N° Ordre ……./Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BENCHERIF Lakhdar

HAMITRI Yugurta

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des hydrocarbures

Thème

Interprétation des essais de puits pour la détermination précise de l'endommagement (skin et pseudo-skins) dans la zone OKN de la région Haoud Berkaoui

---

Devant le jury :

	UMBB	**Président**
SAIFI Redha	**UMBB**	**Encadreur**
	UMBB	**Examinateur**
	UMBB	**Examinateur**
	UMBB	**Examinatrice**

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

Premièrement et avant tout nous remercions DIEU le tout puissant qui nous a donné la force et le courage pour mener à bien ce travail ;

Nos remerciements à Mr SAIFI Redha, notre promoteur, pour nous avoir dirigés lors de la réalisation de ce travail, sa compréhension, sa compétence et ces précieuses remarques ;

Nous tenons à remercier les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Nous sommes reconnaissants envers tous nos enseignants du département gisements miniers et pétroliers qui nous ont chacun transmis un savoir ;

Nos chaleureux remerciements aux employés de la division EP de la direction régionale HBK : Mr KOUIDRI Abdelaaziz, Mr ALLALI Ali, Mr SALHI Ahmed pour nous avoir donné les moyens de réaliser la présente étude ;

Nous remercions particulièrement Mr BENAHMED Locif, Mr DOUAIDI Abdelkader et Mr ABBACI Bousaad pour leur assistance, leur disponibilité, leur patience et leur précieux conseils ;

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire à :

Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leurs patiences illimitées, leurs encouragements contenus, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.

Mes chères sœurs : Rosa et Meriem, pour leur grand amour et leurs soutiens auxquelles j'exprime ici ma haute gratitude.

Mes chers petits neveux et nièces : Habib, Mohamed, Sara, Feriel. Aucune dédicace ne saurait exprimer tout l'amour que j'ai pour vous, votre joie et votre gaieté me comblent de bonheur.

Mon cher binôme Lakhdar, pour tous les moments qu'on a passé ensemble.

Mes chers amis qui sans leurs encouragements ce travail n'aura jamais vu le jour.

Et à toute ma famille et à tous ceux que j'aime.

Yugurta

Dédicaces

Je dédie ce travail à la lumière de mes yeux :

Mes très chers parents à qui je dois tout le mérite du monde

A mon cher grand frère : Sadek, et à ma chère grande sœur : Hanane pour leurs encouragements, leurs soutiens et leur amour

A ma petite nièce : Mariem, que dieu la bénisse

A toute ma famille

A Nassima, paix à son âme

Une spéciale dédicace pour Jugurta, mon binôme, et Thinhinane

A mes chers amis qui sans leurs encouragements ce travail n'aura jamais vu le jour

Ainsi que tous mes camarades de la promotion 2011 avec lesquels j'ai passé mes agréables moments au sein de l'université

Lakhdar

SOMMAIRE

Remerciements

Dédicaces

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale 1

Chapitre I : Présentation de la région Haoud Berkaoui

Introduction 3

1. Historique de la région 3

2. Développement de la région 4

3. Situation géographique 5

4. Les champs de la région 6

5. Stratigraphie de la région et environnement de dépôt du réservoir 8

6. Le réservoir 10

    6.1. Aspect structural 10

    6.2. Aperçu sur les trois réservoirs du champ 11

    6.3. Caractéristiques du réservoir 11

7. Etat actuel du champ 13

8. Les problèmes d'exploitation sur HBK 13

Chapitre II : Généralités sur les essais de puits

Introduction 15

1. Principe des essais de puits 15

2. Objectifs des essais de puits 16

3. Données nécessaires pour l'analyse des essais de puits 17

4. Types des essais de puits 17

    4.1. Test en debit (Draw-down test) 18

    4.2. Test de remontée de pression (Build-up test) 18

4.3. Fall off test 19
4.4. Test d´injectivité 19
4.5. Test d´interférence 20
4.6. Drill Steam Test (DST) 20
4.7. Autres tests 21
5. Les équations de base des essais de puits 21
5.1. Types des fluides dans le réservoir 21
5.2. Régimes d'écoulement 22
5.3. Géométrie du réservoir (géométrie d'écoulement) 23
5.4. Nombre de fluides débordants dans le réservoir 26
5.5. Equation de diffusivité 26
5.6. Résolution de L´équation de diffusivité 28
6. Notion de la zone Compressible et du Rayon d´Investigation 31
7. Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage) 32

Chapitre III : Les méthodes d'interprétation des essais de puits

Introduction 35
1. Procédure d'interprétation 35
2. Interprétation des essais de puits par les méthodes conventionnelles 37
2.1. La méthode de Horner 37
2.2. La méthode MDH (MILLER - DYES et HUTCHINGSON) 39
3. Les méthodes utilisant les courbes types et dérivées 40
3.1. Planches de courbes types 40
3.2. La dérivée 43

Chapitre IV : Les modèles puits, réservoirs et limites

Introduction 48
1. Les modèles des puits 49
1.1. Puits idéal 49
1.2. Puits avec wellbore storage et effet de skin 50
1.3. Puits avec pénétration partielle 50
1.4. Puits avec fracture de conductivité infinie 52

1.5. Puits avec fracture de conductivité finie 53
1.6. Puits horizontal 54
1.7. Puits avec changement de wellbore Storage 58
2. Les modèles de réservoirs 59
2.1. Modèle double porosité 59
2.2. Modèle double perméabilité (multi layered) 62
2.3. Radial composite 63
2.4. Linéaire composite 65
3. Les modèles des limites 65
3.1. Une faille étanche 65
3.2. Deux failles étanches parallèles (le chenal) 67
3.3. Deux failles étanches sécantes (intersecting faults) 68
3.4. Limite à pression constante.....69
3.5. Réservoir fermé 70

Chapitre V : Le skin et les pseudo-skins

Introduction.....72
1. Skin d'endommagement 72
2. Représentation de l'effet de skin sur les courbes de remontées 75
3. Représentation de l'effet de skin sur l'index de productivité 75
4. Le rendement d'écoulement 76
5. Type d'endommagement dans HBK 76
6. Les différentes origines des pseudo-skins 77
6.1. Skin de perforation 78
6.2. Skin de la pénétration partielle 80
6.3. Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation) 82
6.4. Skin dû à la fracturation hydraulique 83
6.5. Skin d'un puits horizontal 85
6.6. Skin produit par un réservoir double porosité 86
6.7. Skin d'injection (variation de mobilité) 88
6.8. Skin du multicouches communicantes 89
6.9. Skin dû à l'écoulement multiphasique 91
6.10. Skin produit par l'anisotropie de perméabilité 93

6.11. Skin dû à l'écart de loi de darcy (effet de turbulence pour les puits à gaz) 94

Chapitre VI : Analyse et interprétation des résultats

Introduction.....95
1. Description et utilisation du logiciel Saphir 95
2. Résultats d'interprétation des essais de puits 96
3. Les résultats des calculs des pseudo-skins 105
4. Calcul du skin d'endommagement 107
5. Analyse et interprétation des résultats obtenus 108

Conclusion et recommandations 115
Annexes
Références bibliographiques

Liste des figures

Figure I-1 : Situation de la région Haoud Berkaoui 5
Figure I-2 : Les champs de la région Haoud Berkaoui 7
Figure II-1 : Principe des essais de puits 15
Figure II-2 : Draw-down test 18
Figure II-3 : Build-Up test 19
Figure II-4 : Test d'interférence 20
Figure II-5 : Ecoulement linéaire 24
Figure II-6 : Ecoulement radial 24
Figure II-7 : Ecoulement elliptique 25
Figure II-8 : Ecoulement sphérique et hémisphérique 25
Figure II-9 : outil de diagnostic des types d'écoulements 26
Figure II-10 : Effet de capacité de puits 32
Figure III-1 : Diagnostique et interprétation d'un essai de puits 36
Figure III-2 : Validation du modèle et des paramètres 36
Figure III-3 : Courbe de Build-up test 38
Figure III-4 : Courbe d'interprétation MDH 39
Figure III-5 : La dérivée pour un réservoir homogène infini 44
Figure III-6 : Interprétation directe à l'aide de la dérivée 46
Figure III-7 : Les courbes types pression et dérivative pour un réservoir infini avec le wellbore Storage et l'effet de skin 47
Figure IV-1 : Les trois différentes périodes de temps 48
Figure IV-2 : Réponse d'un puits idéal 49
Figure IV-3 : Réponse d'un puits avec wellbore storage et effet de skin 50
Figure IV-4 : Schéma illustratif du phénomène de pénétration partielle 51
Figure IV-5 : Réponse d'un puits avec pénétration partielle 51
Figure IV-6 : La représentation d'une fracture à conductivité infinie 52
Figure IV-7 : Réponse d'un puits avec fracture de conductivité infinie 52
Figure IV-8 : La représentation d'un puits à fracture à conductivité finie 53
Figure IV-9 : Réponse d'un puits avec fracture de conductivité finie 53
Figure IV-10 : Représentation de la forme d'un puits horizontal 54

Figure IV-11 : Réponse d'un puits horizontal 55
Figure IV-12 : Représentation du régime d'écoulement radial d'un puits horizontal 56
Figure IV-13 : Représentation du régime d'écoulement linéaire d'un puits horizontal 57
Figure IV-14 : Représentation du régime d'écoulement pseudo radial d'un puits horizontal .57
Figure IV-15 : Cas d'un réservoir de largeur finie 58
Figure IV-16 : Réponse d'un puits avec changement de wellbore Storage 59
Figure IV-17 : Représentation d'un réservoir à double porosité 60
Figure IV-18 : Réponse d'un réservoir à double porosité, pseudo steady state 61
Figure IV-19 : Réponse d'un réservoir à double porosité, transitoire 62
Figure IV-20 : Représentation d'un réservoir à double perméabilité 62
Figure IV-21 : Réponse d'un réservoir à double perméabilité 63
Figure IV-22 : Représentation d'un réservoir radial composite 64
Figure IV-23 : Réponse d'un réservoir radial composite 64
Figure IV-24 : Schéma illustrative d'un réservoir linéaire composite 65
Figure IV-25 : Réponse d'un réservoir linéaire composite 65
Figure IV-26 : Simulation d'une faille étanche par un puits imaginaire 66
Figure IV-27 : La représentation de la pression et de la dérive pour un puits limité par une faille étanche 66
Figure IV-28 : Présentation de modèle chenal 67
Figure IV-29 : La représentation de la pression et la dérive pour un puits limité par deux failles étanches 67
Figure IV-30 : Représentation de la forme et des régimes d'écoulements pour le modèle limite de deux failles étanches sécantes 68
Figure IV-31 : Réponse d'un réservoir avec limite d'intersection des deux failles étanches ..69
Figure IV-32 : Schéma illustratif d'un réservoir avec limite à pression constant 69
Figure IV-33 : Réponse d'un réservoir avec limite à pression constant 70
Figure IV-34 : Représentation de la forme d'un réservoir fermé 70
Figure IV-35 : Réponse d'un réservoir fermé 71
Figure V-1 : Effet de skin 72
Figure V-2 : Skin infinitésimal 73
Figure V-3 : Skin d'épaisseur finie 73
Figure V-4 : Puits avec rayon effectif 74
Figure V-5 : Effet du skin sur les courbes de remontées 75
Figure V-6 : Skin de perforation 78

Figure V-7 : Hauteur utile effective 81
Figure V-8 : Puits vertical et puits incliné 83
Figure V-9 : Description d'une fracture verticale 84
Figure V-10 : Puits horizontal 85
Figure V-11 : Réservoir double porosité 87
Figure V-12 : Dimensions des blocs matriciels 87
Figure V-13 : Skin de variation de mobilités 88
Figure V-14 : Réservoir bicouche 89
Figure V-15 : Anisotropie de la perméabilité 93
Figure VI-1 : log-log plot du puits OKN-53 96
Figure VI-2 : semi-log plot du puits OKN-53 97
Figure VI-3 : log-log plot du puits OKN-551 98
Figure VI-4 : semi-log plot du puits OKN-551 98
Figure VI-5 : log-log plot du puits OKN-67 100
Figure VI-6 : log-log plot du puits OKN-67 100
Figure VI-7 : semi-log plot du puits OKN-64 102
Figure VI-8 : semi-log plot du puits OKN-64 102
Figure VI-9 : semi-log plot du puits OKN-72 103
Figure VI-10 : semi-log plot du puits OKN-72 104
Figure VI-11 : Les skins du puits OKN-53 108
Figure VI-12 : Les skins du puits OKN-551 109
Figure VI-13 : Les skins du puits OKN-67 111
Figure VI-14 : Les skins du puits OKN-64 112
Figure VI-15 : Les skins du puits OKN-72 114

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Les caractéristiques pétrophysiques des niveaux producteurs 12
Tableau I-2 : Les propriétés des fluides de gisement 13
Tableau IV-1 : Les modèles puits, réservoirs et limites 48
Tableau V-1 : Constantes pour le calcul du skin de perforation 80
Tableau VI-1 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-53 97
Tableau VI-2 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-551 99
Tableau VI-3 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-67 101
Tableau VI-4 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-64 103
Tableau VI-5 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-72 104
Tableau VI-6 : Skin de perforation 105
Tableau VI-7 : skin de pénétration partielle 105
Tableau VI-8 : skin multiphasique 106
Tableau VI-9 : skin de multicouche 106
Tableau VI-10 : skin de différentes de mobilités 106
Tableau VI-11 : skin de fracturation hydraulique 106
Tableau VI-12 : skin de fissuration 106
Tableau VI-13 : skin d'endommagement 107

Nomenclature

A : surface
B : facteur volumétrique d'huile
C : coefficient de Wellbore storge
C_g : compressibilité de gaz
C_o : compressibilité d'huile
C_w : compressibilité de l'eau
C_f : compressibilité de la formation
C_t : compressibilité totale
g : gravite
h : hauteur utile
h_w : hauteur perforée
h_{perf} : distance entre les perforations
IP : indice de productivité
k : perméabilité
k_d : perméabilité du skin de matrice
k_f : perméabilité d'une facture ou d'une fissure
k_h : perméabilité horizontal
k_m : perméabilité dans les blocs matricielle
k_s : perméabilité de la zone endommagée
k_v : perméabilité verticale
κ : le contraste de transmissivité entre deux couches
L : longueur d'un drain horizontal
L_{perf} : longueur des perfos
m : pente d'une ligne droite (semi-log ou autre)
M : rapport des mobilités
n : nombre de direction de plan des fissures ou coefficient de turbulence
P : pression
P_i : pression initiale
P_{wf} : pression dans le puits
Re : rendement d'écoulement
r : rayon
r_w : rayon du puits
r_s : rayon d'endommagement
r_i : rayon d'investigation
r_m : taille des blocs matriciels
ρ : masse volumique
S_g : la saturation de gaz
S_o : la saturation d'huile
S_w : la saturation d'eau
S : coefficient de skin
S_{ani} : skin d'anisotropie
S' : skin dû à l'écart de darcy
S_I : skin d'inclinaison
S_f : skin double porosité
S_g : skin géométrique
S_L : skin multicouches
S_{mph} : skin multiphasique
S_p : skin de perforation
S_{pp} : skin de pénétration partielle
S_{rc} : skin de variation de mobilité
S_{dp} : skin double porosité
S_t : skin total
q : débit en surface
q_f : débit au fond
t : temps
t_p : temps de production
t_{etf} : le temps de la fin de l'écoulement transitoire
X_f : longueur de la fracture
Z : facture de compressibilité
μ : la viscosité
ϕ : la porosité
φ : angle entre les perforations
α et β: coefficients de changement d'unité
ω : capacité des fissures
λ : coefficient d'échange entre deux couches

Introduction générale :

Le système le plus important dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, il donne 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 de construire un modèle de réservoir, d'optimiser le gisement et d'établir un projet de développement du champ et la récupération des hydrocarbures.

Il est important pour le producteur de comprendre le concept du réservoir et d'avoir les paramètres petrophysiques d'une part et de vérifier l'état des abords de puits et évaluer les opérations effectués sur le puits d'autres part. Pour cela, il est nécessaire d'exécuter un essai de puits suivi de l'interprétation des résultats obtenu en utilisant plusieurs méthodes d'interprétation. Les facteurs les plus importants sont la perméabilité et le skin. Ce dernier est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente un skin global qui regroupe plusieurs pseudo-skins de différentes origines. Une étude détaillée est nécessaire pour comprendre l'apport de chaque type de pseudo-skin dans le skin global et de déterminer le skin d'endommagement. C'est pourquoi, des techniques de stimulation ont été introduites pour remédier aux problèmes qu'on pourrait rencontrer lors de la production d'un réservoir.

Pour définir les différents pseudo-skins, on a plusieurs formules approximatives basées sur les suppositions théoriques.

L'objectif de ce travail consiste à appliquer ces formules et approches sur un certain nombre de puits dans le but d'évaluer et d'analyser les différents pseudo-skins et le skin d'endommagement dans la zone des **OKN** du champ de **Haoud Berkaoui**, et les combiner avec les résultats obtenus après l'interprétation des essais de puits sélectionnés.

Pour ce faire, ce mémoire est composé de six (06) chapitres : **le premier chapitre** est consacré à la présentation de la région Haoud Berkaoui en décrivant sa stratigraphie ainsi que ses caractéristiques pétrophysiques et les propriétés des fluides de formation. Dans **le deuxième chapitre,** on présente le principe et le but des essais de puits ainsi que leurs équations de base servant à décrire le comportement des fluides à l'intérieur de réservoir. **Un troisième chapitre** qui sert à expliquer la procédure des différentes méthodes d'interprétation des essais de puits pour estimer les paramètres de notre système (réservoir-puits). **Le quatrième chapitre** présente

les différents modèles puits, réservoirs et limites. Dans **le cinquième chapitre**, on définit le skin d'endommagement et les différentes origines des pseudo-skins ainsi que leurs équations mathématiques appropriées. Enfin, **le dernier chapitre** consacré à l'interprétation des essais de puits et aux calculs des pseudo-skins ainsi que la détermination de l'origine d'endommagement.

Introduction :

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya. Ce dernier se situe dans la partie nord de Sahara Algérien. Elle se localise exactement dans la province centrale.

Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Elle est limitée, au nord par la zone haute de Djamâa – Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; Au sud-est le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi.

La région de Haoud Berkaoui se situe au nord de la dépression de Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 km, sa largeur varie de 25 à 30 kkm au sud-ouest et de 08 à 10 km au nord-est.

1. Historique de la région :

La direction régionale de Haoud- Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 km du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux (2) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km^2.

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963. C'était en Mars 1965 qu'on a implanté le premier sondage OK101 au sommet de la structure de Haoud- Berkaoui qui a localisé une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API (d=0.8) dans la série inférieure (SI) du trias argilo- gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance triasique).

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m^3/heure avec une pression de gisement de 520 kg/cm^2 et un GOR de 101m^3/m^3. Ce test réussit était promoteur, il persuada les producteurs à implanter d'autres puits aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d'autres gisements périphériques.

A ce jour, plus de 100 puits sont en exploitation, repartis sur l'ensemble des champs, dont plus de 73 puits en gaz lift et plus de 27 éruptifs. Les autres puits sont des puits injecteurs d'eau pour le maintien de pression. La production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m^3,

pour des réserves en place de 472 millions de m^3. Toutes les quantités d'huiles et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont:

- ✓ La production d'huile et du condensât.
- ✓ La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift).
- ✓ L'injection d'eau.

Sa production d'huile est reliée au 28" Haoud EL Hamera/ Arzew par un 10" à partir des centres de production de Haoud Berkaoui (production de Berkaoui et de Benkahla) et un 8" à partir du centre de Guellala (production de Guellala, Guellala Nord-Est et la périphérie).

La production de gaz de vente est acheminée par un pipe de 12" relié au gazoduc 48" allant à Hassi R'mel.

La production de GPL est acheminée vers le gazoduc 12" Hassi R'mel par un pipe de 4".

2. Développement de la région :

En l'espace de 39 ans, la région a connu des changements très impotents au fur et à mesure de son développement dont voici les dates les plus importantes :

1963 : Découverte du champ Ouargla.

1965 : Découverte du champ HAOUD BERKAOUI (HBK).

1966 : Découverte du champ BENKAHLA (BKH).

1967 : Mise en production d'un centre de traitement d'huile à BERKAOUI, composé de deux batteries de séparation, trois bacs de stockage et de deux motos pompage diesel, pour l'expédition par la mise en production du premier puits.

1969 : Découverte du champ de GUELLELA (GLA).

1970 : Extension du centre de BERKAOUI pour recevoir la production de (BKH).

1971 : Mise en service du centre de (BKH).

1972 : Découverte du champ de (GLA) nord-est.

1976 : Mise en service du centre de production de (GLA).

1976 : mise en service du centre de production de (GLA).

1978 : Mise en service du centre de production GLANE et la création de la région de (HBK).

1980 : Mise en service du centre de traitement de DRT.

1981 : Démarrage de l'injection d'eau à BERKAOUI et BENKAHLA.

1984 : Extension du centre de GLANE.

1989 : Passion de consignes entre la région HBK et Hassi R'mel pour les champs de Oued Noumer.

1992 : Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH.

1995 : Mise en service de la nouvelle unité électrique d'eau à HBK.

1996 : Mise en service de la nouvelle unité de dessalage au centre de HBK.

1999 : Découverte de champ de BENKAHLA EST (BKHE).

2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.

3. Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente l'une des principales zones d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle fait partie du bloc 438 situé au Nord de la dépression d'Oued-Mya. Cette région se trouve à une trentaine de kilomètres au Sud-Ouest de la wilaya de Ouargla, elle se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel à 700 km au Sud-Est de la capitale, Alger et à environ 100 km à l'Ouest de Hassi Messaoud à une altitude de 220 mètre **(Figure I-1).**

Cette région est importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays. Elle s'étend de Sud- Est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt. La zone pétrolière de Haoud Berkaoui comprend trois champs importants: champ de Berkaoui (HBK); champ de Benkahla (BKH); champ de Guellala (GLA), ainsi que d'autres petits champs périphériques.

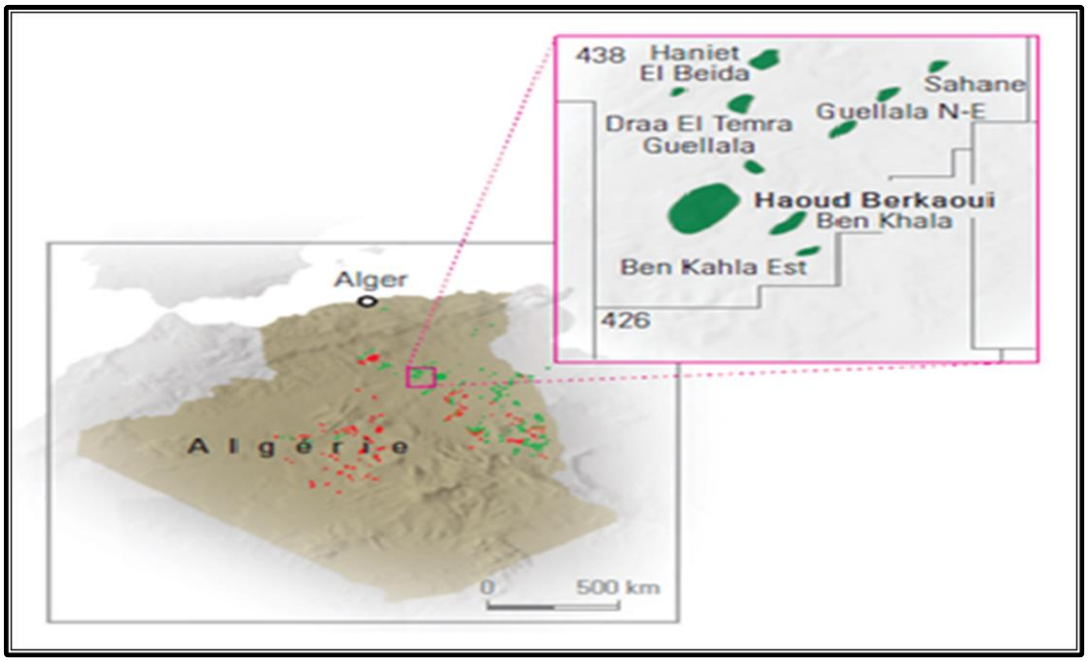

Figure I-1 : Situation de la région Haoud Berkaoui

4. Les champs de la région :

La région de Haoud Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens. Elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 km^2, dont les principaux sont :

4.1. Haoud Berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 km^2 avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions stm^3 d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

4.2. Champ de Benkahla :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 km^2, élevé de 209 m par rapport au de le niveau de la mer.

Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions stm^3 d'huile.

La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

4.3. Champ de Guellala :

Le gisement de Guellala a une surface de 35 km^2 avec une élévation par rapport au niveau de la mer de 198 m. Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01.

Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions stm^3 d'huile.

La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

4.4. Les Périphériques :

Elle est composée de plus de 10 structures. La production de quelques puits se faite par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gas-lift.

Parmi ces petits champs, on a :

- N'GOUSSA (N'GS).
- DRAA TAMRA (DRT).
- MOUKH EL KEBCH (MEK).
- GARETE CHOUF (GEF).
- MELLALA(MEL).
- SAHANE (SAH).
- BOUKHAZANA (BKZ).
- EL HAICHA.
- OUARSENIS (ORS).
- BAB EL HATTABET (BHT).
- TAKHOUKHET (TKT).
- HANIET EL MOUKHTA (HKA).
- ARIF.
- HANJET REL BEIDA(HEB).
- KEF EL AGOUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE).

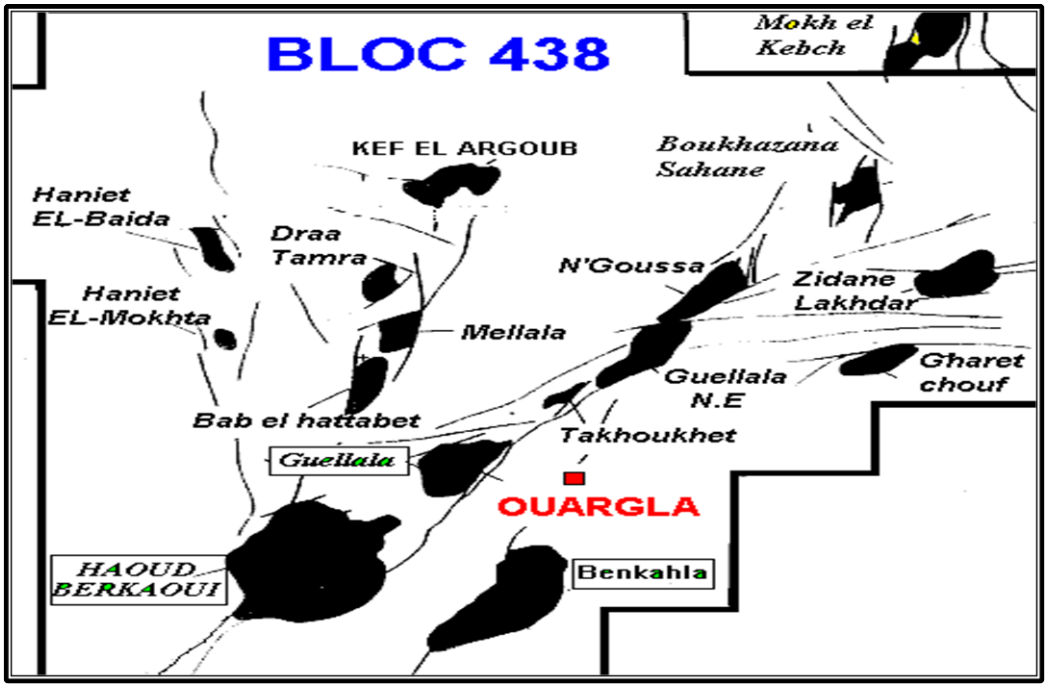

Figure I-2 : Les champs de la région Haoud Berkaoui

5. Stratigraphie de la région et environnement de dépôt du réservoir :

La dépression d'Oued-Mya, au cœur de la province Triasique, fut affectée par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier a permis le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne séparant ainsi deux séries de deux ères différentes (**Figure 1 annexe A**) :

- ✓ La série paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères.
- ✓ La série mésozoïque de 1'ere secondaire qui renferme les principaux réservoirs de Berkaoui.

La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le Mio-Pliocène qui affleure en surface, le crétacé, le jurassique, le trias, le gothlandien et 1'ordovicien. Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le perimien sont inexistant. Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le gothlandien.

5.1. Cénozoïque :

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Mio-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grés roux et beige, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grés peu consolidés. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

5.2. Mésozoïque :

Il se compose de:

- **Crétacé :** il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des Grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates et des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit:
- **Néocomien :** c'est un ensemble Argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180m.
- **Barremien :** il est constitué de grès brun rouge, fins à moyens, qui passe à du sable fin à grossier avec des intercalations d'argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350m.
- **Aptien :** c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie.
- **Albien :** c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques.
- **Cénomanien :** c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130m.

- **Turonien :** il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80 m.
- **Sénonien :** Il est composé de:
  - ✓ Sénonien lagunaire à la base constituée essentiellement d'anhydrite et de carbonate dont l'épaisseur est de 400 m environ.
  - ✓ Sénonien carbonaté au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160 m.
- **Jurassique :** il comprend du bas au haut:
  - ✓ **Lias salifère :** c'est une formation de 80m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argile;
  - ✓ **Lias anhydritique :** c'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260m environ.
  - ✓ **Dogger :** il comprend:
    - **Dogger lagunaire :** il est constitué de marne et d'argile grise avec des intercalations d'anhydrite blanche. Son épaisseur est de 110 m environ.
    - **Dogger argileux :** il est constitué d'argile grise, tendre à plastique parfois siliceuse. Son épaisseur est de l'ordre de 205 m.
  - ✓ **Malm :** il est constitué d'argile rouge, tendre à plastique parfois sableuses à passées de dolomie beige cristalline dure. Son épaisseur peut atteindre les 200 m.
- **Trias :** il est représenté par:
  - ✓ **Le trias argilo-gréseux :** il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué du bas vers le haut de:
    - **Série inférieure :** elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50 m, constituée par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses.
    - **Série éruptive (andésites) :** c'est une série volcanique avec une épaisseur variable constituée par des roches éruptives.
    - **Trias argilo- gréseux T1 :** cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m. Il est constitué de :

      *Argile brun- rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroit.

