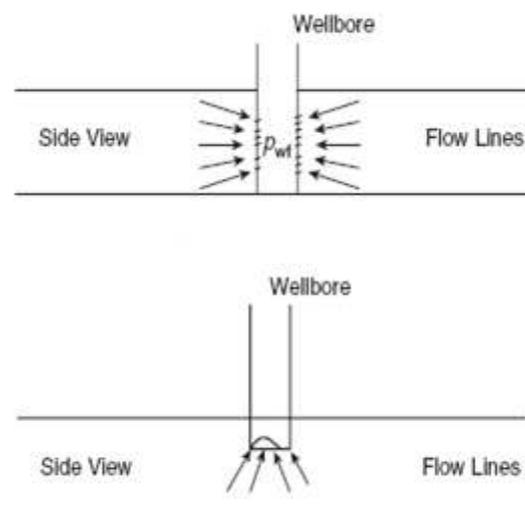


Figure I.7 écoulement sphérique ou hémisphérique

(3) Écoulement sphérique et hémisphérique

Selon le type de configuration de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique près du puits. Bien avec une perforation dans un intervalle limité a pu avoir comme conséquence un écoulement sphérique à proximité des perforations comme illustré sur la figure I.7. Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications du figure I.7 a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique. La condition a pu surgir là où le coning d'eau est important.

I.3.4 Nombre de fluides débordants dans le réservoir

Les expressions mathématiques qui sont employées pour prévoir le comportement volumétrique et de pression dans un réservoir varient dans la forme et la complexité selon le nombre de fluides mobiles dans le réservoir. Il y a trois cas de système d'écoulement :

(1) écoulement monophasé (huile, eau, ou gaz)

(2) écoulement bi-phasique (huile-eau, gaz-huile, ou gaz-eau)

(3) écoulement triphasé (huile, eau, et gaz)

La description du flux de fluide et analyse suivante de pression les données deviennent plus difficiles comme nombre de fluides mobile augmente .

I.4 Equations Fondamentales

I.4.1 Loi de Darcy :

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux, Il est applicable lorsque :

- Ecoulement monophasique.
- Réservoir homogène.
- Pas de réaction entre la roche et le fluide.

Selon la loi de Darcy le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

- Au gradient de pression exercé sur l'échantillon.
- A la section S de l'échantillon.
- A la mobilité k/μ du fluide.

L'expression vectorielle de la loi de Darcy est la suivante : [1]

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}P} \dots\dots\dots (I.9)$$

V : La vitesse de filtration de fluide à travers la roche $V = q/S$

S : la section.

La loi de Darcy peut être exprimée en fonction de débit :

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad}P} \dots\dots\dots (I.10)$$

Dans un écoulement radial circulaire la loi de Darcy exprimée comme suite

$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial P}{\partial r} \dots\dots\dots (I.11)$$

Si on prend un puits à rayon r_w et pression de fond P_w dans un réservoir circulaire à rayon R et pression P_r .

L'équation (I.11) devient :

$$q = \frac{2\pi h k (P_w - P_r)}{\mu \ln r_w/R} \dots\dots\dots (I.12)$$

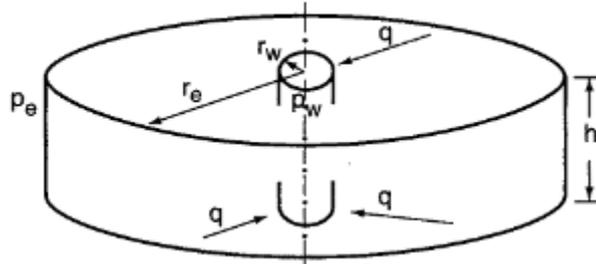


Figure I.8 : les écoulements

I.4.2 Conservation de la masse :

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

$$(\rho q)_{r+\Delta r} - (\rho q)_r = V \text{ (changement de } \rho \text{ par rapport le temps)}$$

$$(\rho q)_{r+\Delta r} - (\rho q)_r = [(r + \Delta r)^2 - r^2] \pi h \phi (\partial \rho / \partial t)$$

$$\lim_{\Delta r \rightarrow 0} \frac{(\rho q)_{r+\Delta r} - (\rho q)_r}{\Delta r} = \lim_{\Delta r \rightarrow 0} [2r + \Delta r] \pi \phi h \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (I.13)$$

Alors l'équation de conservation de la masse

$$\frac{\partial(\rho q)}{\partial r} = 2\pi r h \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (I.14)$$

I.4.3 L'équation de diffusivité :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps, elle est établie à partir de deux lois et une équation :

La loi de Darcy :
$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial P}{\partial r} \dots\dots\dots (I.15)$$

La loi de conservation de la masse
$$\frac{\partial(\rho q)}{\partial r} = 2\pi r h \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \dots\dots\dots (I.16)$$

L'équation d'état :
$$\frac{\partial \rho P}{\partial t} = \rho C_t \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots (I.17)$$

Remplaçant les équations (I.11) et (I.13) dans l'équation (I.3)

$$\frac{\partial}{\partial r} \left[\rho \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial P}{\partial r} \right] = 2\rho \pi h r \phi C_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

Après la dérivation on a :

$$\rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{k}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \rho C_t \frac{\partial P}{\partial r} = \phi r \rho C_t \frac{\partial P}{\partial t}$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] + C_t \left[\frac{\partial P}{\partial r} \right]^2 = \frac{\phi \mu}{k} C_t \frac{\partial P}{\partial t}$$

Si on néglige le terme $C_t \left[\frac{\partial P}{\partial r} \right]^2$ on obtient l'équation de diffusivité :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} = \frac{\mu \phi C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{K'} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.18)$$

K' : diffusivité hydraulique du milieu : C'est le rapport entre la mobilité des fluides k/μ et la capacité compressible du réservoir ϕc .

L'équation de diffusivité exprimée dans le système d'unités pratiques comme suite :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\mu \phi C_t}{0.000264k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.19)$$

- p : la pression en Psi
- h : la hauteur en ft
- k : la perméabilité en md
- r : le rayon en ft
- μ : la viscosité en cp
- Ct : la compressibilité Psi⁻¹

I.4.4 Résolution en réservoir homogène infini :

L'hypothèse la plus souvent faite est de supposer le réservoir homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur. La compressibilité et la viscosité des fluides sont constantes et uniformes en utilisant les conditions aux limites suivantes :

- pression initiale uniforme : P_i ;
- réservoir infini ;
- débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation:[1]

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \right] E_i \left(\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right)$$

Où $E_i(x)$ est la fonction exponentielle intégrale définie par

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

Cette équation s'écrit

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

La manipulation de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement et conditions aux limites est plus facile avec les variables adimensionnelles (sans dimension) .

En utilisant les grandeurs adimensionnelles suivantes : Tableau I.1

Tableau I.1 : les variables adimensionnelles (en unités pratiques US)

| | |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------|
| Pression | $P_D = \frac{p_i - p(r, t)}{\left(\frac{141.2Q_o\mu_oB_o}{hk} \right)}$ |
| Longueur | $r_D = \frac{r}{r_w}$ et $r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$ |
| Temps | $t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$ |
| compressibilité | $C_D = \frac{0.8936C}{\phi\mu c_t r_w^2}$ |

Alors :

$$p(r, t) = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2} \right) - 3.23 \right]$$

et comme on enregistre souvent la pression dans les essais de puits au fond de puits la solution deviendra en remplaçant « r et p » par « rw et pwf » :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right]$$

en tenant compte de facteur de Skin :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right]$$

I.4.5 Rayon d'investigation :

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai. La littérature pétrolière présente un grand nombre de définitions différentes du rayon d'investigation.

Parmi toutes on note : [1]

➤ *La définition de Jones :*

$$r_i = 4 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{ (en unités SI) (I.20)}$$

➤ *La définition de Poettmann :*

$$r_i = 4,29 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{ (en unités SI) (I.21)}$$

I.5 Les différents effets sur les essais de puits

I.5.1 L'effet de Capacité de puits (Wellbore Storage)

Quand le puits est fermé en surface, le réservoir continue à débit de moins en moins dans le puits jusqu'à la stabilisation de la pression. Ce régime de débit (afterflow) va se ségréger dans le puits et former le wellbore storage dont le volume varie avec le temps selon la nature du fluide.

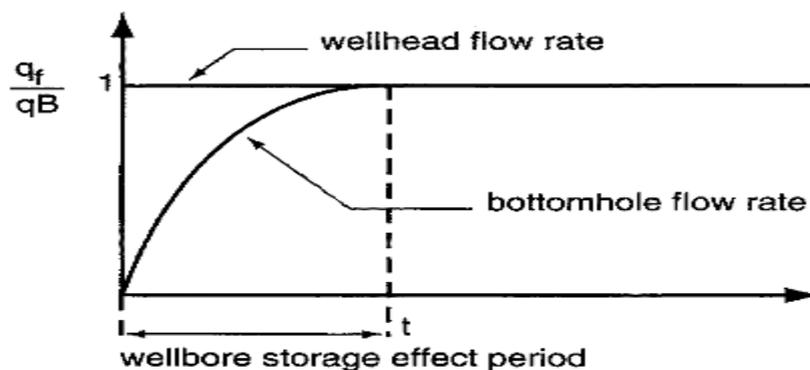


Figure I.9 l'effet de capacité

Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête de puits est supposé passer instantanément de 0 à q. Le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à q_B. La mise en production au fond se fait progressivement (figure I.9).

Cette période pendant laquelle le débit fond évolue est appelée période d'effet de capacité de puits.

La capacité du puits est définie par : $C = \Delta V / \Delta p$ (I.22)

Où :

ΔV : variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits ;

Δp : variation de pression appliquée au puits.

La capacité de puits est homogène au produit d'un volume par une compressibilité.

Une grandeur sans dimension est attachée à la capacité de puits. Elle est définie par :

$$C = \frac{c}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques métriques et SI}) \dots\dots\dots (I.23)$$

$$C = \frac{0.89c}{\phi c_t h r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots (I.24)$$

Evolution de la pression :

Juste après la mise en production du puits, la pression fond évolue sous l'effet de la capacité du puits.

$$C = \frac{qt}{24\Delta p} = \frac{QBt}{24\Delta p} \quad (\text{en unités pratiques métriques et US}) \dots\dots\dots (I.25)$$

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \quad (\text{en grandeurs sans dimensions}) \dots\dots\dots (I.26)$$

Si la capacité est constante, la pression fond évolue linéairement en fonction du temps tant que la capacité de puits a un effet dominant.

La pente de la droite obtenue en portant l'évolution de la pression fond en fonction du temps permet de calculer C (figure I.10) :

$$C = qB/24 \times \text{pente} \quad (\text{en unités pratiques métriques et US}) \dots\dots (I.27)$$

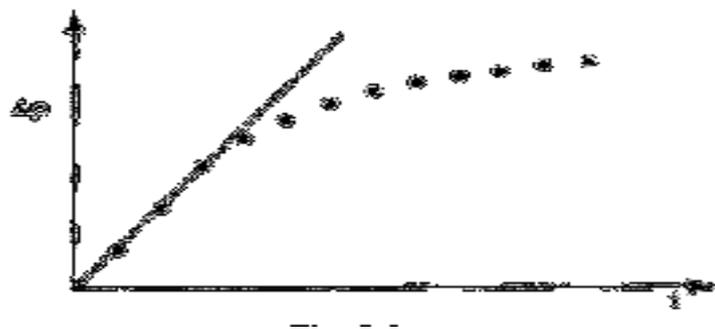


Figure I.10 Pente pour un effet de capacité constant

Fin de l'effet de capacité de puits :

La littérature pétrolière présente plusieurs critères pour apprécier la fin de l'effet de capacité de puits. Parmi toutes on note :

❖ **Critère de Ramey :**

$$t_D = (60 + 3,5 S) C_D \dots\dots\dots (I.28)$$

$$t_D = \frac{(200000 + 12000S)C}{kh/\mu} \text{ (en unités US) } \dots\dots\dots (I.29)$$

❖ **Critère de Chen et Brigham:**

$$t_D = 50 C_D e^{0.14 S} \dots\dots\dots (I.30)$$

$$t_D = \frac{170000C.e^{0.148}}{kh/\mu} \text{ (en unités US) } \dots\dots\dots (I.31)$$

I.5.2 L'effet de Skin

Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que ça valeur est positive ou négative [1].

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage, de production et de traitement du puits.

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de plusieurs façons :

- au moyen d'un skin infinitésimal ;
- à l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;
- par la méthode de rayon effectif ;

Skin infinitésimal :

Cette approche suppose que la perte de charge due au skin est localisée dans un film Infinitement mince autour du puits [1].

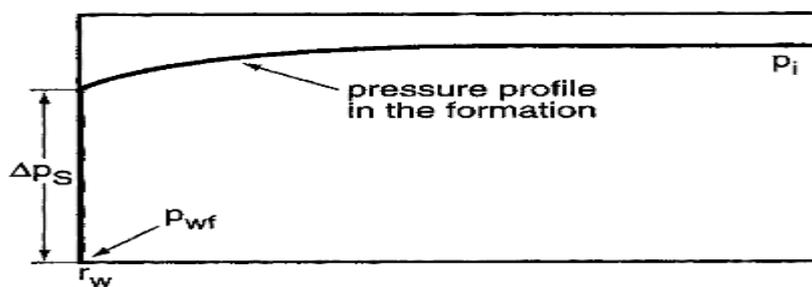


Figure I.11 : Notion du skin infinitésimal

La perte de charge additionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{kh} S \dots\dots\dots (I. 32)$$

Skin d'épaisseur finie :

Une autre présentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_e et de perméabilité k_e autour du puits. Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo-permanent. Il est régi par la loi de Darcy. La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à de la loi de Darcy par :

$$\Delta P_S = \frac{qB\mu}{2\pi k_E h} \ln \frac{r_E}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots (I.33)$$

en exprimant ΔP_S à l'aide de l'équation 1, on obtient :

$$S = \left(\frac{k}{k_E} - 1 \right) \ln \frac{r_E}{r_w} \dots\dots\dots (I.34)$$

L'équation (I.30) montre qu'un endommagement ($k_s < k$) correspond à un skin positif. En cas de colmatage des abords du puits le skin peut prendre des valeurs très importantes, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et l'endommagement fort.



Figure I.12 : Skin d'épaisseur finie

I.5.3 Principe de Superposition

L'équation (I.14) traduit l'évolution de la pression quand le puits est mis en production . Comment décrire l'état des pressions dans le réservoir quand plusieurs variations de débit se succèdent ? La manière habituelle de traiter ce problème est d'utiliser le fait que les équations d'évolution de la pression sont linéaires en fonction du débit.

L'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de pression consécutives à chacun des débits. Cette propriété s'appelle principe de superposition. [1]

➤ *Cas de deux débits*

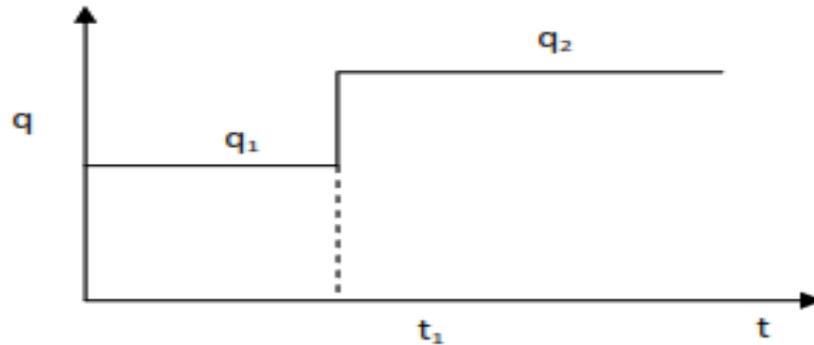


Figure I.13 Historique à deux débits

Soit :

$$p_i - p(t) = + \frac{qB\mu}{2\pi kh} P_D(t)$$

l'évolution de la pression due à un débit q commençant à l'instant t = 0.

L'historique décrit par la figure I.4 peut être considéré comme la somme :

- d'une production à débit q1, depuis t = 0 ;
- d'une production à débit (q2- q1) depuis t = t1.

L'évolution de la pression due à cet historique de débit est égale à :

$$p_i - p(t) = + \frac{qB\mu}{2\pi kh} P_D(t) + \frac{(q_2 - q_1)B\mu}{2\pi kh} P_D(t - t_1) \dots\dots\dots (I.35)$$

➤ *Remontée de pression :*

Un cas est particulièrement intéressant : le cas où q2 est nul. Il représente la grande majorité des essais (Figure I.14).

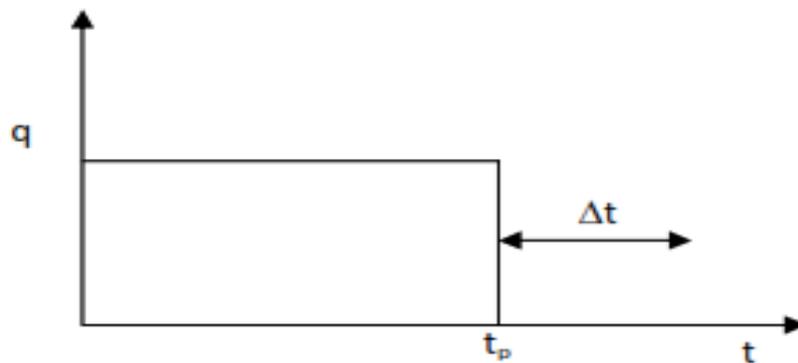


Figure I.14 : Test de fermeture

L'équation (I.35) devient :

$$p_i - p(t) = + \frac{qB\mu}{2\pi kh} [P_D(t_p + \Delta t) - P_D(\Delta t)] \dots\dots\dots (I.36)$$

➤ *Historique quelconque :*

Dans le cas d'un historique quelconque (figure I.15) :

$$p_i - p(t) = + \frac{qB\mu}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) P_D (t - t_{i-1}) \dots\dots\dots (I.37)$$

Avec $q_0 = 0$ et $t_0 = 0$.

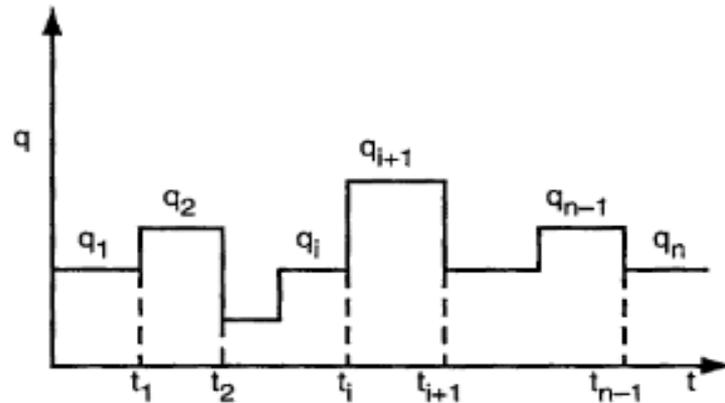


Figure I.15 : Historique quelconque des débits

I.5.4 L'indice de productivité

L'index de productivité (IP) représentent l'évolution de l'inflow , c'est-à-dire la migration des fluides du réservoir vers le puits.

L'IP est le débit du puits divisé par la différence entre la pression moyenne de l'aire de drainage et la pression au fond du puits .

$$IP = \frac{q}{p - p_{wf}} \dots\dots\dots (I.38)$$

I.6 les méthodes d'interprétation

Les méthodes d'interprétation des essais de puits se divisent en deux grandes familles :

- ❖ Méthodes conventionnelles.
- ❖ Méthodes modernes.

A l'intérieur de ces deux grandes familles, les méthodes dépendent de la nature du puits, de celle du réservoir et des limites du réservoir.