      *Grés fins gris à brun- rouge à ciment d'argile et carbonate.

      *Argile brun- rouge légèrement dolomitique.

- **Trias argilo- gréseux T2 :** cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel.

✓ **Le trias argilo- salifère :** c'est une excellente couverture aux différents réservoirs triasiques, elle est constituée de deux ensembles qui sont respectivement de bas en haut:

- **Le trias argileux :** c'est la couche couverture des réservoirs triasiques, son épaisseur est de l'ordre de 120 m. Elle est constituée essentiellement d'argile.
- **Le trias salifère :** c'est une alternance de sel, d'anhydrite et d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 450 m.

5.3. Paléozoïque :

Le gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20 m. Il est représenté essentiellement par des argiles indurées et silteuses à noir, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fins blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653 m.

6. Le réservoir :

6.1. Aspect structural :

La structure de Haoud Berkaoui est un vaste anticlinal faille de direction nord-nord- sud/sud-sud-ouest avec une fermeture structurale à la côte -3324 m et une surface fermée de 175 km^2, elle constitue la plus grande structure du bassin de Oued-Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central. Elles sont notées (f1, f2) et leur rejet peut atteindre 150 m au sommet de la structure.

Le top du trias argilo- gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500 m. La structure est un anticlinal orienté nord- sud d'environ 22 km de long et 15 km de large, avec un relief vertical de 1'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

La structure de Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale.

6.2. Aperçu sur les trois réservoirs du champ :

Le réservoir du champ de Haoud Berkaoui est d'âge triasique. Il est constitué de bas en haut par (**Figure 2 Annexe A**):

- La série inférieure, objectif principal.
- La série intermédiaire andésitique.
- Le T1, objectif secondaire.
- Le T2, réservoir compact.

➢ **La Série Inférieure :**

C'est un ensemble **argilo-gréseux**. La série est formée par des séquences grano-décroissantes, à ciments **argilo-siliceux** à la base et argilo-siliceux carbonatés au sommet. L'analyse séquentielle et le type de faciès montrent que la série inférieure s'est déposée dans un système fluviatile en tresses affectées par des périodes d'ennoyage et de sécheresse vers le sommet de la série.

➢ **La Série Intermédiaire (roche éruptive, RU) :**

Elle provient d'un épanchement volcanique intra-dépositionnel de la série inférieure. Son épaisseur varie de moins de 3 à 70 mètres. Le maximum d'épaisseur est observé au nord de la structure.

➢ **Le Trias T1 :**

Cette formation est constituée de faciès argilo-gréseux d'une épaisseur variant de 20 à 30 mètres. Le Trias T1 est représenté par des séquences grano-décroissantes « chenalisantes » de grès moyens à fins.

➢ **Le Trias T2 :**

Il correspond au dernier épisode silto-gréseux du Trias qui évolue vers un faciès argileux. Il est formé par un faciès argilo-silteux brun-rouge, d'une épaisseur variant de 8 à 15 mètres.

6.3. Caractéristiques du réservoir :

La structure de Haoud Berkaoui se situe sur le bourlet Est de la dépression de Oued-Mya. Les terrains d'age mésozoïque reposent en discordance hercynienne sur Ies terrains plissés paléozoïque. An niveau de la région de Haoud Berkaoui, le mésozoïque repose sur le Gothlandien argileux. On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud Berkaoui,

divises par deux (2) failles majeures d'orientation sud-ouest/ nord-est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à 1'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (S1) dont deux (02) sont productifs (T1 et S1) et le troisième niveau (T2) est généralement compact.

Les caractéristiques initiales de réservoir :

- Les niveaux producteurs : Le T1 et la SI du TAG, le T2 est généralement compact.
- La profondeur moyenne: 3550 m.
- La pression de gisement initiale : 518 Kg/cm² à la côte de référence (-3100 m).
- La pression de bulle : 190 kg/cm².
- Le contact huile-eau initiale : 3324 m.
- La température du réservoir : 100°C.
- La hauteur totale moyenne du réservoir: 47 m.
- La hauteur totale moyenne du T1 : 30 m.
- La surface du réservoir : 41,1 km².

Les caractéristiques pétro-physiques des niveaux producteurs sont les suivantes :

Caractéristiques	Porosité moy(%)	$S_{w,moy}$ (%)	k_{moy} (md)
SI	8.80	32.7	56.2
T1	8.30	25.5	20.4

Tableau I-1 : Les caractéristiques pétro-physiques des niveaux producteurs

6.4. Propriétés des fluides de gisement :

Propriétés	Huile	Gaz	Eau de gisement
B_o @ la pression de gisement initiale (m^3/ m^3)	1,46	0,00347	1,04
B_o @ la pression de bulle (m3/m3)	1,59	0,00581	-
μ a la pression de gisement initiale (cp)	0,337	0,0419	0,76
μ a la pression de bulle (cp)	0,245	0,022	-
La compressibilité $(kg/cm^2)^{-1}$	2,8 e-4	-	0,2494
La saturation en huile résiduelle (%)	25%	-	-
La densité a la pression de gisement initiale	0,81	0,81	1,22
Le GOR de dissolution Rsi /GWR (stm^3/m^3)	165	-	GWR 0,4

pH	-	-	3,2
Pression de saturation	-	-	148
Densité à la pression atmosphérique	-	-	1,26
Viscosité à la pression atmosphérique	-	-	0,37

Tableau I-2 : Les propriétés des fluides de gisement

7. Etat actuel du champ :

Actuellement plus de 70 puits (entre producteur et injecteur) sont forés sur le Champ, dont quelques puits sont fermés à cause des raisons techniques (work-over ; un grand WOR ; transformation en puits injecteur... etc.). La quantité d'eau injectée depuis le début de maintien de pression au 31-12-1988 jusqu'à la fin de 2001, dépasse 10.556.392 m^3 ; A la fin de 2001 la production est atteinte 73.44 * 10^6 stm^3 depuis le début de l'exploitation de gisement.

8. Les problèmes d'exploitation sur HBK :

Les problèmes d'exploitation les plus importants existants sur le champ de HBK sont :

- Les bouchages au niveau des perforations et la colonne de production par les dépôts de sel et de sable.
- Dépôts d'asphaltènes au niveau de la colonne de production dans quelques puits.
- Les venues d'eau dans les puits productifs.
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- La diminution de la pression de réservoir.
- Difficulté d'isoler l'eau de l'Albien pour qu'il ne se dirige pas vers les couches salifères.

Et les solutions estimées sont :

- Le colmatage est à cause de la pénétration de la boue de forage de grande densité dans la formation ; cette densité crée une différence importante de pression dans la formation (skin due à la boue de forage). La solution dans ce cas est de nettoyer le rayon de drainage du puits par :
  - Acidification.
  - Fracturation.
- Au cours de la vie du puits, la production est accompagnée d'une chute de pression et de température ; le sel se dépose et bouche la colonne de production et les perforations. Pour y remédier, on a recours aux solutions suivantes :

- Gratter le sel à l'aide du Wire Line.
- Injecter de l'eau douce soit par bouchon, soit en continue - en fonction de la vitesse de précipitation des sels - avec un concentrique ou bien une complétion spéciale de gaz lift ; le volume d'eau injecté est calculé de telle sorte qu'on ne neutralise pas le puits. L'injection d'eau est assurée par une pompe comme les pompes BSB ou à partir du centre de traitement.

- On peut considérer l'injection d'eau comme une solution pour le maintien de pression, mais elle pose un problème d'arrivée d'eau aux autres puits producteurs ; donc une bonne optimisation des zones à perforer est nécessaire.
- Placer et cimenter un packer avec les casings $13^{3/8}$ ou bien $9^{5/8}$ pour ne pas répéter le cratère de l'OKN-32 (pour isoler l'eau de L'Albien et les autres couches salifères).
- L'injection périodique de reformat pour les puits qui rencontrent un problème de précipitations d'asphaltènes.

Introduction :

Les essais de puits est la seule technique qui examine une portion considérable du réservoir sous conditions dynamiques pour déterminer ses capacités de production et ses propriétés.

Contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement et à la diagraphie qui donne une information locale, les essais de puits donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production… et des grandeurs dynamiques telles que la pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité…

1. Principe des essais de puits :

Le principe de base des essais de puits est de créer une variation instantanée du débit de puits. Cette dernière provoque une perturbation du régime de pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits.

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Avant l'ouverture du puits, la pression initiale P_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période de production, la pression en débit ΔP s'exprime :

$$\Delta P = P_i - P(t)$$

Lorsque le puits est fermé, la remontée de pression ΔP s'exprime à partir de la dernière pression en débit $P(\Delta t=0)$:

$$\Delta P = P(t) - P(\Delta t = 0)$$

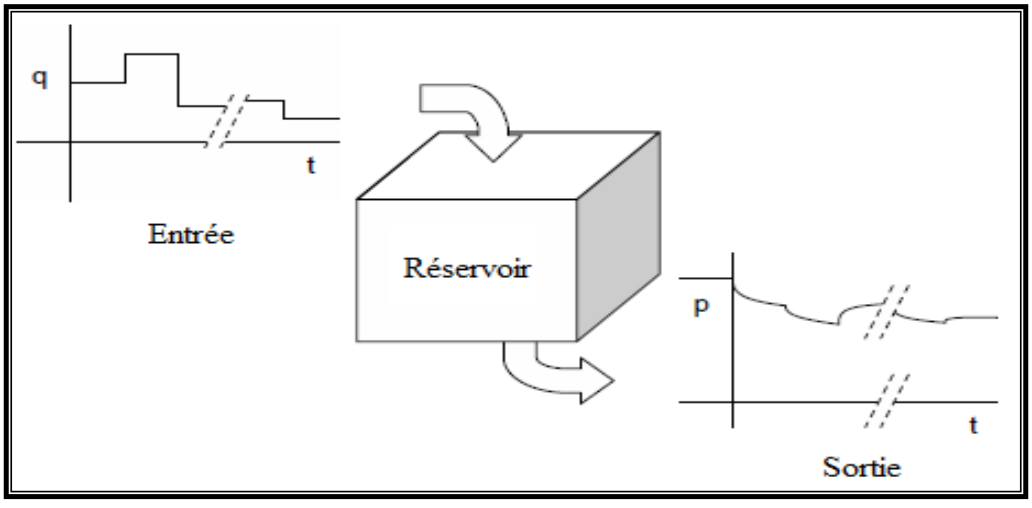

Figure II-1 : Principe des essais de puits

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé Δt depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

La période du test peut être d'une durée relativement petite comme elle peut durer plusieurs mois suivant ses objectifs.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides ou on utilisant des logiciels spécifiques dans le domaine.

2. Objectifs des essais de puits

Selon que les essais de puits soient effectués sur un puits d'exploration, un puits de confirmation ou un puits de développement, les objectifs des essais de puits pour l'importance respective ne sont pas les mêmes.

D'une façon générale, L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des renseignements sur le réservoir et sur le puits, permettant la construction du modèle de réservoir en association avec les études géologiques et géophysiques. Ce modèle sera utilisé pour prédire le comportement du champ, estimer la rentabilité et la récupération, l'orientation future de l'exploitation et l'amélioration de la productivité des puits. Cependant, les principaux objectifs d'un essai de puits sont :

- Evaluer Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir comme la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir et la porosité.
- Evaluer l'indice de productivité pour un puits à effluent liquide, tandis que pour un puits à gaz c'est de définir la courbe de débit potentiel.
- Déterminer le rayon de drainage de chaque puits pour évaluer le nombre adéquat de puits à forer dans le réservoir.
- Contrôler l'efficacité des opérations de mise en production (complétion ou stimulation) qui peuvent conduire à une modification des installations de fond et/ou de surface, afin de mieux les adapter aux conditions du puits.
- Déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques.
- Estimer le gradient de la colonne statique et dynamique par la mesure simultanée des pressions de fond et de tête. Ces résultats sont précieux pour la vérification de calcul des pertes de charges dans le tubing.
- Déterminer la nature et les caractéristiques des fluides produits suite à une opération d'échantillonnage.

- Estimer les réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.
- Evaluer les prévisions des incidents éventuels de production à partir de l'identification des différents problèmes rencontrés pendant la production, soit au réservoir (venue de sable, tenue de terrains, envahissement par l'eau ou par le gaz …etc) ou au mouvement de l'effluent (dépôt de sel, les asphaltènes et les paraffines).

D'une façon particulière, 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.

3. Données nécessaires pour l'analyse des essais de puits :

- **Données de l'essai :** débit (séquence des événements complètes avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.
- **Données de puits :** rayon du puits, géométrie (incliné ou horizontal), profondeur (formation et capteurs de pression).
- **Paramètres réservoir et fluide :** épaisseur de la formation (utile), porosité, compressibilité de l'huile, de l'eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de l'huile et le facteur de volume.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle…). Des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.

4. Types des essais de puits :

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

- Selon la chronologie de test :

  On a les tests initiaux (drill stem test), tests potentiels et tests périodiques.
- Selon le nombre de puits rentrant dans le test :

  On a les tests à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; les tests à plusieurs puits (test d'interférence, pulse test).
- Selon le type de puits :

  Tests des puits producteurs (build up ; drawdown) et des puits injecteurs (test d'injectivité ; falloff).

- Selon le mode de test :

  En fermant le puits (build up ; falloff) ;

  En ouvrant le puits (drawdown ; test d'injectivité) ;

  En plusieurs fermetures et ouvertures successives (dst ; test d'interférence ; pulse test).

4.1. Test en debit (Draw-down test)

Un test en débit consiste à l´ouverture d´un puits initialement fermé à un débit constant q et l´enregistrement de l´évolution de la pression.

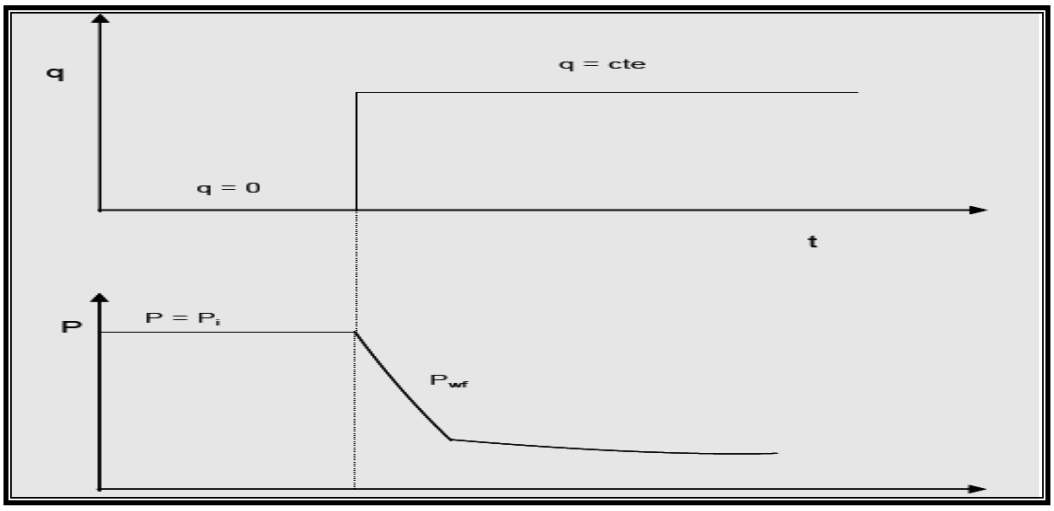

Figure II-2: Draw-down test

Le test Draw-down est pratiquement applicable aux:

- Nouveaux puits.
- Quand les puits où le test BU (Build-Up) provoque une énorme perte de production.

Les inconvénients :

Il est à signaler que l´inconvénient majeure d´un test en débit est la difficulté de maintenir un débit constant durant toute la période du test.

4.2. Test de remontée de pression (Build-up test) :

C'est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier ; ce type de test est utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir. Il consiste a fermé un puits initialement ouvert et l´enregistrement de l´évolution de la pression.

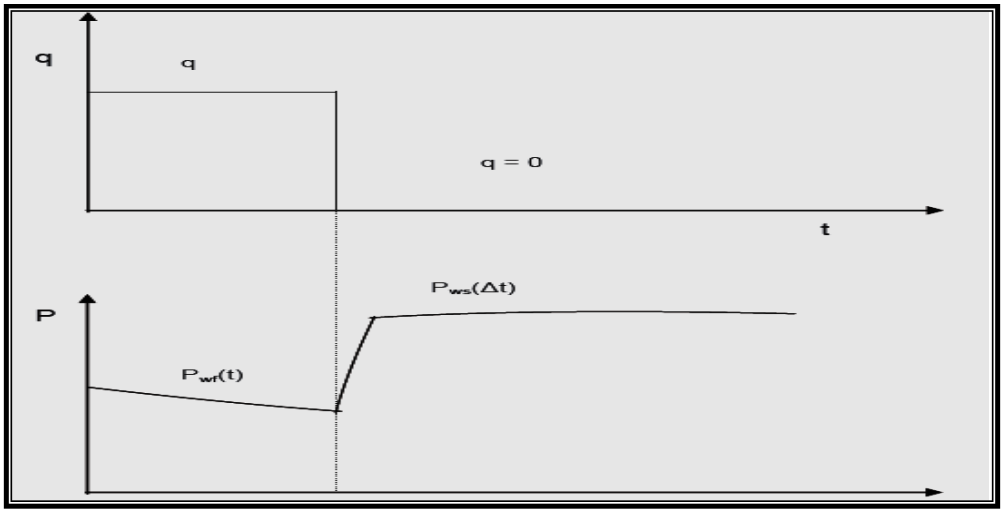

Figure II-3 : Build-Up test

Les avantages du test Build-Up:

- Le contrôle de débit (puits fermé, Q=0) ;
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.
- Le test peut être utilisé dans certain puits qui fonctionne avec des moyens artificiels (pompage).

Les inconvénients du test Build-Up:

- L´inconvénient majeure de ce type de test concerne l´aspect économique, car la fermeture d´un puits induit une diminution de la production donc un manque à gagner, surtout lorsque le débit du puits est important et le test nécessite de longues période de fermeture.
- Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture.

4.3. Fall off test :

Ce type de test est réalisé sur les puits injecteurs pour l´évaluation des caractéristiques du puits et du réservoir. Il consiste à fermer un puits initialement ouvert (injecteur) et l'enregistrement de l'évolution de la pression induite par la variation du débit. C´est l´équivalent d´un Build Up pour les puits producteurs.

4.4. Test d´injectivité :

Ce test a pour objectif de déterminer la capacité d´absorption d´un puits. Il est réalisé sur les puits injecteurs. Il consiste à injecter un fluide à un débit connu Q dans un puits injecteur

initialement fermé et l'enregistrement de la variation de pression causé par la perturbation. C´est l´équivalent d´un Draw-down pour un puits producteur.

4.5. Test d´interférence

Un test d´interférence est un test multi-puits ; au moins deux puits sont nécessaires : un puit d´observation et un puit actif.

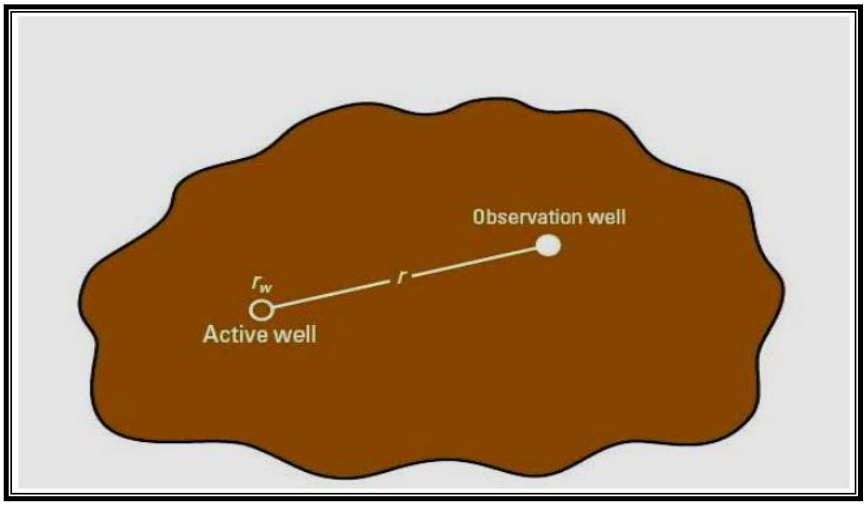

Figure II-4 : Test d'interférence

Comme son nom l'indique, un test d'interférence a pour but principal de déterminer l'existence d'interférence (communication) entre les puits testés. Ce test nous permet aussi de déterminer les caractéristiques du réservoir à une échelle plus grande que celui des essais de puits conventionnelles. Dans un test d´interférence le débit est varié sur un puits et la perturbation est enregistrée sur un autre puits. Autre que déterminer l´existence de communication entre les puits, la storativité et la transmissibilité moyenne de la proportion testée du réservoir sont les paramètres estimés par ce type de test.

4.6. Drill Steam Test (DST) :

Les tests en cours de forage (Drill Steam test) sont des mises en production provisoires sans modifier l'équipement du puits ; en d'autres termes c'est une complétion temporaire du puits permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches, et de compléter la connaissance du gisement en déterminant :

- ✓ La nature et les caractéristiques des fluides.
- ✓ La pression et la température du gisement.
- ✓ Les caractéristiques de la roche réservoir.

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

4.7. Autres tests

Ils existent encore plusieurs types des essais de puits qui ont des objectifs différents, parmi lesquels : Essai de puits à pression constant, Test de formation, Les tests à impulsion, Les tests multicouches, Test d´interférence verticale …etc.

5. Les équations de base des essais de puits :

5.1. Types des fluides dans le réservoir :

Le coefficient de compressibilité isotherme est essentiellement le facteur identifiant le type du fluide du réservoir. Généralement les fluides du réservoir sont classifiés en trois groupes :

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

En termes de volume du liquide :

$$C = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \quad \text{……. (II-1)}$$

En termes de masse volumique :

$$C = \frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial \rho}{\partial P}\right)_T \quad \text{……. (II-2)}$$

5.1.1. Fluides incompressibles :

Un fluide incompressible est défini comme étant le liquide dont le volume (ou la densité) ne change pas sous l'effet de la pression :

$$\frac{\partial V}{\partial P} = 0 \qquad \text{et} \qquad \frac{\partial \rho}{\partial P} = 0$$

En réalité, Le fluide incompressible n'existe pas, mais on l'utilise parfois pour simplifier la forme de l'équation finale de l'écoulement.

5.1.2. Fluides peu compressibles :

Un fluide est dit peu compressible si le volume (ou la densité) change légèrement avec le changement de la pression :

$$C = \frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial \rho}{\partial P}\right)$$

$$C\int_{P_{réf}}^{P} \partial P = \int_{\rho_{réf}}^{\rho} \frac{\partial \rho}{\rho}$$

$$\exp\left[C\left(P - P_{réf}\right)\right] = \frac{\rho}{\rho_{réf}}$$

$$\rho = \rho_{réf}.exp\left[\left(P - P_{réf}\right)\right] \ldots\ldots\ldots \text{(II-3)}$$

En vue de l'obtention d'une expression analytique manipulable, nous négligeons la variation de la compressibilité en fonction de la pression ; cette attitude est d'ailleurs d'autant plus raisonnable que la pression s'écarte peu de la pression de référence $P_{réf}$.

$$\rho = \rho_{réf}\left[1 + c\left(P - P_{réf}\right)\right] \ldots\ldots\ldots \text{(II-4)}$$

Connaissant le volume (ou la densité) du fluide à une pression donnée on peut avoir le volume(ou la densité) du fluide sous une autre pression.

5.1.3. Fluides compressibles :

Ce sont des fluides qui subissent un grand changement de volume sous l'effet 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 :

$$C = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z}\left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right)_T \ldots\ldots\ldots \text{(II-5)}$$

5.2. Régimes d'écoulement:

5.2.1. Régime transitoire:

L'écoulement transitoire est défini comme l'état fluide auquel le taux de variation de la pression par rapport au temps à n'importe quelle position dans le réservoir n'est pas nul ou constant.

Cette définition suggère que la dérivée de la pression par rapport au temps est essentiellement une fonction à la fois la position **i** et le temps **t.**

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(x,t) \ldots\ldots\ldots \text{(II-6)}$$

5.2.2. Régime pseudo permanent:

Lorsque la pression à différents endroits dans le réservoir baisse linéairement en fonction du temps, c'est à dire à un taux de déclin constant, l'écoulement est appelé semi permanent. Mathématiquement, cette définition indique que le taux de variation de la pression par rapport au temps à chaque position est constant, donc :

$$\frac{\partial P}{\partial t} = cte \ldots\ldots\ldots \text{(II-7)}$$

C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production.

5.2.3. Régime permanent:

Le régime permanent est identifié si la pression à chaque endroit dans le réservoir reste constant, c'est à dire, ne change pas avec le temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée en tant que :

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \ldots\ldots\ldots \text{(II-8)}$$

C'est le régime d'écoulement existant en production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gas-cap ou d'un aquifère quand la mobilité de l'eau est grande devant celle de l'huile.

Remarque: Un essai de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir.

5.3. Géométrie du réservoir: (géométrie d'écoulement)

La majorité des tests ne peuvent pas décrire la réponse du réservoir entier mais une partie plus proche du puits testé. Pour cela il est nécessaire de décrire cette partie du réservoir affectée par la géométrie de l'écoulement possible durant le test.

5.3.1. Écoulement linéaire:

L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante. On trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fractures artificielles. Les analyses des données de pression mesurée durant le test suivent les équations de l'écoulement linéaire.

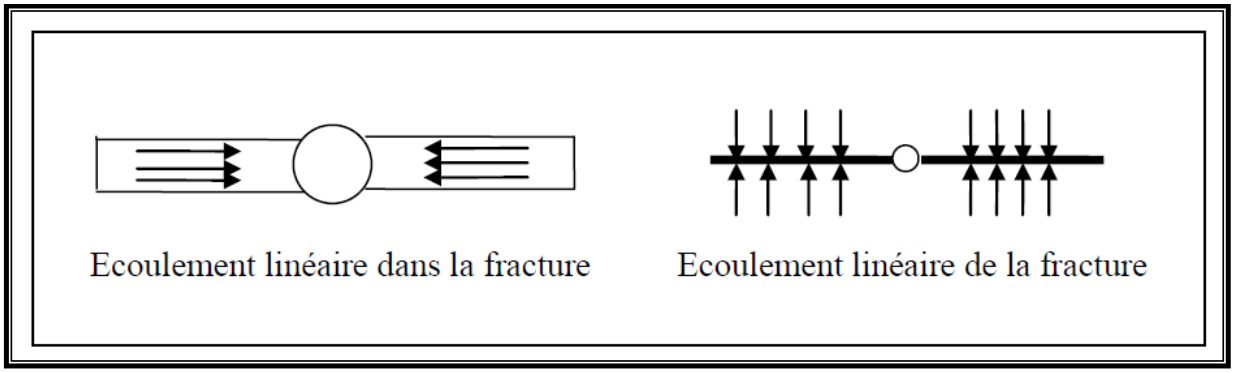

Figure II-5 : Ecoulement linéaire

5.3.2. Écoulement radial :

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir, l'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours du puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits ; l'écoulement devient radial. C'est pour cette raison que la géométrie de l'écoulement radial est applicable dans l'analyse des données de la pression transitoire.

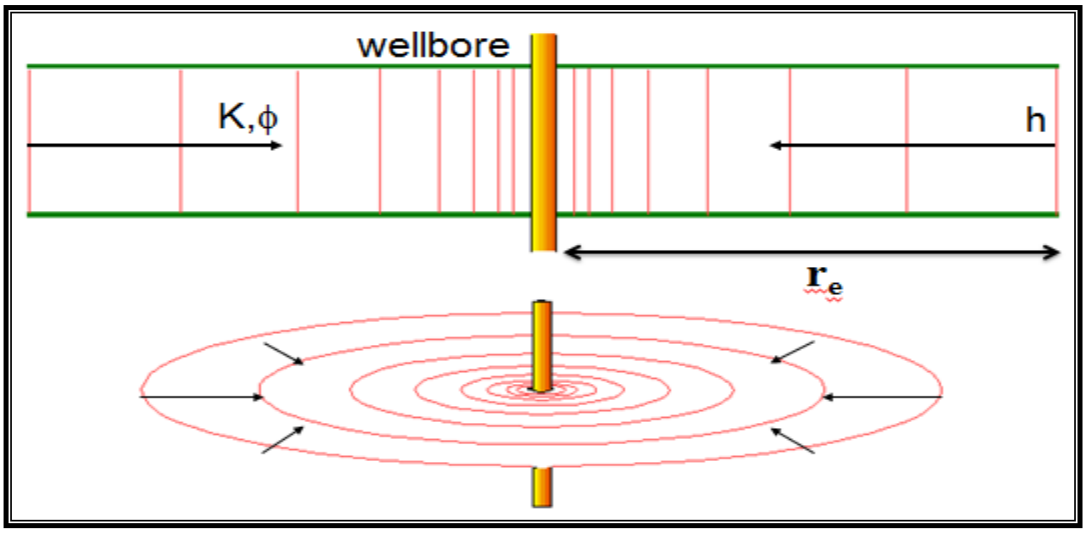

Figure II-6 : Ecoulement radial

5.3.3. Écoulement elliptique :

L'écoulement des fluides est radial à une distance proche du puits mais dans les puits fracturés l'écoulement change sa direction et devient elliptique.