I.6.1 Procédure d'interprétation:

Diagnostic (Comparaison des différentes périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.

L'interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification) : C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

Validation (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.) : L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. [4]

I.6.2 Méthodes conventionnelles d'interprétation:

Lors d'un essai de puits en réservoir homogène infini, deux écoulements sont visibles, si l'essai a une durée suffisante :

- un écoulement lié à l'effet de capacité de puits ;
- un écoulement radial circulaire sur toute la hauteur du réservoir.

Trois conditions de débit sont traitées :

- Le test en débit (drawdown).
- Le test en remontée de pression (buildup).
- L'historique quelconque des débits.

❖ Test en débit (drawdown) :

C'est un test pour un puits qui produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face de la formation comme une fonction de temps de production. L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits après une mise en production à débit constant q a été établie au paragraphe I.4.4.

Quand la mesure de la pression est réalisée dans le puits émetteur de la perturbation de débit $r = r_w$.

La fonction E_i peut être remplacée par son approximation logarithmique, et En tenant compte des pertes de charge dans le skin, l'équation devient en unités US:

$$p_i - p(t) = + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,87 S \right) \dots \dots \dots (II.1)$$

L'équation (II.1) montre que la pression fond évolue logarithmiquement en fonction du temps. Si l'on porte sur un graphique la pression mesurée au fond du puits en fonction du logarithme du temps, on observe, une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de

penste m : $m = + \frac{162,6qB\mu}{kh}$

La pente m permet de déterminer le kh du réservoir : $kh = + \frac{162,6qB\mu}{m}$

La valeur du skin est calculée à partir de la mesure de la pression à 1 heure sur la droite semi-log ; pour ce point $\log t = 0$.

$$S = 1,15 \left[\frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right] \dots \dots \dots (II.2)$$

❖ Remontée de pression (buildup) :

➤ *Méthode de Horner*

Est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture. [1]

Les notations utilisées sont présentées sur la figure I.16 :

- $p_{wf}(t)$ est la pression en écoulement. Le temps est compté depuis le début de la mise en production.
- $p_{ws}(t)$ est la pression en remontée de pression. Le temps est compté depuis le moment t_p de la fermeture du puits : $p_{ws}(\Delta t = 0) = p_{wf}(t_p)$

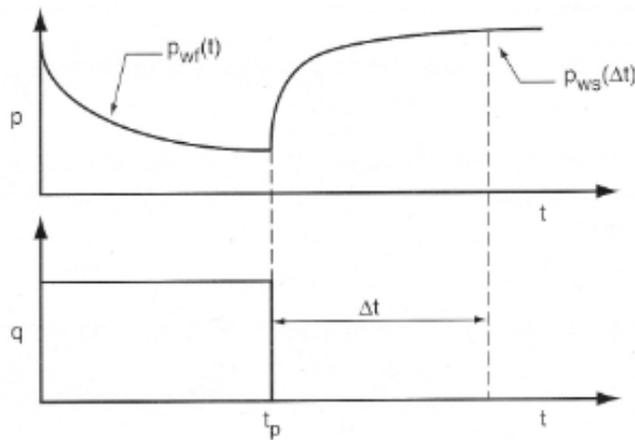


Figure I.16 : Test de remontée de pression

La fonction Ei peut être remplacée par son approximation semi logarithmique de l'écoulement radial circulaire l'équation en unité US devient :

$$p_i - p_{ws}(\Delta t) = \frac{162,6qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots\dots\dots (II.3)$$

L'équation (II.2) montre que la pression fond varie linéairement en fonction de \log . Le calcul de la pente m et le kh se fait par la même méthode que la méthode précédente.

La valeur du skin est calculée à partir de la différence entre la pression p_{1h} et la pression au moment de la fermeture du puits $p_{wf}(t_p)$ par

$$S = 1,15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3,23 \right] \dots\dots\dots (II.4)$$

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ cette valeur de pression est appelée **pression extrapolée p^*** . Elle est égale à la pression initiale du réservoir dans la plupart des tests initiaux. Elle permet de calculer la pression moyenne dans le moment qui la production n'est pas négligeable par rapport aux quantités en place.

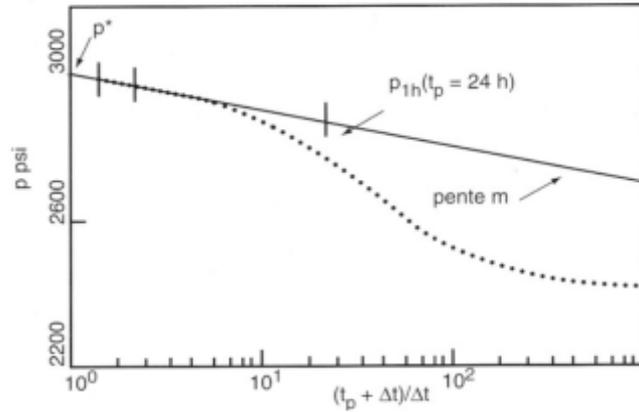


Figure I.17 : Semi-log Horner plot

➤ **Méthode MDH (Miller - Dyes et Hutchinsonson)**

Si $t_p \gg \Delta t$: $(p_{ws}(\Delta t) = p_{wf})$

L'équation de Horner devient:

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6 \cdot q \cdot B \cdot \mu}{kh} (\log \Delta t - \log t_p) \dots \dots \dots (II.5)$$

Le calcul de la pente **m** et le **kh** se fait par la même méthode que la précédente.

La valeur du skin est calculée à partir de la différence entre la pression p_{1h} et la pression au moment de la fermeture du puits $p_{wf}(t_p)$ par : [1]

$$S = 1,15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3,23 \right] \dots \dots (II.6)$$

❖ **La Historique quelconque des débits :**

Un essai après un historique quelconque des débits s'interprète en utilisant le principe de superposition des débits .

Une fois l'effet de capacité de puits terminé, l'évolution de la pression est donnée par l'équation (II.1). L'équation (I.37) devient alors :

$$p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{162,6qB\mu}{kh} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \log \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{n-1} - t_{i-1} - \Delta t} (q_n - q_{n-1}) (\log \Delta t + \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} - 3,23 + 0,87 S) \dots \dots \dots (II.7) \right.$$

Le calcul de la pente **m**, le **kh** et **Pse** fait par la même méthode de Horner.

La valeur du skin est calculée par :

$$S = 1,15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_{n-1})}{(q_{n-1} - q_n)m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3,23 \right] \dots \dots \dots (II.8)$$

➤ Simplification de l'historique des débits:

Pour interpréter la remontée de pression finale, la méthode d'interprétation la plus simple consiste à réduire l'historique à un seul débit et à utiliser la méthode de Horner pour l'interprétation. [1]

L'historique de production à un débit qui remplace l'historique (n-1) débits doit respecter les principes suivants :

- débit = dernier débit ;
- temps de production équivalent :

$$t_{pe} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} q_i(t_i - t_{i-1})}{q_n} \dots\dots\dots (II.9)$$

Ce temps de production est destiné à assurer une production totale identique à celle de l'historique réel.

I.6.3 Les méthodes modernes

La solution d'une équation mathématique peut être trouvée à l'aide des fonctions élémentaires, mais ce n'est pas toujours possible de trouver cette expression pour certains intégraux ou équations différentielles ; alors une présentation graphique de la solution est indispensable et même quand l'expression analytique de la solution est trop compliquée, il est préférable de travailler avec des courbes que manipuler des sommations infinies ou des intégrales impropres.

Dans le domaine pétrolier, la solution de l'équation de diffusivité pour des différentes conditions aux limites engendre une expression analytique trop compliquée .

L'introduction des courbes de dérivative a amélioré beaucoup l'interprétation avec la distinction simple des différents régimes d'écoulement.

❖ Courbes types

L'analyse par les courbes types a été introduite dans l'industrie pétrolière par AGARWAL et autres (1970) comme outil puissant une fois utilisée en même temps que l'analyse conventionnelle par tracé semi log.

Une courbe type est une représentation graphique des solutions théoriques aux équations d'écoulement. L'analyse par courbe type se compose de trouver la courbe théorique qui simule la réaction réelle du réservoir une fois soumis aux changements de débit de production ou de pression. La courbe peut être trouvée graphiquement par superposition d'un graphique de l'essai réel avec un graphique de courbe type et rechercher

la courbe qui fournit la meilleure coïncidence. Puisque les courbes types sont une présentation graphique des solutions théoriques aux équations d'écoulement au régime transitoire et semi permanent, ils sont habituellement présentés en termes de variables sans dimensions (par exemple, P_D , T_D , r_D , et C_D) plutôt que de vraies variables (par exemple, Δp , Δt , r , et C). Le réservoir et les paramètres de puits, tels que la perméabilité et le Skin, peut alors être calculée à partir des variables sans dimensions définissant ce courbe type.

La variable peut être rendue « sans dimensions » en se multipliant elle par un groupe de constantes avec des dimensions opposées, mais le choix de ce groupe dépendra du type de problèmes à résoudre.

Par exemple, pour créer la pression sans dimensions, le Δp réel de chute de pression en psi est multiplié par le groupe A avec des unités de psi⁻¹, ou : $P_D = A\Delta p$

Pour trouver le groupement A on fait appel à l'équation de Darcy en régime permanent:

$$Q = \left[\frac{kh}{141.2B\mu[\ln(r_e/r_{wa})]} \right] \Delta p \dots\dots\dots (II.10)$$

Avec r_{wa} est le rayon apparent du puits : $r_{wa} = r_w e^{-s}$

Alors

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_{wa}}\right) - \frac{1}{2} = \left[\frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \Delta p \dots\dots\dots (II.11)$$

Puisque le coté gauche de l'équation est sans dimension, alors même le coté droit est adimensionnel d'où

$$P_D = \left[\frac{kh}{141.2QB\mu} \right] \Delta p \dots\dots\dots (II.12)$$

Prenant le logarithme des deux membres on obtient :

$$\log(P_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \dots\dots (II.13)$$

pour un débit constant, la différence entre le logarithme de la Δp et celui de la pression adimensionnelle sera :

$$\log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \dots\dots\dots(II.14)$$

d'une façon similaire le temps adimensionnel est donné par :

$$t_D = \left[\frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right] t \dots\dots\dots(II.15)$$

Prenant le logarithme des deux membres de cette équation on aura :

$$\log(t_D) = \log(t) + \log\left[\frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] \dots\dots\dots(II.16)$$

la différence entre la variable t et la variable adimensionnelle t_D sera :

$$\log \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right] \dots \dots \dots (II.17)$$

ainsi le tracé de $\log(\Delta p)$ en fonction de $\log(t)$ aura la même forme que le tracé de $\log(P_D)$ en fonction de $\log(t_D)$, mais les deux courbes seront décalées verticalement et horizontalement par $\log \left(\frac{kh}{141.2QB\mu} \right)$ et $\log \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right]$ respectivement voir (**Figure II.18**)

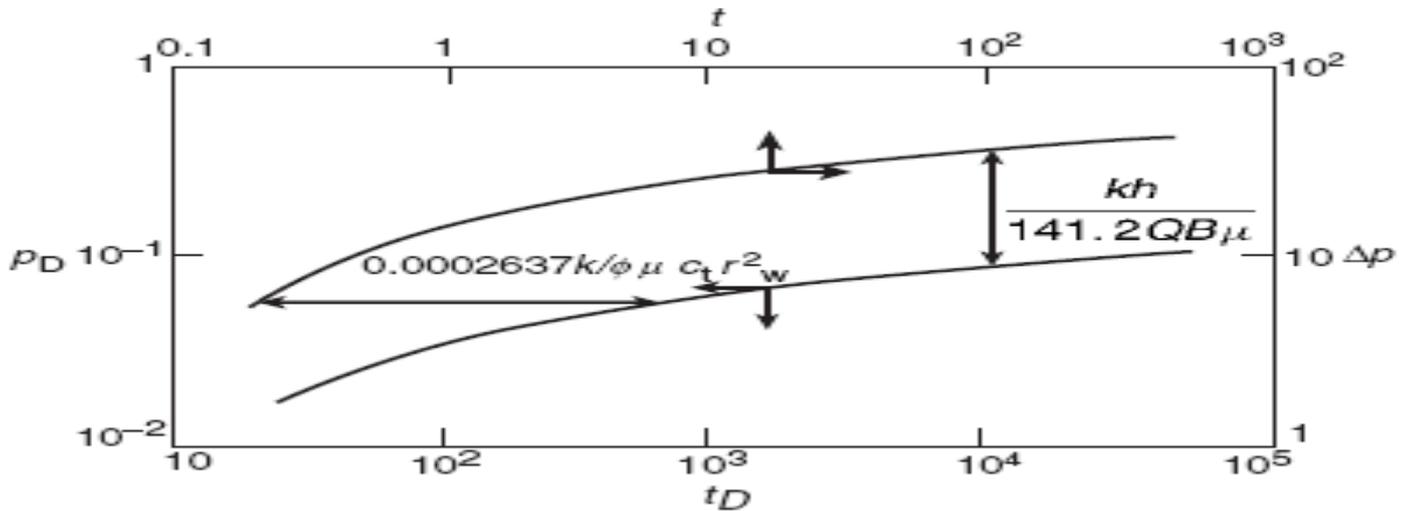


Figure I.18 Concept de courbe type

Si on déplace la courbe de pression vs temps jusqu'elle coïncide avec celle du courbe type, les paramètres du réservoir sont aisément calculés à partir du point de match « coïncidence » avec les relations II.10 et II.11.

La solution de l'équation de diffusivité dans un cas simple (voir **Figure II.19**) est donnée par :

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \dots \dots \dots (II.18)$$

Et pour un argument $t_D/r_D^2 > 25$ l'équation peut être approchée à :

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D/r_D^2) + 0,080907] \dots \dots \dots (II.19)$$

Notant que :

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \left[\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_t r^2} \right] t \dots \dots \dots (II.20)$$

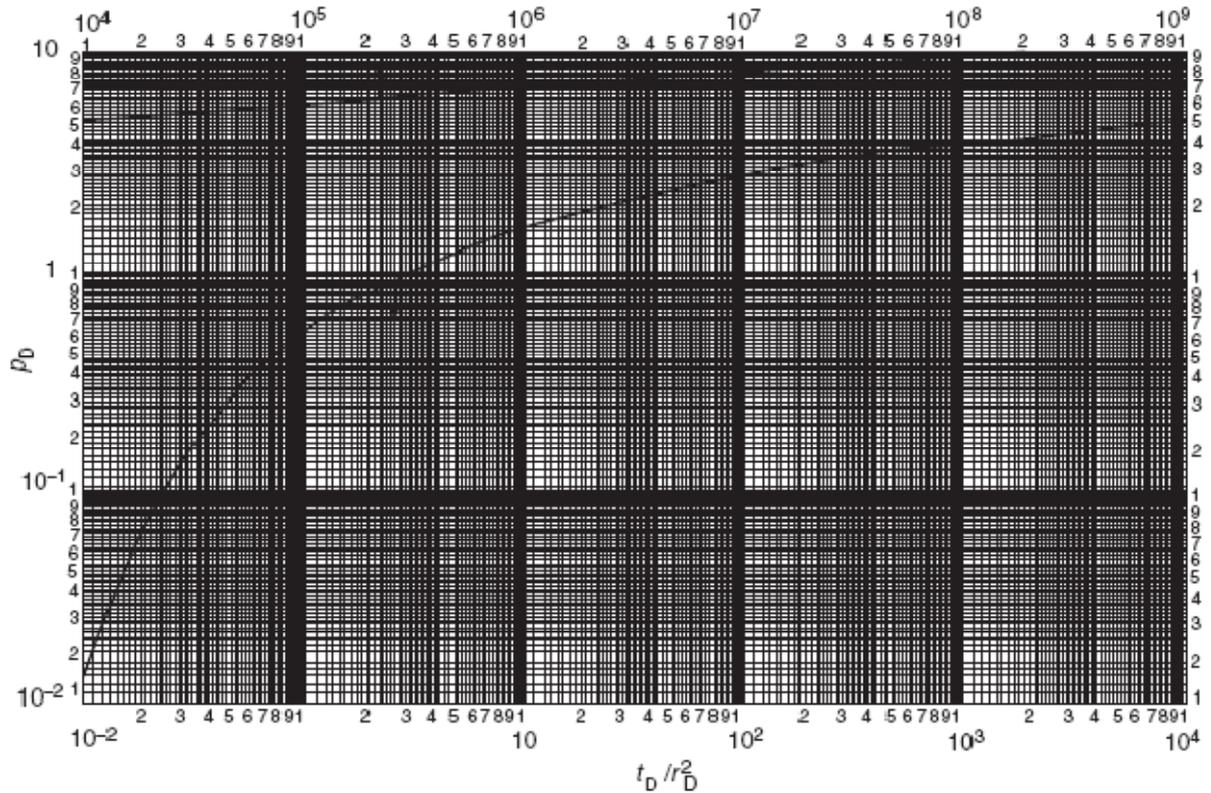


Figure I.19 : solution théorique de l'équation de diffusivité dans réservoir infini sans effet de capacité

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

$$\log\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) = \log\left(\frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r^2}\right) + \log(t) \dots\dots\dots (II.21)$$

Les équations II.10 et II.11 suggèrent que le tracé de $\log(\Delta p)$ vs $\log(t)$ ait la même forme que celui de $\log(P_D)$ vs $\log(t_D/r_D^2)$, mais juste décalés verticalement et horizontalement par : $\log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right)$ Et $\log\left[\frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right]$ respectivement.

Déplaçant le tracé de la pression verticalement et horizontalement jusqu'à ce qu'il coïncide avec l'un des courbes types (voir Figure II.20) et prenant les coordonnées du point de match, les propriétés du réservoir vont être déduites comme suit :

$$\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP} = \frac{kh}{141.2Q\mu B} \dots\dots\dots (II.22)$$

$$\left(\frac{t_D/r_D^2}{t}\right)_{MP} = \frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (II.23)$$

L'indice MP réfère au match point « point de coïncidence ».

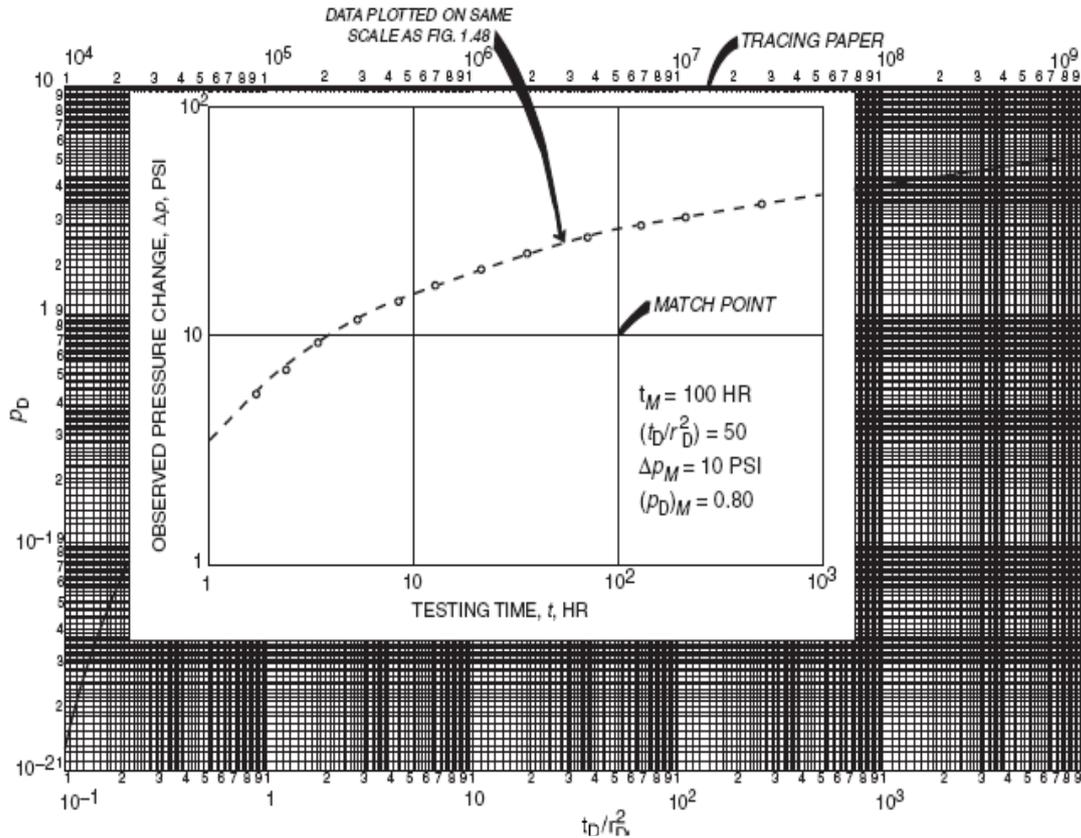


Figure I.20 : obtention d'un match point à partir de courbe

❖ **Courbes types de Gringarten :**

L'inconvénient majeur de la méthode conventionnelle est qu'elle ne tient pas en compte de l'effet de capacité, celui qui masque la première réponse du puits durant un essai de puits. Pour cela Gringarten introduisit pour la première fois des courbes types qui tiennent en compte de cet effet.

Pendant la première réponse du puits la pression est exprimée par :

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \dots \dots \dots (II.24)$$

Ou bien $p_D = \log(t_D) - \log(C_D) \dots \dots \dots (II.25)$

A la fin de cette période la réponse en pression du puits dans un réservoir infini est donnée par :

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80901 + 2s] \dots \dots \dots (II.26)$$

Il est plus convenable durant cette période d'inclure le facteur du capacité C_D , alors ajoutant et retranchant la même quantité dans l'équation précédente on obtient :

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) - \ln C_D + 0.80901 + \ln C_D 2s] \dots \dots \dots (II.27)$$

alors

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80901 + \ln(C_D e^{2s}) \right] \dots \dots \dots (II.28)$$

Gringarten et autres (1979) ont exprimé cette dernière équation sous forme d'un graphique dans une échelle log-log pour des différentes valeurs du groupement $C_D e^{2s}$ (voir Figure II.21).

Les variables adimensionnelles sont données comme suit :

➤ *Pour un essai drawdown :*

$$p_D = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2QB\mu} = \frac{kh\Delta p}{141.2QB\mu} \dots \dots \dots (II.29)$$

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) \left(\frac{\phi h c_t r_w^2}{0.8396C} \right)$$

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0,0002951kh}{\mu C} \right) t \dots \dots \dots (II.30)$$

Les propriétés du réservoir sont déduites à partir de match point avec :

$$\left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} = \frac{kh}{141.2QB\mu} \Rightarrow k = \frac{141.2QB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} \dots \dots \dots (II.31)$$

$$\left(\frac{t_D/C_D}{t} \right)_{MP} = \frac{0,0002951kh}{\mu C} \Rightarrow C = \frac{0,0002951kh}{\mu \left(\frac{t_D/C_D}{t} \right)_{MP}} \dots \dots \dots (II.32)$$

$$C_D e^{2s} = \left[\frac{5.615C}{2\pi\mu c_t} \right] e^{2s} \dots \dots \dots (II.33)$$

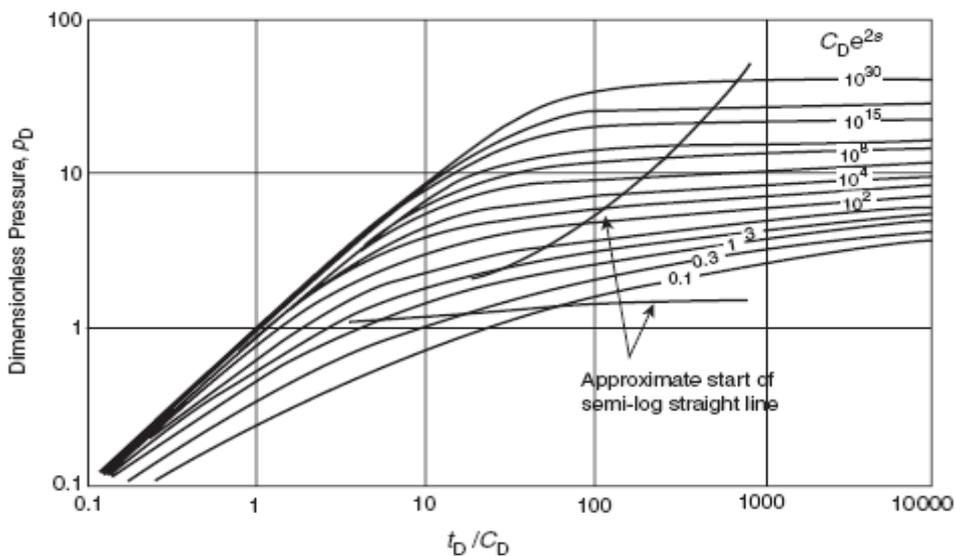


Figure I.21 : courbes type pour un puits homogène avec effets de Skin et capacité

➤ **Pour build up :**

Il faut noter que les solutions de l'équation de diffusivité sont obtenus pour un puits en écoulement ce qui implique un test de type drawdown, pour cela ces solutions ne sont valable pour build up que si le temps de production est assez grand par rapport à la période de test. Cependant, Agarwal (1980) introduisit empiriquement la notion de « temps équivalent » ce qui rend possible l'utilisation des courbes types pour un essai build up sans avoir un temps de production assez long avec :

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1+(\Delta t/t_p)} \dots\dots\dots (II.34)$$

Δt_e : le temps équivalent ;

t_p : temps de production ;

Δt : temps de fermeture.

Le temps équivalent est désigné pour tenir en compte du temps de production ainsi :

$\Delta p = p_{ws} - p_{wf}$ se transforme en $\Delta p = p_i - p_{wf}$. Les autres variables adimensionnelles sont :

$$p_D = \frac{kh(p_{ws}-p_{wf})}{141.2QB\mu} = \frac{kh\Delta p}{141.2QB\mu} \dots\dots\dots (II.35)$$

$$C_D e^{2s} = \left[\frac{5.615C}{2\pi\mu c_t r_w^2} \right] e^{2s} \dots\dots\dots (II.36)$$

Après avoir trouvé la courbe la plus convenable parmi les courbes type (voir Figure II.22), les propriétés de réservoir peuvent être déterminées par les relations suivantes :

$$k = \frac{141.2Q\mu B}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} \dots\dots\dots (II.37)$$

$$C = \frac{0,0002951kh}{\mu} \left(\frac{\Delta t_e}{t_D/C_D} \right)_{MP} \dots\dots\dots (II.38)$$

Le Skin est obtenu à partir de l'expression

$$C_D e^{2s} = \left[\frac{5.615C}{2\pi\mu c_t r_w^2} \right] e^{2s} \dots\dots\dots (II.39)$$

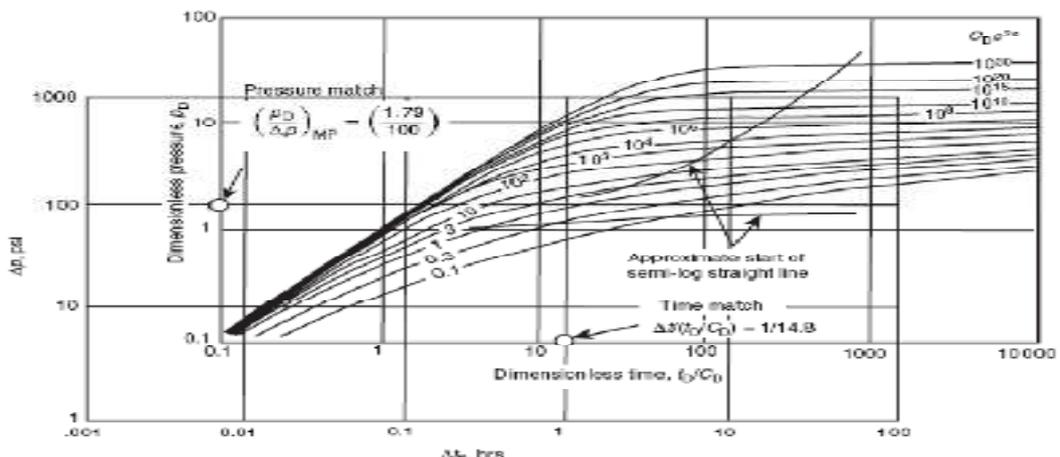


Figure I.22 : détermination des paramètres du réservoir à partir des courbes types pour un essai build up

❖ La dérivative :

Les courbes types étaient un outil puissant pour l'identification des régimes d'écoulement pendant la période de dominance de l'effet de capacité ou de comportement radial infini du réservoir ; cependant et à cause de la similarité qui existe entre les différentes courbes types surtout pour des valeurs très élevées de la variable adimensionnelle $C_D e^{2s}$ il est difficile d'obtenir une solution unique du problème posé et trouver les vrais caractéristiques du réservoir.

D'un autre côté Tiab & Kumar (1980), Bourdet & autres (1983) ont posé le problème d'identification des régimes d'écoulement afin de choisir le bon modèle et appliquer les propres formules. Bourdet et ses co-auteurs ont proposé que les différents régimes d'écoulement aient des caractéristiques distinguées quand on trace la dérivative de pression en fonction de temps sur échelle log-log voir Figure II.23, et depuis-là l'interprétation des essais de puits est améliorée énormément.

L'utilisation des courbes de la dérivative fournit les avantages suivants :

- Les hétérogénéités difficilement observées sur le plot de courbes type est amplifiées sur la dérivative
- Les régimes d'écoulement sont facilement distingués
- Le tracé de la dérivative nous offre la possibilité de traiter plusieurs régimes dans une seule courbe.
- Elles fournissent un moyen pour l'amélioration des résultats obtenus par courbes types d'où l'augmentation de la précision

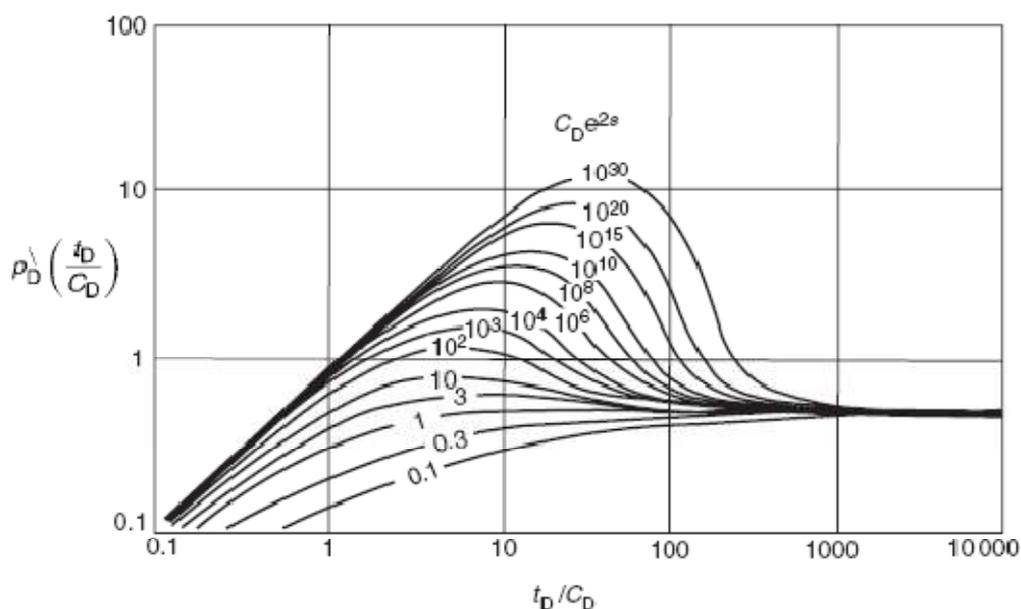


Figure I.23 : les courbes de dérivative de pression selon Bourdet

La dérivative de pression est une dérivation de la pression adimensionnelle par rapport au logarithme népérien du groupe t_D/C_D .

$$\frac{dP_D}{d \ln(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} P'_D \dots\dots\dots (II.40)$$

Pendant la dominance de l'effet de capacité :

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \text{ alors } \frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = 1.0 \text{ et } P'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{t_D}{C_D} \dots\dots (II.41)$$

Donc le tracé de la dérivative pendant cette période va donner une droite de pente unitaire.

Durant l'écoulement radial infini :

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80901 + \ln(C_D e^{2s}) \right] \dots\dots\dots (II.42)$$

$$\frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{(t_D/C_D)} \right] \dots\dots\dots (II.43)$$

$$P'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{1}{2} \dots\dots\dots (II.44)$$

Alors pendant cette période la dérivative donne une ligne horizontale de valeur $\frac{1}{2}$.

Et ces sont les droite essentiellement utilisé avec la dérivative pour trouver la courbe la plus convenable. En fait tous les courbes-presque- passent par la première bissectrice et termine par une droite horizontale caractérisant un écoulement radial, et elles se différent dans la zone de transition entre ces deux droites. Voir Figure II.23

Ainsi on peut démontrer que la dérivative donne une droite de pente un demi (0.5) pour un écoulement linéaire et une autre de pente un quart (0.25) pour un écoulement bilinéaire.

En pratique les deux courbes sont combinées dans un seul graphique pour plus de précision. Voir Figure II.24

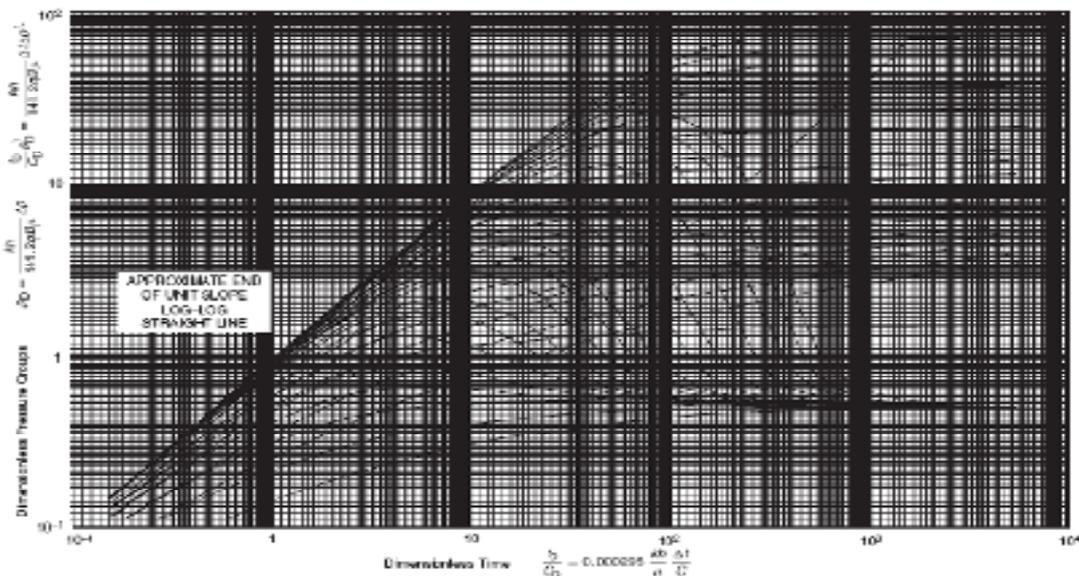


Figure I.24 : la combinaison des courbes types et dérivative améliore l'interprétation des résultats

❖ **Calcul de la dérivative :**

L'inconvénient majeur de cette technique réside dans le fait que ce n'est pas toujours évident d'avoir une série de donnée dérivable alors on trouve des fois des nuages de points très dispersé et qui ne ramène aucune information sur le comportement de réservoir, pour cela on fait recours souvent à des logiciels pour lisser la courbe de la dérivative.

Le calcul se fait de la manière suivante (voir Figure II.25):

Avec un schéma forword :

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} + p_{i-1}}{x_{i+1} + x_{i-1}} \dots\dots\dots (II.45)$$

Avec un schéma central:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{(\Delta p_1 / \Delta x_1) \Delta x_2 + (\Delta p_2 / \Delta x_2) \Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2} \dots\dots (II.46)$$

Dans le cas général la dérivative est obtenu à l'aide de la méthode de moindre carré avec

$$-m = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \sum_{i=1}^n \ln(t_i) - n \sum_{i=1}^n [p_i \ln t_i]}{[\sum_{i=1}^n \ln t_i]^2 - n \sum_{i=1}^n [\ln t_i]^2} \dots\dots (II.47)$$

Avec « n » est le nombre de points pris dans le calcul de la dérivative, il est évident que plus n est grand plus la courbe est lisse ; mais un nombre important de point peut risquer de se dévier du comportement réel de la pression.