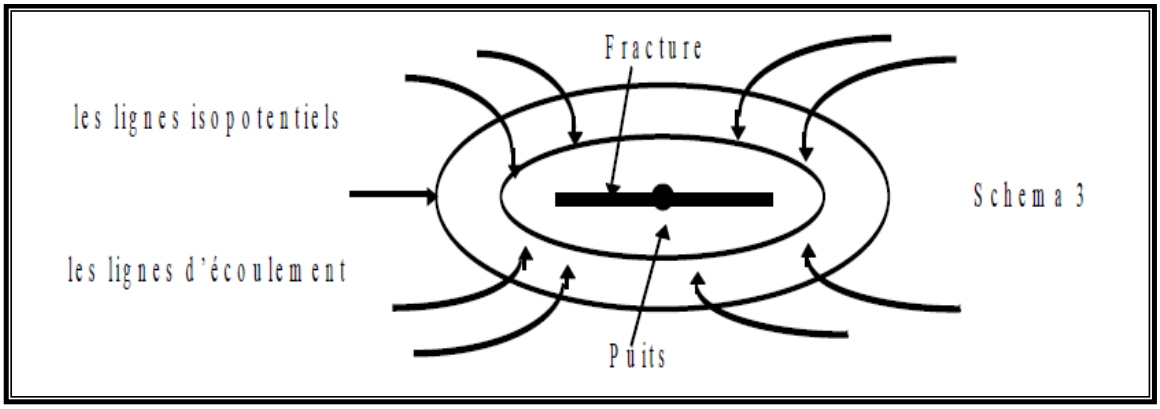

Figure II-7 : Ecoulement elliptique

5.3.4. Écoulement Sphérique :

Tout dépend de la configuration de la complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou semi-sphérique aux abords du puits. Par exemple, dans un puits avec des intervalles limités en perforations, l'écoulement est sphérique au voisinage des perforations. Dans le cas d'une pénétration partielle l'écoulement est semi-sphérique et l'écoulement devient radial tout en s'éloignant du puits.

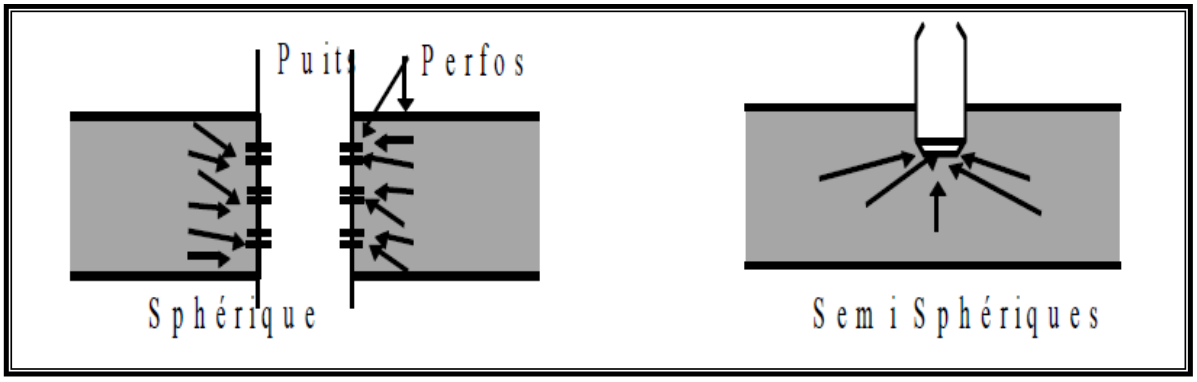

Figure II-8 : Ecoulement sphérique et hémisphérique

Ces régimes d´écoulement dépendent de la position de la zone compressible. Le type du puits, la configuration réservoir puits, l´hétérogénéité du réservoir et la nature des limites du réservoir influent sur le régime d´écoulement.

Chaque type d´écoulement est caractérisé par une droite caractéristique qui est utilisé comme un outil de diagnostic pour caractériser les types d´écoulements qui est représentée dans la figure suivant :

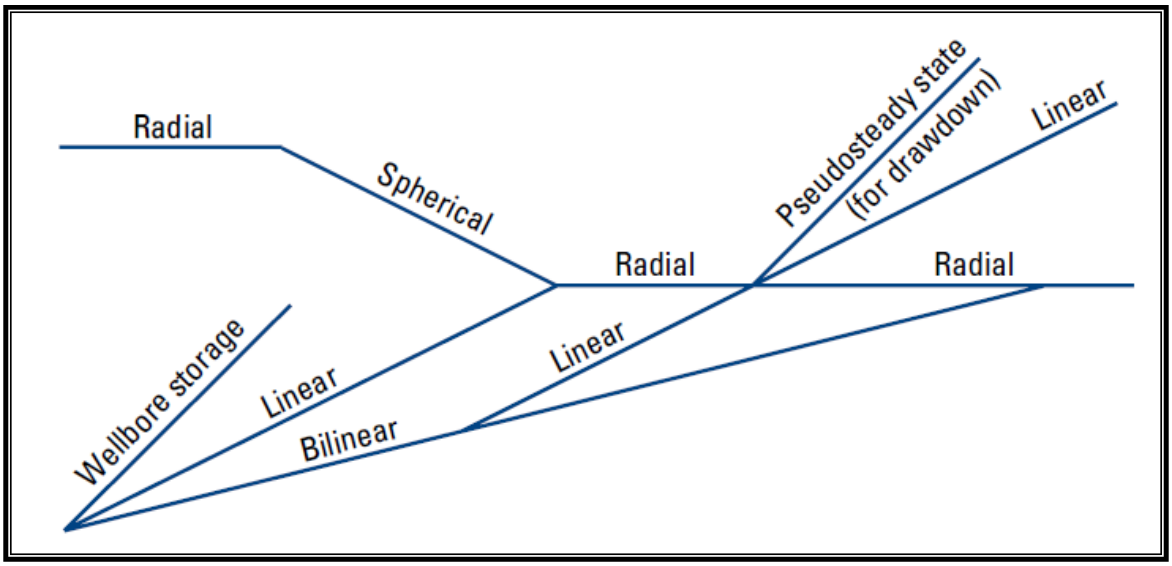

Figure II-9 : Outil de diagnostic des types d'écoulements

5.4. Nombre de fluides débordants dans le réservoir :

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

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

5.5. Equation de diffusivité :

L´équation de diffusivité est la loi qui régit l´évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie par la combinaison de trois lois :

5.5.1. Loi de DARCY:

Tout écoulement de fluide en milieu poreux s'accompagne d'une perte d'énergie qui se traduit par une chute de pression.

La loi de DARCY exprime que le débit de fluide (Q) qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

✓ Au gradient de pression (faible) dP/dx.

✓ La section (S).

✓ Et la mobilité du fluide k/μ.

Cette loi ne dépend ni de la porosité du milieu ni de la compressibilité des fluides ou celle de la roche.

La loi de Darcy peut s'exprimer en fonction de la vitesse de filtration du fluide :

$$v = \frac{k}{\mu}\overrightarrow{grad.P} \quad \text{..... (II-9)}$$

On a : $v = q/S$

L'équation précédente devient :

$$q = \frac{k}{\mu}S\overrightarrow{grad.P} \quad \text{..... (II-10)}$$

Cette équation représente l'expression vectorielle de la loi de Darcy.

En écoulement permanent linéaire, la loi de Darcy s'écrit :

$$q = \frac{k}{\mu}S\frac{dP}{dx} \quad \text{..... (II-11)}$$

En écoulement permanent radial circulaire, la loi de Darcy s'écrit :

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x} \quad \text{..... (II-12)}$$

Elle peut s'intégrer entre deux valeurs de rayon de puits r_w et le rayon de drainage r_e :

$$q = \left(\frac{2\pi kh}{\mu}\right)\left(\frac{P_e - P_w}{\ln\left(r_e/r_w\right)}\right) \quad \text{..... (II-13)}$$

5.5.2. L'équation d'état :

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente de fluides mobiles :

$$C_e = \frac{1}{\rho}\left(\frac{\partial \rho}{\partial P}\right)_T \quad \text{..... (II-14)}$$

La compressibilité globale d´un élément unitaire du volume poreux est due à l´ensemble de ses éléments compressibles :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_p \quad \text{..... (II-15)}$$

5.5.3. La loi de conservation de la masse (équation de continuité) :

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

$$div\rho v + \frac{d\left(\rho \phi S_0\right)}{dt} = 0$$

$$\left[\frac{1}{r}\frac{d}{dr}\left(\rho U_r .r\right) + \frac{1}{r}\frac{d}{d\theta}\left(\rho U_\theta\right) + \frac{d}{dz}\left(\rho U_z\right)\right] + \frac{d\left(\rho \phi S_0\right)}{dt} = 0 \ldots\ldots\ldots \text{(II-16)}$$

5.5.4. L'équation de diffusivité :

Considérons l'équation de conservation de la masse. Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy et l'équation d'état (utilisant l'équation pour un fluide peu compressible), nous obtenons l'expression suivante :

$$\Delta P + C_e\left(grad.P\right)^2 - \frac{\phi\mu.C_t}{k}\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \ldots\ldots\ldots \text{(II-17)}$$

Et pour résoudre cette équation, on prend en considération ces deux hypothèses :

- ❖ Compressibilité des fluides faible et considérée comme constante (c'est le cas d'un liquide ; huile) ;
- ❖ Gradient de pression faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir). Donc le terme $[C_e\left(grad.P\right)^2]$ est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, donc on peut la simplifier comme suit :

$$\Delta P - \frac{1}{K}\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \ldots\ldots\ldots \text{(II-18)}$$

Où : $K = \dfrac{k}{\phi\mu.C_t}$ est la diffusivité hydraulique du milieu (c'est le rapport de la mobilité et la capacité de compressibilité totale du réservoir ($\phi.C_t$).

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

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K}\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \ldots\ldots\ldots \text{(II-19)}$$

5.6. Résolution de L´équation de diffusivité :

L´équation qui décrit l´évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits est obtenue en résolvant l´équation de diffusivité avec plusieurs conditions aux limites. Ces conditions aux limites décrivent :

- L´état des pressions au début de l´essai ;

- Les limites du réservoir ;
- L´état du puits.

En fonction des conditions aux limites, l'équation peut être résolu pour les différents régimes d'écoulement : Transitoire, Pseudo Permanant et Permanant.

5.6.1. Résolution dans un réservoir homogène infini (Ecoulement Transitoire) :

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 :

- ❖ P = Pi @ t = 0 dans tous le réservoir (Pression initiale uniforme : Pi)
- ❖ P = Pi @ r = ∞ durant tout le temps (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 est régit par l´équation suivante :

$$P_i - P(r,t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{-r^2}{4Kt}\right) \text{ ..... (II-20)}$$

Où Ei (x) est la fonction exponentielle intégrale définie par : $-E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$

Approximation Logarithmique :

Quand l'évolution de la pression est mesurée au niveau du puits actif de rayon r_w, l'équation de diffusivité pour un réservoir homogène infini devient :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{-r_w^2}{4Kt}\right) \text{ ..... (II-21)}$$

Dès que le rapport ($\frac{-r_w^2}{4Kt} < 10^{-2}$), ce qui est généralement réalisé avant la fin de l'effet de capacité du puits, la fonction E_i peut être remplacée par son approximation logarithmique :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh}\left(\ln\frac{Kt}{r_w^2} + 0{,}81\right) \text{ ..... (II-22)}$$

En unités pratiques U.S et en tenons compte de l´endommagement du puits l'équation (II-22) s'écrit sous la forme :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{162{,}6.qB\mu}{kh}\left(\log t + \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w{}^2} - 3{,}23 + 0{,}87S\right) \ldots\ldots\ldots \text{(II-23)}$$

N.B : Cette équation est la plus utilisée dans le domaine d'interprétation des essais des puits.

5.6.2. Résolution dans un Ecoulement Pseudo Permanant :

En utilisant les conditions aux limites suivantes :

$\frac{\partial P}{\partial r} = 0$ @ r = r_e et $\frac{\partial P}{\partial t} = cte$; pour tout r et t

En unités S.I l'équation s'écrit sous la forme :

$$P - P_{wf}(t) = -\frac{162{,}6.qB\mu}{2\pi kh}\left(\log\frac{r}{r_w} - \frac{r^2}{2r_e^2}\right) \ldots\ldots\ldots \text{(II-24)}$$

5.6.3. Ecoulement Permanant :

En utilisant les conditions aux limites suivantes :

$P = P_e = cte$; pour r = r_e et $\frac{\partial P}{\partial t} = cte$; pour tout r et t

En unités S.I l'équation de diffusivité s'écrit sous la forme :

$$P - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh}\ln\frac{r}{r_w} \ldots\ldots\ldots \text{(II-25)}$$

Pour simplifier l'équation de diffusivité, on utilise les grandeurs sans dimension. Elle s'écrit :

$$P_D = -\frac{1}{2}E_i\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \ldots\ldots\ldots \text{(II-26)}$$

- Pression : $P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu}\Delta P$ (en unités SI)

  $P_D = \frac{kh}{141{,}2.qB\mu}\Delta P$ (en unités pratiques US)

- Longueur : $r_D = \frac{r}{r_w}$

- Temps : $t_D = \frac{k}{\phi\mu.C_t.r_w^2}\Delta t$ (en unités SI)

  $t_D = \frac{0{,}000264k}{\phi\mu.C_t.r_w^2}\Delta t$ (en unités pratiques US)

En fin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial {r_D}^2} + \frac{1}{r_D}\frac{\partial P}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad \text{..... (II-27)}$$

6. Notion de la zone Compressible et du Rayon d´Investigation :

6.1. Zone Compressible :

Le débit qui existe à une distance **r** du puits à l´instant **t** peut être déterminé à partir de la loi de Darcy locale exprimé en écoulement radial circulaire et à partir de l´équation qui décrit l´état des pressions :

$$q(r,t) = qB\exp\left(-\frac{r^2}{4kt}\right) \quad \text{..... (II-28)}$$

La notion de la zone compressible permet de situer de manière pratique la zone du réservoir atteinte par la perturbation de débit.

La variation de la pression du puits traduit principalement les propriétés du réservoir dans la zone compressible.

6.2. Rayon d'investigation :

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion du 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. L'article H.K Van POOLEN présente une bonne synthèse de ces définitions.

Parmi toutes, on note:

6.2.1. Définition de Jones:

Le rayon d'investigation est l'endroit de réservoir où l'évolution de la pression représente 1% de l'évolution observée au puits.

$$r_i = 4\sqrt{kt/\phi\mu C_t} \quad \text{..... (II-29)}$$

6.2.2. Définition de POETTMANN:

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

$$r_i = \sqrt{kt/\phi\mu C_t} \quad \text{..... (II-30)}$$

6.2.3. Définition de J. Lee et Muskat :

Le rayon d´investigation est l´endroit du réservoir où l´évolution de la pression est la plus grande :

$$r_i = 2\sqrt{kt/\phi\mu C_t} \quad \text{……. (II-31)}$$

La simulation a montré que cette dernière est la plus proche des résultats de la simulation, donc c'est l´équation la plus applicable pour situer le rayon d´investigation d´un essai de puits.

7. Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage) :

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits. Cette variation se produit dans le puits: en tête de puits dans le cas général, plus près de la formation dans le cas des DST ou des fermetures au fond.

Le débit qui sort de la formation suit une variation progressive en raison de la compressibilité de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture.

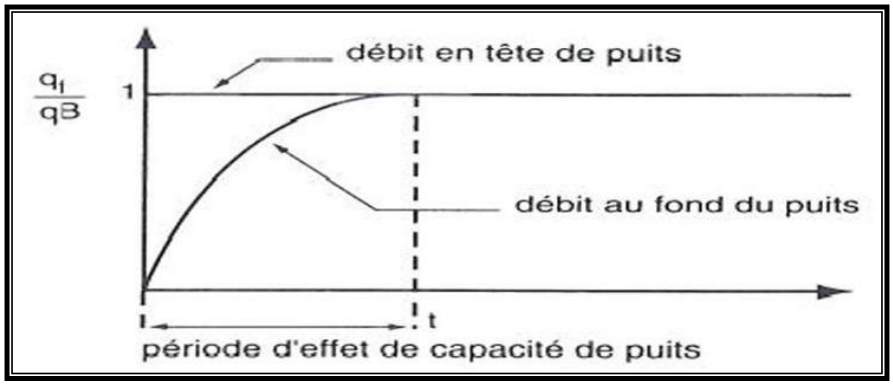

Figure II-10 : Effet de capacité de puits

Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête de puits est supposé passer instantanément de 0 à q1. Le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à q*B. La mise en production au.au fond se fait progressivement (figure précédente). Cette période pendant laquelle le débit fond évolue est appelée période d´effet de capacité de puits (Well bore Storage effect). La capacité du puits est définie par :

$$C = -\frac{\Delta V}{\Delta P} \quad \text{……. (II-32)}$$

ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits.

ΔP : Variation de pression appliquée au puits.

7.1. Puits Eruptif :

Dans un puits éruptif la variation de volume du fluide dépend de la compressibilité du fluide dans le puits :

$$\Delta V = -c.V_w.\Delta P$$

$$C = c.V_w \text{ ……. (II-33)}$$

V_w : est le volume du fond du puits au point de fermeture.

c : est la compressibilité du fluide dans le puits.

La compressibilité du fluide dans le puits est très souvent beaucoup plus élevée que la compressibilité de l'huile en condition réservoir en raison du dégazage de l'huile.

La présence de gaz fait varier la capacité du puits au cours de l'essai, d'une manière importante au début, plus faible ensuite.

7.2. Puits en pompage :

Dans un puits en pompage la variation de volume du liquide est due au changement du niveau du fluide dans le puits : $\Delta V = V_u.\Delta h$

Vu : est le volume du puits.

Δh : est la variation du niveau du liquide.

$$\Delta P = \Delta\rho.g.\Delta h$$

$\Delta\rho$: est la différence des densités des fluides contenus dans, le puits (en général huile et gaz)

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\Delta\rho.g}$$

$$C = \frac{V_u}{\Delta\rho.g} \text{ ……. (II-34)}$$

La capacité d´un puits en pompage est considérablement plus importante que celle d´un puits éruptif.

On peut considérer qu'une remontée de pression dans un puits en pompage ne quitte pas la période d'effet de capacité de puits: au moment où le débit devient nul au fond, la remontée de pression est terminée.

Ordre de grandeur :

A titre de comparaison voici quelques ordres de grandeur de capacités de puits :

- DST (fermeture au fond) : 0.0001 à 0.001 m3/bar
- Puits éruptif : 0.01 à 0.1 m3/bar

- Puits en pompage : 0.1 à 1 m3/bar

7.3. Evolution de la pression :

Juste après la mise en production du puits, la pression fond évolue sous l'effet de la capacité du puits (Unités U.S).

$$\Delta P = \frac{qBt}{24C} \quad \text{……. (II-35)}$$

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

7.4. Débit au fond :

Lors de la mise en production du puits, l´effet de capacité de puits retarde la production au fond. Le débit au fond en conditions standard est donné par :

$$q_f = q + \frac{24C}{B}\frac{dP}{dt} \quad \text{……. (II-36)}$$

7.5. Fin de l´effet de capacité de puits :

Trois critères sont présentés dans la littérature pour estimer la fin de l´effet de capacité de puits.

7.5.1. Critère de Ramey :

La loi de Ramey pour estimer la fin de l´effet de capacité du puits tient compte de l'endommagement du puits, elle est donnée sous la forme :

$$t = \frac{(200000 + 12000S)C}{kh/\mu} \quad \text{……. (II-37)}$$

7.5.2. Critère de Chen et Brigham :

Cette loi est donnée sous la forme :

$$t = \frac{170000C.e^{0,14S}}{kh/\mu} \quad \text{……. (II-38)}$$

7.6. Règle de pouce :

Cette règle est utilisée pour l´utilisation des courbes type pour l´interprétation. Elle situe la fin de l´effet de capacité de puits à l´intersection de la courbe Log-Log de ΔP en fonction de dt et de la parallèle à la droite de pente 1 translatée de 1,5 cycle.

Introduction :

Ces dernières années, les techniques d'interprétations des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. En effet, à côté des méthodes d'interprétation dites conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, sont apparues les méthodes dites modernes, qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types. Malgré un nombre impressionnant de publications dans le monde, ces méthodes modernes restent parfois mal connues et souvent très controversées dans l'industrie pétrolière.

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles ;
- Les méthodes modernes : utilisant les courbes types.

1. Procédure d'interprétation :

L´interprétation d´un essai de puits englobe plusieurs étapes qui servent au diagnostic, à l'interprétation et enfin à la validation des résultats. Généralement la démarche est la suivante:

- **Diagnostic :** (comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : Cette phase consiste à déterminer et délimiter les différents régimes d´écoulements observés au cours de l´essai. La détermination de ces régimes permet de déterminer la configuration réservoir puits qui seront ensuite utilisée dans l´interprétation (Figure III-1).

  L´outil de diagnostic le plus puissant et le plus couramment utilisé est la dérivée de la pression, les courbes types sont aussi utilisées comme moyen de diagnostic.

- **L'interprétation :** (choix du modèle d'interprétation et justification) : Une fois les régimes d´écoulements sont bien définis, on passe à l´étape de l´interprétation par l´utilisation des différentes méthodes (la dérivée de la pression, les méthodes conventionnelles et les courbes types) (Figure III-1).

  L´interprétation a pour but la quantification des paramètres de la configuration réservoir puits.

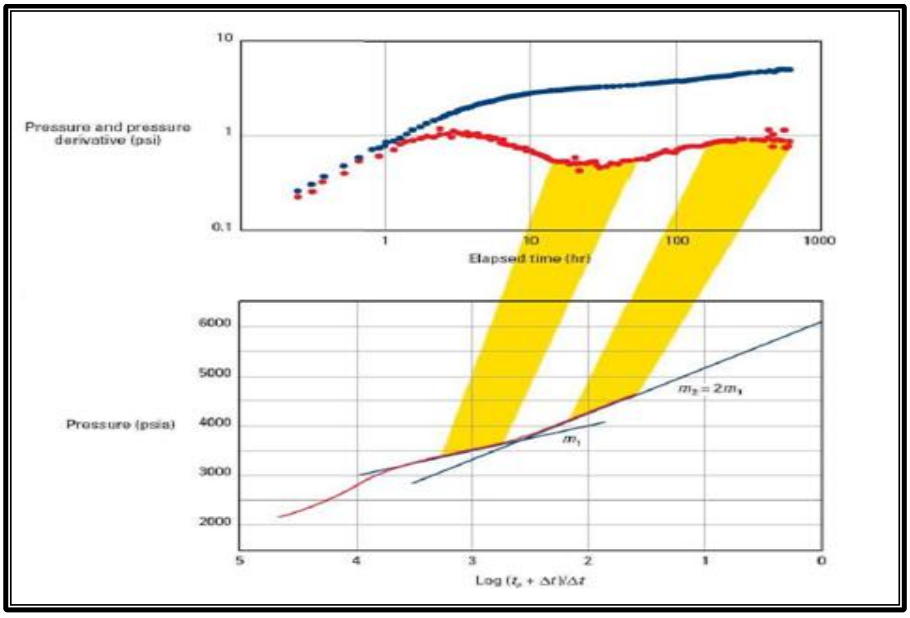

Figure III-1 : Diagnostique et interprétation d'un essai de puits

- **Validation :** (discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses…etc) : L'interprétation est validée par la génération d´une courbe type à partir des résultats de l´interprétation à l´aide d´un modèle analytique.

  L´écart de cette courbe généré des données réelles enregistrées traduit le degré de fiabilité du diagnostic et des résultats de l´interprétation (Fig III-2).

  Un ajustement des paramètres est généralement nécessaire pour bien caler les données réelles, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements.

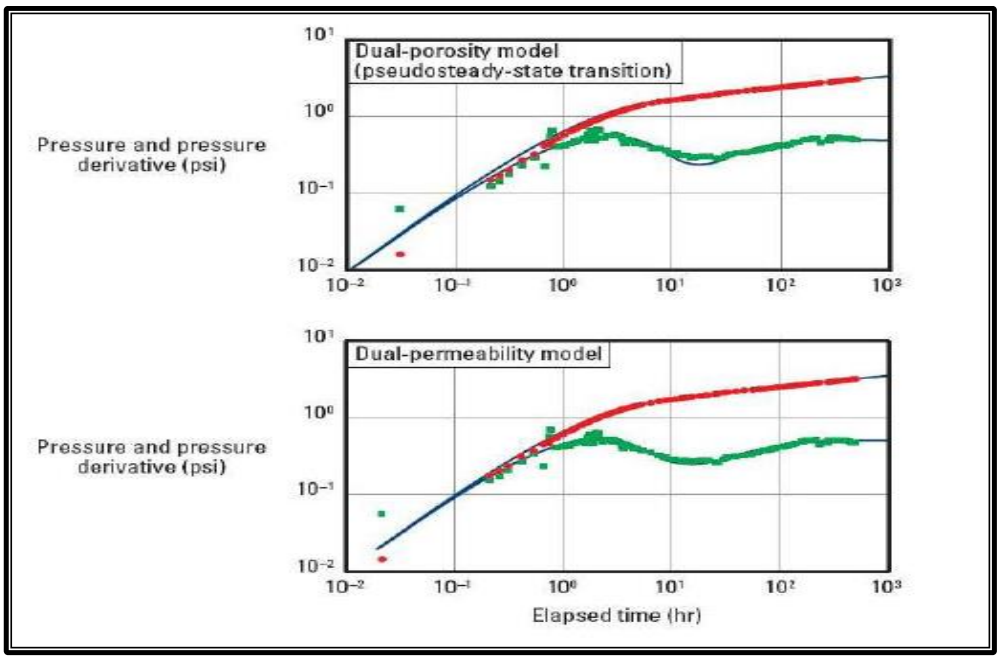

Figure III-2 : Validation du modèle et des paramètres

2. Interprétation des essais de puits par les méthodes conventionnelles :

Elle consiste à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent. L'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps f(t). La représentation de la pression en fonction de temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir. Les méthodes conventionnelles sont :

2.1. La méthode de Horner :

Pour un essai de build up, cette méthode d'interprétation se base sur les notions suivantes:

- $P_{wf}(t)$ *:* La pression de fond dynamique; le temps est compté depuis le début de mise en production.
- $P_{ws}(\Delta t)$ *:* La pression en build-up; le temps est compté depuis la fermeture de puits tp :

$$P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(tp)$$

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient:

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162{,}6.qB\mu}{kh}.\log\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \ldots\ldots\ldots \text{(III-1)}$$

L'équation (III-1) montre que la pression de fond varie linéairement en fonction de $\log\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$.

On porte sur un graphique semi-log : $P_{ws} = f\left(\log\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$. Une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente **m** apparait.

Interprétation:

L'expression de la pression pendant cette période est donnée par :

$$P_{ws} - P_{\Delta P=0} = \frac{162{,}6.qB\mu}{kh}\left[\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t {r_w}^2}\right) - 3{,}23 + 0{,}87S\right] \quad \ldots\ldots\ldots \text{(III-2)}$$

$$P_{wf} = P_i - \frac{162{,}6.qB\mu}{kh}\left(\log\frac{kt}{\phi\mu c_t {r_w}^2} - 3{,}23\right) \quad \ldots\ldots\ldots \text{(III-3)}$$

C'est une équation d'une droite sous forme de :

$$P_{wf} = a + m.\log(t) \quad \ldots\ldots\ldots \text{(III-4)}$$

m : C'est la pente de la ligne droite obtenue sur une courbe semi-log :

$$m = \frac{162{,}6.qB\mu}{kh} \quad \text{..... (III-5)}$$

✓ **La perméabilité k :** D'après l'équation (III-5) on peut déterminer **k** une fois **h** connue. La perméabilité moyenne est donnée par :

$$k = \frac{162{,}6.qB\mu}{m.h} \quad \text{..... (III-6)}$$

✓ **Le skin S :** La prolongation de la correcte ligne droite à t = 1 heure, la valeur de la pression P_{1h} peut être extrait, et l'analyse de Horner suggère que l'effet de skin est donné par :

$$S = 1{,}151\left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{162{,}6.qB\mu / kh} - \log\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w{}^2} + 3{,}23\right] \quad \text{..... (III-7)}$$

La chute de pression due au skin est :

$$\Delta P_S = \frac{141{,}2.qB\mu}{kh} S \quad \text{..... (III-8)}$$

$$\Delta P_S = 0{,}87.m.S \quad \text{..... (III-9)}$$

✓ **Pression extrapolée :**

Pour $\Delta t \to \infty$ soit $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p*).

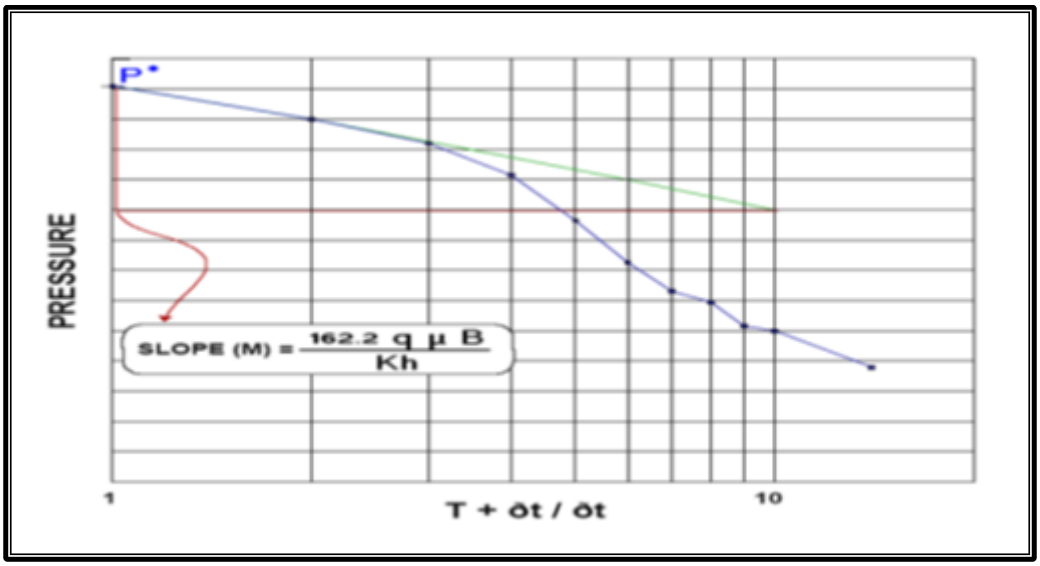

Figure III-3 : Courbe de Build-up test.

2.2 La méthode MDH (MILLER- DYES et HUTCHINGSON) :

L'équation de Horner peut être simplifiée si le puits produit sur un long temps pour atteindre le régime pseudo permanent ; donc en supposant t_p beaucoup plus grand que Δt.