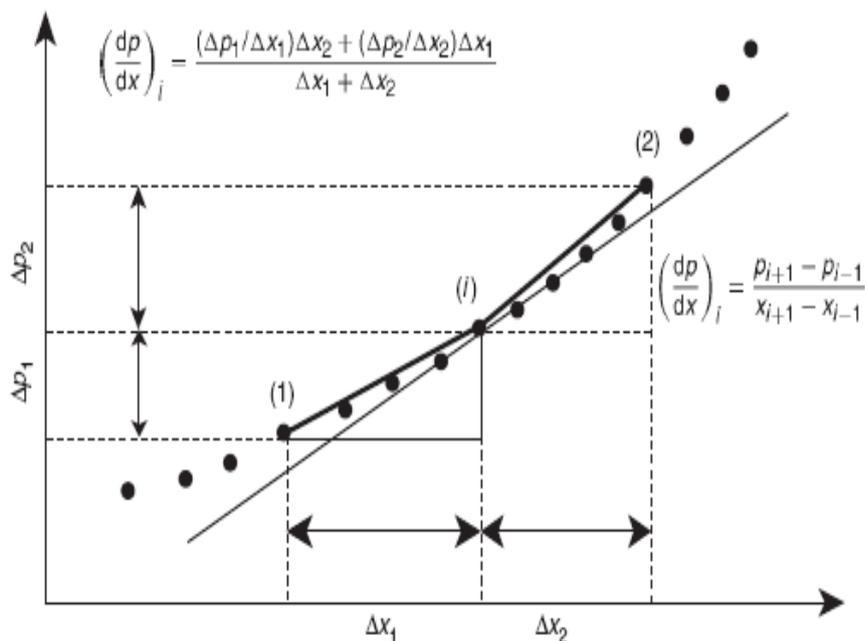


Figure I.25 : calcul de la dérivative

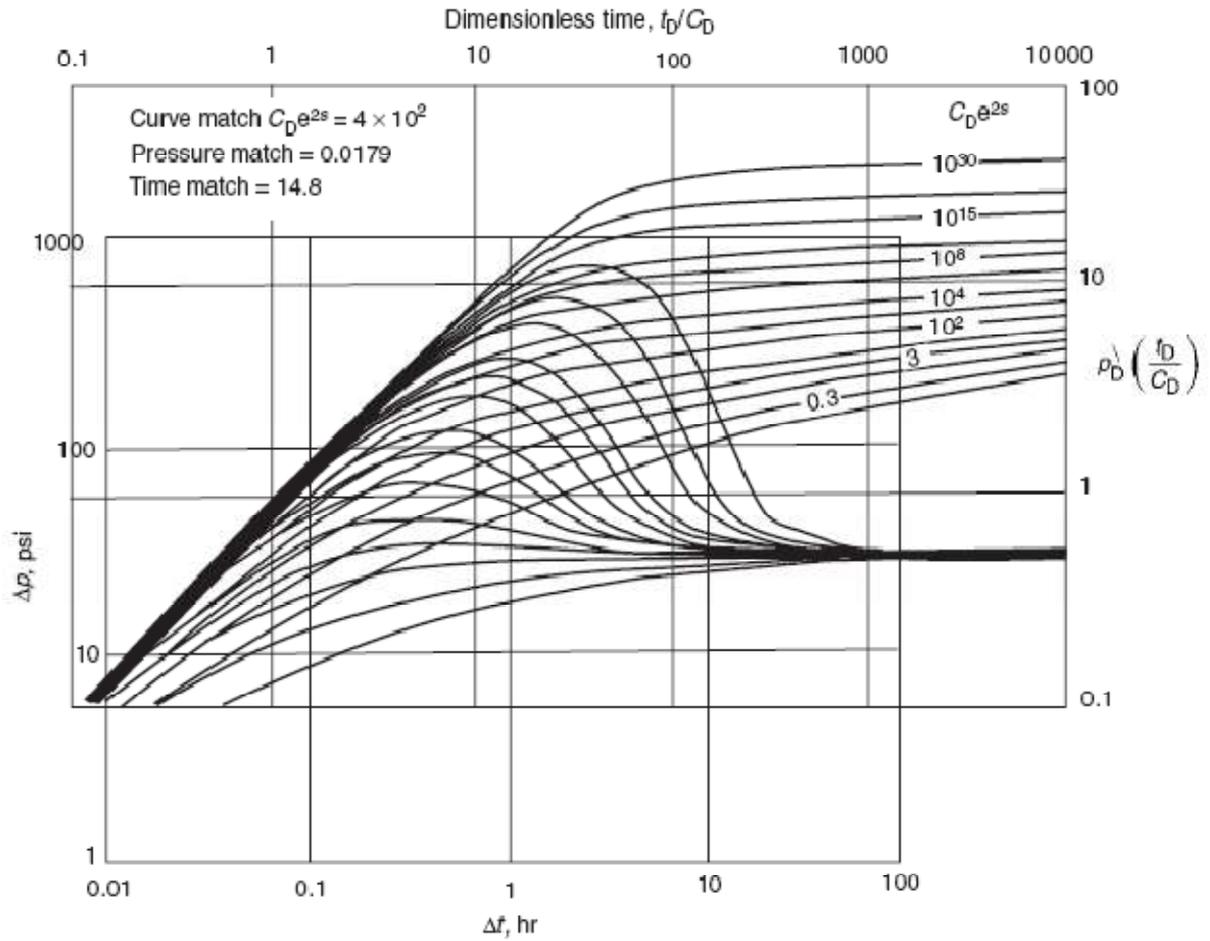


Figure I.26 : déplacement de la courbe de pression et sa dérivée sur les courbes types pour avoir la courbe appropriée

Chapitre II:

Régimes d'écoulement dans les puits horizontaux

II.1 Introduction

Ce chapitre rassemble les différents régimes d'écoulement qui peuvent avoir lieu pendant un essai de puits et pourtant toutes les hypothèses simplificatrices l'interprétation des essais nécessite la combinaison de deux techniques : conventionnelle et courbes types (dérivés) afin d'appliquer la propre formule et estimer les paramètres de réservoirs

Pour cela une simulation qui tient en compte le maximum d'information sur le puits paraît plus exacte pour l'interprétation des résultats des essais aux puits horizontaux.

Dans ce partie on considère le puits strictement horizontal, dans une formation homogène avec épaisseur uniforme h , traverse horizontalement sur une longueur L_w , Le puits du rayon r_w , le réservoir limité par des épontes imperméables. Le puits est trouvée à une distance z_w du mur du réservoir. [5]

II.2 Géométrie du puits horizontal

L'interprétation des données de test d'un puits horizontal est plus compliquée que celle d'un puits vertical du fait que la géométrie de l'écoulement est en 3 D, on n'a plus un écoulement radial symétrique qui est le plus souvent présent dans le puits vertical, mais plusieurs régimes d'écoulement peuvent potentiellement avoir lieu pendant un essai, et on doit les tenir en compte dans l'interprétation.

L'effet de capacité et du skin sont tous importants et peuvent perturber l'identification des régimes d'écoulement.

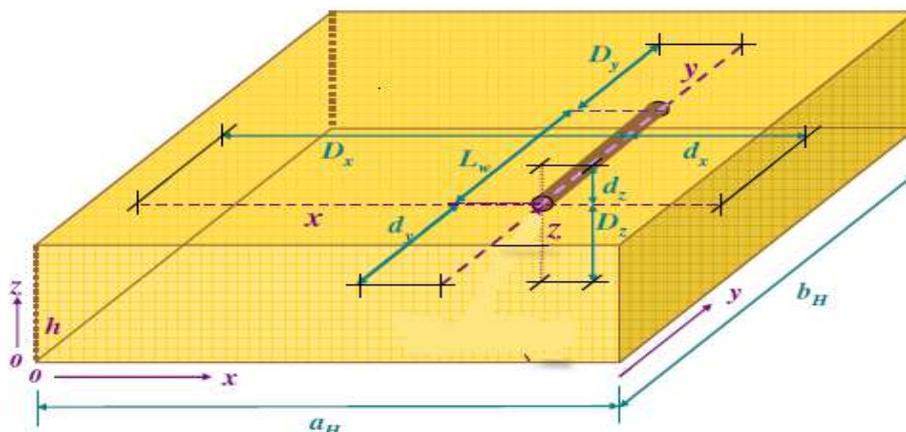


Figure II.1 : géométrie du réservoir et puits horizontal

Dans un puits vertical on ne s'intéresse que de la perméabilité horizontale et la hauteur nette, en revanche dans un horizontal on doit considérer la géométrie détaillée du réservoir et des valeurs de la perméabilité dans les trois directions . La figure qui suit montre le schéma général géométrie du réservoir et puits .

II.3 Régimes d'écoulement

On doit rappeler que n'importe quel régime peut –être absent durant l'essai à cause de la géométrie et de la capacité ... etc.

Principalement on a 5 régimes :

- Premier écoulement radial.
- Ecoulement hémi radial.
- Premier écoulement linéaire.
- Dernier écoulement radial.
- Dernier écoulement linéaire.

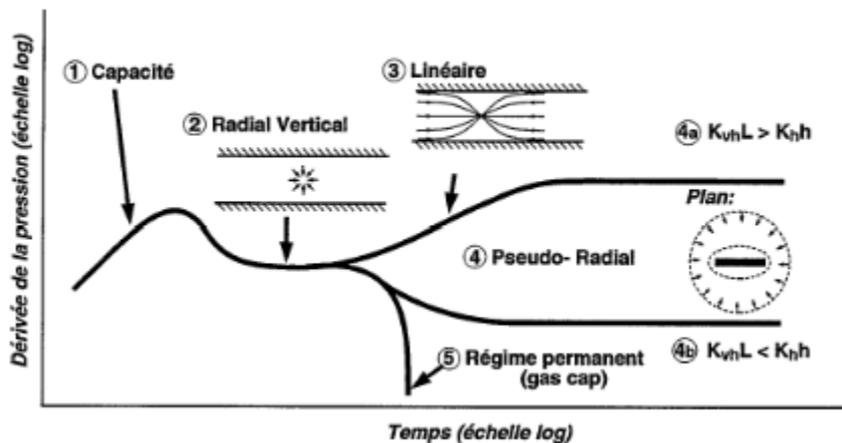


Figure II.2 Schéma général de courbe type de la dérivée de la pression pour les réservoirs homogènes [6]

II.3.1 Premier écoulement radial :

Le premier écoulement observé pour les temps petits correspond à un écoulement radial circulaire dans un plan perpendiculaire à l'axe du puits (fig.II.3); cependant une forme elliptique allongée vers la direction de la plus grande perméabilité (k_x) est plus exacte, mais ça ne complique pas trop le phénomène. L'écoulement est analogue à celui d'un vertical avec pénétration totale la réponse de la pression est donnée par :

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z L_w}} \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_x k_z t}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.227 + 0.868 S_d \right] \dots \dots \dots (4.1)$$

Cet écoulement commence dès le début du test, mais il peut être caché par l'effet de capacité, et ça termine quand la perturbation atteint la limite supérieure la plus proche d_z , ou bien quand le fluide vient des extrémités du puits. le temps de sa fin est le minimum de ces deux derniers [6].

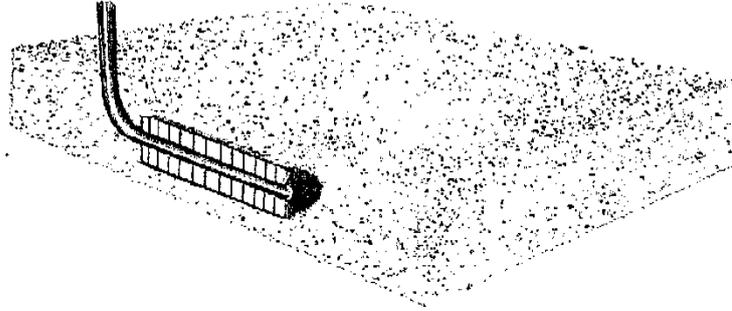


Figure II.3 : Ecoulement radial vertical.

Selon Odeh & Babu :

$$t_{Eerf} = \frac{1800d_z^2 \phi \mu c_t}{k_z} \dots\dots\dots(4.2)$$

Ou bien

$$t_{Eerf} = \frac{125L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \dots\dots\dots(4.3)$$

Et selon Goode al.

$$t_{erf} = \frac{190h_s^2 \mu \phi c_t}{k_z r_w^{0.095}}$$

Avec h_s est distance entre le puits et la limite supérieure.

L'équation II.10 suggère dans un plot semi log une courbe linéaire de pente m :

$$|m| = \frac{162.6QB\mu}{L_w \sqrt{k_x k_z}} \dots\dots\dots(4.4)$$

Donc le produit $\sqrt{k_x k_z}$ sera :

$$\sqrt{k_x k_z} = \frac{162.6QB\mu}{L_w |m|} \dots\dots\dots(4.5)$$

L'équation pour le skin d'endommagement est :

$$s_d = 1.151 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{|m_{erf}|} - \log \left(\frac{\sqrt{k_x k_z} t}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots(4.6)$$

II.3.2 L'écoulement héli radial :

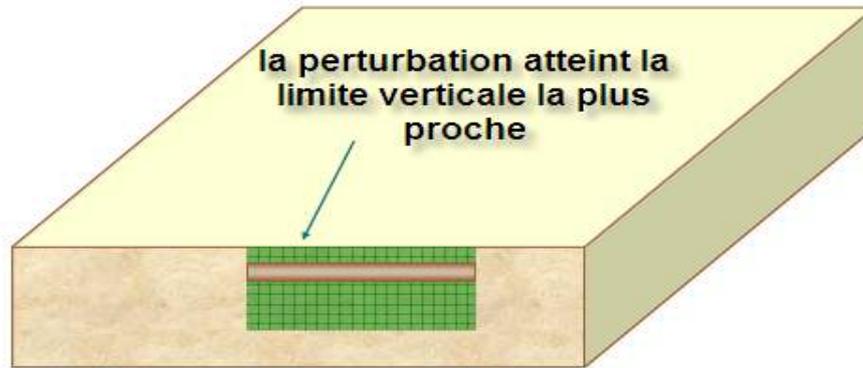


Figure II.4 l'écoulement héli radial

Quand le puits est excentré dans le réservoir, un autre régime appelé héli radial est observé (figure II.4).une autre analyse rigoureuse doit être fait pour distinguer ce régime du précédent, car ils apparaissent identiques (c'est juste la pente qui diffère) .en appliquant la méthode d'image on aura l'équation suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{325.2q\mu B}{\sqrt{k_x k_z} L_w} \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_x k_z} t}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.227 + 0.868 S_d \right] \dots\dots\dots (4.7)$$

Dans un plot semi log on obtiendra une ligne droite de pente m :

$$|m_{hrf}| = \frac{325.2QB\mu}{L_w \sqrt{k_x k_z}} \Rightarrow \sqrt{k_x k_z} = \frac{325.2QB\mu}{|m_{hrf}| L_w} \dots\dots\dots (4.8)$$

Pour estimer le skin d'endommagement s :

$$s_d = 2.303 \left[\frac{\Delta p_{1hr}}{|m_{erf}|} - \log \left(\frac{\sqrt{k_x k_z} t}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Ce régime termine quand la perturbation atteint la limite verticale la plus éloignée D_z , ou bien quand l'écoulement de fluide venant des extrémités devient important

Donc

$$t_{Ehrf} = \frac{1800 D_z^2 \phi \mu c_t}{k_z}$$

Ou bien

$$t_{Ehrf} = \frac{135 L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y}$$

Cet écoulement n'est pas observable dans le modèle de Goode & al. Car ils supposent un puits centré dans le réservoir.

II.3.3 Le premier écoulement linéaire :

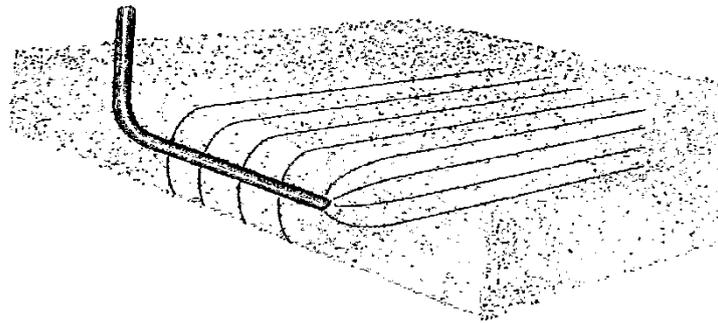


Figure II.5 : Ecoulement linéaire

Si la longueur du puits est plus grande que l'épaisseur du réservoir, cas fréquent pour les puits horizontaux, une période linéaire peut se produire dès que la variation de pression arrive aux épontes imperméables. En supposant connue la longueur du puits, on peut calculer la perméabilité k_y dans la direction perpendiculaire au puits (II.5) et le pseudo- skin ou skin géométrique causé par la pénétration partielle du puits dans la direction verticale (fig.II.6) [6]

l'équation gouvernante est la suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB}{L_w h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141.2QB\mu}{L_w \sqrt{k_x k_z}} (s_d + s_c) \dots \dots \dots (4.10)$$

Le plot de $p_i - p_{wf}$ vs \sqrt{t} donne une droite de pente :

$$|m_{elf}| = \frac{8.128QB}{L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{K_x \phi c_t}} \Rightarrow \sqrt{k_x} = \frac{8.128QB}{|m_{elf}| L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \dots \dots \dots (4.11)$$

Avec le Skin d'endommagement et de convergence sont les suivants :

$$s_d = \frac{L_w \sqrt{k_x k_z}}{141.2QB\mu} \Delta p_{t=0} - s_c \dots \dots \dots (4.12)$$

$$s_c = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + .25 \ln\left(\frac{k_x}{k_z}\right) - \ln\left[\sin\left(\frac{\pi d_z}{h}\right)\right] - 1.838 \dots \dots \dots (4.13)$$

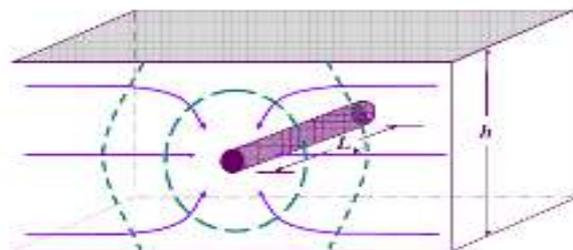


Figure II.6 : le Skin de convergence

Ce skin de convergence est dû à la déformation des lignes de courant aux abords du puits prenant une forme non plus linéaire comme modélisé par l'équation précédente mais circulaire.

Dans les courbes type cet écoulement est caractérisé par une droite d'un demi de pente, ça peut être juste asymptotiquement sous l'influence du Skin.

Ce régime se termine quand l'effet des extrémités du puits devient important d'où l'expression du temps de la fin ce régime :

$$t_{Eelf} = \frac{160L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y}$$

Et pour le modèle de conductivité infinie :

$$t_{elf} = \frac{20.8 \mu \phi c_t L_w^2}{k_y}$$

II.3.4 L'écoulement pseudo radial :

Cet écoulement ne peut avoir lieu que si : $\frac{L_w}{b_H} < 0.45$

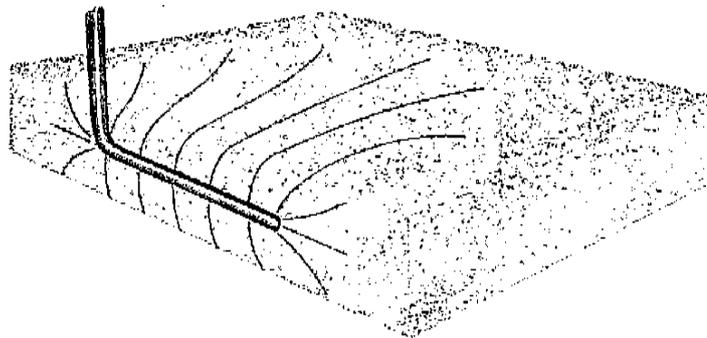


Figure II.7 : le régime d'écoulement pseudo radial

Là b_H est la largeur de côté du réservoir parallèle au puits, tant que la longueur du drain est petite par rapport à la largeur du puits ce régime peut avoir lieu. [6]

Il commence à :

$$t_{sprf} = \frac{1480L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y}$$

Ou bien pour le modèle de conductivité infinie:

$$t_{sprf} = \frac{1230L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y}$$

L'équation gouvernante est la suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z} h} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2.303 \right] + \frac{141.2QB\mu}{L_w \sqrt{k_z k_x}} (s_c + s_d) \dots \dots \dots (4.14)$$

Le plot de $p_i - p_{wf}$ vs t dans un papier semi log donnera une droite de pente m_{prf} :

$$|m_{prf}| = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z} h} \dots \dots \dots (4.15)$$

D'où on tire la perméabilité équivalente $\sqrt{k_x k_z}$:

$$\sqrt{k_x k_z} = \frac{162.6q\mu B}{|m_{prf}| h} \dots \dots \dots (4.16)$$

Et le Skin d'endommagement

$$s_d = \left(1.151 \sqrt{\frac{k_z L_w}{k_x h}} \right) \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m_{prf}} - \log \left(\frac{k_y}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 1.76 \right] - s_c \dots \dots \dots (4.17)$$

s_c est le Skin de convergence et est donnée par l'équation (3.13)

Dans un plot log-log cet écoulement est caractérisé par une horizontale dans la dérivée, similaire à un écoulement radial. La fin de ce régime comme les autres régimes est le minimum de deux expressions, le premier est

$$t_{Eprf} = \frac{2000\phi\mu c_t (L_w/4 + d_y)^2}{k_y}$$

Qui dépend de la perméabilité dans la direction « y » k_y et de la petite distance d_y , et de la longueur du puits. Cela indique la sensation d'un écoulement à travers les extrémités du puits .