Si $t_p >> \Delta t$ ($P_{ws}(\Delta t) = P_{wf}$) : le terme $t_p + \Delta t = t_p$;

L'équation (III-1) devient :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162{,}6.qB\mu}{kh}\left(\log t_p - \log \Delta t\right) \ldots\ldots\ldots \text{(III-10)}$$

La pression de fond évolue linéairement en fonction du temps de remontée de pression. Ceci revient à négliger pendant la remontée de pression la chute de pression due à la production qui précède le test.

Interprétation:

En portant ΔP_{MDH} en fonction de Δt on observe, une fois l'effet de capacité terminé, une droite semi-log de pente m:

$$m = \frac{162{,}6.qB\mu}{kh}$$

En remplace l'équation précédente dans l'équation (III-10) on obtient :

$$P_{wf} = \left[P_i - m.\log t_p\right] + m.\log \Delta t \ \ldots\ldots\ldots \text{(III-11)}$$

Cette expression est plotée dans la courbe de semi-log ($Pwf = f(\log \Delta t)$).

$$P_I = P_{1h} + \log\left[t_p + 1\right] \ldots\ldots\ldots \text{(III-12)}$$

$$S = \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} - \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}} + 3{,}23\right] \ldots\ldots\ldots \text{(III-13)}$$

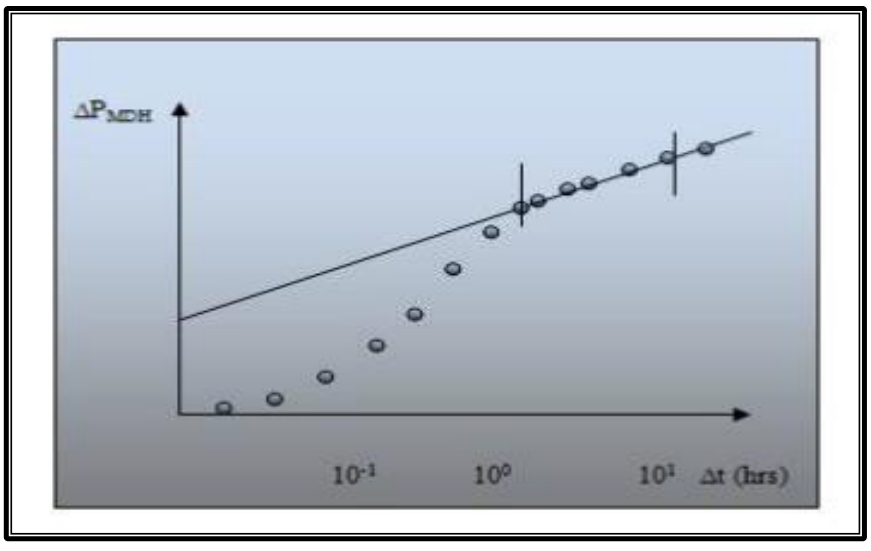

Figure III-4 : Courbe d'interprétation MDH

Cette méthode est simple mais elle présente deux inconvénients majeurs :

- Ne peut pas déterminer la pression extrapolée P*.
- N'est pas utilisable que pour des valeurs de Δt petits devant $t_{p.}$

3. Les méthodes utilisant les courbes types et dérivées :

L'extension des courbes types est directement liée aux progrès importants dans le domaine d'informatique ; progrès en termes de réduction considérable de temps de calcul sur des ordinateurs de plus en plus puissants. Ces progrès offrent la possibilité de simuler à l'aide d'un modèle analytique en faisant le minimum de simplifications.

Les méthodes courbes types ont en commun d'interpréter d'un seul coup la globalité de l'évolution de pression enregistrée au cours d'un essai de puits.

Cette propriété permet à l'interprétateur de déterminer la succession des écoulements visibles dont l'essai. Il peut ainsi porter un diagnostic sur son puits et son réservoir.

3.1. Planches de courbes types :

Plusieurs courbes types existent pour interpréter l'essai d'un puits vertical en réservoir homogène infini, parmi elles:

- Les courbes types d'AGARWAL et al.
- Les courbes types de Mc KINLEY.
- Les courbes types d'EARLOUGHER et KERSCH.
- Les courbes types de GRINGARTEN et al.

Les courbes types de GRINGARTEN et al sont les plus complètes et les plus pratiques à l'usage. Ce sont aussi les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

Leurs principaux objectifs sont :

- Situer le début de la droite semi-log.
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées.
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh, C, S) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log.
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Omega, Lamda).
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction de temps à l'échelle logarithmique pour une configuration réservoir/puits données. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et représentée en grandeurs adimensionnelles, qui sont :

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141.2qB\mu} \qquad t_D = \frac{0.0002637k\Delta t}{\phi\mu C_t r_w^2} \qquad C_D = \frac{0.894C}{\phi C_t h r_w^2}$$

Les courbes types correspondant à une représentation de la forme:

$$P_D = P_D(t_D, C_D, S)$$

En représentant le skin du puits par un rayon effectif ;

r_w est remplacé par $r'_w = r_w \exp(-S)$

t_D est remplacé par $t_D \exp(2S)$

C_D est remplacé par $C_D \exp(2S)$

La pression prend une représentation de la forme :

$$P_D = P_D(t_D \exp(2S), C_D \exp(2S))$$

La représentation utilisée par Gringarten est de la forme :

$$P_D = P_D(\frac{t_D}{C_D}, C_D \exp(2S))$$

La pression est représentée en abscisse en fonction de t_D/C_D sur un graphe log-log. Chaque courba type diffère à la suivante par la valeur du paramètre $C_D \exp(2S)$.

Les courbes supérieures de la planche correspondent aux valeurs élevées de $C_D \exp(2S)$. En considérant une gamme réaliste de valeur de la capacité de puits, ces valeurs élevées ne peuvent être obtenues qu'avec des skins importants : elles correspondent à des puits endommagés.

De façon analogue, les valeurs les plus basses de $C_D \exp(2S)$ correspondent à des puits acidifiés, voire fracturés.

Pendant la période de pur effet de capacité de puits, la pression sans dimension est égale à :

$$P_D = t_D/C_D$$

La méthode d'interprétation consiste à :

1) Porter les pressions mesurées sur un papier calque de même échelle log-log que la famille de courbes types retenue (même longueur de module).

2) Chercher la superposition de ces points de mesures, sur une courbe type, en n'autorisant que des translations (les axes respectifs restent parallèles entre eux).

3) Relever le libellé de cette courbe type sur laquelle se superposent les points de mesure : ce libellé correspond à une valeur de $C_D \exp(2S)$.

4) Choisir arbitrairement un point de référence (match point), dont on lit les coordonnées dans chaque système d'axes (sur la calque, d'une part, et sur la blanche de courbes types, d'autre part). Le facteur multiplicatif correspondant à chaque axe s'en déduit immédiatement (la littérature américaine parle de ''pressure match'' et ''time match'').

Interprétation :

L'ordonnée du point de référence est mesurée :

- Dans le système d'axes de la planche : P_D.
- Dans le système d'axes des mesures : ΔP.

Or : $P_D = \dfrac{kh}{141{,}2.qB\mu}\Delta P$ ……. (III-14) (en unité pratique US)

✓ **Le facteur kh** : Le facteur de proportionnalité entre P_D et ΔP permet de déterminer le kh du réservoir :

$$kh = 141{,}2.qB\mu \frac{(P_D)_M}{(\Delta P)_M} \text{ ……. (III-15)}$$

De la même façon l'abscisse du point de référence est mesurée dans le système d'axes de la planche : t_D/C_D et dans le système d'axes des mesures : Δt.

Or : $t_D/C_D = \dfrac{0{,}000295kh}{\mu C}\Delta t$ ……. (III-16) (en unité pratique US)

kh : est déterminée par le calage en ordonnée.

✓ **La capacité du puits C :** Le facteur de proportionnalité entre td/cd et Δt permet de calculer la capacité du puits C.

$$C = \frac{0{,}000295kh}{\mu}\frac{(\Delta t)_M}{(t_D/C_D)_M} \text{ ……. (III-17)}$$

Le libellé de la courbe type sur laquelle les points de mesure ont été calés s'exprime par $C_D \exp(2S)$. **C_D** : est ensuite calculé :

$$C_D = \frac{0{,}89.C}{h\phi.c_t r_w^2} \text{ ……. (III-18)} \qquad \text{(en unité pratique US)}$$

✓ **Le skin S :** La valeur de $C_D \exp(2S)$ permet de déterminer le skin du puits :

$$S = \frac{1}{2}\ln\frac{C_D \exp(2S)}{C_D} \text{ ……. (III-19)}$$

3.2. La dérivée :

Les courbes types était 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 CDe2s il est difficile d'obtenir une solution unique du problème posé et trouver les vrais caractéristiques du réservoir.

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

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

- Les hétérogénéités difficilement observé sur le plot de courbes type sont 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.

Dans la représentation de D.Bourdet, la dérivée de la pression est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire.

$\frac{dP_D}{d\ln(t_D/C_D)}$ En débit

$\frac{dP_D}{d\ln\left(tp+\Delta t/\Delta t\right)}$ En remontée de pression après une période à débit constant.

$\frac{dP_D}{d(fonction\ de\ superposition)}$ Plus généralement, avec un historique des débits quelconque.

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

- **Ecoulement radial circulaire :**

En écoulement radial circulaire, la pression sans dimension s'exprime en débit par :

$$P_D = \frac{1}{2}\left(\ln t_D + 0{,}81 + 2S\right) \ldots\ldots\ldots \text{(III-20)}$$

Elle peut aussi se mettre sous la forme :

$$P_D = \frac{1}{2}\left(\ln \frac{t_D}{C_D} + 0{,}81 + \ln C_D \exp(2S)\right) \ldots\ldots\ldots \text{(III-21)}$$

La dérivée de la pression par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire s'exprime par :

$$P_D' = \frac{dP_D}{d\ln(t_D/C_D)} = 0{,}5 \ldots\ldots\ldots \text{(III-22)}$$

Toutes les courbes types ont donc pour asymptote une droite d'ordonnée 0,5 pendant l'écoulement radial circulaire.

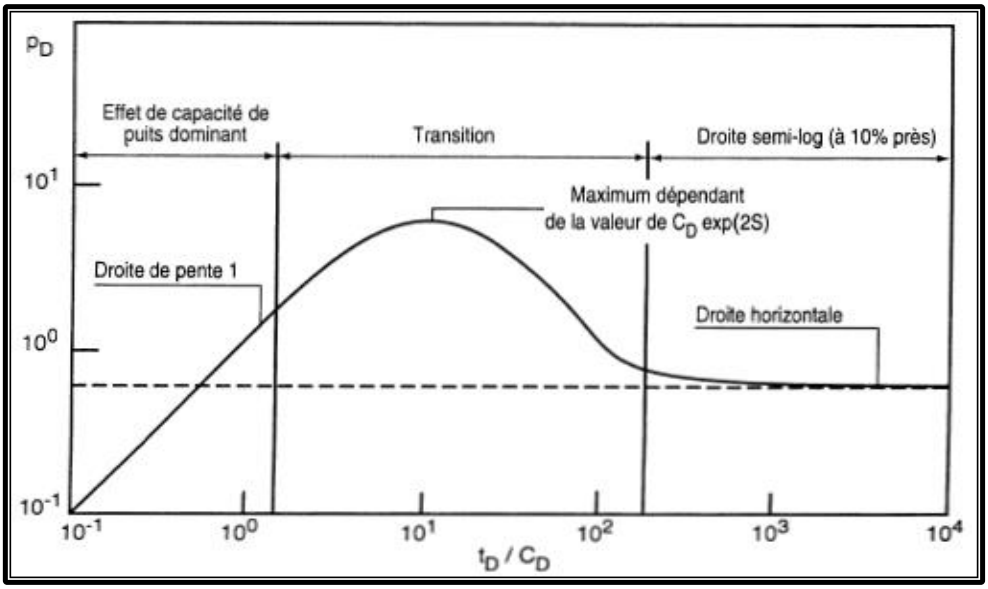

Figure III-5 : La dérivée pour un réservoir homogène infini

Pendant que l'effet de capacité de puits est dominant, la pression sans dimension s'exprime par :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \ldots\ldots\ldots \text{(III-23)}$$

La dérivée de la pression s'exprime par :

$$P_D^{'} = \frac{dP_D}{d\ln(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D}\frac{dP_D}{d\frac{t_D}{C_D}}$$

$$P_D^{'} = \frac{t_D}{C_D} \ldots\ldots\ldots \text{(III-24)}$$

La dérivée, comme la pression, a donc pour asymptote la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées sur un graphique log-log.

Interprétation :

La méthode d'interprétation est analogue à celle développée sans la dérivée.

L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage, l'interprétation s'effectue en deux étapes :

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0.5 de la planche.
- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont situés sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

Une fois ces deux étapes réalisées, les points de mesure et leur dérivée sont calés simultanément sur une courbe type et sa dérivée. Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimé par une valeur de $C_D \exp(2S)$.

Interprétation directe à l'aide de la dérivée :

La perméabilité du réservoir, la capacité de puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée ait été atteinte.

- ✓ **kh du réservoir :** La perméabilité est calculée à partir de la valeur ΔP'st correspondant à la stabilisation de la dérivée.

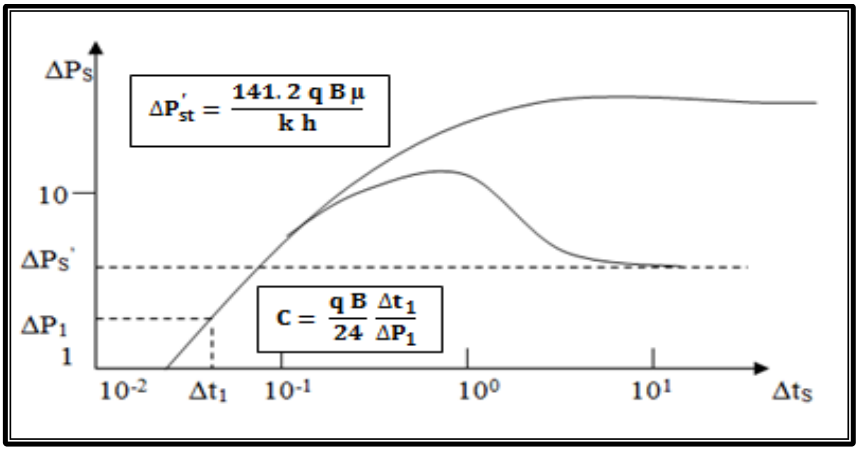

Figure III-6 : Interprétation directe à l'aide de la dérivée

La valeur de cette dérivée exprimée en grandeurs sans dimension est connue, elle vaut 0,5.

L'expression de ΔP_{st}' par rapport à 0,5 vaut :

$$\Delta P'_{st} = \frac{141{,}2.qB\mu}{kh} \times 0{,}5 \ldots\ldots\ldots \text{(III-25)} \qquad \text{(En unité pratique US)}$$

Elle permet de calculer le kh du réservoir :

$$kh = 141{,}2.qB\mu \times \frac{0{,}5}{\Delta P'_{st}} \ldots\ldots\ldots \text{(III-26)} \qquad \text{(En unité pratique US)}$$

✓ **Capacité de puits :** La capacité du puits peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite de la pente 1 : ΔP_1 et Δt_1.

En effet pendant que l'effet de capacité de puits est dominant :

$$\Delta P_1 = \frac{qB}{24C}\Delta t_1 \ldots\ldots\ldots \text{(III-27)}$$

$$C = \frac{qB\Delta t_1}{24C\Delta P_1} \ldots\ldots\ldots \text{(III-28)}$$

✓ **Skin :** La valeur du skin peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite semi-log : ΔPs et Δts.

Le skin est calculé à partir de l'expression conventionnelle donnée par la loi semi-log. pour une remontée de pression suivant une période à débit constant :

$$S = 1{,}151\left[\frac{\Delta P_s}{2{,}303.\Delta P'_{st}} - \log\frac{\Delta t_s}{1+\frac{\Delta t_s}{t_P}} - \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w{}^2} + 3{,}23\right] \ldots\ldots\ldots \text{(III-29)}$$

Dans le cas d'un historique quelconque, il est nécessaire d'utiliser une fonction de superposition pour ce calcul.

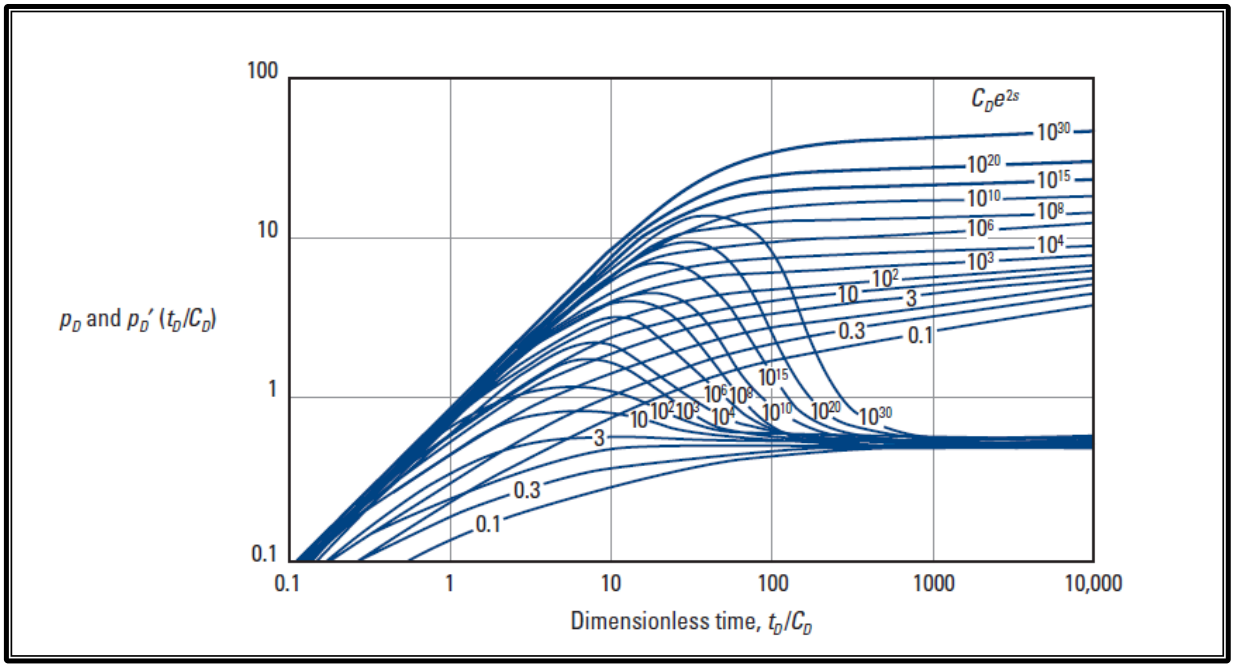

Figure III-7 : Les courbes types pression et dérivative pour un réservoir infini avec le wellbore Storage et l'effet de skin.

Introduction :

Pour faciliter l'analyse et l'interprétation des résultats des tests, il est judicieux de présenter quelques configurations réservoir-puits pour mettre en exergue l'utilité de la courbe de la dérivée de pression. Les différents designs des réservoirs et des puits sont déterminés à partir des méthodes d'interprétation.

Pour un meilleur diagnostique d'un modèle étudié, il faut diviser le temps de test à trois périodes bien déterminés.

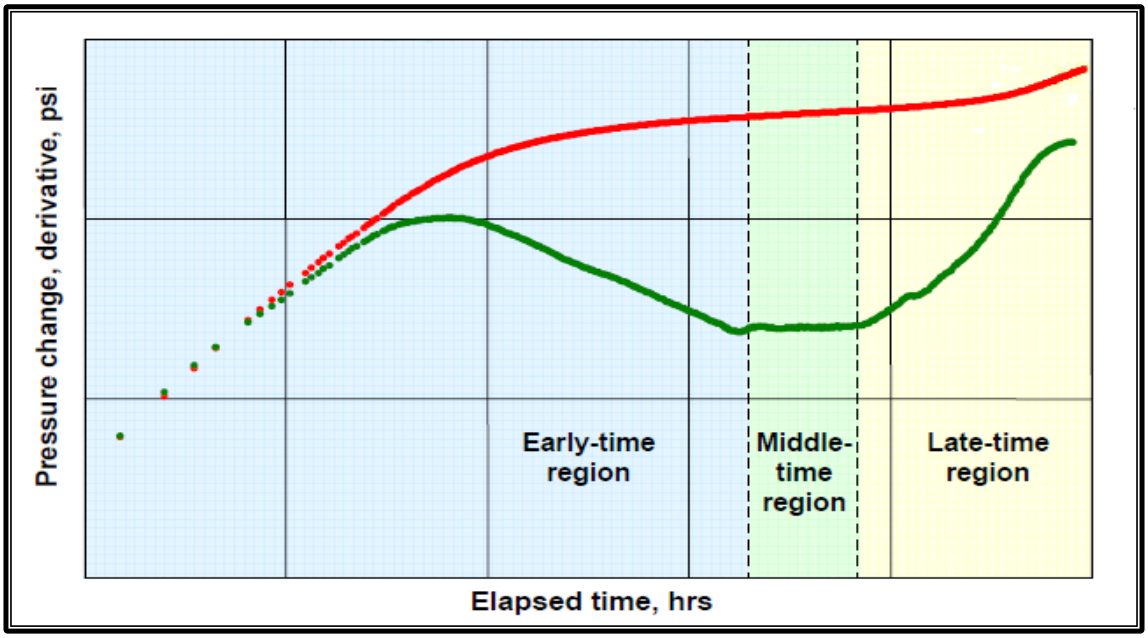

Figure IV-1 : Les trois différentes périodes de temps

Cette analyse nous permettra de déterminer les :

- Modèle de puits.
- Modèle de réservoir.
- Modèle des limites de réservoir.

Well and wellbore effects	Reservoir behaviour	Boundary effects
Early time	**Middle time**	**Late time**
➢ Wellbore storage (no WBS, constant WBS, changing WBS); ➢ Skin; ➢ Well vertical;	➢ Homogeneous; ➢ Heterogeneous (two porosity PSS, two permeability, two layers, radial	➢ Infinite; ➢ One fault; ➢ Leaky fault; ➢ Circle;

➢ Well fractured (uniform flux, infinite conductivity, finite conductivity); ➢ Well vertical limited entry; ➢ Well horizontal.	composite, linear composite).	➢ Parallel faults (channel); Intersecting faults; ➢ Rectangle (opened, closed).

Tableau IV-1 : Les modèles puits, réservoir et limites

1. Les modèles des puits :

1.1. Puits idéal :

C'est le modèle le plus basique, homogène sans capacité de puits et sans skin qui n'existe pas dans la réalité (théorique).

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

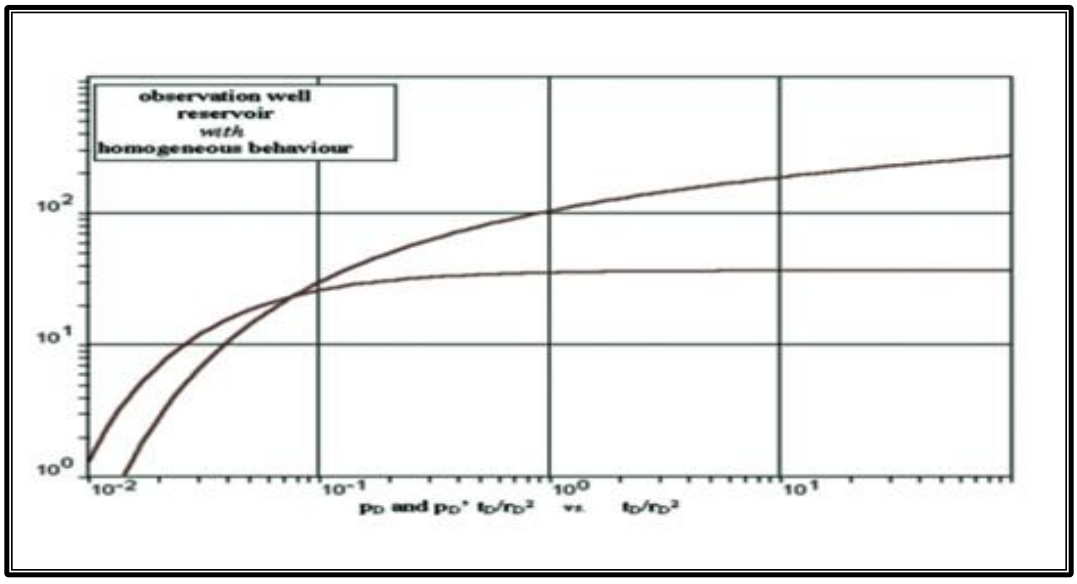

Figure IV-2 : Réponse d'un puits idéal

Analyse spécialisée : à partir de ce diagramme, on obtient :

- Le facteur kh : voir chapitre III.
- Storativity :

$$\phi C_t h = \frac{0{,}0002637 kh}{\mu r^2 \left(\frac{t_D / r_D^2}{\Delta t} \right)_M} \quad \text{..... (IV-1)}$$

1.2. Puits avec wellbore storage et effet de skin :

L'effet de capacité de puits se traduit sur la courbe de pression et sa dérivée par une droite de pente unitaire au cours de la période primaire (early –time).

L'effet de skin engendre un écart entre les 02 courbes. Une règle empirique utile est que lorsque l'écoulement radial est observé dans la dérivée, une séparation entre les 2 courbes d'un cycle logarithmique est approximativement équivalente à un skin zéro, moins d'un cycle est un skin négatif, plus est positif.

Les régimes d'écoulement :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement radial (Infinite Acting Radial Flow) : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur (kh) et le skin (S)).

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

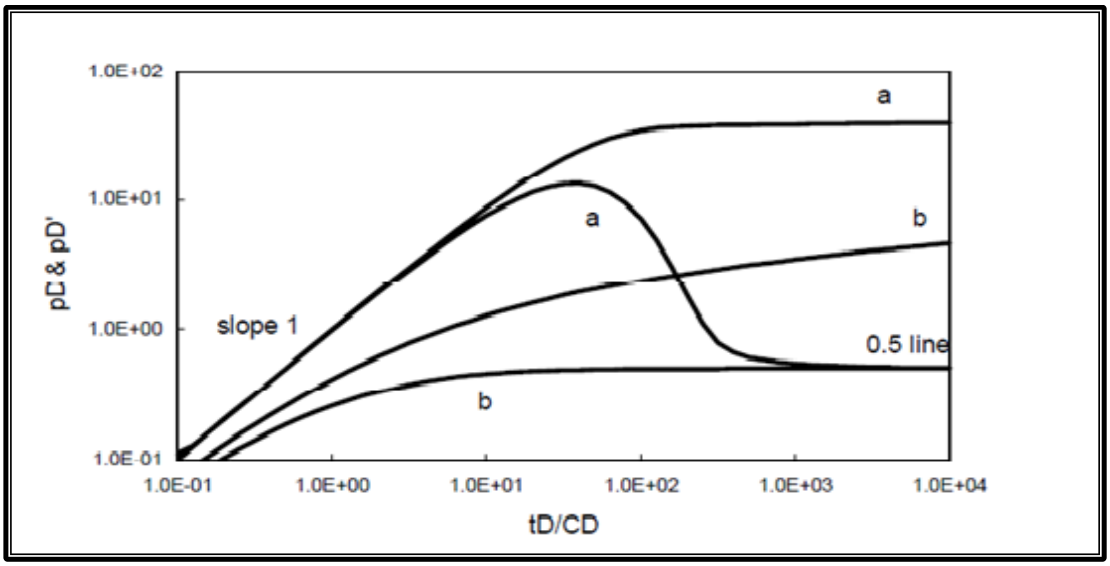

Figure IV-3 : Réponse d'un puits avec wellbore storage et effet de skin

Analyse spécialisée :

Les formules de calcul de la capacité de puits C, de facteur kh et de skin S ont été illustrées dans le chapitre III.

1.3. Puits avec pénétration partielle :

Ce modèle suppose que le puits produit à partir d'un intervalle perforé inférieur à l'intervalle de la couche productrice.

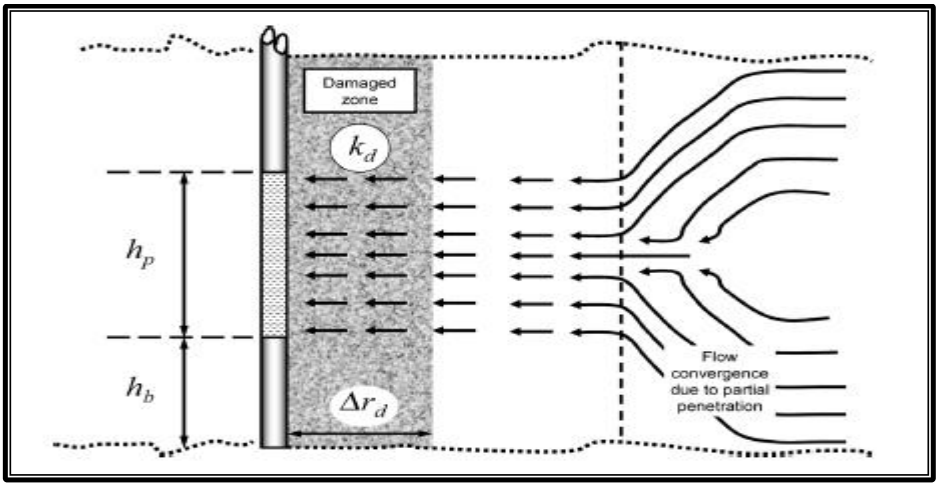

Figure IV-4 : Schéma illustratif du phénomène de pénétration partielle

Les régimes d'écoulement :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement radial face à l'intervalle perforé : première stabilisation de la dérivée à 0.5 h/h_w. (Résultats : perméabilité pour l'intervalle perforé k hw et skin S_p ou S_w).
- Ecoulement sphérique (hémisphérique) : droite de pente (-0.5) sur la dérivée. (Résultats : anisotropie de perméabilité k_v / k_h).
- Ecoulement radial sur l'épaisseur totale : seconde stabilisation de la dérivée à 0.5. (Résultat : perméabilité kh et le skin total S_t).

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

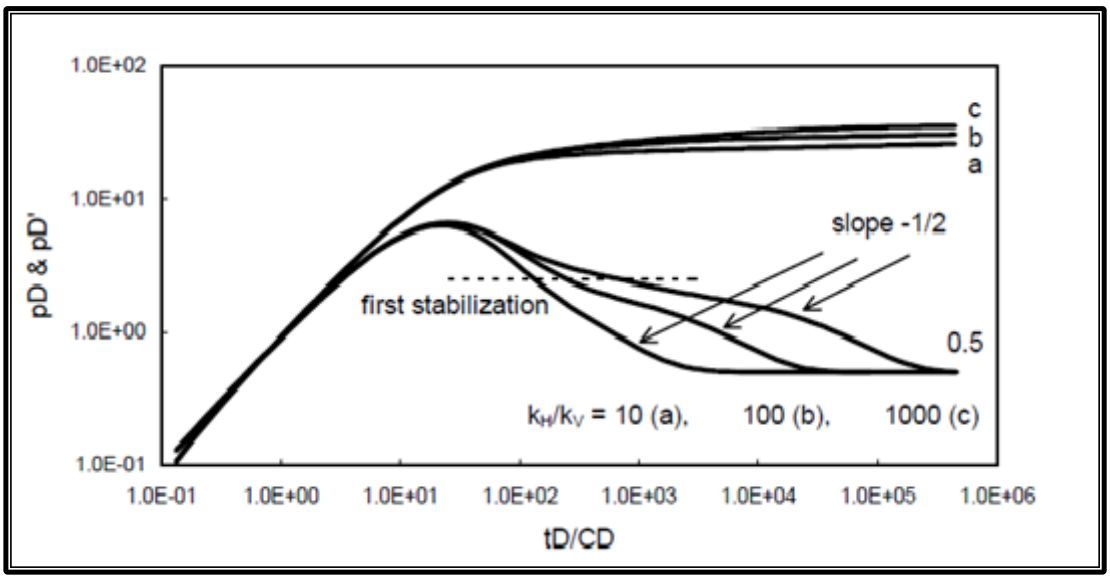

Figure IV-5 : Réponse d'un puits avec pénétration partielle

Analyse spécialisée :

Ce modèle est caractérisé par l'écoulement sphérique ou hémisphérique.

La perméabilité sphérique et le rapport d'anisotropie sont déterminés à partir de la pente m_{sph} de l'écoulement sphérique.

$$k_s^{3/2} = 2452{,}91\frac{qB\mu\sqrt{\phi\mu C_t}}{m_{sph}} \quad \text{..... (IV-2)}$$

$$\frac{k_V}{k_h} = \left(\frac{k_s}{k_h}\right)^3 \quad \text{..... (IV-3)}$$

Les paramètres de l'écoulement radial au niveau des perforations ($k.h_w$, S_p), et de l'écoulement radial sur toute l'épaisseur sont déterminés à partir de la pente de la courbe log log.

1.4. Puits avec fracture de conductivité infinie :

Il existe deux types de fracture pour ce modèle ; fracture de conductivité infinie qui n'assume aucune perte de charges le long de la fracture ; et fracture de flux uniforme (Uniform flux) qui suppose un flux constant le long de la fracture.

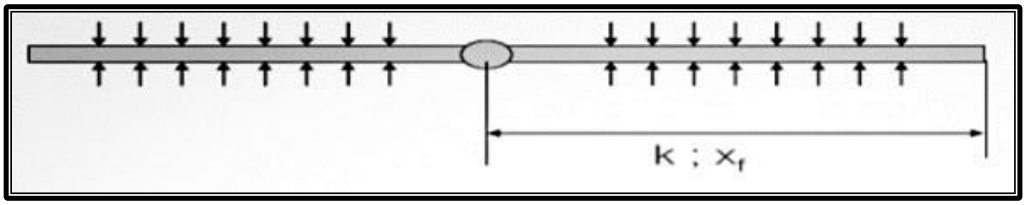

Figure IV-6 : La représentation d'une fracture à conductivité infinie.

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

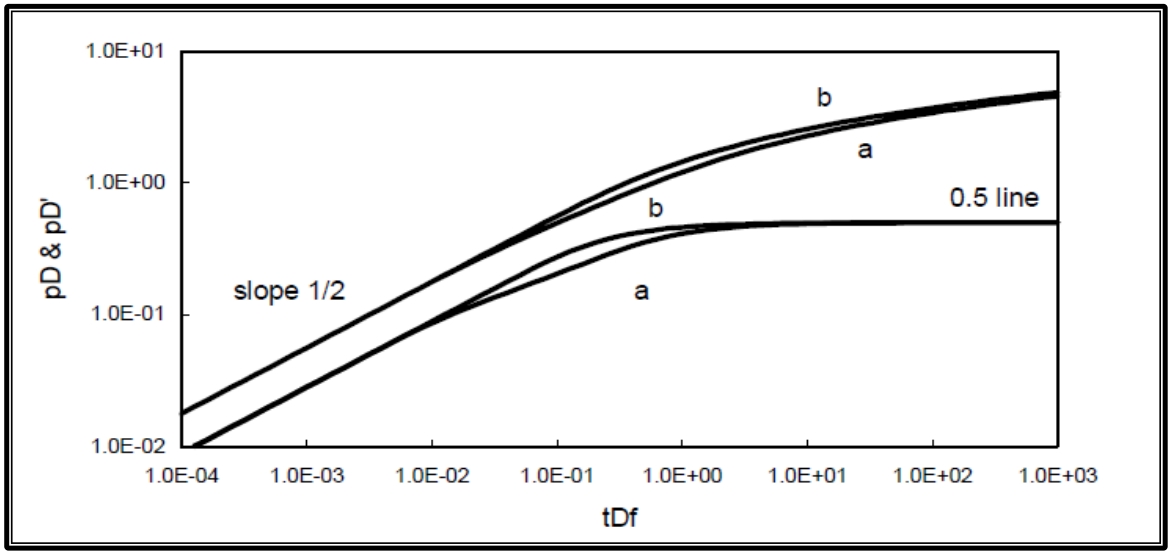

Figure IV-7 : Réponse d'un puits avec fracture de conductivité infinie

Les régimes d'écoulement :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement linéaire : pente 0.5. (Résultats : demi longueur de fracture X_f).
- Ecoulement radial : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur (kh), le skin, et le skin géométrique (S_f)).

Analyse spécialisée :

- La capacité de puits est obtenue à partir de l'équation suivante :

$$C = \frac{\phi C_t h.x_f^2.(C_{Df})_M}{0{,}8936} \quad \text{..... (IV-4)}$$

- La valeur de X_f peut être obtenue de la pente m_{LF} de l'écoulement linéaire :

$$X_f = \frac{4{,}06.qB}{m_{sph}}\sqrt{\frac{\mu}{k\phi C_t}} \quad \text{..... (IV-5)}$$

1.5. Puits avec fracture de conductivité finie :

La géométrie de la fracture est la même que pour le modèle de conductivité infinie « haute conductivité », mais l'hypothèse est qu'il y a maintenant un gradient de pression important le long de la fracture :

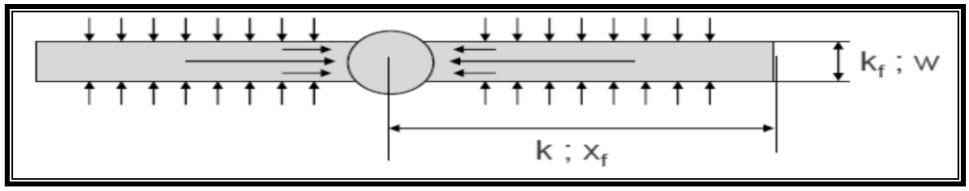

Figure IV-8 : La représentation d'un puits à fracture à conductivité finie

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

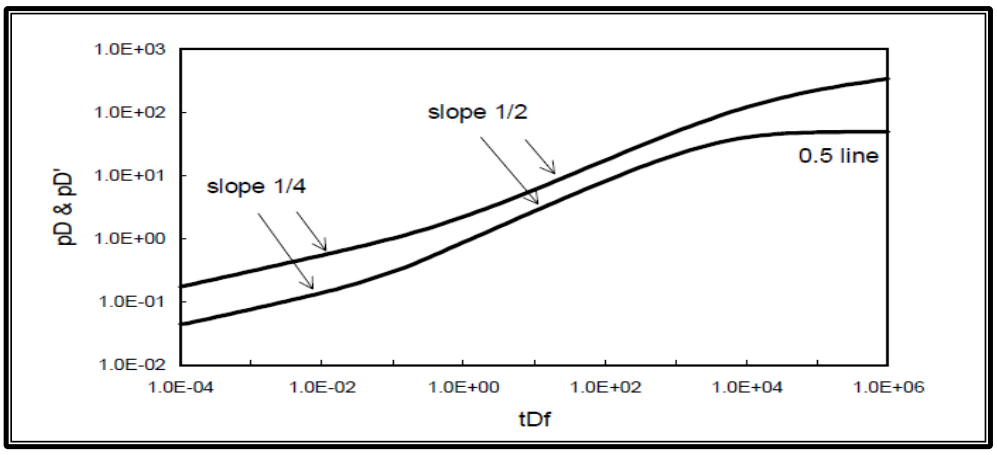

Figure IV-9 : Réponse d'un puits avec fracture de conductivité finie

Les régimes d'écoulement :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement bilinéaire : droite de pente 0.25. (Résultat : conductivité de la fracture k_f.w).
- Ecoulement linéaire : pente 0.5. (Résultat : demi longueur de fracture X_f).
- Ecoulement pseudo radial : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit (kh), le skin).

Analyse spécialisée :

La conductivité de la fracture k_f w est déterminée à partir de la pente m_{BLF} de l'écoulement bilinéaire:

$$k_f.w = 1944.8\sqrt{\frac{1}{k\phi\mu C_t}}\left(\frac{qB\mu}{m_{BLF}}\right)^2 \quad \text{..... (IV-6)}$$

1.6. Puits horizontale :

Description :

Le puits de rayon r_w, traverse horizontalement sur une longueur L le réservoir infini d'épaisseur h, limité par des épontes imperméable. Le puits est à distance z_w du mur du réservoir.

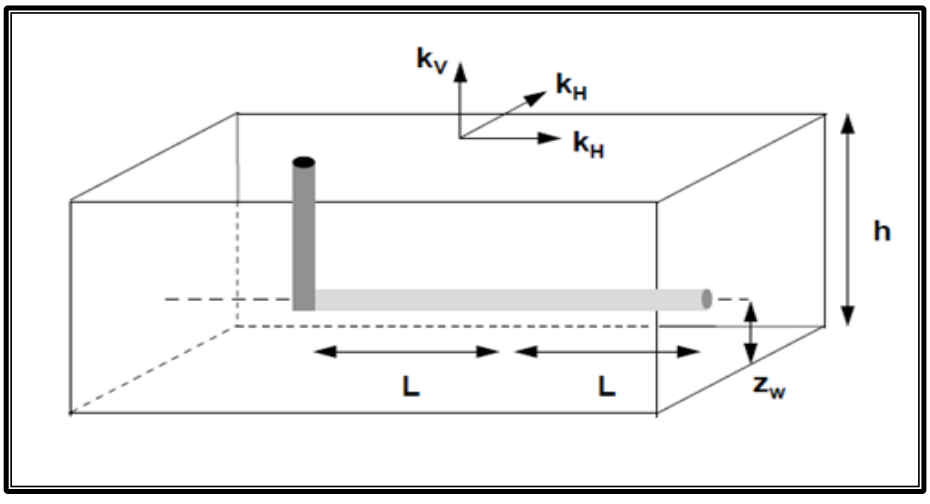

Figure IV-10 : Représentation de la forme d'un puits horizontal

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

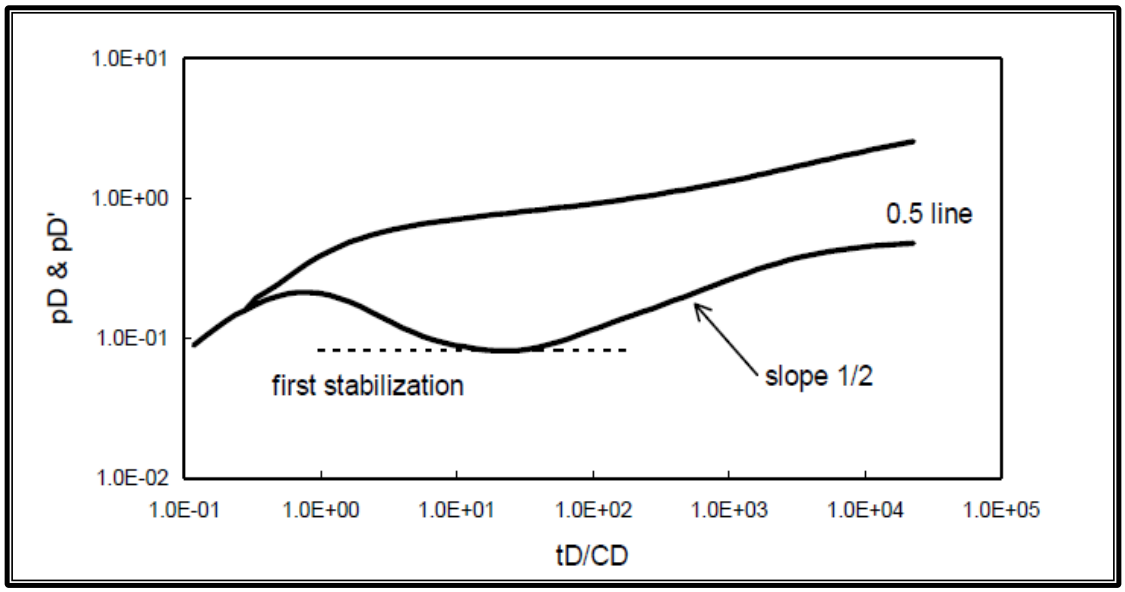

Figure IV-11 : Réponse d'un puits horizontal

Les régimes d'écoulement :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Ecoulement radial vertical: première stabilisation de la dérivée à 0.5 (h/L) (k_h/k_v)1/2. (Résultats : anisotropie de perméabilité k_h/k_v et le skin S_m (S_p)).
- Ecoulement linéaire entre les épontes: droite de pente 0.5 sur la dérivée. (Résultats : longueur effective Lw et position Z_w du drain horizontal).
- Ecoulement radial sur l'épaisseur totale: seconde stabilisation de la dérivée à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur totale k_h.h et skin total S_t).

a) Early time radial flow :

Pendant cette période d'écoulement, la zone compressible, générée par la variation de débit se développe dans un plan vertical perpendiculaire au puits, il n'y a pas d'effet des extrémités du puits (écoulement avant que la perturbation atteint l'une des limites du réservoir).

Alors Le puits se comporte comme un puits vertical dans un réservoir d'épaisseur égale à la longueur L_w du drain horizontal (réservoir infini).

La réponse de la pression pendant cette période d'écoulement est régie par l'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162{,}6.qB\mu}{L_w\sqrt{k_h k_V}}\left[\log\left(\frac{\sqrt{k_h k_V}}{\phi\mu c_t {r_w}^2}t\right) - 3{,}23 + 0{,}87.S_m\right] \quad \text{..... (IV-7)}$$

La pente est :

$$m = \frac{162{,}6.qB\mu}{L_w\sqrt{k_h k_V}} \quad \text{..... (IV-8)}$$

Le skin est donné par :

$$S_m = \left[\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log\left(\frac{k_h k_V}{\phi\mu c_t {r_w}^2}\right) + 3{,}23\right] \quad \text{..... (IV-9)}$$

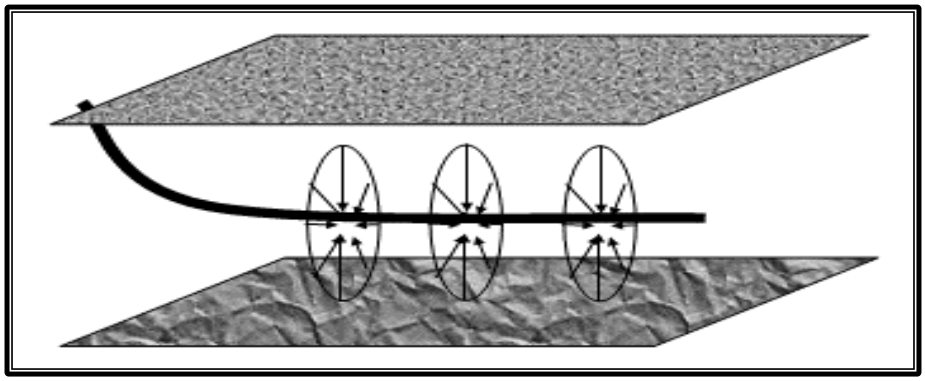

Figure IV-12 : Représentation de régime d'écoulement radial d'un puits horizontal

b) Early time linear flow :

Une fois la perturbation de pression a atteint à la fois les limites supérieures et inférieures du réservoir, il s'établit un régime d'écoulement linéaire.

La réponse de la pression durant cette période est donnée par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8{,}128.qB\mu}{L_w.h}\sqrt{\frac{t}{\phi\mu C_t k_h}} + \frac{141{,}2.qB\mu}{L_w\sqrt{k_h k_V}}S' \quad \text{..... (IV-10)}$$

La pente est :

$$m = \frac{8{,}128.qB\mu}{L_w.h}\sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k_h}} \quad \text{..... (IV-11)}$$

Pour le calcul de skin S', voir le chapitre V.

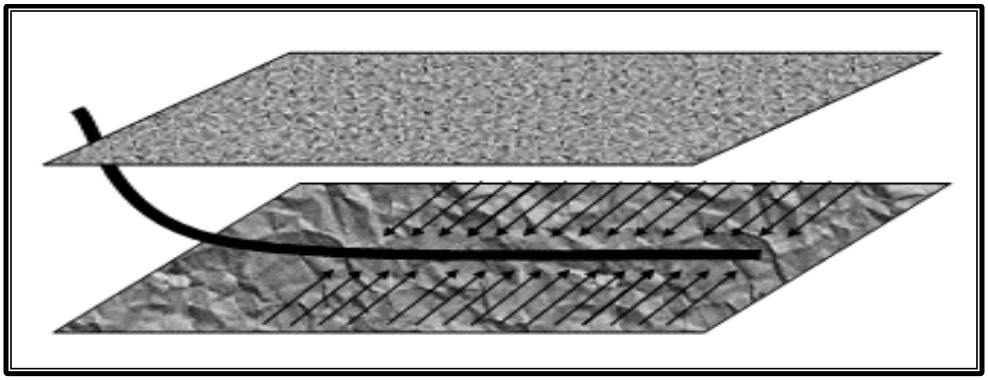

Figure IV-13 : Représentation de régime d'écoulement linéaire d'un puits horizontal

c) Late time pseudo radial flow:

Après un temps suffisamment long l'écoulement devient radial horizontal.

La pression dans le puits durant cette période est donnée par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162{,}6.qB\mu}{k_h h}\left[\log t + \log\left(\frac{k_h}{\phi\mu c_t r_w{}^2}\right) - 3{,}23 + 0{,}87S'\right] \text{ ..... (IV-12)}$$

La pente est donné par :

$$m = \frac{162{,}6.qB\mu}{k_h h} \text{ ..... (IV-13)}$$

Pour le calcul de skin S', voir le chapitre V.

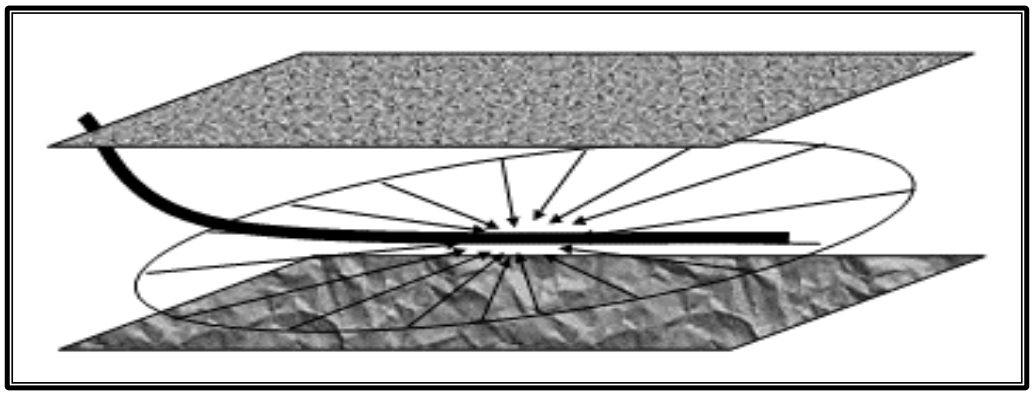

Figure IV-14 : Représentation de régime d'écoulement pseudo radial d'un puits horizontal

Remarque :

Il peut exister une deuxième période d'écoulement linéaire pour des réservoirs de largeur finie. Cette période d'écoulement est présente lorsque la pression transitoire a atteint les limites latérales, et l'écoulement dans cette direction devient pseudo permanent (Late time linear flow).

La réponse de pression est donnée par l'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8{,}128.qB\mu}{h_x.h}\sqrt{\frac{t\mu}{\phi C_t k_h}} + \frac{141{,}2.qB\mu}{L_w\sqrt{k_h k_V}}S' \text{ ..... (IV-14)}$$

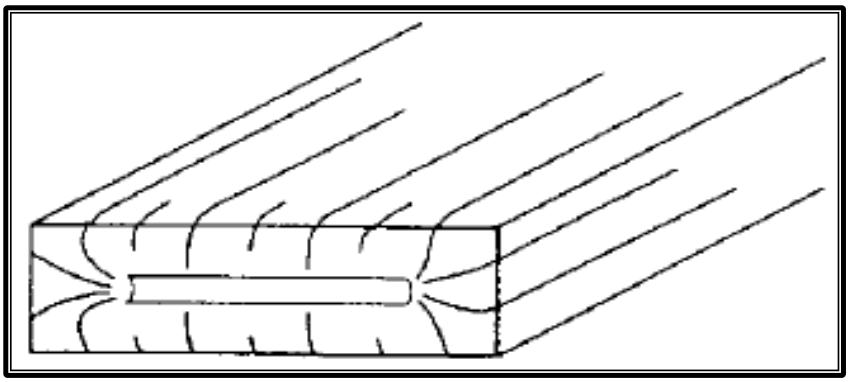

Figure IV-15 : Cas d'un réservoir de largeur finie

Analyse spécialisée :

D'après les équations correspondantes à chaque écoulement, on détermine les paramètres suivants :

- Premier écoulement radial vertical :

$$\sqrt{k_h k_V} = \frac{162{,}6.qB\mu}{m.L_w} \text{ ..... (IV-15)}$$

- Premier écoulement linéaire :

$$\sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k_h}} = \frac{8{,}128.qB\mu}{m.L_w h} \text{ ..... (IV-16)}$$

- Second écoulement pseudo radial :

$$k_h.h = \frac{162{,}6.qB\mu}{m} \text{ ..... (IV-17)}$$

1.7. Puits avec changement de wellbore Storage :

Puits avec changement de wellbore storage c'est un phénomene qui se produit lorsque on a un changement de la compressibilite de l'effluent dans la phase de production ;d'une manière plus simple on rencontre une libération de gaz dissous .

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

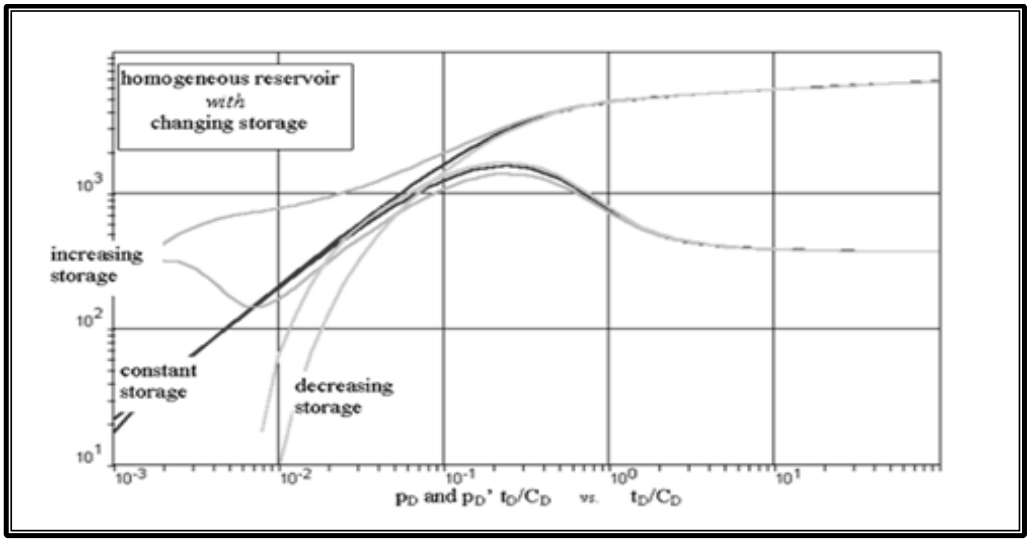

Figure IV-16 : Réponse d'un puits avec changement de wellbore Storage

2. Les modèles de réservoirs :

Gringarten et autre (1979) ont proposés que tous les comportements de gisement peuvent être classés en deux catégories :

- Réservoirs homogènes.
- Réservoirs hétérogènes.

➢ **Réservoirs homogènes :**

Dans le cas général, le puits est considéré comme vertical avec l'influence d'un réservoir homogène infini. Les lignes d'écoulement se convergent radialement vers le puits.

Les régimes d'écoulement caractérisant ce modèle sont similaire à ceux illustrés dans un puits avec wellbore storage et effet de skin.

➢ **Réservoirs hétérogènes :**

Ils sont subdivisés en quatre types :

a. modèle double porosité.
b. modèle double perméabilité (multi layered).
c. Radial composite.
d. Linéaire composite.

2.1. Modèle double porosité :

Le modèle de double porosité (2Ø) concerne le réservoir fissuré qui est composé d'un matrice des blocs des roches; connecté au puits par des fissures naturelles qui ont une faible

capacité et une grande perméabilité .Le fluide de la matrice ne peut pas s'écouler au puits directement, donc malgré que la plus part des hydrocarbures sont stockés dans la matrice, il doit passer par les fissures pour être produit.

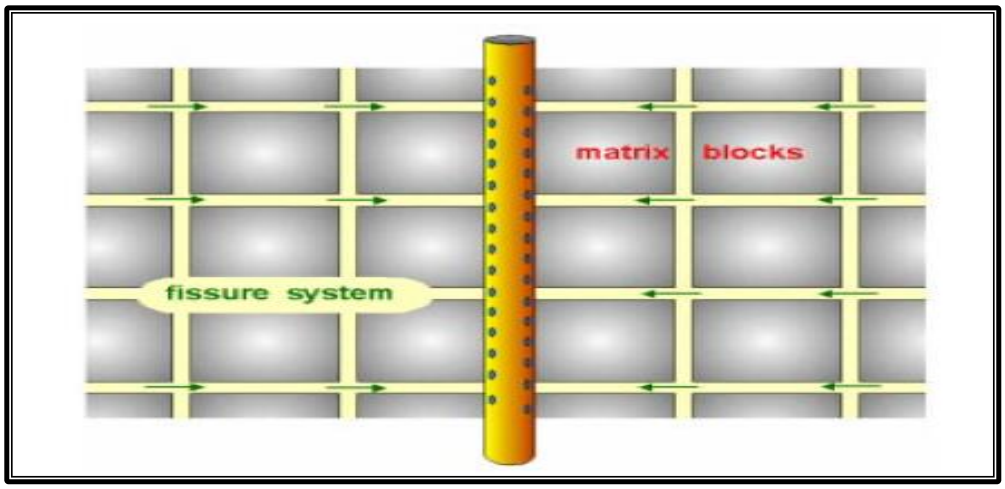

Figure IV-17 : Représentation d'un réservoir à double porosité

Les paramètres d'un modèle double porosité : Warren & Root (1963) 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.

$$\omega = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_{f+m}} = \frac{(\phi h C_t)_f}{(\phi h C_t)_f + (\phi h C_t)_m} \quad \text{..... (IV-18)}$$

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 :

$$\lambda = \alpha . r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \quad \text{..... (IV-19)}$$

α : est une caractéristique géométrique du système matrice-fissures définit par :

$$\alpha = \frac{A}{V_x} \quad \text{..... (IV-20)}$$

Les régimes d'écoulement :

- l'écoulement des fissures : pendant cette période le réservoir fissuré se comporte comme un réservoir homogène de perméabilité k_f et de capacité ($\phi h C_t$).

- 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 ($\phi h C_t$).

Pour décrire l'écoulement matrice fissures, deux approches sont proposées : la première suppose que l'écoulement matrice fissure est immédiatement pseudo-permanent, la deuxième suppose que l'écoulement matrice fissure est transitoire. Pour cela on distingue deux modèles :

- Double porosité PSS (modèle pseudo permanent).
- Double porosité T (modèle transitoire).

✓ **Double porosité PSS (modèle pseudo-permanent) :**

On suppose que la distribution de la pression est uniforme dans tous les blocs, c'est à dire il n'y a pas de chute de pression dans ces blocs.

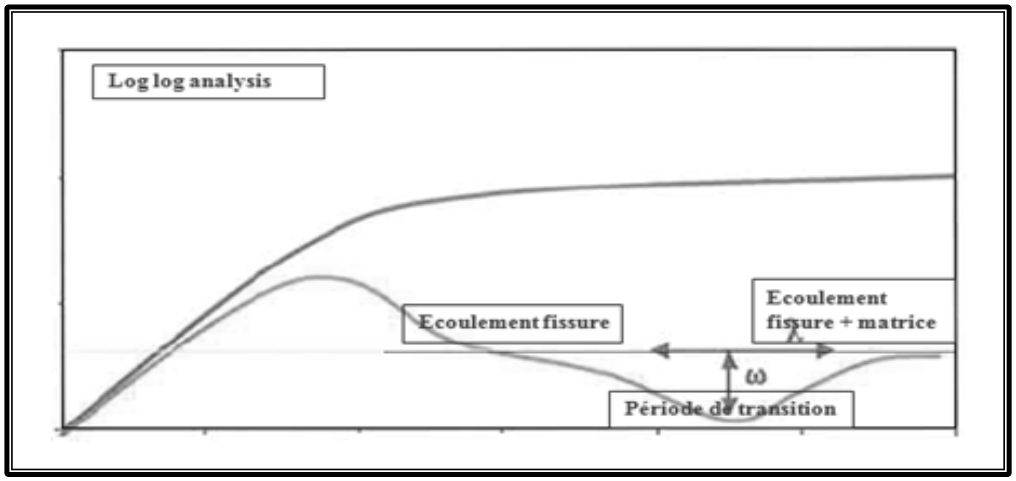

Figure IV-18 : Réponse d'un réservoir à double porosité, pseudo steady state

✓ **Double porosité T (modèle transitoire) :**

Le modèle suppose qu'il existe un gradient (chute) de pression dans les blocs de la matrice. Dans ce cas, l'écoulement radial des fissures reste une durée courte, et dans la pratique n'est pas vue.