La deuxième est :

$$t_{Eprf} = \frac{1650\phi\mu c_t d_x^2}{k_x}$$

Cette expression nous informe que la perturbation d'écoulement pseudo radial est arrivée à la frontière la plus proche dans la direction « x ».

et dans le modèle de conductivité infinie ce régime termine à :

$$t_{Eprf} = 297 \frac{(L_{xl} + L_{xd})^{2.095} \phi \mu c_t d_x^2}{k_y L_w^{0.095}}$$

II.3.5 Le dernier écoulement linéaire :

Cet écoulement commence après que la perturbation de pression atteint les limites de réservoir dans les deux directions « y » et « z », et l'écoulement dans ces directions devient semi-permanent [7]. Voir fig. II.8



Figure II.8 le régime de dernier écoulement linéaire

Le temps de début de ce régime est le maximum des deux expressions, l'une dépend du temps que fait la perturbation pour atteindre la limite la plus éloignée D_y , et qui tient en compte la perméabilité dans cette direction k_y :

$$t_{suf} = \frac{4800\phi\mu c_t (D_y + L_w / 4)^2}{k_y}$$

L'autre formule correspond à la direction « z » au lieu de « y ».

$$t_{suf} = \frac{1800\phi\mu c_t D_z^2}{k_z}$$

L'équation gouvernante est la suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB}{b_h h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141.2QB\mu}{b_h \sqrt{k_x k_z}} \left(s_p + s_c + \frac{b_h}{L_w} s_d \right) \dots (4.18)$$

La fin de ce régime est quand la perturbation de la pression atteint la barrière la plus proche dans la direction « x » alors :

$$t_{Eprf} = \frac{1650\phi\mu c_t d_x^2}{k_x}$$

On identifie ce régime par la pente d'un demi dans la dérivée de pression (ou asymptotiquement) dans ce ca là on trace sur un papier semi log la pression vs $\sqrt{\Delta t}$; d'après la pente de la courbe m_{lf} on peut estimer la perméabilité dans la direction « x » avec:

$$|m_{lf}| = \frac{8.128QB}{b_H h} \sqrt{\frac{\mu}{K_x \phi c_t}} \Rightarrow \sqrt{k_x} = \frac{8.128QB}{|m_{lf}| b_H h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \dots (4.19)$$

Alternativement si on connaît la perméabilité k_x on peut calculer la longueur de la zone de drainage b_H avec :

$$b_H = \frac{8.128QB}{|m_{uf}| \sqrt{k_x h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t}}} \dots \dots \dots (4.20)$$

Ce régime est le seul qu'on peut avec calculer le Skin total y compris le Skin dû à la pénétration partielle S_p le skin de convergence S_c , et le Skin de l'endommagement de la formation S_d .

$$s_d = \frac{L_w}{b_H} \left[\frac{b_H \sqrt{k_x k_z} \Delta p_{t=0}}{141.2QB\mu} - S_p - S_c \right] \dots \dots \dots (4.21)$$

Le Skin dû la pénétration partielle est une fonction très complexe son calcul est présenté dans l'annexe.

II.4 Autres régimes d'écoulement :

II.4.1 Les réservoirs fissurés (double porosité) :

La présence de fissures modifie de manière considérable les écoulements dans un réservoir. Dans un réservoir fissuré on peut considérer que coexistent un réseau de fissures et un réseau de matrice (fig. II.9).

Les deux réseaux poreux ont des caractéristiques géométriques, des porosités, des capacités et des perméabilités très différentes. [5]

A. Les paramètres d'un modèle double porosité :

Warren & Root ont introduit deux paramètres de double porosité :

➤ **Le rapport de capacité ω (storativity ratio) :**

C'est le rapport de capacité de la fracture sur la capacité totale du système.

$$\omega = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_{f+m}} = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_f + (\phi h C_t)_m} \dots \dots \dots (4.22)$$

Pratiquement ω varie entre 0.001 et 0.1.

➤ **Le coefficient d'échange λ (inter porosity flow) :**

Qui décrit l'aptitude du fluide de passer de la matrice vers les fissures :

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{K_m}{K_f} \dots \dots \dots (4.23)$$

α : est une caractéristique géométrique du système matrice-fissures définit par : $\alpha = \frac{A}{V_x}$

A : surface du bloc matriciel,

V_x : volume du bloc matriciel.

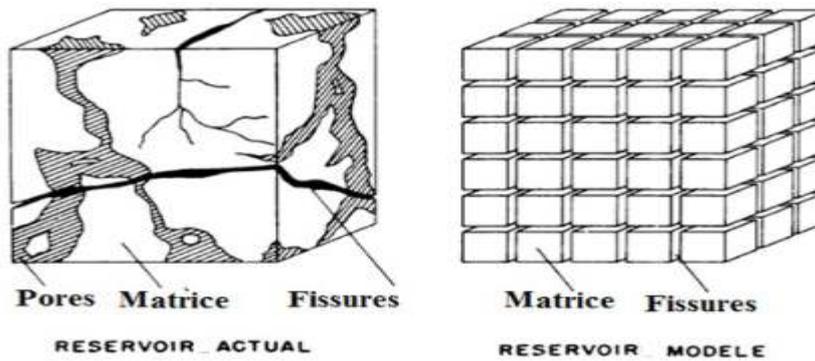


Figure II.9 : Modélisation d'un gisement naturellement fissuré

B. Succession des écoulements dans un réservoir fissuré :

Trois périodes d'écoulement se succèdent lors de la mise en production :

- **l'écoulement des fissures** : pendant cette période le réservoir fissuré se comporte comme un réservoir homogène de perméabilité k_f et de capacité $(\phi h c_t)_f$
- **une période de transition** : cette période correspond au début de la contribution de la matrice. L'analyse de la déplétion d'un bloc matriciel en milieu fissuré montre qu'après une période d'écoulement transitoire, un régime pseudo-permanent s'établit dans le bloc matriciel.
- **l'écoulement de l'ensemble matrice fissures** : une fois la période de transition terminée, le réservoir se comporte à nouveau comme un réservoir homogène de perméabilité k_f et de capacité $(\phi h c_t)_f$.

C. Remarque importante :

Il arrive souvent que l'effet de capacité de puits masque les deux premiers écoulements.

Dans ce cas, le test ne permet de déterminer ni λ , ni ω . Aucune caractérisation de la fissuration n'est possible (fig. II.10). [8]

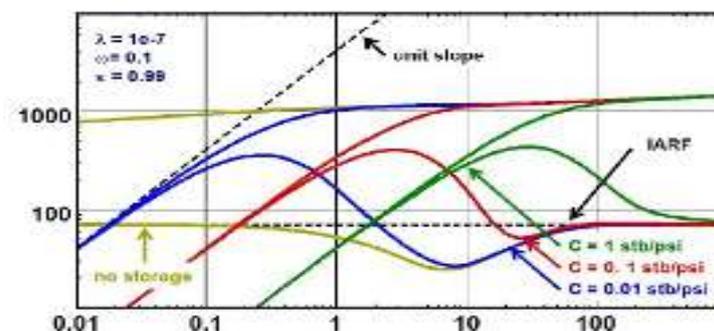


Figure II.10 : Effet de capacité

II.4.2 Les frontières du réservoir :

➤ Une faille étanche :

La présence d'une faille se caractérise par le doublement de la pente du droit semi-log. Le doublement de pente caractéristique de l'effet de la faille se traduit sur la dérivée par un doublement du niveau de la dérivée. Il passe de 0,5 à 1 sur un graphique sans dimension. (fig. II.11) [8]

Le moment où la dérivée quitte la première stabilisation permet de déterminer le rayon d'investigation du test correspondant au moment où la zone compressible atteint la faille. Cette détermination est plus précise que celle obtenue par la méthode conventionnelle.

- **La première stabilisation de la dérivée à 0.5 :** écoulement radial circulaire et les résultats seront : kh et $skin$.
- **Le seconde stabilisation de la dérivée à 1 :** écoulement semi-radial et les résultats seront : la distance entre le puits et la faille.

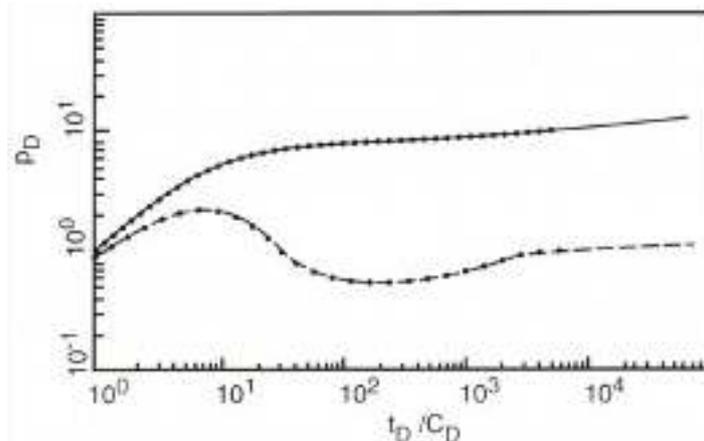


Figure II.11 : graphique sans dimension de faille étanche

➤ Deux failles étanches parallèles (chenal) :

Le chenal est défini par sa largeur L et par la distance d du puits à l'un des bords. Lors d'un essai de puits à l'intérieur d'un chenal, la succession des écoulements est la suivante (fig. II.12 et fig. II.13) :

- **Écoulement radial circulaire tant qu'aucune limite n'est atteinte :** Cet écoulement traduit le comportement de réservoir infini habituel : droite semi-log et stabilisation de la dérivée à 0,5 si l'effet de capacité de puits se termine suffisamment tôt. Les résultats de ce écoulement sont : kh et $skin$

- **Premier bord du chenal (effet de faille) :** quand la zone compressible atteint le bord du chenal le plus proche, cette limite se manifeste de manière identique à la présence d'une faille en réservoir infini : doublement de pente de la droite semi-log, dérivée qui passe d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à 1. Ceci n'est observé que si le puits est très excentré dans le chenal. Dans le cas contraire les deux bords sont atteints simultanément, aucun effet de faille ne se manifeste.
- **Le chenal :** quand la zone compressible atteint les deux bords du chenal, elle se développe linéairement, parallèlement aux bords du chenal.

Les résultats des deux derniers écoulements sont : la longueur du chenal L et la position du puits.

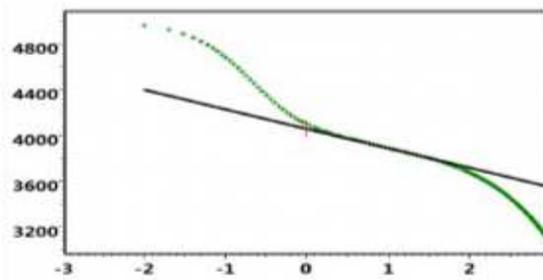


Figure II.12 Chenal. Plot semi-log

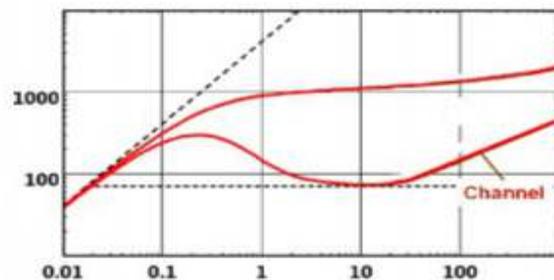


Figure II.13 Chenal. Plot dérivative

➤ Deux failles étanches sécantes :

La présence de deux failles faisant entre elles un angle θ se manifeste par le passage d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à π/θ (θ en radians) sur la dérivée de la pression (fig. II.14). Quand l'angle est très petit, les deux failles peuvent être considérées comme quasiment parallèles : elles se comportent comme un chenal. La transition entre la stabilisation à 0,5 et celle à π/θ correspond à un écoulement quasiment linéaire avec croissance de la dérivée suivant une droite de pente 1/2 (fig. II.15). Les résultats de l'interprétation de ces écoulements sont : la distance entre le puits et les deux failles L1 et L2, ainsi que la distance entre le puits et l'intersection des deux failles.

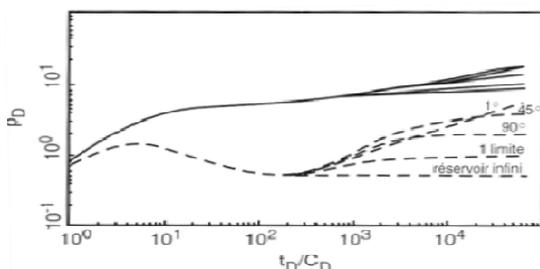


Figure II.14 Chenal. Plot semi-log

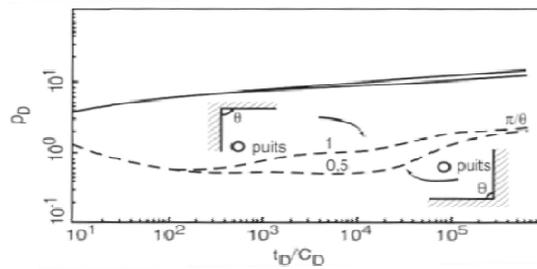


Figure II.15 Chenal. Plot dérivative

Chapitre III

Etude de cas avec logiciel

KAPPA SAPHIR

III.1 Introduction

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et le réservoir par la détermination des caractéristiques dynamique qui leurs sont propres comme la perméabilité, Skin, la pression initiale du réservoir, la conductivité kh, model du réservoir, les limites du réservoir...etc.

La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessitant ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées...etc.).

Beaucoup moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont eu des analyses et des évolution rapide .
L'objet de notre étude, porte sur étude de caractérisation du réservoir (modèle de réservoir) par l'interprétation des données des essais de deux puits candidat à l'aide du software «SAPHIR de KAPPA».

Le présent chapitre comprend l'interprétation des tests des essais qui ont été réalisé dans deux puits horizontaux au champ de HMD, lequel (puits 1 ; puits 2).

Ce travail a pour but de déterminer :

- La perméabilité du réservoir K.
- Le Skin S .
- L'effet de capacité C.
- La pression du réservoir.
- Démontrer les modèles du réservoir.

III.2 Présentation du champ de HASSI MESSAOUD

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord- Est du Sahara Algérien à 850 Km au Sud-est d'Alger, les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité : au nord par les structures de Djemââ- Touggourt, a l'ouest par les hauts fonds d'Oued Mya, a l'est par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès et au sud par le haut fond d'Amguid (figure III.1).

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

- Sa formation Combro-Ordovicienne.

- Sa profondeur entre 3100 et 3400 m avec une épaisseur jusqu'à 200 m.
- Sa pression initiale élevée 482 kgf/cm² pour une pression de bulle comprise entre 140 et 200 kgf/cm². Et sa légèreté de son huile 45° API.

Le réservoir est constitué de (04) ensembles ou litho zones qui sont du bas vers le haut: le R3, le R2, le Ra, et le Ri. Le Ra constitué en qualité et en épaisseur la partie la plus importante du gisement.

La tectonique a fait apparaître un certain réseau de failles avec des rejets importants (jusqu'à 100 m). L'hétérogénéité est assez marquée sur le champ.

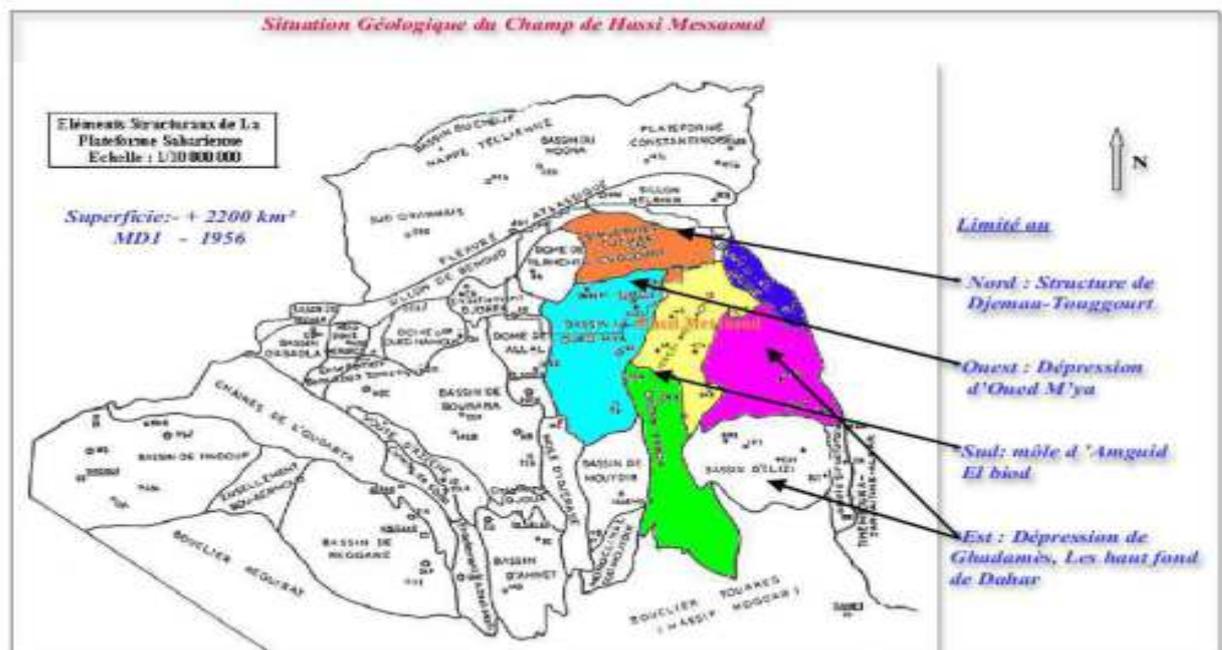


Figure III.1 Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud

III.3 Logiciel Saphir (KAPPA)

Au cours de ce travail l'analyse a été réalisée avec le logiciel SAPHIR de la société de Kappa Engineering.

KAPPA est principalement une société de génie pétrolier. La cinquième génération de plateforme logicielle intégrée (KAPPA-Workstation) est la norme de l'industrie pour l'analyse de données dynamiques. Fondée en 1987, KAPPA dispose de plus de 6000 licences de logiciels commerciaux utilisés par plus de 600 entreprises dans le monde.

Ce logiciel conçu pour le milieu pétrolier permet notamment de réaliser des interprétations des essais de puits en régime transitoire multi-puits par les biais des solutions analytiques de la méthode de dérivée,

(la dérivée de Bourdet comme un outil principal de diagnostic) et de modèles numériques .

Saphir peut charger un nombre illimité des gauges, débits, pression et d'autres données dans presque tous les formats, y compris ASCII, Excel, PAS et bases de données de toutes sortes via OLEDB et ODBC. Saphir à des liens en temps réel avec les systèmes d'acquisition de données.

L'environnement Ecrin qui est la quatrième version développée par KAPPA. Ecrin v4.20.04 intègre toutes les applications de KAPPA et donne la possibilité de les utiliser indépendamment avec une gamme complète de différentes fonctionnalités.

Le but de l'utilisation du logiciel SAPHIR est de déterminer les paramètres de réservoir le régime d'écoulement dans le réservoir et le model de réservoir.

III.4 Modèles de réservoirs

Notre étude est consiste a interpréter et analyser les différents testes des puits pour la caractérisation du réservoir alors que il doit trouver une relation entre l'observation de différents courbes de kappa saphir et son interprétations .

Pour cela on donnera différents courbes types de modèles réservoirs commun dans ce domaine pétrolière .

Les modèles de réservoir le plus existant on a :

III.4.1 Réservoir homogène

Le réservoir homogène est le modèle le plus simple possible en supposant partout la même porosité, perméabilité et épaisseur. La perméabilité est supposée isotrope. C'est-à-dire la même dans toutes les directions.

Les paramètres de réglage sont [9]:

Kh : Produit de perméabilité-épaisseur : donné par le match de pression.

$\phi\mu c_t$: Stockage du réservoir, entrée à l'initialisation d'un test standard ou résultat de tests d'interférence

S : Skin

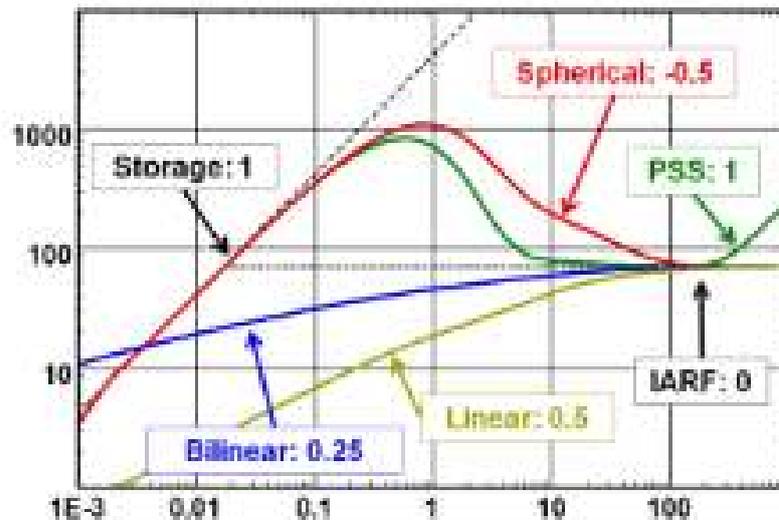


Figure III.2 Graphe Log-Log de réservoir homogène[9]

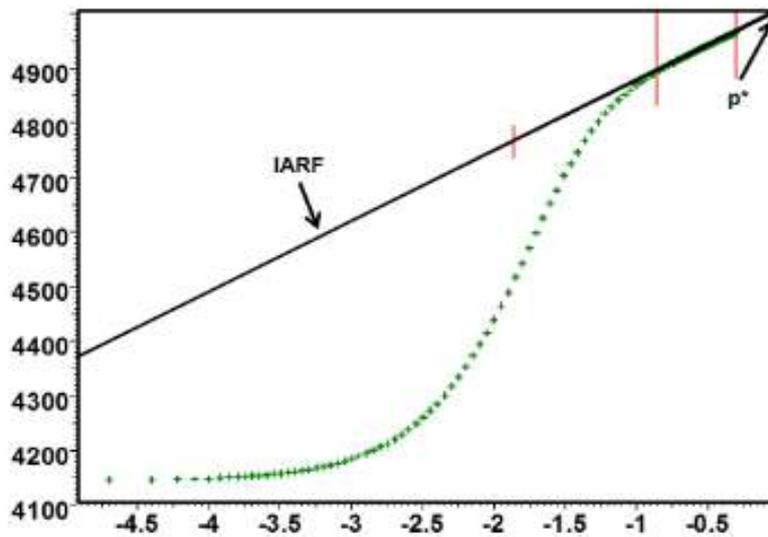


Figure III.3 Graphe Semi-Log de réservoir homogène[9]

III.4.2 Réservoir double porosité

une accumulation réelle de build-up sur le double porosité réservoir est illustrée sur le graphe ci-dessous [9].

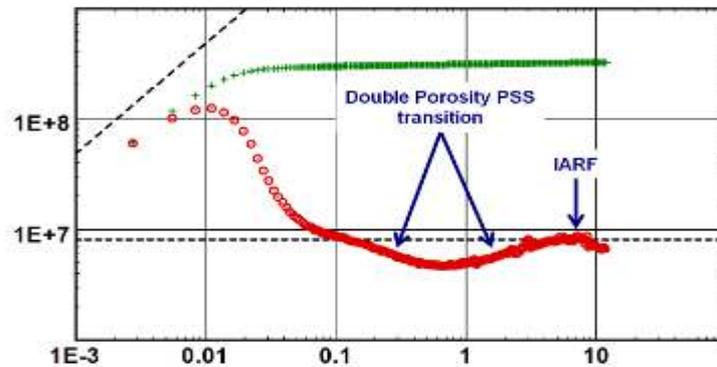


Figure III.4 Graphe Log - Log de *Réservoir double porosité*[9]

III.4.3 Réservoir multi-layer

Dans cette section nous présenterons le modèle analytique multicouche et décrirons brièvement la solution numérique multicouche disponible dans la suite de programmes KAPPA .

Le modèle analytique multicouche suppose que les couches produisent des mélanges dans le puits sans écoulement croisé du réservoir.

Cette hypothèse est cruciale et fondamentale et nous conduit immédiatement à tuer l'un des plus grands problèmes dans les essais de puits de réservoir multicouche [9].

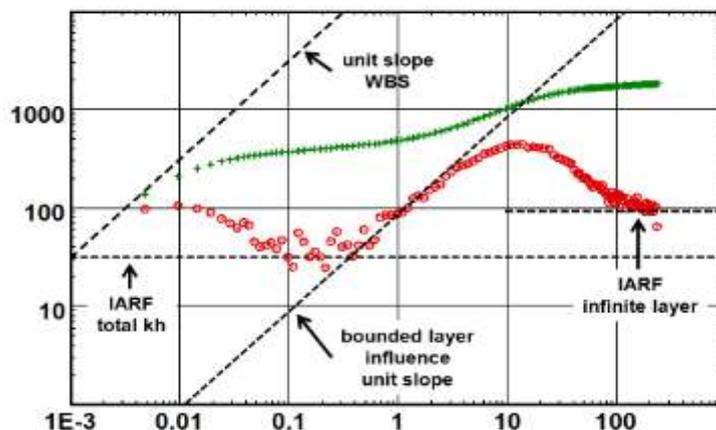


Figure III.5 Graphe Log - Log de deux couche , une couche limite et l'autre infinie[9]

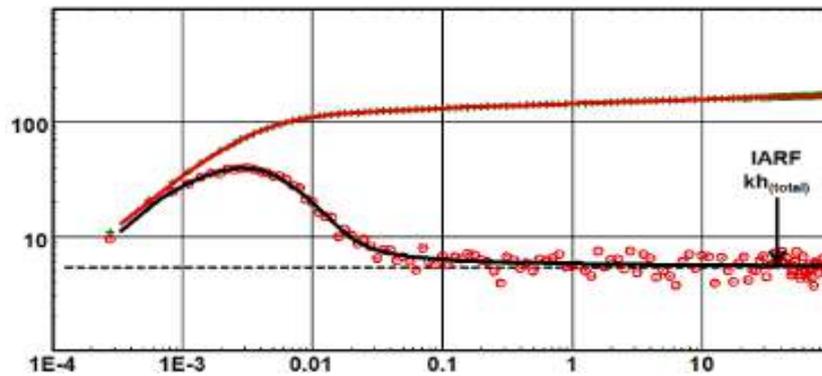


Figure III.6 Matching de modèle multi- couche[9]

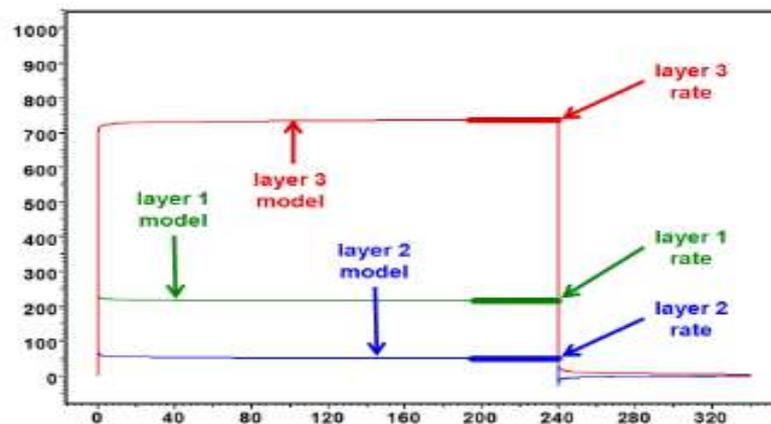


Figure III.7 contribution de couche (Matching) [9]

III.5 Interprétation des données :

❖ Puits 1 :

✓ *Les données de puits :* Tableau III.1

Tableau III.1: Les données de puits 1

| | les données sur le puits | | | les données PVT | | |
|----------------|--------------------------|-------|------------|-----------------|------------|------------|
| | rw (ft) | H(ft) | Φ (%) | Bo(B/STB) | μ (cp) | ct (psi-1) |
| Puits 1 | 0.3 | 15.5 | 4.5 | 1,724 | 0,238 | 3,00E-04 |

✓ *Les données du test* : Tableau III.2

On a appliqué la méthode de temps production équivalent (équation II.9).

Tableau III.2 : Les données du test de puits 1

| temps équivalente (h) | Q (m3/h) |
|-----------------------|----------|
| 17951,4 | 4,37 |
| 346,8 | 0 |

Ce graphe (fig. III.8) représente l'historique de production et le Build up :

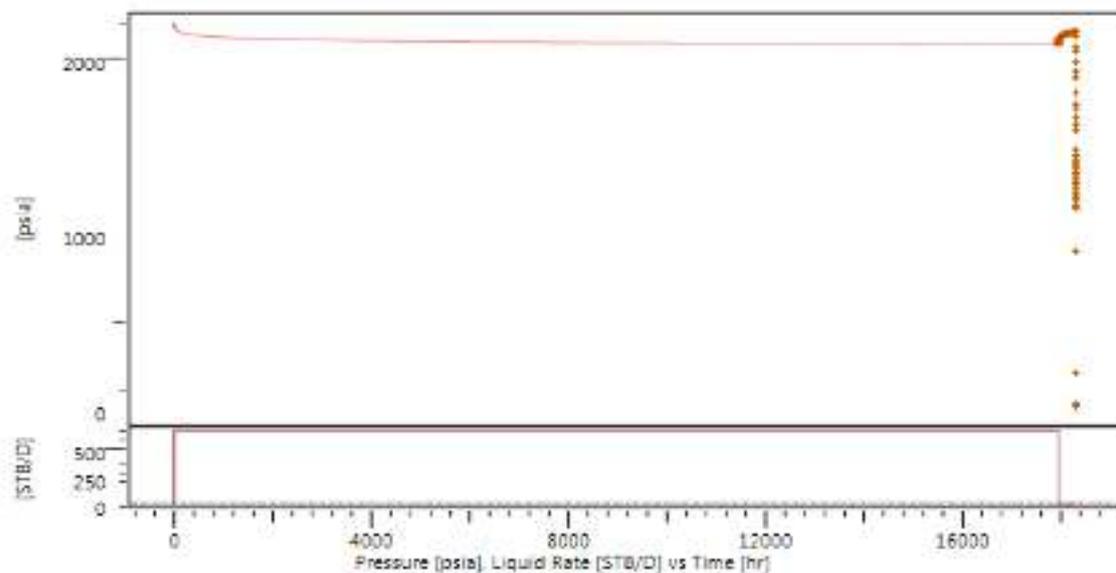


Fig. III.8 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr))

✓ *Diagnostic* :

Ce graphe (fig. III.9) représente la courbe dérivative, on peut le divisé en trois parties :

1- Première partie : effet de capacité dominé par le phénomène de séparation des fluides à cause de la fermeture de puits en surface pendant le Build up.

On note aussi que les premiers écoulements qui caractérisent les puits horizontaux et l'empreinte de la double porosité sont masqués dans cette partie. A cet effet, on ne peut pas déterminer les deux coefficients wet 1.

2- Deuxième partie : régime pseudo-radial circulaire.

3- Troisième partie : la variation de la pente de la dérivée dans cette zone est due à l'utilisation de temps équivalent de production (historique no exacte).

✓ **Matching de modèle et résultats :**

On a calé le modèle basant sur la deuxième partie (régime pseudo-radial) pour déterminer la perméabilité et le skin (fig. III.9).

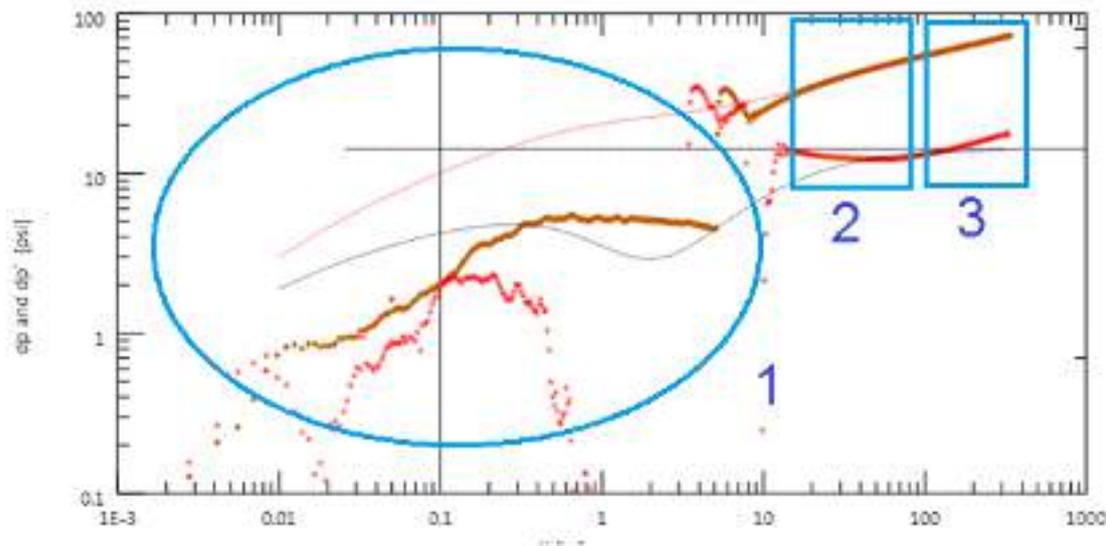


Figure III.9 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

Dans ce cas il existe un phénomène de redistribution de phase. Lorsque des phases différentes sont produites, la redistribution des fluides dans le trou de forage à l'arrêt peut être presque instantanée et produire ce qu'on appelle le buttage gazeux (Gas humping). Ceci peut également être vu avec dans le cas de l'eau/huile. À l'arrêt le mélange de fluide se sépare et un renversement total des fluides se produit dans le puits. Le fluide le plus lourd se déplace vers le bas du puits et le fluide le plus léger, habituellement du gaz, s'accumule au sommet. Ceci produit une bosse dans la pression à l'arrêt qui est parfois au-dessus de la pression du réservoir. Ce n'est que lorsque les deux phases seront stabilisées que l'accumulation reviendra à une différence de pression normale et que la réponse pourra être analysée. [10]

La **Figure III.10.1** illustre comment la pression au niveau de la face du sable peut augmenter rapidement au-dessus de la pression du réservoir. Imaginez un puits avec une pression de tête de puits A. La partie supérieure du puits est remplie d'un mélange liquide/gaz d'un certain poids et dans la partie inférieure du gaz de puits est prédominante (certes, une hypothèse plutôt théorique). La phase gazeuse au fond est considérée comme

en apesanteur. Entre les deux phases se trouve un piston sans frottement. La pression mesurée au fond du puits est donc la pression de la tête de puits plus le poids du mélange d'huile, $A+P$. Supposons maintenant que nous retournons ce cylindre à l'envers, la pression de la tête de puits reste à $A+P$ et la pression du fond augmente à $A+2P$. Ceci induit une élévation anormale de la pression du manomètre du fond qui peut être supérieure à la pression du réservoir . [10]

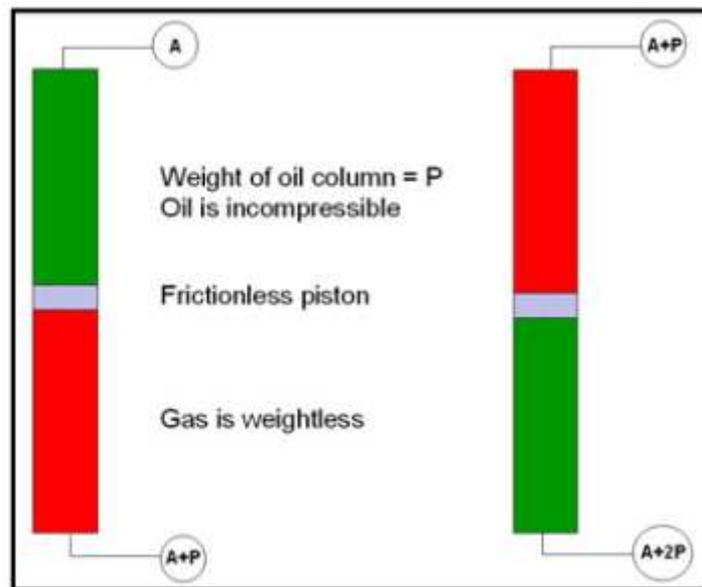


Figure III.10.1 buttage gazeux (Gas humping) [10]

Figure III.10.2 illustre la bosse causée par ce phénomène , une caractéristique classique de l'analyse des transitoires de pression .

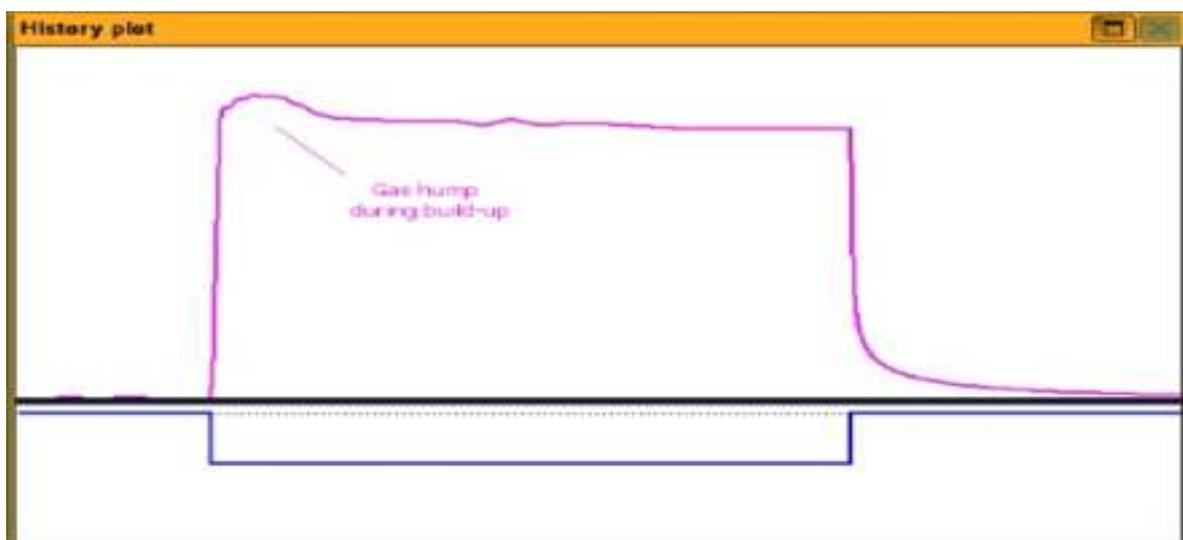


Figure III.10.2 buttage gazeux (Gas humping) [10]

Nous remarquons que la deuxième partie est bien calée sur le modèle, d'autre part les autres parties sont incalables et cela est aussi confirmé par le graphe semi-log (fig. III.11).