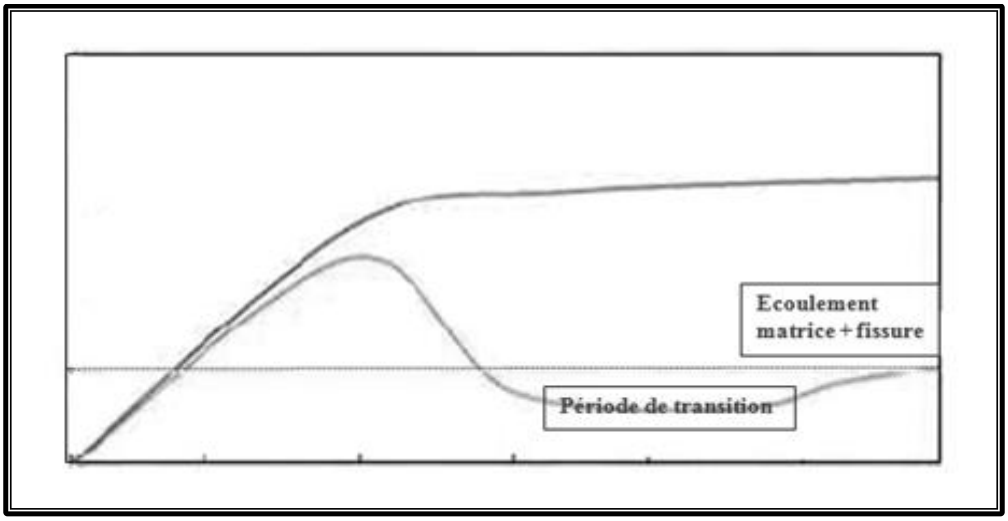

Figure IV-19 : Réponse d'un réservoir à double porosité, transitoire

2.2. modèle double perméabilité (multi layered) :

Dans le modèle à double perméabilité, le réservoir est constitué de deux couches de perméabilités différentes, dont chacune peut être perforée. On peut observer un Cross Flow entre les couches qui est proportionnelle à la différence de pression entre eux.

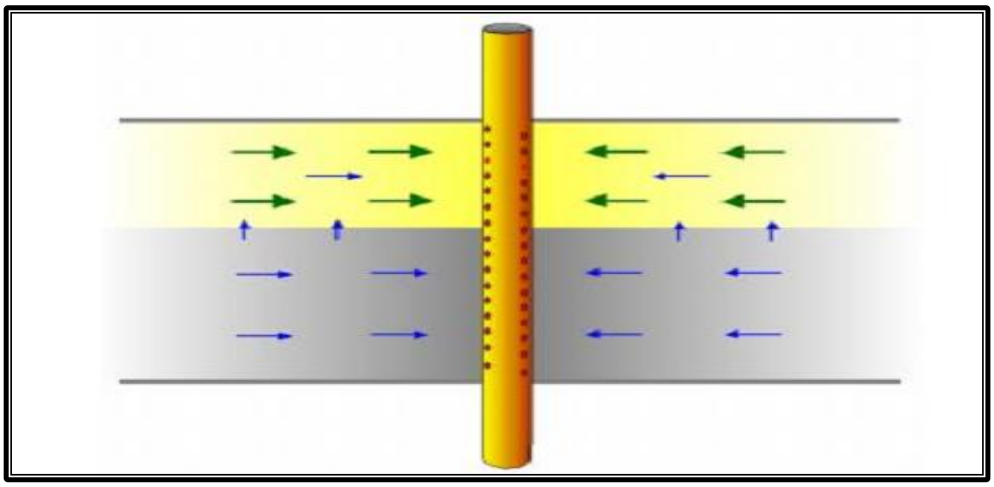

Figure IV-20 : Représentation d'un réservoir à double perméabilité

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

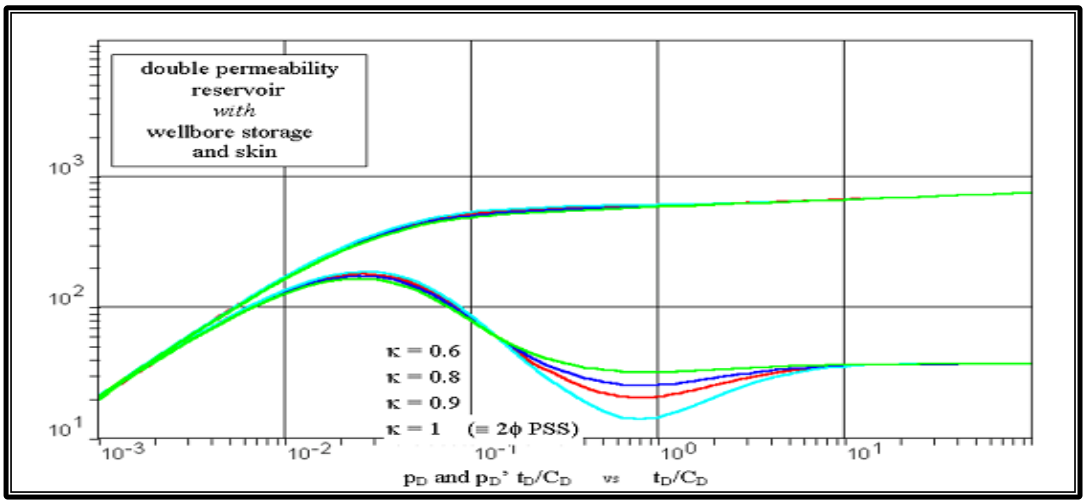

Figure IV-21 : Réponse d'un réservoir à double perméabilité

Les régimes d'écoulement :

- Bicouche non communiquant au début de la réponse.
- Transition lorsque la communication s'établit aux temps intermédiaires.

  Les résultats :

  - Rapport des capacités $\boldsymbol{\omega}$.
  - Coefficient d'échange $\boldsymbol{\lambda}$.
  - Contraste de la transmissivité **K**.
- Radial total : les résultats $(kh)_1 + (kh)_2$ et Skin total.

Remarque :

Lorsque K=1 le réservoir se comporte comme un réservoir à double porosité (PSS).

2.3. Radial composite :

Le modèle radial composite présente un puits qui se trouve au centre d'un réservoir circulaire qui se décompose en deux zones avec différence de mobilité et storativité.

Les deux zones ont des caractéristiques d'un réservoir homogène, sans perte de pression à l'interface entre les deux.

Les paramètres qui définissent le changement d'une zone à une autre sont :

- Le rapport de mobilité : $M = \dfrac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2}$ ..... (IV-21)

- Le rapport de diffusivité : $D = \dfrac{(k/\phi\mu C_t)_1}{(k/\phi\mu C_t)_2}$ ……. (IV-22)

- La storativité : $F = \dfrac{(C_t\phi)_1}{(C_t\phi)_2}$ ……. (IV-23)

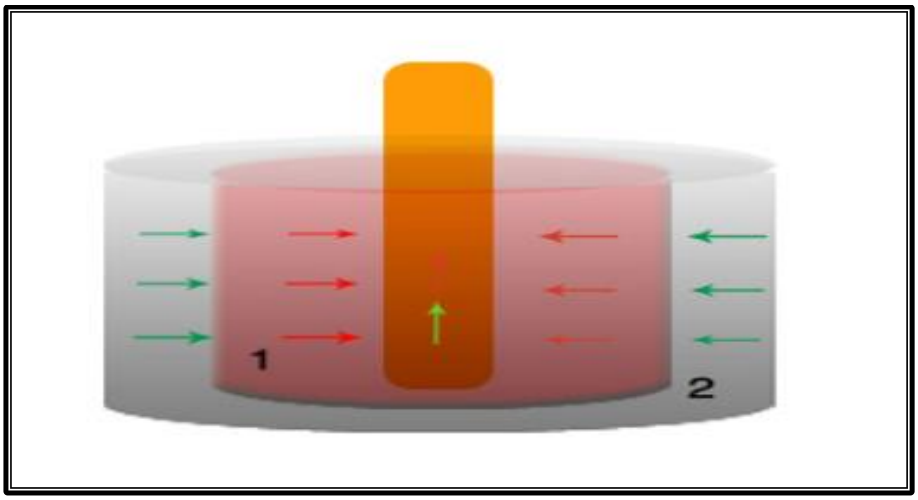

Figure IV-22 : Représentation d'un réservoir radial composite

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

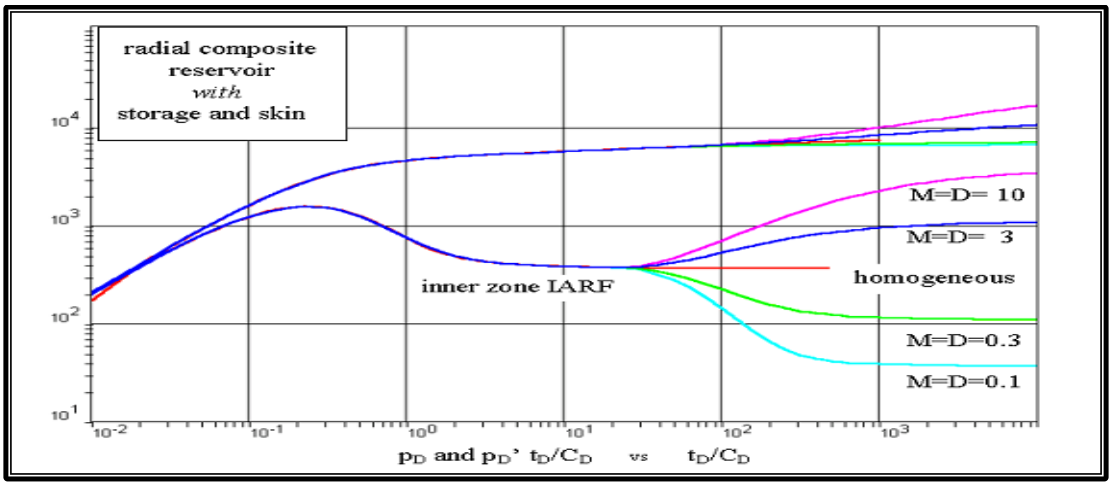

Figure IV-23 : Réponse d'un réservoir radial composite

Les régimes d'écoulement :

- Radial interne : première stabilisation de la dérive a une valeur de 0.5.

  Les résultats : k_1h et Sw.

- Transitoire : la zone de transition entre les deux zone de stabilisation du dérivé.

  Les résultats :

  - le rapport de mobilité entre les deux milieux M.

- le rayon d'investigation.

➢ Radial externe : deuxième stabilisation du dérivé a une valeur de 0.5M.

Les résultats : K_2h et ST.

2.4. Linéaire composite :

C'est le cas d'un puits producteur dans un réservoir homogène infini dans toutes les directions sauf une dont les caractéristiques du fluide changent. Là encore, il n'y a aucune perte de pression au niveau de l'interface.

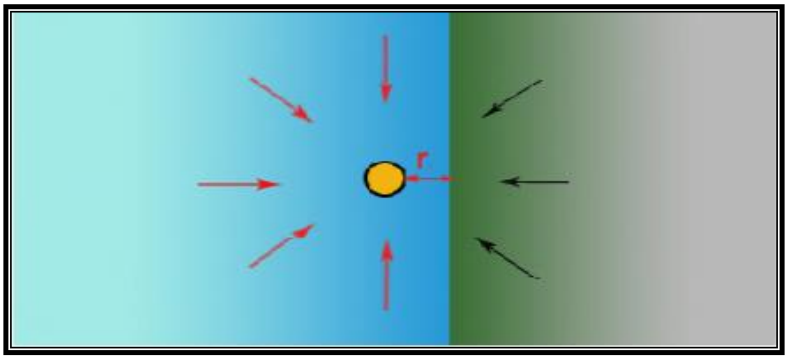

Figure IV-24 : Schéma illustrative d'un réservoir linéaire composite

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

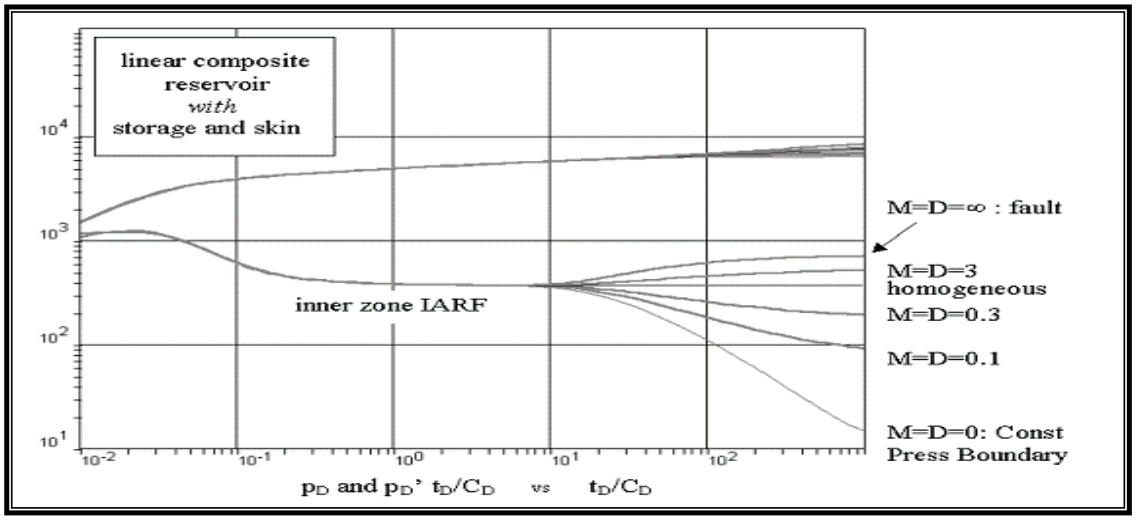

Figure IV-25 : Réponse d'un réservoir linéaire composite

3. Les modèles des limites :

Elle est obtenue par l'analyse de late-time data (données de la dernière période de test où les limites de réservoir influent sur la réponse). On distingue plusieurs types des limites extérieures:

3.1. une faille étanche :

La faille étanche peut être remplacé par un puits imaginer de débit égale ou débits de puits producteur et de distance L de la faille il est présente comme suit :

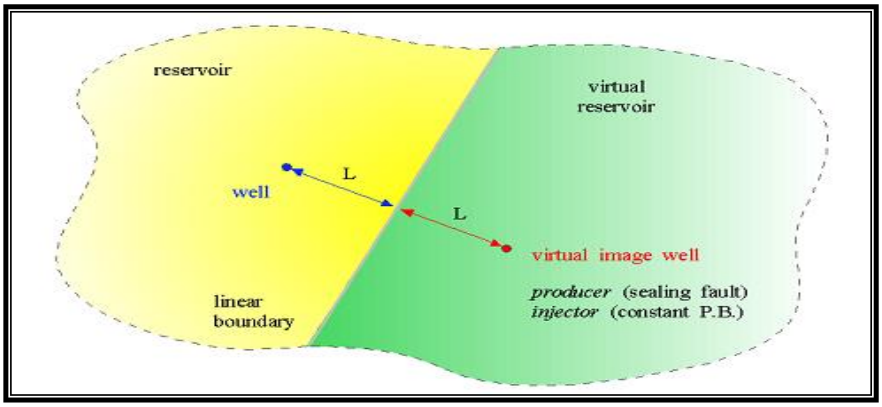

Figure IV-26 : Simulation d'une faille étanche par un puits imaginaire

Régime d'écoulement :

- Ecoulement radial circulaire : stabilisation de la dérivée à 0.5.
- Ecoulement semi radial : doublement du niveau de la dérivée, passe de 0.5 à 1. (Résultats : la distance entre le puits et la faille).

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

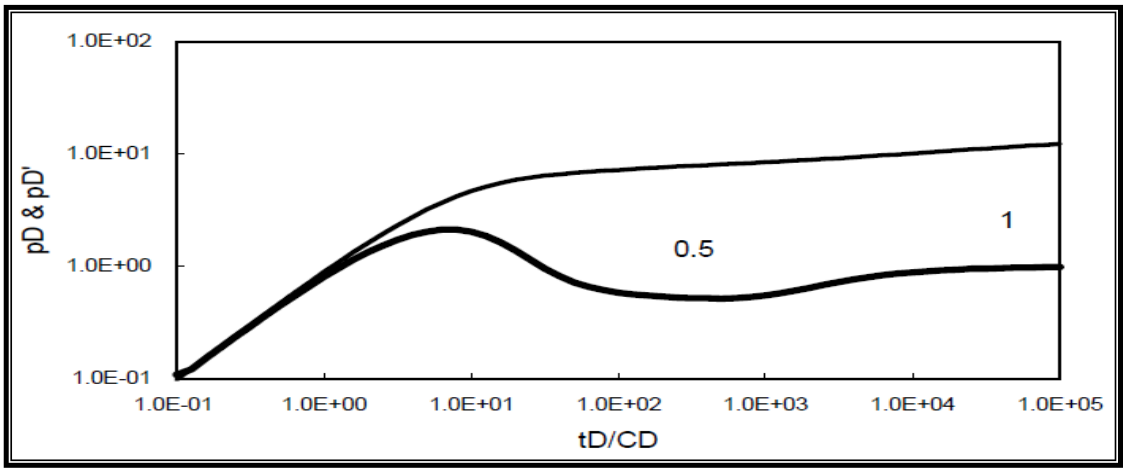

Figure IV-27 : La représentation de la pression et de la dérive pour un puits limité par une faille étanche

Analyse spécialisée :

Pour un petit temps : l'évolution de la pression est celle d'un puits dans un réservoir infini. Si l'essai est suffisamment long la faille se manifeste par une droite semi log de pente double de celle du régime transitoire.

La détermination de la distance entre la faille et le puits se fait par l'intersection des deux droites semi log de pente m et de pente 2m. (Le temps d'intersection de deux droites est t_x).

$$L = 0{,}01217\sqrt{\frac{k\Delta t_x}{\phi\mu C_t}} \quad \text{..... (IV-24)}$$

3.2. Deux failles étanches parallèles (le chenal) :

La condition limite traitée sous l'appellation de chenal correspond à deux barrières linéaires parallèles infinies à flux nul.

Le chenal est défini par les distances L_1 et L_2 entre le puits et les deux limites de chenal.

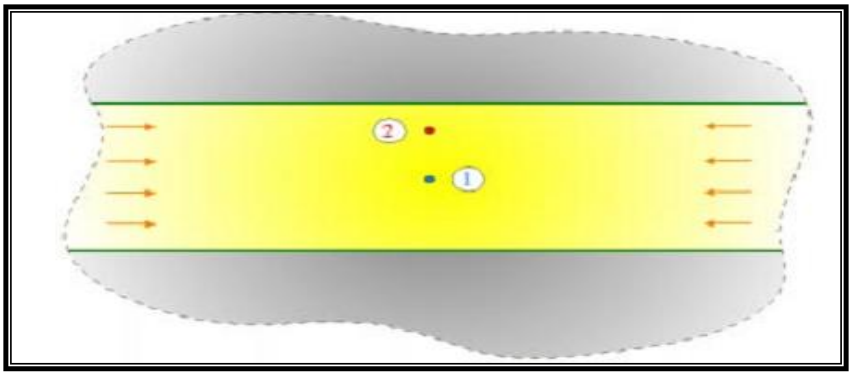

Figure IV-28 : Représentation de modèle chenal

La représentation de la pression et de la dérive dans un diagramme log-log pour un puits A de distance L1 et un autre puits B de distance L2 est comme suit :

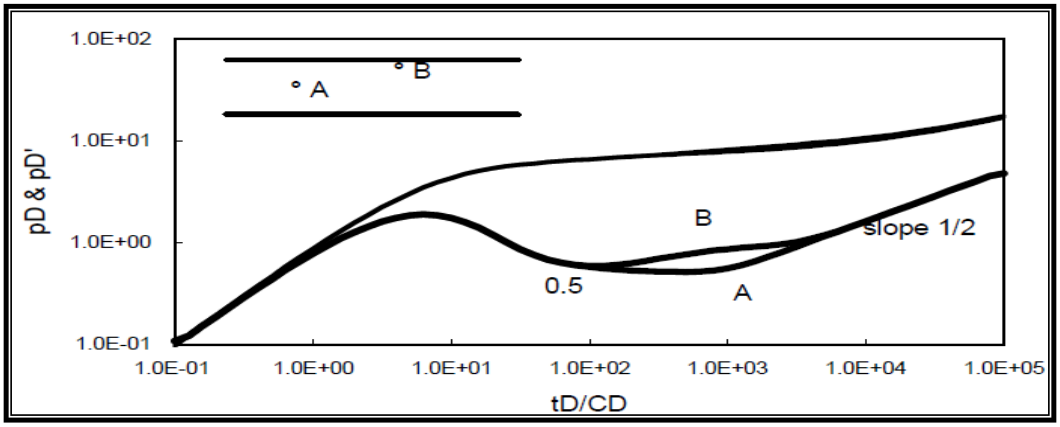

Figure IV-29 : La représentation de la pression et la dérive pour un puits limité par deux failles étanches

Les régimes d'écoulement :

- Ecoulement radial circulaire tant qu'aucune limite n'est atteinte.
- Effet de faille : quand la perturbation 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 et la dérivée passe d'une stabilisation de 0.5 à une stabilisation 1.

- L'écoulement linéaire : quand les deux bords du chenal atteintes, l'écoulement se développe linéairement, parallèlement aux bords du chenal. Ce régime caractérisé avec une pente de 0.5.

Analyse spécialisé :

D'après la pente de l'écoulement linéaire, on détermine la largeur du chenal.

$$m_L = \frac{8{,}13qB}{h(L_1+L_2)}\sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k}} \quad \text{..... (IV-25)}$$

3.3. Deux failles étanches sécantes (intersecting faults) :

Ce sont deux failles ou l'angle interne entre les deux failles est inférieur à 180°. Le réservoir est infini dans les autres directions, et la distance du puits à l'intersection est L_D avec θ est l'angle entre la deuxièmes faille et le puits et θ_w et l'angle entre la premier faille et le puits.il est présente par :

$$L_1 = L_D r_w \sin\theta_w \quad ; \quad L_2 = L_D r_w \sin(\theta - \theta_w)$$

Avec $L_D = L/r_w$

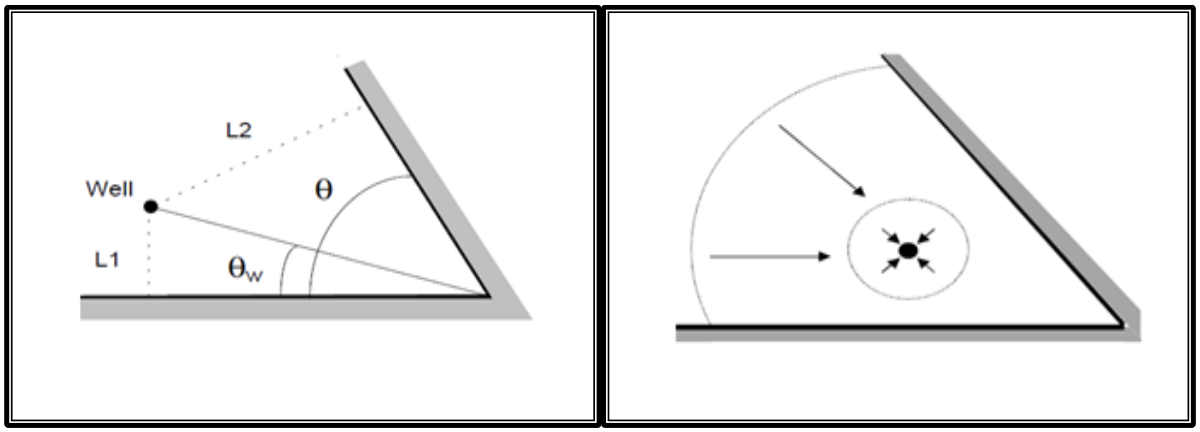

Figure IV-30 : Représentation de la forme et des régimes d'écoulements pour le modèle limite de deux failles étanches sécantes

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

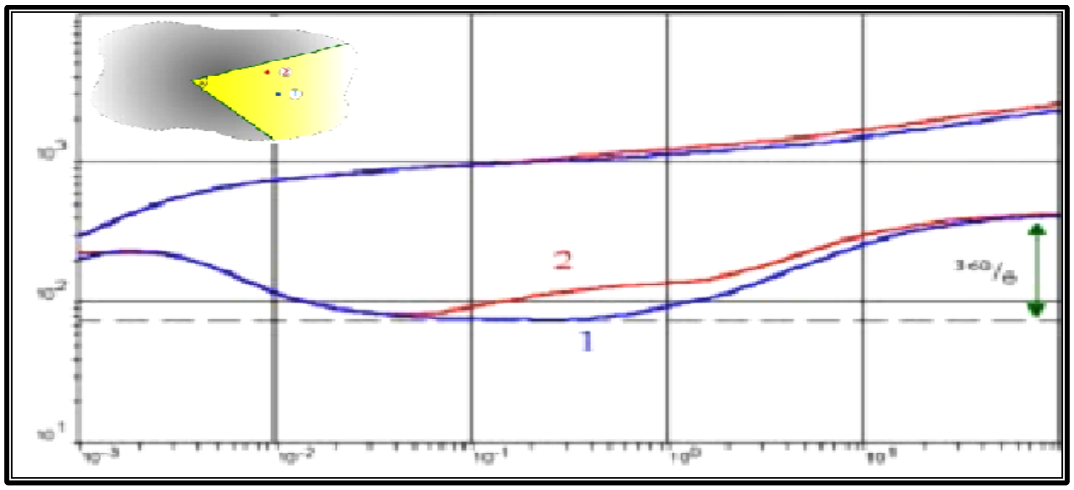

Figure IV-31 : Réponse d'un réservoir avec limite d'intersection des deux failles étanches

Les régimes d'écoulement :

- ❖ Ecoulement radial : stabilisation de la dérivée à 0 .5.
- ❖ Ecoulement linéaire : pente 0.5 pour la première faille.
- ❖ Fraction d'un écoulement radial : transition entre l'effet de deux failles stabilisation à π/θ.
- ❖ Effet de seconde faille.

3.4. Limite à pression constant :

Ce sont des réservoirs limites soit par un aquifère active ou par gaz cap ou les deux ou même temps et la limite est présenté dans le schéma suivant :

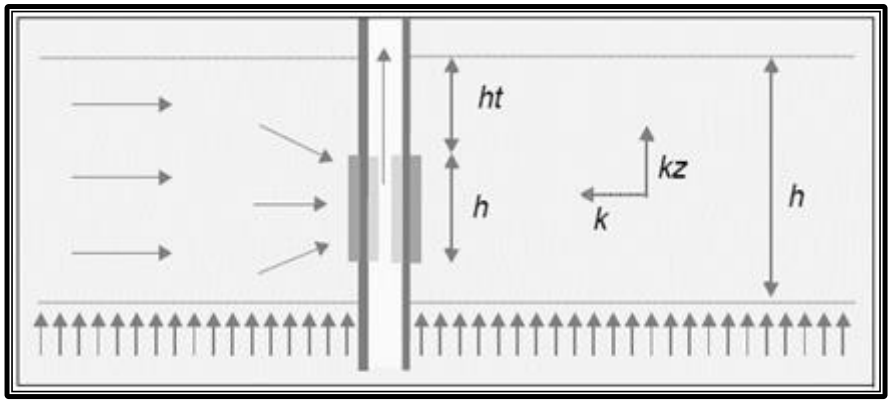

Figure IV-32 : Schéma illustratif d'un réservoir avec limite à pression constant

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

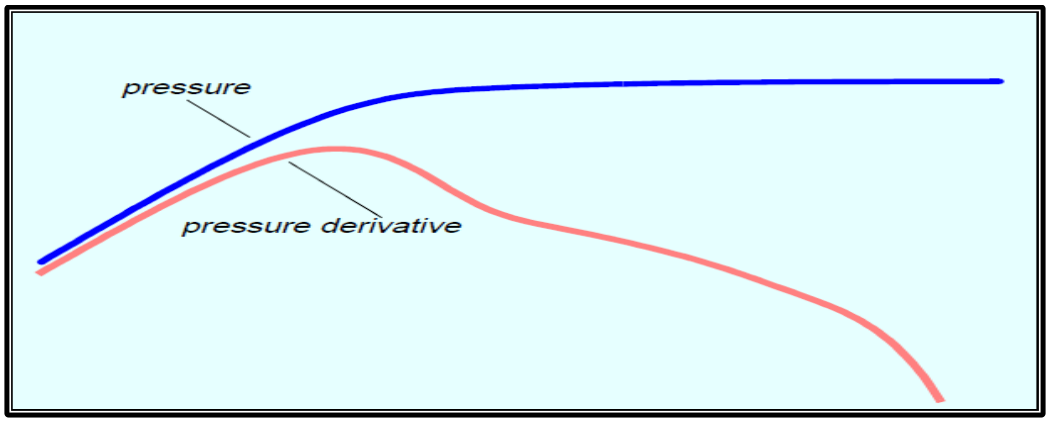

Figure IV-33 : Réponse d'un réservoir avec limite à pression constant

La présence d'une limite à pression constante se caractérise par une stabilisation de la pression, qui correspond à une annulation de la dérivée. Celui-ci traduit par une forte décroissance en représentation log-log.

La méthode utilisée pour la détermination de la distance à la limite est la méthode d'intersection des deux droites semi log de pente m et de pente 2m.

$$d = 0{,}012\sqrt{\frac{kt_i}{\phi C_t k_h}} \quad \text{..... (IV-25)}$$

3.5. Réservoir fermé :

Les limites constituent une aire fermée à flux nul.