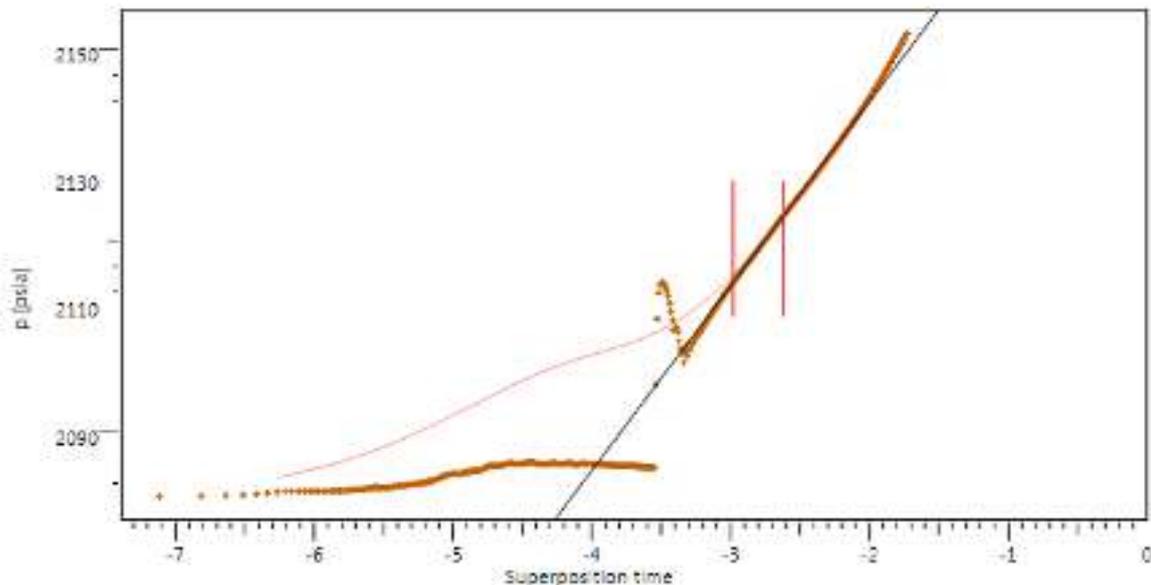


Figure III.11 Graphe Semi-Log dp (psi) vs temps de superpositions

✓ **Interprétation des résultats :**

- Effet de capacité : varié (Changing Storage Hegeman).
- Modèle du réservoir double porosité PSS.
- Frontières du réservoir : réservoir infini .
- $T_{\text{match}} = 19.3 \text{ hr}$, $P_{\text{match}} = 0.0353 \text{ psia}$
- $k.h \text{ total} = 4429 \text{ md.m}$
- $k \text{ moyenne} = 26.5 \text{ md}$
- $P_i = 2206.99 \text{ psia}$
- $\text{Skin} = -0.0297$
- $\text{Skin géométrique} = -6.65$
- $\text{Skin total} = -6.68$

Ci-après les résultats de l'interprétations de test réalisé au niveau du puits 1 :

Suivant le calage du modèle dans le graphe on peut tenir compte uniquement la perméabilité en considération comme résultat correcte .Et les résultats obtenus par Saphir qui montre la variation de l'effet de capacité c'est-à-dire la première production provient toujours du puits et non du réservoir. Le débit du réservoir augmentera progressivement jusqu'à égaler le débit de surface.

❖ Puits 2

✓ *Les données de puits* : Tableau III.3

✓ **Tableau III.3:** Les données de puits 2

| | les données sur le puits | | | les données PVT | | |
|----------------|--------------------------|-------|------|-----------------|-------|------------|
| | rw (ft) | H(ft) | Φ(%) | Bo(B/STB) | μ(cp) | ct (psi-1) |
| Puits 1 | 0.3 | 25 | 7 | 1,529 | 0,309 | 2,695 -04 |

✓ *Les données du test* : Tableau III.4

On a appliqué la méthode de temps production équivalent (équation II.9).

Tableau III.4 : Les données du test de puits 2

| temps équivalente (h) | Q (m3/h) |
|-----------------------|----------|
| 8.558 | 10 |
| 36 | 0 |

Ce graphe (fig. III.12) représente l'historique de production et le Build up :

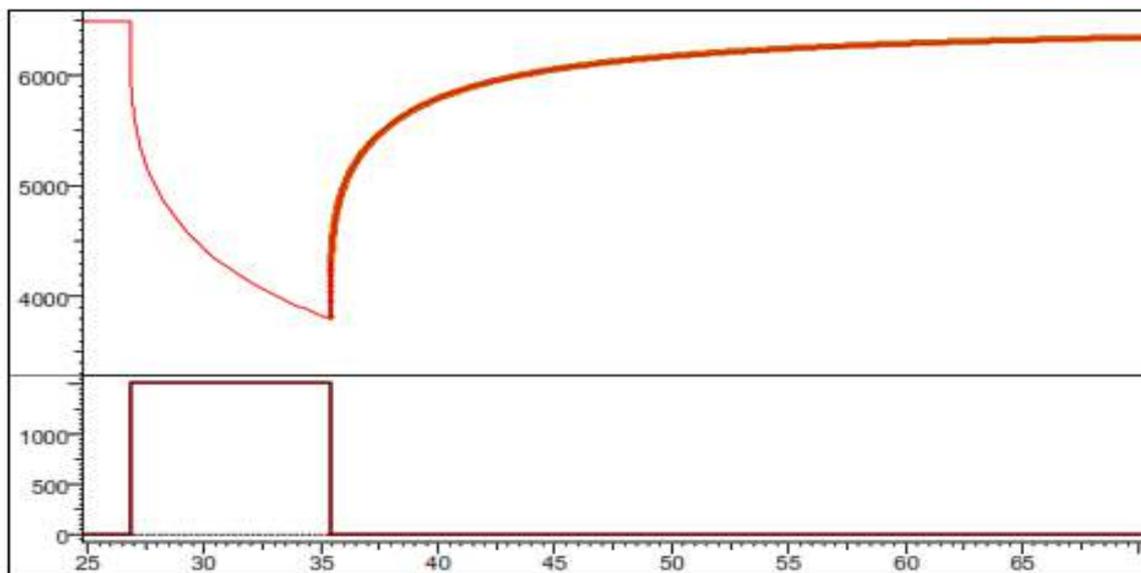


Figure III.12 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr))

✓ **Diagnostic :**

On peut le divisé la courbe dérivative en trois parties :

1- Première partie : premier radial vertical.

2- Deuxième partie : régime bilinéaire.

3- Troisième partie : régime pseudo-radial circulaire.

✓ **Matching de modèle et résultats :**

On a calé le modèle basant sur les trois parties (fig. III.13)

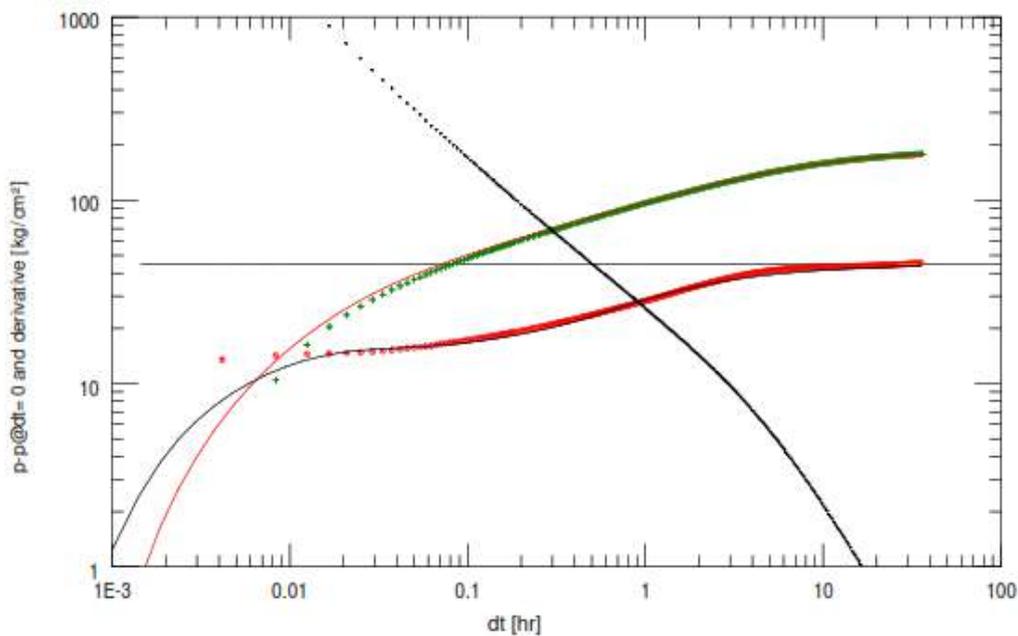


Figure III.13 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

Nous remarquons que les parties sont bien calées sur le modèle, cela est aussi confirmé par le graphe semi-log (fig. III.14).

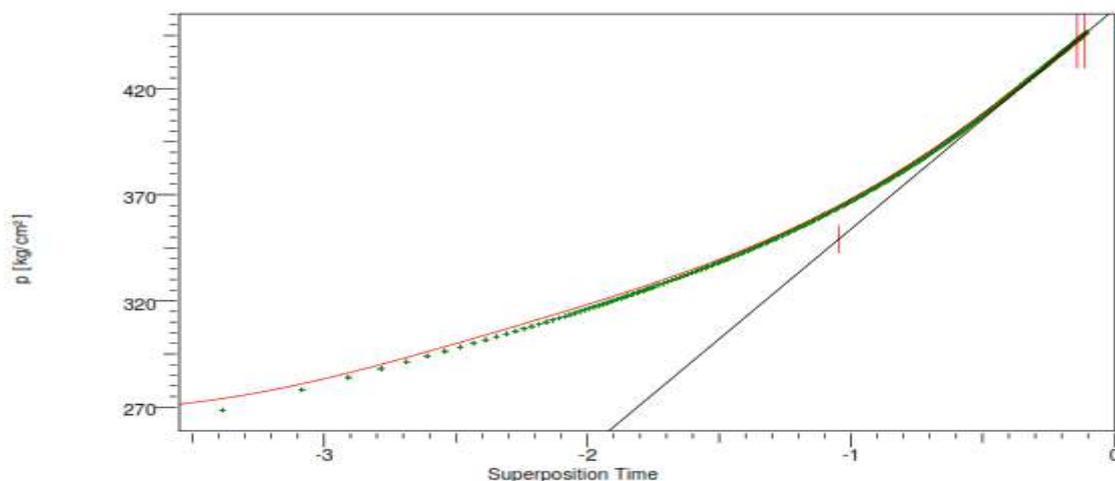


Figure III.14 Log plot: p [psia] vs Superposition time

✓ *Interprétation des résultats :*

- Effet de capacité : constant.
- Modèle du réservoir homogène.
- Frontières du réservoir : réservoir infini .
- $T_{\text{match}} = 20.3 \text{ hr}$, $P_{\text{match}} = 6.92\text{E-}4 \text{ psia}$
- $k.h, \text{ total} = 21.2\text{md.m}$
- $k \text{ moyenne} = 0.849 \text{ md}$
- $k_z/k_r = 8.063$
- $P_i = 6489\text{psia}$
- $\text{Skin} = 0.13$
- $\text{Skin géométrique} = -5.5$
- $\text{Skin total} = -5.37$

Ci-après les résultats de l'interprétations de test réalisé au niveau du puits 2 :

montre que le skin est positive de 0.13 mais sa ne preuve pas que le puits est endommagé par ce que le skin est très petite considère comme nul aucun changement dans la perméabilité du réservoir (loi de Darcy) .

Conclusion et recommandations

Conclusion

L'interprétation des essais de puits représente une étape très importante pour avoir les différents paramètres de production et de réservoir ainsi pour déceler les futurs problèmes de production et aussi est un outil pour établir les études

La connaissance de type du réservoir et son importance nous permet de trouver des solutions aux problèmes causés et leurs origines ainsi que d'améliorer la récupération et d'établir un programme de stimulation du puits (acidification ou fracturation hydraulique...etc.).

Au cours de cette mémoire, nous avons abordé l'interprétation des essais de puits en puits horizontaux vus comme un outil très puissant la caractérisation des réservoirs car elle permet de déterminer les variations des paramètres pétro physiques à partir des différents régimes d'écoulement.

Recommandations

Après les résultats obtenus sur les puits étudiée , nous recommandons ce qui suit :

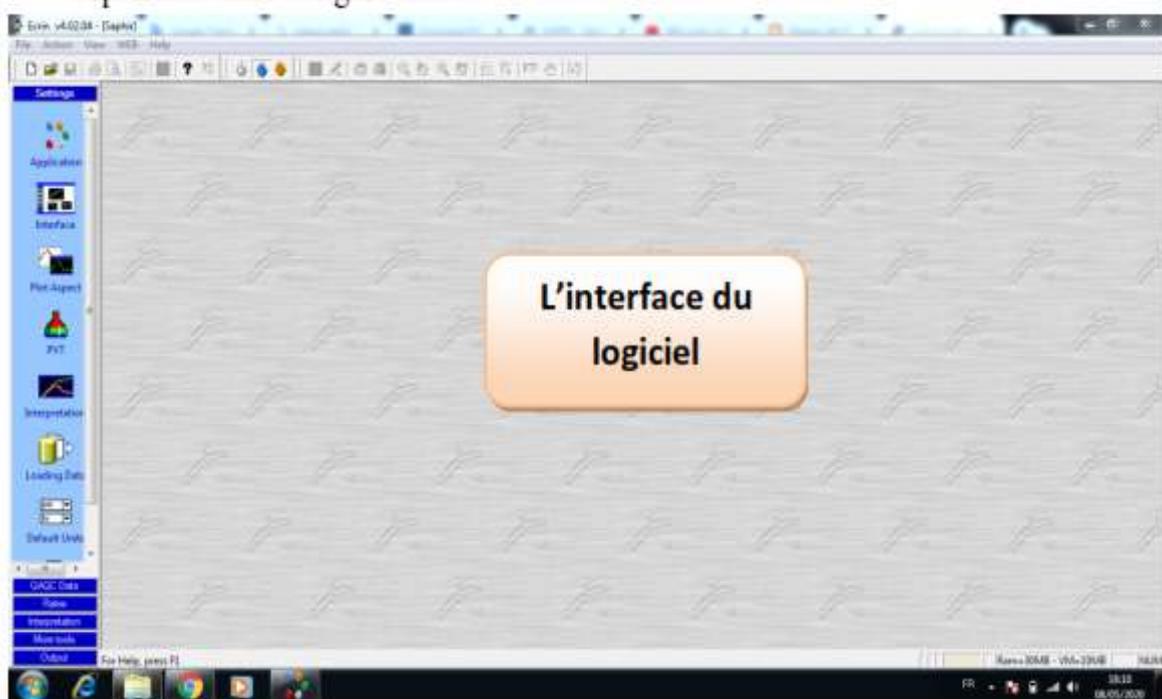
- ❖ L'analyse et l'interprétation du première puits horizontaux étudiée (puits1) et après l'opération de DST on peut conclure que cette opération est réalisé avec succès résultant qui indiquée une problème de redistribution de phase qui permet d'obtenir un gain de production important.
- ❖ D'autre part dans le deuxième puits n'existe pas des problèmes et considérée comme un cas idéal .
- ❖ Diminuer l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides avec l'exécution des fermetures au fond on utilisant des outils de test de fond (actuateur de test).

Références bibliographiques

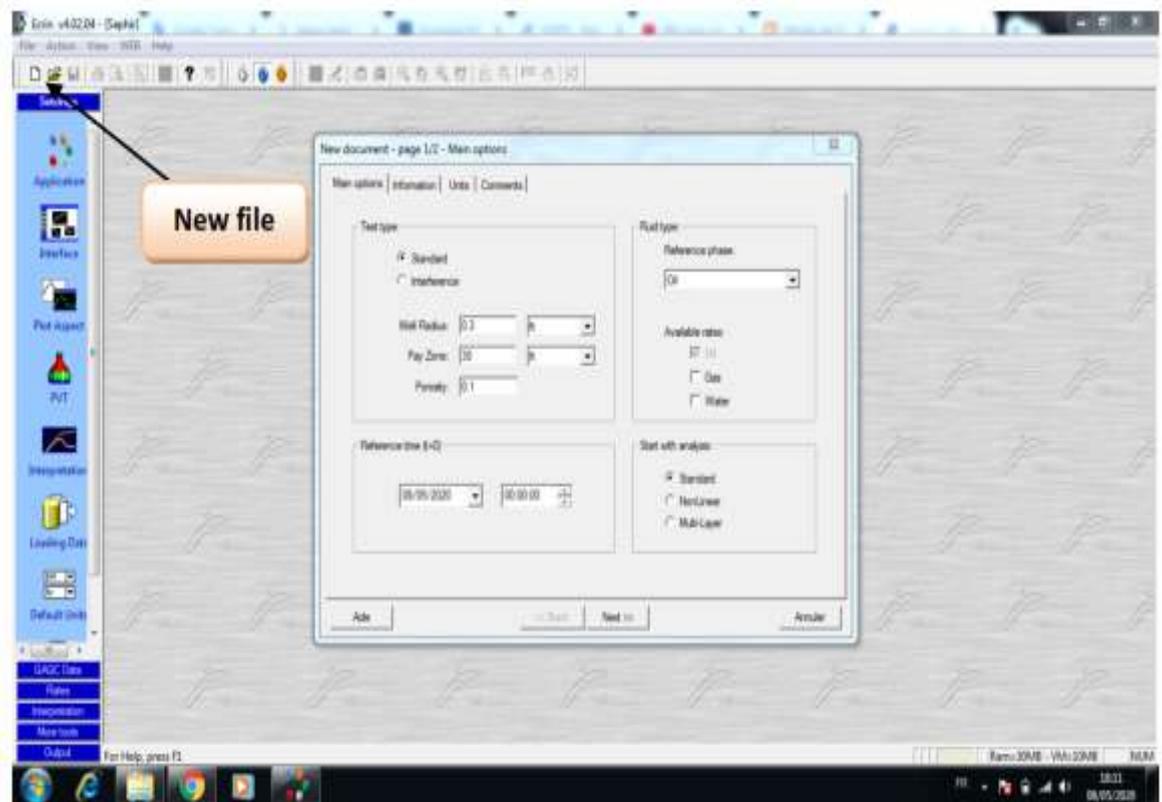
Références bibliographiques

- [1] G.bourdarot “ Essais de puits : méthodes d’interprétation ” Editions Technip.1996.
- [2] D.perrin “ les Essais de puits : objectifs, matériel de base et déroulement général”
ENSPM formation industrie-Ifp training 2006.
- [3] -TOTAL- interprétation des essais des puits ENSPM – 17 octobre 2005 –Christian
- [4] D. Bourdet “ Interprétation des essais de puits” ENSPM.
- [5] Djabbar Tiab “Advanced Well Test Analysis ” SHLUMBERGER 2014 ALGERIA
- [6] Nouvelle approche des essais de puits en puits horizontaux (Q-Lara) Thèse de
doctorat : université de Paris VI 1994 .
- [7] Horizontal well (Dr. John P. Spivey) Phoenix reservoir engineering 2006.
- [8] Well Test Interpretation , SCHLUMBERGER 07-WT-130 2008 .
- [9] Dynmic Data Analysis – v4.12.02 KAPPA 1988– 2012 DDA .
- [10] Dynmic Flow Analysis – v4.02 KAPPA 1988– 2007 DFA .