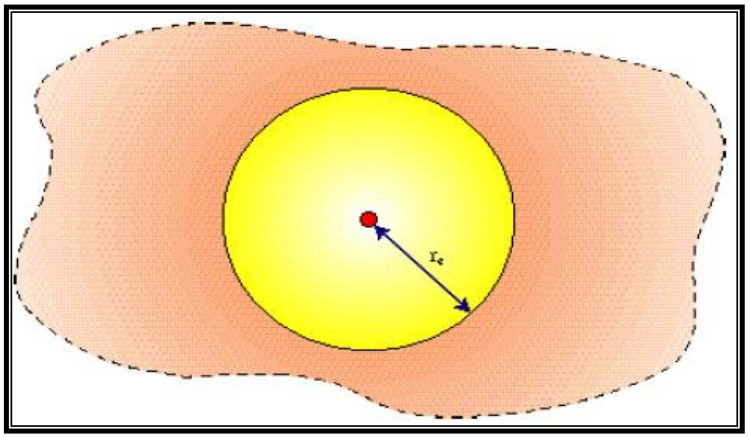

Figure IV-34 : Représentation de la forme d'un réservoir fermé

Le diagramme log-log correspondant à ce type de modèle est :

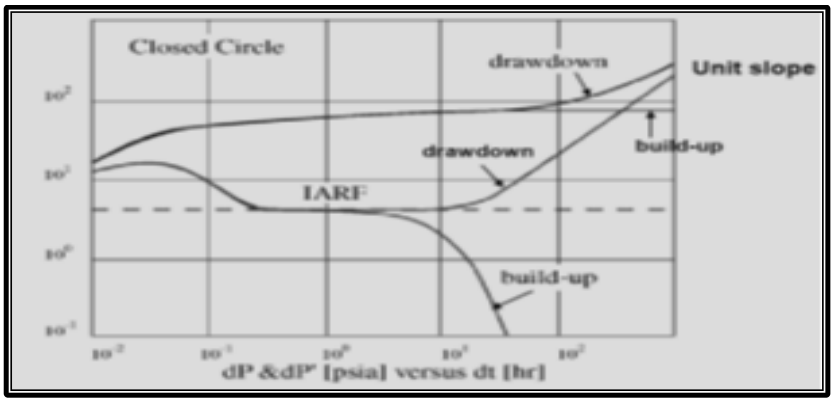

Figure IV-35 : Réponse d'un réservoir fermé

La réponse de puits dans un réservoir fermé présente deux cas : le premier cas, le régime d'écoulement devient pseudo permanant, le puits est en production (DD) et la perturbation atteint les limites. Dans le second, le puits est fermé (BU) et la perturbation atteint les limites, le puits se comporte donc comme dans un réservoir avec limite de pression constante.

Introduction :

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

Le skin traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre le réservoir tel qu'il est, et le réservoir qu'il serait s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits (perméabilité notamment).

Le skin est un paramètre sans dimension caractérisant l'état du puits et dans le cas général est indépendant du débit. Un skin positif explique un endommagement de la formation aux abords des puits, un skin nul indique une formation non endommagée et un skin négatif indique que le puits est stimulé.

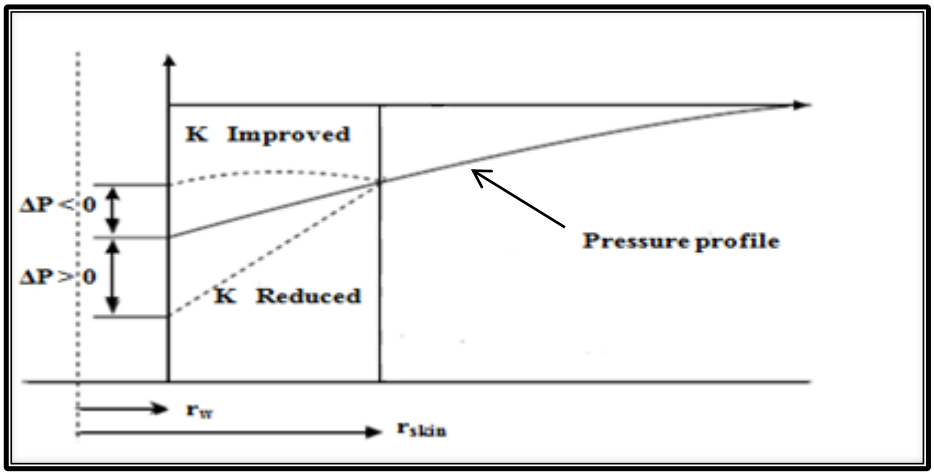

Figure V-1 : Effet de skin

1. Skin d'endommagement :

L'endommagement provient surtout de la boue de forage, avec le double effet du cake et du filtrat, les particules de minéraux provoquent un colmatage de la zone envahie, par conséquence une diminution de la perméabilité dans cette Zone, le rayon de cette zone peut s'étendre de quelque pied à plusieurs pied du puits.

Le skin d'endommagement représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords de puits. Cette perte de charge peut être interprétée par plusieurs façons :

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

1.1. Skin infinitésimal :

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

$$\Delta P_{skin} = P_s - P_{wf} = \frac{qB\mu}{2\pi kh} S \quad \text{..... (V-1)}$$

Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits.

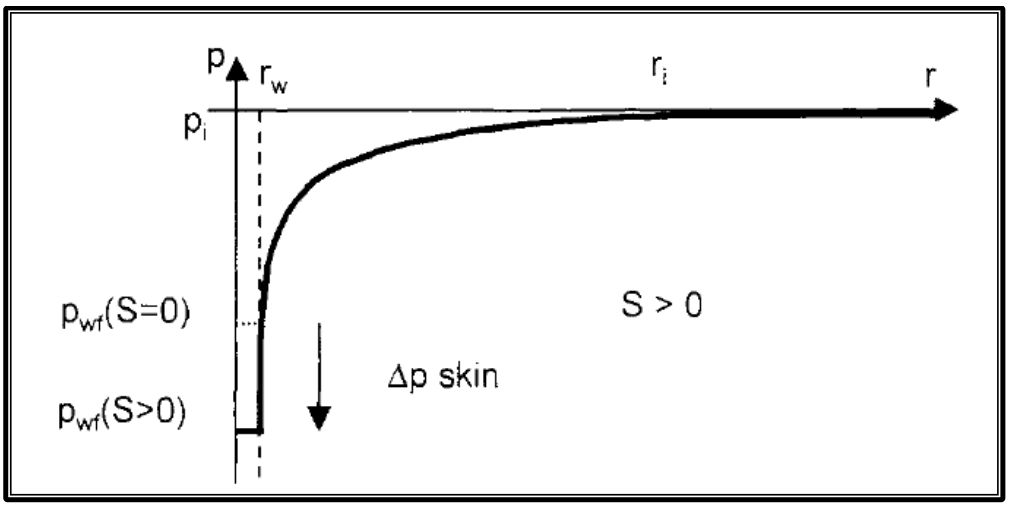

Figure V-2 : Skin infinitésimal

1.2. Skin d'épaisseur finie :

Une autre présentation consiste à supposer que les pertes de charges sont localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité k_s autour du puits.

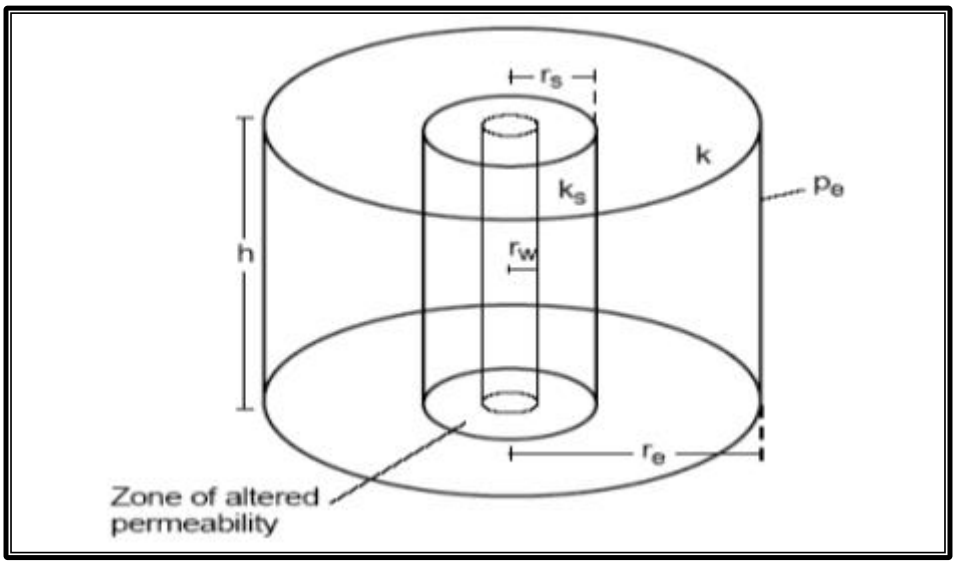

Figure V-3 : Skin d'épaisseur finie

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 le réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime par la loi de Darcy comme suit :

$$\Delta p_s = \begin{bmatrix} \Delta p \ dans \ la \ zone \\ de \ perméabilité \ k_s \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Delta p \ dans \ la \ zone \\ de \ perméabilité \ k \end{bmatrix}$$

$$\Delta P_{skin} = \left(\frac{141{,}2.q\mu B}{hk_{skin}}\right)\ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) - \left(\frac{141{,}2.q\mu B}{hk}\right)\ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right)$$

Alors :

$$\Delta P_{skin} = \left(\frac{141{,}2.q\mu B}{hk}\right)\left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right]\ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) \quad \text{..... (V-2)}$$

Or :

$$S = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right]\ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) \quad \text{..... (V-3)}$$

1.3. Rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de skin S par un puits fictif de rayon r'_w et de skin nul.

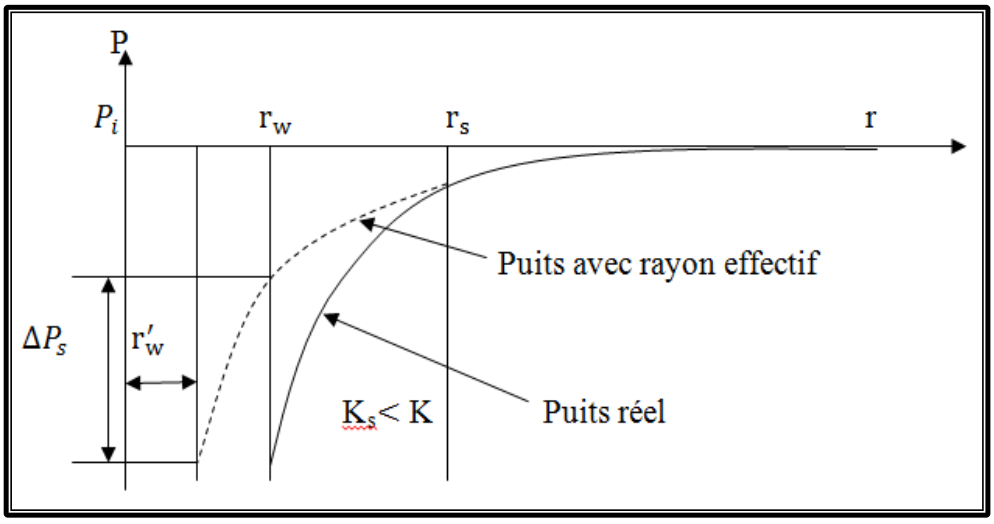

Figure V-4 : Puits avec rayon effectif

Le rayon r'_w est déterminé de façon à ce que la perte de charges entre r_s et r'_w dans le puits fictif soit égale à la perte de charge entre r_s et r_w dans le puits réel.

$$\Delta P\ (r'_w,\ s = 0) = \Delta P\ (r_w,\ s > 0)$$

En exprimant ces pertes de charge avec la loi de Darcy:

$$\frac{qB\mu}{2\pi kh}\ln\left(\frac{r_s}{r'_w}\right) = \frac{qB\mu}{2\pi kh}\ln\left(\frac{r_s}{r_w} + S\right)$$

On obtient :

$$r'_w = r_w \exp(-S) \ldots\ldots\ldots \text{(V-4)}$$

2. Représentation de l'effet de skin sur les courbes de remontées :

L'effet skin influe sur les courbes de remonté de pression, il se manifestera durant les premiers temps de fermeture, par une déformation de la courbe, soit vers le bas, ou vers le haut.

Pour les courbes type l'effet de skin est caractérisé par la distance Δp, l'écart de pression entre la courbe dérivée et la courbe ΔP.

- Pour ΔP grande : skin positif (formation endommagée).
- Pour ΔP faible : skin faiblement positif ou nul.

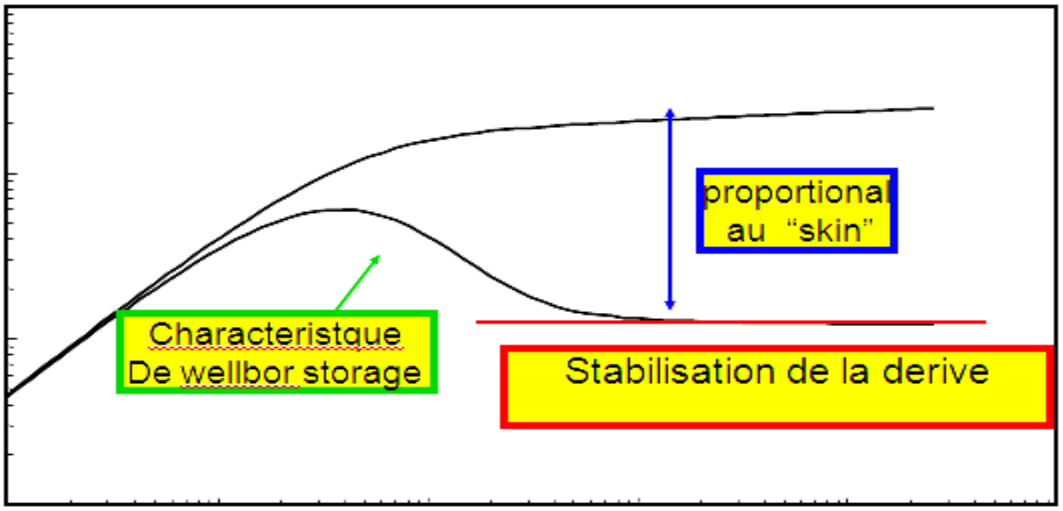

Figure V-5 : Effet du skin sur les courbes de remontées

3. Représentation de l'effet de skin sur l'index de productivité :

L'indice de productivité théorique d'un puits vertical est donné par :

$$IP = \frac{q}{\Delta P} \ldots\ldots\ldots \text{(V-5)}$$

En remplaçant chaque terme avec son expression on aura :

$$IP_o = \alpha \frac{kh}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{..... (V-6)}$$

En ce concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous forme de terme « S » (skin factor) de la manière suivante :

$$IP = \alpha \frac{kh}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w} + S\right)} \quad \text{..... (V-7)}$$

4. Le rendement d'écoulement :

On définit le rendement d'écoulement (R_e) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique (pour un puits idéal dans les mêmes conditions de pression de fond) comme suit :

$$\text{Re} = \frac{Q}{Q_o} = \frac{IP}{IP_o} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{n(r_e/r_w) + S} \quad \text{..... (V-8)}$$

En pratique $\ln(r_e/r_w)$ est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$\text{Re} = \frac{IP}{IP_o} = \frac{7}{7+S} \quad \text{à} \quad \frac{9}{9+S} \quad \text{..... (V-9)}$$

Un skin de 7 à 9 correspond donc à une capacité de débit diminuée de moitié. Inversement, un skin de –3.5 à –4.5 (suite à une stimulation par exemple) correspond à une capacité de débit multipliée par deux.

5. Type d'endommagement dans HBK :

5.1. Endommagement dus aux fluides de complétion et de work-over :

- Des émulsions et sludges peuvent se former entre les fluides d'investigation et les fluides du réservoir lui-même.
- La saumure peut causer un changement dans la mouillabilité de la formation.
- Les particules solides et les polymères présents dans la boue du forage peuvent causer un colmatage important.
- Colmatage des perforations**:** Du fait que la pression différentielle est positive lors des work-over, un filtre cake se forme toujours dans les perforations causant un skin positif.

- La filtration de ciment lors de la cémentation de liner.

5.2. Endommagement engendrés par la production :

Ils sont dus à des phénomènes chimiques, physiques ou physico-chimiques :

- **Dépôt d'asphaltènes** : le dépôt d'asphaltènes est un problème de production.
- **Dépôts de sulfates :** les sulfates sont des dépôts difficiles à nettoyer chimiquement. Les plus communs sont le sulfate de baryum ($BaSO_4$), le sulfate de calcium ($CaSO_4$) et le sulfate de strontium ($SrSO_4$). La cause de la précipitation des sulfates est souvent le contact entre deux eaux incompatibles, tel que le mélange de l'eau de formation et l'eau injectée.
- **Dépôts de sel :** les changements de pression et de température en cours de production entrainent la précipitation du sel des fluides de formation (brut + sel). Ces dépôts de sel colmatent les perforations, les abords du puits et même le tubing.
- **Migration des fines :** la migration des particules fines dans le réservoir cause une réduction de la perméabilité de la roche. Les analyses des carottes de la roche indiquent la présence d'argile, telles que l'illite et la kaolinite, qui ont tendance à migrer. Les cristaux étant fragilement cimentés pourraient se casser et migrer pour boucher les pores communicants de la roche.
- **Augmentation de la production d'eau et de gaz:** un GOR ou WOR élevé peut réduire la production du brut et même l'arrêter complètement.

5.3. Endommagement due à la déplétion de réservoir :

Le déclin de la pression de réservoir quelle va crier quelque type d'endommagement.et cela est visualise lorsque la pression est inferieure a la pression de bulle (écoulement poly - phasique).

6. Les différentes origines des pseudo-skins :

Pas toutes les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits sont dus aux colmatages au niveau de la formation, il y a d'autres contributions qui ne sont pas liées à la formation mais peuvent être résulté de la complétion ou de la configuration du puits. Ces facteurs sont appelés "**pseudoskin**" qui sont généralement des facteurs mécanique, résultant des obstructions à l'écoulement de fluide. Leurs valeurs doivent être soustractées de la valeur du skin total estimé par les essais de puits pour obtenir le skin réel de la formation. Pour accomplir ceci, il est utile d'employer l'analyse de système de production (nodal ananlysis) pour développer l'IPR du puits. Ces obstacles sont :

6.1. Skin de perforation :

6.1.1. Présentation :

Le skin dû aux perforations englobe plusieurs phénomènes :

- La restriction aux écoulements apportée par le trou de la perforation : skin positif ($S_p > 0$).
- Le poinçonnement du réservoir par l'opération de perforation : skin négatif ($S_p < 0$) mini fracture.
- Le fait que sur un ensemble des perforations seules quelques-unes sont actives : skin positif ($S_p > 0$) .

Ces différents phénomènes ne sont généralement pas dissociés de l'effet d'endommagement.

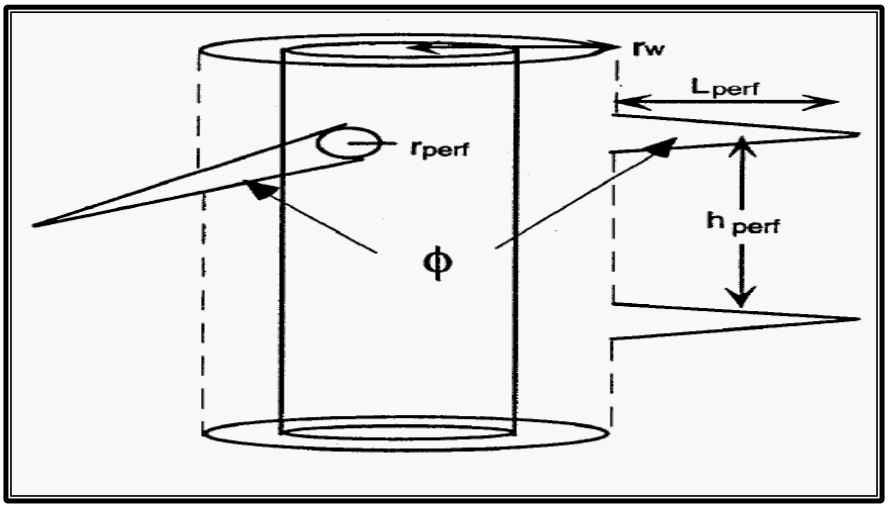

Figure V-6 : Skin de perforation

6.1.2. Evaluation du skin de perforation :

Karakas et Tariq (1988) ont présentés une solution pour le calcul du skin due à la perforation. Pour cela ils ont divisé ce facteur à des composantes individuelles: L'effet de plan « **S_h** » ; L'effet de convergence vertical « **S_v** » et l'effet de wellbore « **S_{wb}** ». Par conséquent l'effet du skin total de la perforation peut être exprimé par :

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb} \text{ ..... (V-10)}$$

➢ **Estimation des différents termes du skin de perforation :**

✓ **Estimation de l'effet de plan :** Le « **S_h** » est obtenu par :

$$S_H = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) \text{..... (V-11)}$$

Avec : $r'_w(\theta)$ est le rayon du puits effectif et il est fonction de l'angle θ :

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} \frac{I_{perf}}{4} \text{.....} \theta = 0 \\ a_\theta\left(r_w + I_{perf}\right) \text{.....} \theta \neq 0 \end{cases}$$

Où : I_{perf} est la longueur de perforation.

La constante a_θ dépend de l'angle de perforation qui peut être obtenue par le tableau (V-1).

Ce Skin est négative (excepte θ = 0), mais sa contribution au skin total est généralement faible.

✓ **Estimation de Sv :**

« S_v » dépend essentiellement de la longueur et le diamètre des perforations et l'anisotropie de la perméabilité. Pour obtenir **S_v**, deux variables sans dimension doivent être calculé **h_D** et **r_D** en utilisant les formules suivantes

$$h_D = \frac{h_{perf}}{I_{perf}}\sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$$

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}}\left(1+\sqrt{\frac{k_H}{k_V}}\right)$$

Avec : h_{perf} est la distance entre les perforations.

k_h et k_v sont la perméabilité horizontale et verticale respectivement.

L'effet de convergence vertical est donc :

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \text{ ..... (V-12)}$$

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \qquad \text{et} \qquad b = b_1 r_D + b_2$$

Les constantes **a_1**, **a_2**, **b_1** et **b_2** sont aussi fonction de l'angle de perforation et peuvent être obtenues du tableau V-1. Le Skin vertical S_v est potentiellement le facteur qui contribue le plus dans S_p, pour une densité de perforation faible.

✓ **Estimation de Swb :**

$$S_{wb} = c_1 \exp(c_2 r_{wD}) \text{ ..... (V-13)}$$

Avec : $r_{wb} = \dfrac{r_w}{I_{perf} + r_w}$

Les constantes c_1 et c_2 peuvent être obtenues en utilisant le tableau ci-dessous :

Angle de perforation	a_θ	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0°	0.25	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6 E-1	2.675
180°	0.500	-2.25	0.0943	3.0373	1.8115	2.6 E-2	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6 E-3	5.320
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9E-3	6.155
60°	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3 E-4	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6 E-5	8.791

Tableau V-1 : constantes pour le calcul du skin de perforation

6.2. Skin de la pénétration partielle :

6.2.1. Présentation :

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Ceci sera le cas lorsque l'on voudra se prémunir contre des venues d'eau ou de gaz prématurées, ou que l'on se trouvera en présence d'une barrière argileuse.

La pénétration partielle du réservoir peut être choisie volontairement :

- Pour éviter les venues de fluides indésirables : Le puits est perforé au bas de la zone utile au voisinage d'un contact gaz huile et en haut de cette zone au voisinage d'un aquifère sous-jacent.
- Pour produire par les zones de meilleures caractéristiques ; pour des raisons économiques où techniques la hauteur réelle d'un réservoir épais et hétérogène ne peut être perforée.

Une pénétration partielle peut se manifester alors qu'elle n'était pas attendue :

- Quand une portion faible et localisée dans des perforations est active, les diagraphies de production du puits permettent d'estimer la hauteur perforée efficace.
- Quand la hauteur utile est déterminé par des zones estimées étendues, cette étanchéité est le plus souvent estimée à partir de mesures au puits, diagraphie par exemple. Il arrive que les zones étanches soient discontinues dans le réservoir, la hauteur utile effective est alors délicate à déterminer. Elle peut se révéler considérablement plus importante que la hauteur utile estimée initialement.

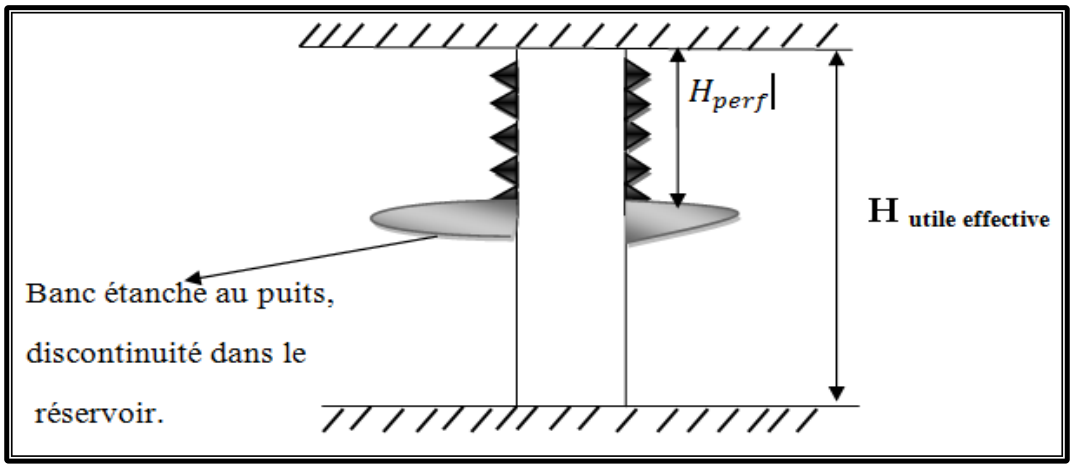

Figure V-7 : Hauteur utile effective

Tester un puits à pénétration partielle s'avère un des meilleurs moyens de mesurer la perméabilité verticale du réservoir.

Brons et Marting ont prouvé que la déviation d'écoulement radial dû à la restriction dans l'entrée des fluides mène à une chute de pression additionnelle près du puits, ce qui peut être interprété comme un pseudoskin.

Elle contribue à l'existence d'un pseudoskin positif qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

Le skin de pénétration partielle $\mathbf{S_{pp}}$ dépend de plusieurs éléments :

- La fraction de la hauteur du réservoir qui a été perforée.
- L'anisotropie de perméabilité du réservoir.
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.
- La position des perforations.

6.2.2. Evaluation du skin de pénétration partielle :

L'interprétation de l'écoulement radial circulaire sur toute la hauteur utile nous permis de déterminer :

- Le kh du réservoir.
- Un skin global S'.

Ce skin est la résultante de deux effets :

- le skin du puits S.
- le skin de pénétration partielle S_{pp}.

$$S' = S_{pp} + S\left(h/h_w\right) \quad \text{..... (V-14)}$$

Lorsque le rapport de pénétration h_{pD} et le rayon adimensionnel r_D ne sont pas trop petit, S_{pp} s'exprime :

$$S_{pp} = \left(\frac{1}{h_{pD}} - 1\right)\ln\left(\frac{\pi}{2r_D}\right) + \frac{1}{h_{pD}}\ln\left[\frac{h_{pD}}{2+h_{pD}}\left(\frac{A-1}{B-1}\right)^{1/2}\right] \quad \text{..... (V-15)}$$

Avec : $A = \dfrac{1}{h_{1D} + h_{pD}/4}$ et $B = \dfrac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4}$

Où : $h_{1D} = \dfrac{1-h_{pD}}{2}$; $h_{pD} = \dfrac{h_p}{h}$ et $r_D = \dfrac{r_w}{h}\sqrt{\dfrac{k_V}{k_H}}$ (Paul Papatzaco, 1987)

6.3. Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation) :

6.3.1. Présentation :

La plupart des puits traversent le réservoir avec un angle plus ou moins grand par rapport à la normale au pendage. L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Elle contribue à un skin négatif. L'inclinaison du puits apporte des modifications à l'interprétation.

Trois paramètres ont une influence :

- L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage (angle θ sur la figure).
- L'anisotropie de perméabilité : k_V/k_h .
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits.

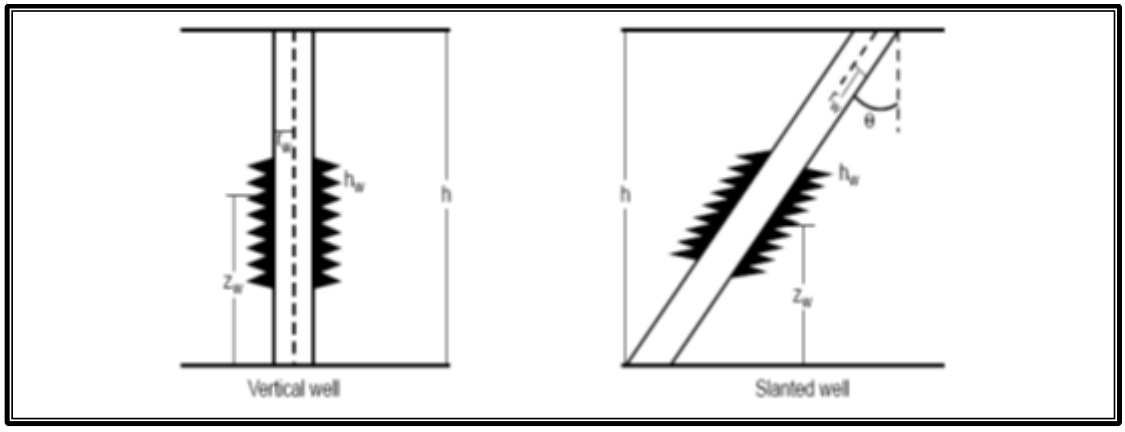

Figure V-8 : Puits vertical et puits incliné

6.3.2. Evaluation du skin d'inclinaison :

H.Cinco et Al ont donnés une expression permettant de calculer le skin d'inclinaison S_I :

$$S_I = -\left[\frac{\theta'}{41}\right]^{2,06} - \left[\frac{\theta'}{56}\right]^{1,865} \times \log\left[\frac{h_D}{100}\right] \quad \text{..... (V-16)}$$

Avec : $h_D = \frac{h_u}{r_w}\sqrt{\frac{k_H}{k_V}}$

$\theta' = Artg\left[\sqrt{\frac{k_H}{k_V}} tg\theta\right]$ Exprimé en degrés ; ($0 < \theta' < 75°$).