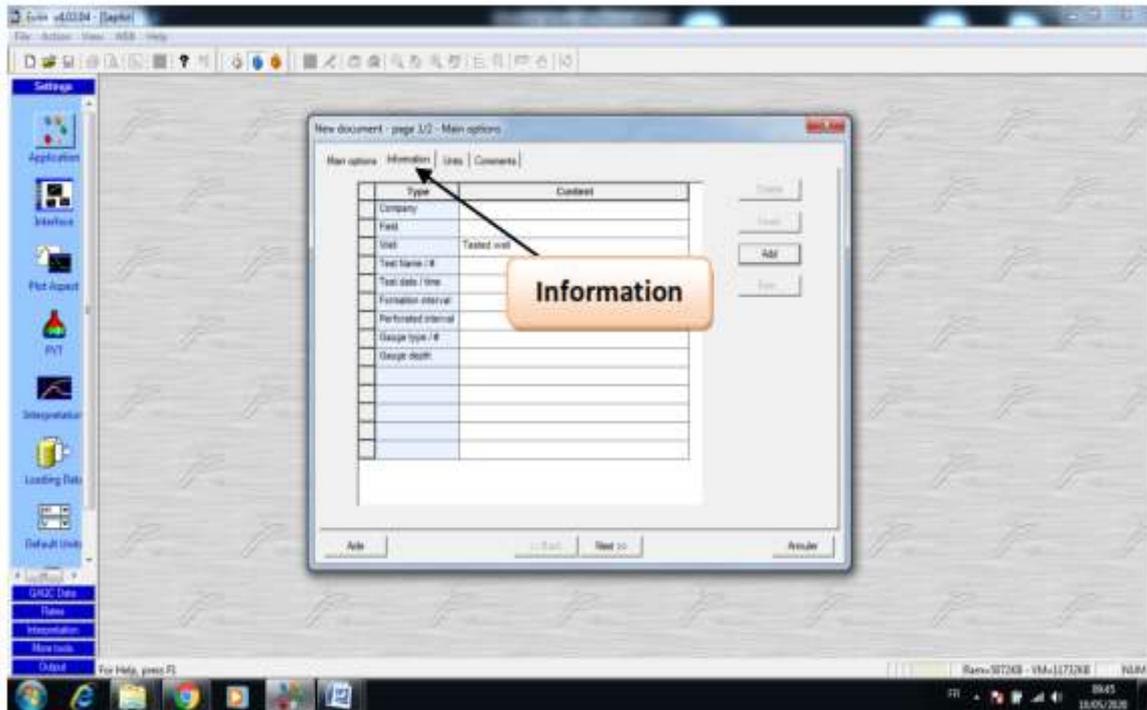
Annexes



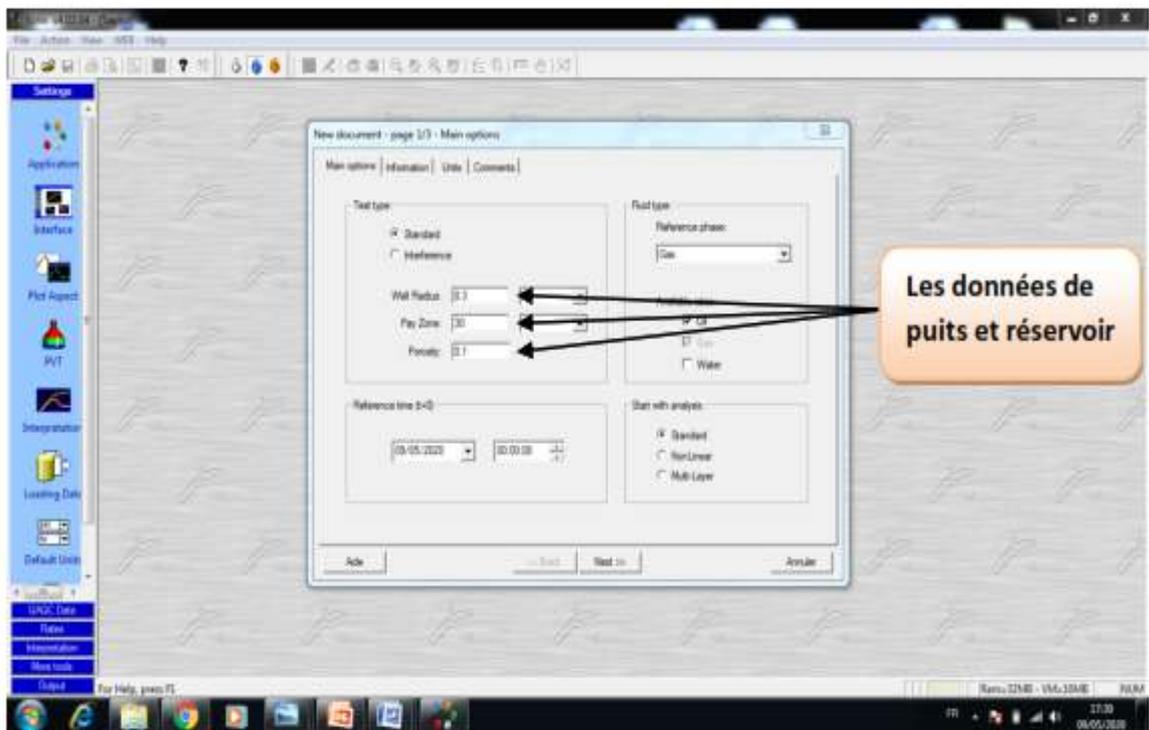
Annexe 1: L'interface du logiciel kappa Saphir (4.02.04).



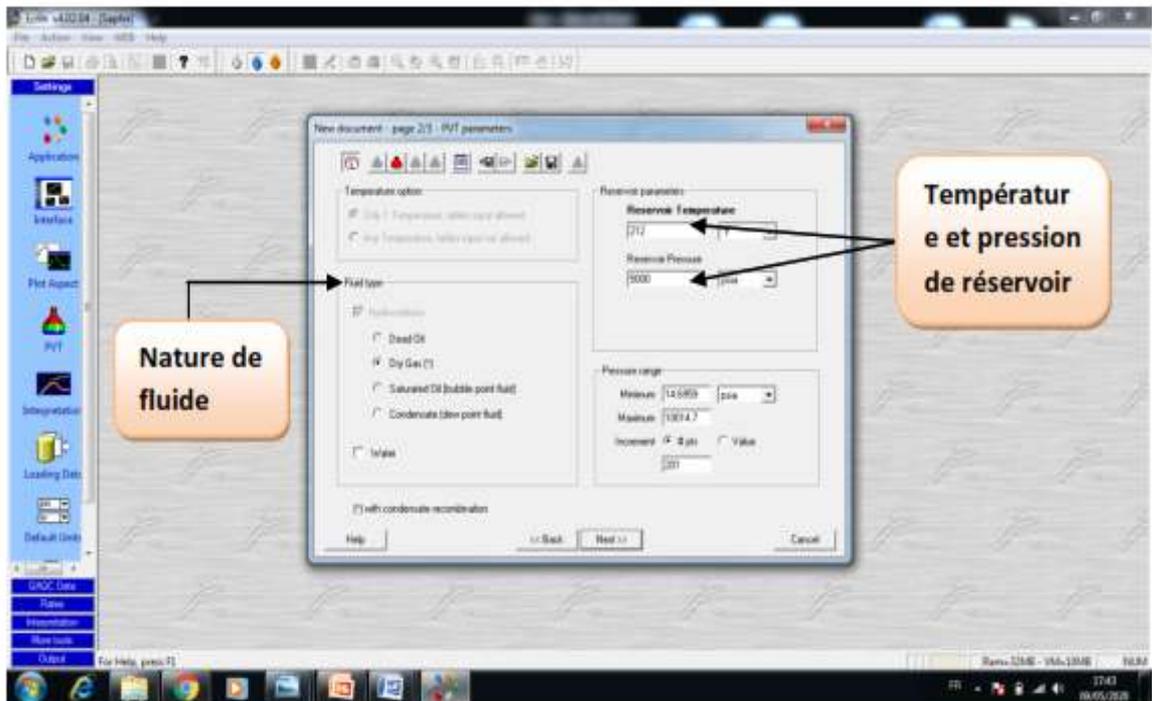
Annexe 2: L'introduction des données nécessaires pour un nouveau puits.



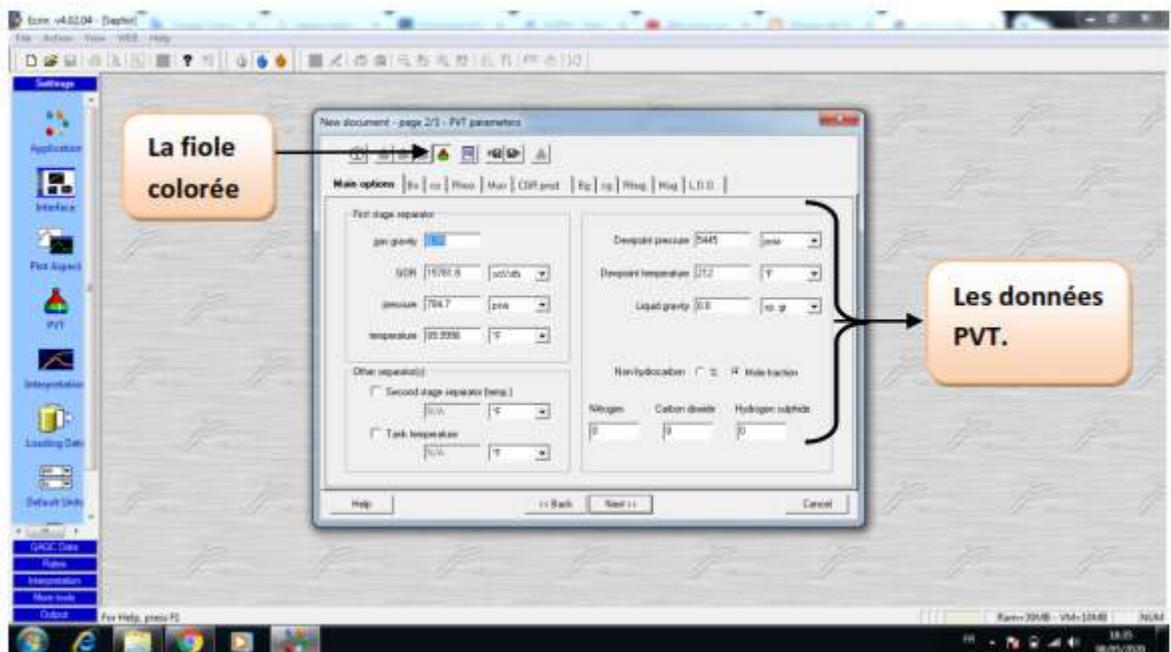
Annexe 3 : Données complémentaires à introduire pour un nouveau puits. [10]



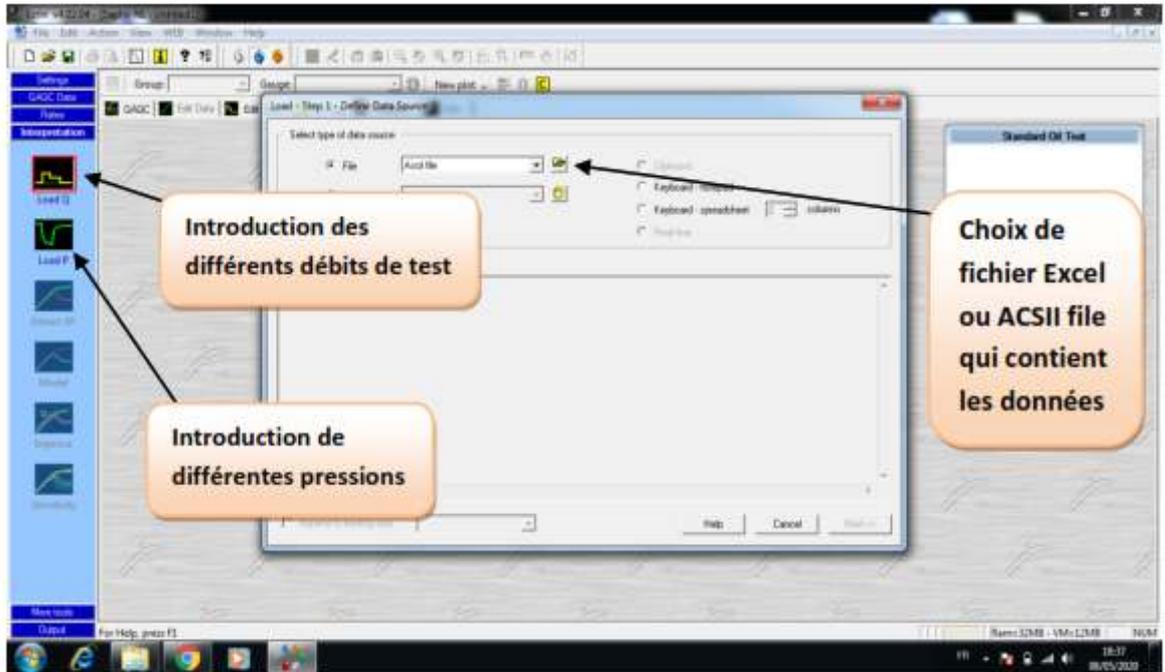
Annexe 4 : L'introduction des caractéristiques du réservoir. [10]



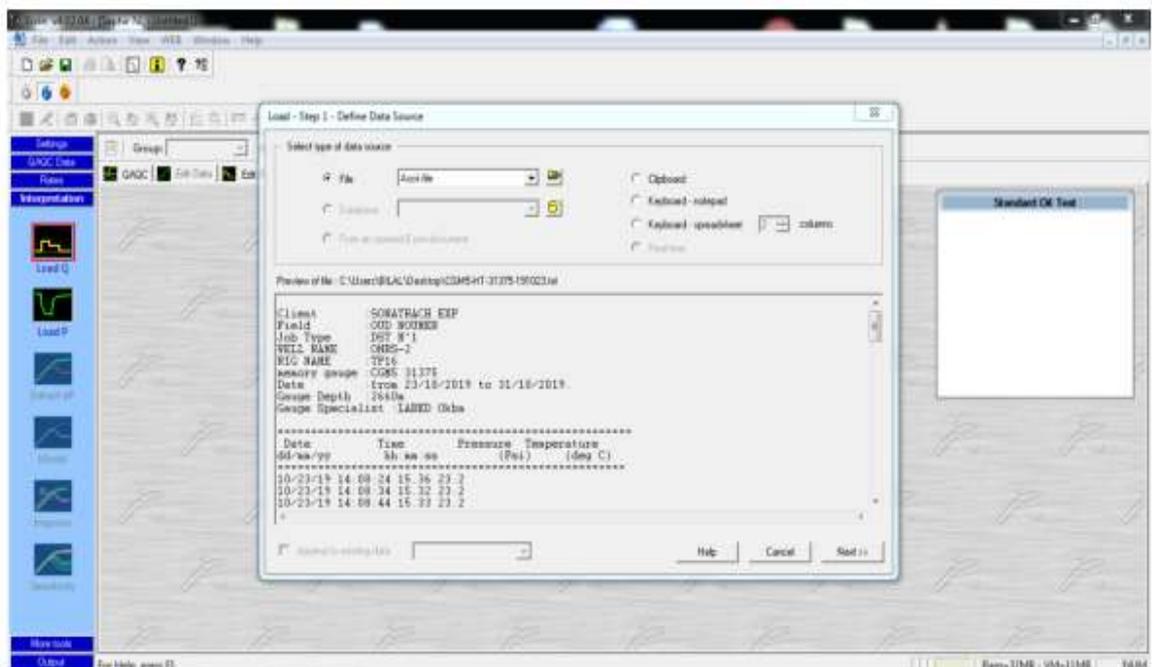
Annexe 5: Choix de la nature de l'effluent. [10]



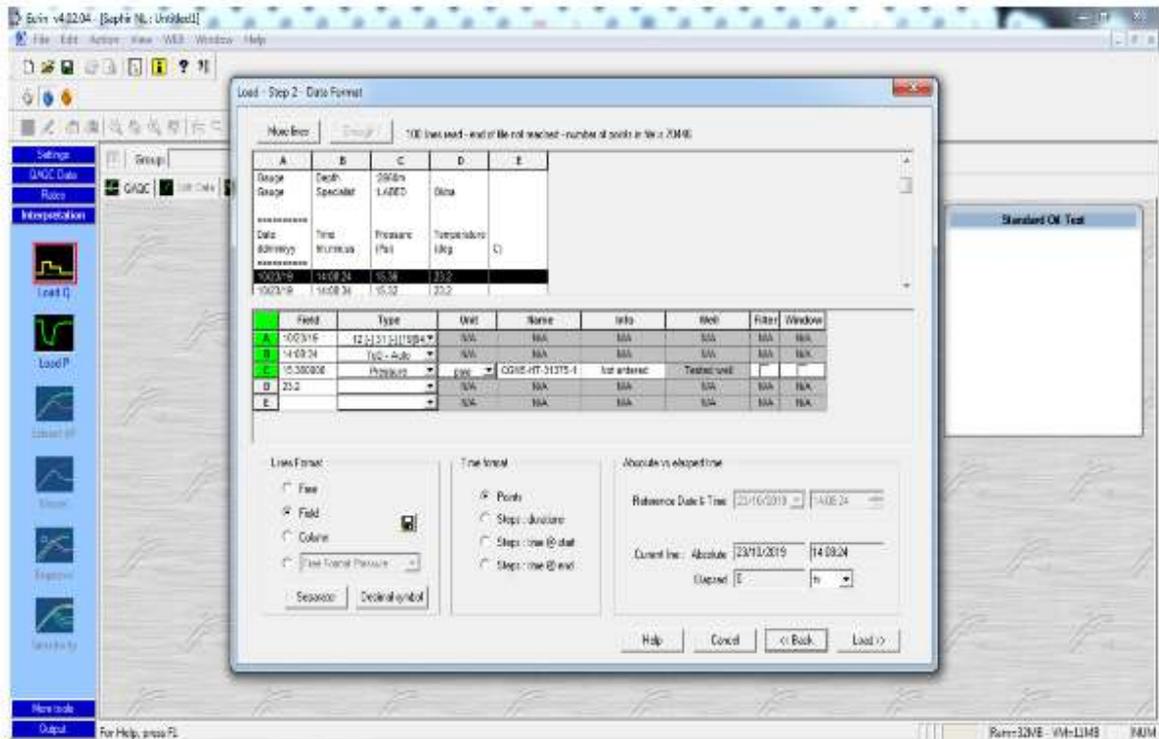
Annexe 6: La définition des données PVT. [10]



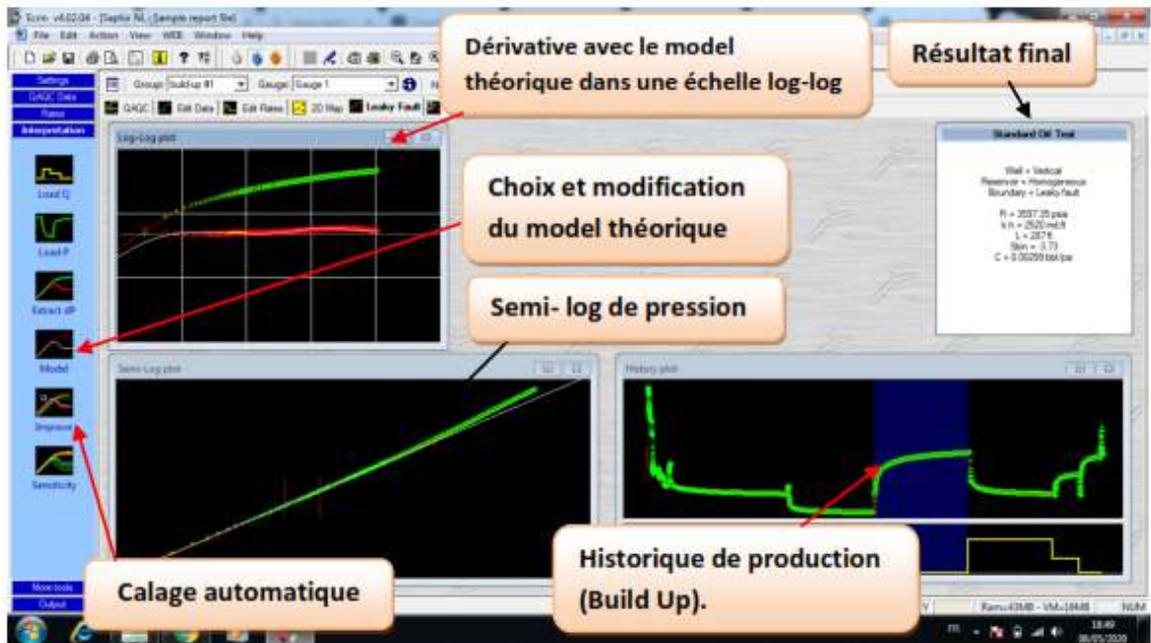
Annexe 7: Introduction des enregistrements de débit et de pression. [10]



Annexe 8: Charge les data au saphir. [10]



Annexe 9: Changement des unités. [10]



Annexe 10 : Les courbes log-log et semi-log du modèle et son calage. [10]