L'équation montre que l'anisotropie de perméabilité réduit fortement l'effet d'inclinaison du puits. Plus l'anisotropie de perméabilité est élevée, plus l'angle d'inclinaison θ' est réduit.

6.4. Skin dû à la fracturation hydraulique :

6.4.1. Présentation :

Le Skin géométrique « S_f » autour de la fracturation traduit les pertes de charge supplémentaires engendrées par le fait que les abords immédiats de la fracture ont souvent une perméabilité différente de celle existant plus loin dans le réservoir. Cette différence est par exemple due à l'opération de fracturation hydraulique qui modifie les saturations près de la fracture.

6.4.2. Types des fractures :

Une fracture artificielle peut se développer suivant des plans horizontaux ou suivants des plans verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 1000 m il est possible d'obtenir des fractures

dans des plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 1000 m le poids des sédiments fait que les fractures se développent uniquement dans des plans verticaux. Seul ce cas sera traité ici.

6.4.3. Description de la fracture :

La description de fracture utilisée habituellement en essais de puits est présentée sur la figure ci dissous :

- La fracture est verticale.
- Elle s'étend sur toute la hauteur utile **h** du réservoir.
- Elle s'étend symétriquement de part et d'autre de l'abord de puits jusqu'à une distance $\mathbf{x_f}$ du puits.
- Elle a une largeur uniforme **w**.

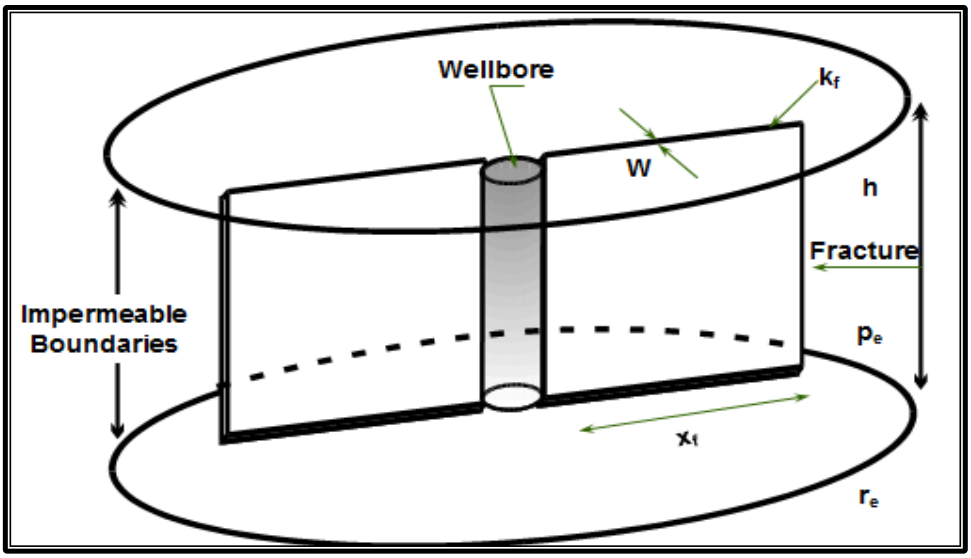

Figure V-9 : Description d'une fracture verticale

6.4.4. Evaluation du skin de fracturation hydraulique :

En considérant que le skin concerne une largeur W_s autour de la fracture et que cette zone a une perméabilité k_s, la perte de charge supplémentaire dans cette zone s'exprime par :

$$\Delta P_S = \frac{qB\mu}{4k} \times \frac{W_S}{hX_f} \times \left(\frac{k}{k_S} - 1 \right) \ldots\ldots\ldots \text{(V-17)}$$

Le skin est défini par :

$$\Delta P_{skin} = \frac{qB\mu}{2\pi kh} S_f$$

D'où :

$$S_f = \frac{\pi}{2} \times \frac{W_S}{X_f} \times \left(\frac{k}{k_S} - 1 \right) \text{..... (V-18)}$$

La stimulation due à la fracturation se traduit par un skin négatif pendant l'écoulement radial. Ce skin géométrique est défini par :

$$X_f = 2.r_w \exp(-S)$$

$$S_f = 0{,}81 - \ln\left(\frac{X_f}{r_w} \right) \text{..... (V-19)}$$

6.5. Skin d'un puits horizontal :

6.5.1. Présentation :

Le puits horizontal est décrit par le schéma au-dessous. Le puits de rayon $\mathbf{r_w}$, traverse horizontalement, sur une longueur **2L**, le réservoir infini d'épaisseur **h**, limité par des éboutes imperméable et le puits est situé à distance $\mathbf{Z_w}$ du mur du réservoir.

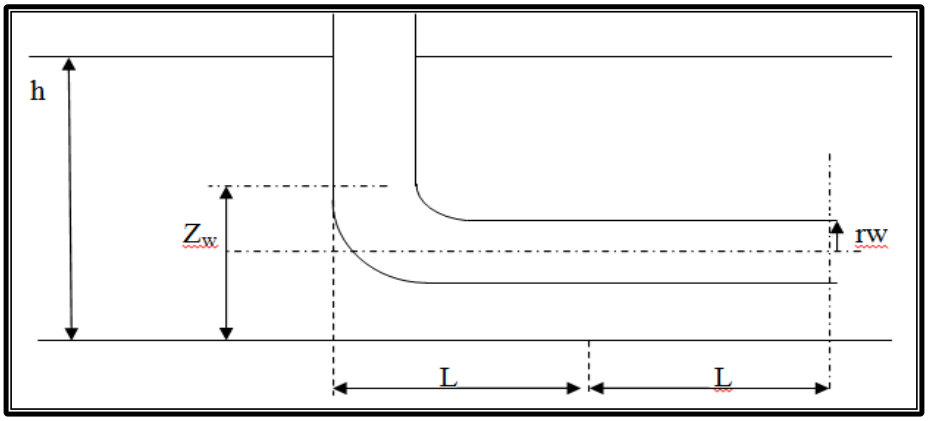

Figure V-10 : Puits horizontal

6.5.2. Evaluation du skin horizontal S_{th} :

Le skin du puits horizontal est exprimée en fonction de deux skins, un skin du puits $\mathbf{S_w}$ et d'un skin géométrique $\mathbf{S_g}$ comme suit:

$$S_{th} = S_g + \frac{h}{2L} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} S_w \text{..... (V-20)}$$

Le skin géométrique $\mathbf{S_g}$ traduit l'amélioration qu'apporte la géométrie due à la production quand le puits horizontal est comparé à un puits vertical. Il peut être évalué par l'équation suivante :

$$S_g = 0{,}81 + \ln\left(\frac{L}{r_w}\right) + S_{zt} \text{ ..... (V-21)}$$

$$S_{zt} = -1{,}151\sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \times \frac{h}{L} \times \log\left[\frac{\pi . r_w}{h}\left(1+\sqrt{\frac{k_V}{k_H}}\right)\sin\left(\frac{\pi . Z_w}{h}\right)\right] - 0{,}5\frac{k_H}{k_V} \times \frac{h^2}{L^2} \times \left(\frac{1}{3} - \frac{Z_w}{h} - \frac{Z_w^2}{h^2}\right)$$

..... (V-22)

6.5.3. Calcul du skin suivant les types d'écoulement :

6.5.3.1. Skin mesure pendant l'écoulement radial vertical S_{tv} :

Le skin total mesuré pendant l'écoulement radial vertical s'exprime en fonction du skin mécanique **S_w** et du skin d'anisotropie **S_{ani}** :

$$S_{tv} = S_a + S_w \text{ ..... (V-23)}$$

Le skin de l'écoulement radial vertical est parfois exprimé en **S'_{tv}**, en référence à un puits verticale pénétrant toute l'épaisseur :

$$S'_{tv} = \frac{h}{2L}\sqrt{\frac{k_H}{k_V} \times S_{tv}} \text{ ..... (V-24)}$$

6.5.3.2. Skin mesuré pendant l'écoulement linéaire :

Pendant l'écoulement linéaire, les lignes de débit sont déviées verticalement pour atteindre le puits horizontal, produisant un skin de pénétration partiel S_z ($S_z \approx 0$, pour les puits fracturés).

$$S_z = -1{,}151\sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \times \frac{h}{L} + \log\left[\frac{\pi . r_w}{h}\left(1+\sqrt{\frac{k_V}{k_H}}\right)\sin\left(\frac{\pi . Z_w}{h}\right)\right] \text{ ..... (V-25)}$$

6.6. Skin produit par un réservoir double porosité :

6.6.1. Présentation :

Lorsqu'un endommagement est présent à la surface des blocs matériels (Skin d'inter-porosité adimensionnel **S_m**), l'écoulement de la matrice vers les fissures est appelé « restricted interporosity flow ». On peut estimer **S_m** par la formule suivante :

$$S_m = (k_m / r_m)(h_d / k_d)$$

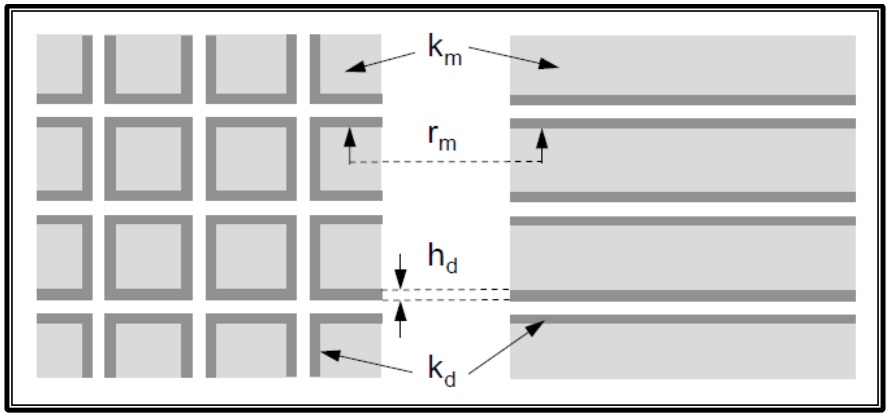

Figure V-11 : Réservoir double porosité

- **k_m** est la perméabilité de la matrice
- **k_d** et **h_d** sont respectivement la perméabilité et l'épaisseur de la couche entre les blocs matricielles.
- **r_m** est la taille qui caractérise les blocs matriciels (rapport entre le volume V des blocs et la surface A du bloc) ; $r_m = n.V/A$

n=3 : pour les blocs matriciel sont des cubes (ou sphérique) ;

n=2 : pour les blocs allumettes ;

n=1 : pour des feuilles.

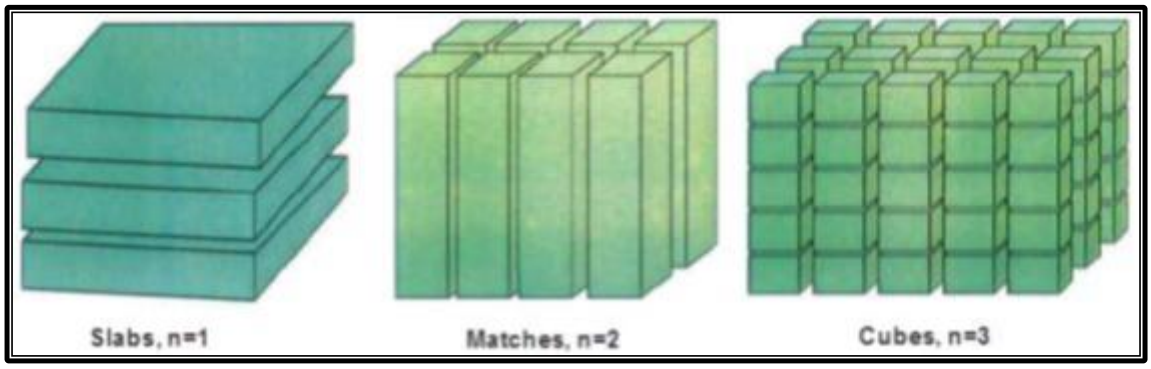

Figure V-12 : Dimensions des blocs matriciels

Pendant le régime homogène équivalent au système total :

Lorsque seulement la droite semi-log du régime des fissures est présente, si la capacité du système total est utilisée à la place de la capacité des fissures ω le calcule du skin donne une valeur surévalue S_f :

$$S_f = S + 0{,}5\ln\left(\frac{1}{\omega}\right) \quad \text{..... (V-26)}$$

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

6.7. Skin d'injection (variation de mobilité) :

L'injection d'un fluide dans un réservoir homogène détermine autour du puits deux zones de caractéristiques différentes.

Cette hypothèse est vérifiée quand le fluide injecté a une mobilité (k_w/μ_w) inférieure à la mobilité du fluide en place (k_o/μ_o), Dans le cas contraire des digitations peuvent se produire.

Quand l'effet de capacité du puits ne les masque pas, le test d'un puits injecteur met en évidence deux périodes successives d'écoulement caractéristiques:

- Un premier écoulement radial circulaire: il correspond au passage de la zone compressible dans la zone proche du puits, où le fluide injecté a balayé l'huile en place. Cet écoulement correspond une évolution logarithmique de la pression en fonction du temps.
- Un deuxième écoulement radial circulaire: il correspond à la traversée de la zone lointaine. C'est l'écoulement rencontré habituellement dans le test d'un puits vertical dans un réservoir à huile. Cet écoulement correspond une évolution logarithmique de la pression en fonction du temps.

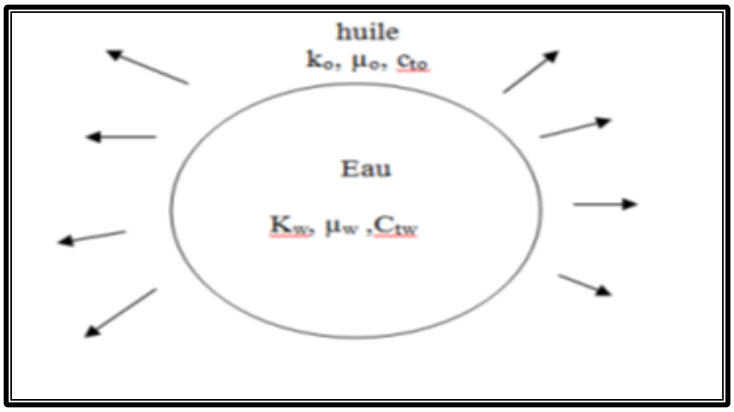

Figure V-13 : Skin de variation de mobilités

Le skin est composé du skin du puits S et de l'effet de l'injection S_{rc} :

$$S_{glob} = \frac{k_o}{\mu_o}\frac{\mu_w}{k_w} S + S_{rc} \quad \text{..... (V-27)}$$

$$S_{rc} = \left[\frac{k_o}{\mu_o}\frac{\mu_w}{k_w} - 1\right] \ln\left(\frac{r_i}{r_w}\right) \quad \text{..... (V-28)}$$

Le deuxième terme dans l'expression de S_{glob}, explique les pertes de charge très important que peut provoquer l'injection d'une eau moins mobile que l'huile dans un réservoir d'huile.

6.8. Skin du multicouches communicantes :

Les réservoirs sont le plus souvent formés d'une superposition de plusieurs couches de caractéristiques différentes qui peuvent éventuellement communiquer dans le réservoir, on étudie ici le cas le plus simple de réservoir multicouches: le réservoir composé de deux couches (réservoir bicouche).

6.8.1. Présentation :

Le réservoir bicouche est décrit par la figure (V-14). Il se compose de deux couches caractérisées par leurs: hauteurs utiles, porosités, saturations, compressibilités des pores, perméabilités horizontales, perméabilités verticales, skins.

Les deux couches sont en communication hydrodynamique à travers un écran d'épaisseur $\mathbf{h_e}$ et de perméabilité verticale $\mathbf{k_{ve'}}$.

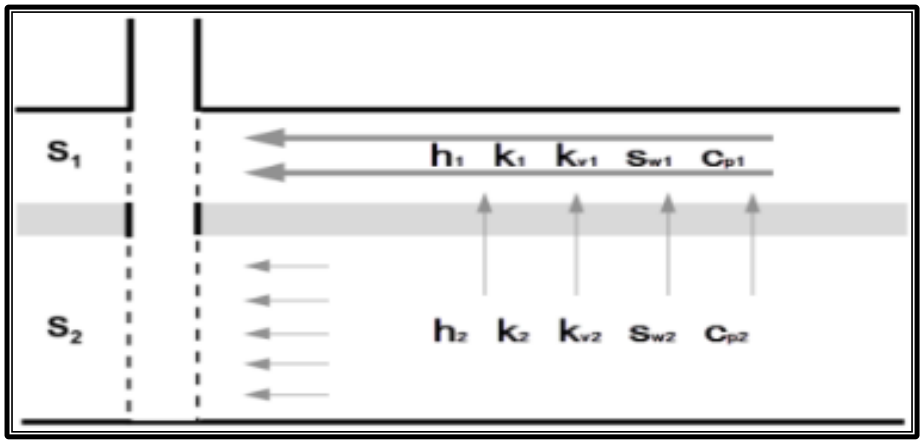

Figure V-14 : Réservoir bicouche

Les principaux paramètres qui interviennent dans la description sont les suivants:

- La transmissivité totale du réservoir:

$$k \times h = k_1 \times h_1 + k_2 \times h_2 \text{ ……. (V-29)}$$

- Le contraste de la transmissivité entre les deux couches: il est décrit par le paramètre κ

$$\kappa = \frac{k_1 h_1}{k_1 h + k_2 h_2} \text{ ……. (V-30)}$$

- Le skin de chaque couche: S_1, S_2

- La capacité totale du réservoir :

$$(\phi C_t) = \frac{(\phi h C_t)_1 + (\phi h C_t)_2}{h_1 + h_2} \quad \text{……. (V-31)}$$

- Le contraste de capacité entre les deux couches: il est décrit par le paramètre **ω**

$$\omega = \frac{(\phi h C_t)_1}{\phi h C_t} \quad \text{……. (V-32)}$$

- Le terme d'échange entre les deux couches **:** il est décrit par le paramètre**λ.** Ce paramètre peut être relié aux paramètres réels du réservoir en utilisant le modèle de Gao Cheng-Tai repris par CA Ehlig-Economides pour décrire les réservoirs multicouches:

$$\lambda = \frac{r_w^2}{kh} \frac{2}{\frac{2h_e}{k_{ve}} + \frac{h_1}{k_{v1}} + \frac{h_2}{k_{v2}}} \quad \text{……. (V-33)}$$

Le terme **λ** a une signification simple dans deux cas:

- L'écran entre les deux couches limite fortement la communication entre les deux couches: dans ce cas h_e/k_{ve} est grand devant h_1/k_{v1} et h_2/k_{v2} ; **λ** permet d'apprécier la perméabilité verticale de l'écran :

$$k_{ve} = \frac{kh}{r_w^2} h_e \lambda \quad \text{……. (V-34)}$$

- Il n'y a pas d'écran entre les deux couches: **λ** permet d'apprécier la perméabilité verticale du réservoir. En supposant que $k_{v1} = k_{v2} = k_v$:

$$\frac{k_V}{k_H} = \frac{1}{2} \frac{h^2}{r_w^2} \lambda \quad \text{……. (V-35)}$$

6.8.2. Calcul de S_L :

Dans un système bicouches, le Skin S_L résultant de l'effet des couches est :

$$S_L = 0{,}5 \sum k_i \ln(k/\omega)_i \quad \text{……. (V-36)}$$

- ω est le contraste de capacité entre les deux couches.
- κ est le contraste de la transmissivité entre les deux couches.

Le skin global est constitué de deux composants : S_L défini par l'équation précédente et un Skin mécanique moyen S qui s'exprime par :

$$\overline{S} = \sum_{j=1}^{n} \frac{k_j h_j}{k h_{tot}} \qquad \text{Ou} \qquad \overline{S} = \sum_{j=1}^{n} k_j S_j$$

$$S_{global} = \overline{S} + S_L \text{ ……. (V-37)}$$

6.9. Skin dû à l'écoulement multiphasique :

6.9.1. Présentation :

Les méthodes d'interprétation exposées jusqu'ici traitent un écoulement monophasique de fluide .Ce paragraphe s'intéresse à l'interprétation des tests en présence d'un écoulement poly-phasique dans le réservoir. Ces fluides sont supposés avoir une distribution uniforme.

Plusieurs méthodes d'interprétation sont présentées dans la littérature. Ici seule la méthode développée par R.L. Perrine sera exposée, car elle a l'avantage d'être d'un emploi aisé. D'avoir été abondamment testée et de donner des résultats corrects dans la plupart des cas. Cette méthode repose sur de fortes hypothèses simplificatrices.

6.9.2. Les Hypothèses De La Méthode De Perrine :

La méthode de Perrine suppose que la distribution des fluides est uniforme. Elle fait deux hypothèses simplificatrices supplémentaires :

- Les pressions capillaires sont négligeables: ceci signifie que la pression à un endroit et à un moment donné est la même au sein de tous les fluides. Cette hypothèse est le plus souvent correcte car les pressions capillaires sont généralement faibles.
- Les saturations sont uniformes: Supposer que la saturation de chaque fluide est uniforme implique que dans un réservoir homogène la perméabilité à chaque fluide est uniforme. Cette hypothèse n'est pas vérifiée aux abords du puits dans les réservoirs à pression inférieure au point de bulle ; les plus fortes variations de pression ayant lieu aux abords du puits, c'est aussi là que se situent les plus fortes variations de saturation en gaz, Le fait de négliger les variations de saturation aux abords du puits intervient dans la valeur du skin.

  L'hypothèse que les saturations sont uniformes est à peu près vérifiée à partir d'une certaine distance au puits dépendant des propriétés du réservoir des fluides et des conditions de production.

6.9.3. La Méthode De PERRINE :

Dans la méthode de Perrine le fluide poly-phasique est traité comme un fluide monophasique équivalent ayant des propriétés suivantes :

- **Mobilité :** La mobilité totale du fluide monophasique équivalent au fluide poly-phasique est égale à la somme des mobilités de chacun des fluides :

$$\frac{k}{\mu}=\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)+\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)+\left(\frac{k_g}{\mu_g}\right) \text{ ..... (V-38)}$$

La mobilité de chaque phase est proportionnelle au débit de la phase

- **Débit :** Le débit total fond du fluide monophasique équivalent est égal à la somme des débits fond de chaque fluide.

$$qtf = q_o B_o + q_w B_w + q_g B_g \text{ ..... (V-39)}$$

Le débit de gaz q_g à prendre en compte est le débit de gaz produit par la formation. Le gaz produit en tête de puits est la somme du gaz produit au fond et du gaz libéré par l'huile.

Le débit de gaz q_g.Bg produit au fond s'exprime en fonction du débit q_{gf} mesuré en tête de puits par :

$$q_g B_g = (q_{gt} - q_o R_s) B_g \text{ ..... (V-40)}$$

- **Compressibilité :** La compressibilité totale du fluide équivalent est égale :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_p$$

Toutes les méthodes d'interprétation développées dans le cas d'un puits d'huile s'appliquent à un puits avec écoulement polyphasique (fluide monophasique équivalent).

Dans la méthode de Perrine les pressions capillaires sont considérées comme négligeable, la pression est donc la même au sein de chaque phase à un endroit et un instant donnés. De ce fait, pour un débit total donné, chaque fluide est produit en proportion de sa mobilité.

La valeur de ce skin doit être considérée avec précaution dans les réservoirs à pression inférieure au point de bulle. En effet, la méthode de Perrine fait l'hypothèse que les saturations sont uniformes autour du puits. Dans la réalité la saturation du gaz autour d'un puits producteur est supérieure à celle existant plus loin dans le réservoir. Cette saturation en gaz plus forte entraîne une mobilité globale plus forte aux abords du puits qui se traduit par un skin négatif. L'impossibilité d'évaluer correctement ce skin est la principale faiblesse de la méthode de Perrine.

6.9.4. Calcul de S_{mph} :

Dans un puits de pétrole qui produit en dessous de point de bulle sans important effet de l'écoulement du débit, le skin dû à l'écoulement multiphasique S_m, peut être calculé en utilisant l'équation de Vogel pour l'IPR courbé d'un puits endommagé.

$$S_{mph} = \frac{16,2}{1+0,8\frac{P_{wf}}{P_b}} - 9 \quad \text{..... (V-41)} \qquad \text{(Pour : } \ln(r_e/r_w) = 9 \text{)}$$

6.10. Skin produit par l'anisotropie de perméabilité S_{ani} :

6.10.1. Présentation :

Une perméabilité horizontale moyenne est utilisée dans un modèle de réservoir isotropique équivalant. Les distances sont reparties dans les deux directions principale de perméabilité $\mathbf{k_{max}}$ et $\mathbf{k_{min}}$ avec :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}/k_{min}} \text{ ; (md, µm}^2\text{) ..... (V-42)}$$

$$X' = x\sqrt{\frac{\bar{k}}{k_{max}}} = X\sqrt[4]{\frac{k_{min}}{k_{max}}} \text{ ; (ft, m)}$$

$$Y' = \frac{\bar{k}}{k_{min}} = Y\sqrt[4]{\frac{k_{max}}{k_{min}}} \text{ ; (ft, m)}$$

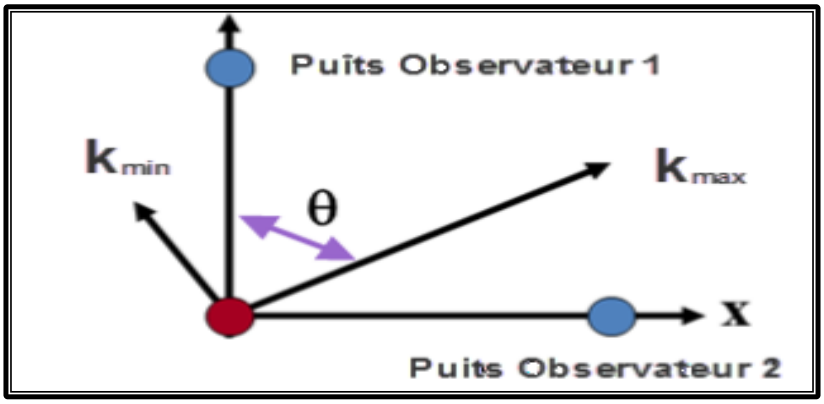

Figure V-15 : Anisotropie de la perméabilité

6.10.2. Calcule de S_{ani} :

$$r_{wa} = \frac{1}{2} r_w \left[\sqrt[4]{k_{min}/k_{max}} + \sqrt[4]{k_{max}/k_{min}}\right] \text{ ; [ft ou m]}$$

$$S_{ani} = -\ln\left(\frac{\sqrt[4]{k_{min}/k_{max}} + \sqrt[4]{k_{max}/k_{min}}}{2}\right)$$

$$S_{ani} = -\ln\left(\frac{\sqrt{k_{min}} + \sqrt{k_{max}}}{2\sqrt{k}}\right) \text{ ..... (V-43)}$$

Où:

$$k_{max} = 0{,}5\left(k_x + k_y + \left[\left(k_x - k_y\right)^2 + 4k_{xy}^2\right]^2\right) ; [md,\ \mu m^2]$$

$$k_{min} = 0{,}5\left(k_x + k_y - \left[\left(k_x - k_y\right)^2 + 4k_{xy}^2\right]^2\right) ; [md,\ \mu m^2]$$

$$k_{xy} = \left(k_x^2 + k_y^2\right)^{1/2}$$

L'angle de direction de perméabilité minimum avec l'axe des abscisses x s'exprime par :

$$\theta = arctg\left(\frac{k_{max} - k_x}{k_{xy}}\right)$$

En générale, S_{ani} est faible mais, pour les puits horizontaux peut être détecté, lorsque $(K_v/k_h) \ll 1$, on aura $S_{ani}= -1$.

6.11. Skin dû à l'écart de loi de darcy (effet de turbulence pour les puits à gaz) :

Dans un puits à gaz, la vitesse de fluide aux abords du puits est souvent importante. L'écoulement n'est plus soumis à la loi de darcy près du puits.

Un skin positif, fonction du débit, traduit les pertes de charge supplémentaire due à cet écart à la loi de darcy.

Le skin s'exprime en termes dépendants du débit appelé effet de turbulence ou « non darcy-skin ».

$$S' = S + D \times q \quad \ldots\ldots\ldots \text{(V-44)}$$

Dans une séquence multi-débit, l'analyse est faite par rapport au réservoir de débit (q_n, q_{n-1}), et le skin se calcul par la variation de ΔP présenté entre le période n et n-1 s'exprime :

$$S' = S + D\left(q_n + q_{n-1}\right) \ldots\ldots\ldots \text{(V-45)}$$

Introduction :

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

Le bût de l'interprétation d'un essai de puits est d'identifier le système (réservoir, limite, forme de la partie drainée…) en sachant seulement la pression.

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années, ces techniques ont eu une évolution rapide, à commencer par les méthodes conventionnelles, l'utilisation des courbe types à la main jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels on site : Ecrin v4.10.02 qui est la quatrième version développée par KAPPA et intègre toutes les applications de ce dernier et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont : Diamant, Topaze, **Saphir** et Rubis.

L'objet de notre étude, porte sur l'interprétation des essais puits à l'aide du software **Saphir**.

1. Description et utilisation du logiciel Saphir :

SAPHIR est un logiciel d'interprétation des essais du puits équipé de plusieurs modèles de réservoir avec les effets de limites. Il est basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le calage des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillé de production

L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :

- On introduit les enregistrements du test ainsi que les caractéristiques du puits et du réservoir (Φ, c_t, h, q, μ…) déterminées à la pression moyenne du réservoir. Le modèle qui correspond à notre test est choisi en fonction de la géologie de la zone (fissure, faille,…) qui entoure le puits.
- Dans les interprétations de test du puits deux types de tracés sont utiles. On trace le log-log de toutes les données sur test qui est utilisé pour identifier les régimes de débit, et sélectionner le modèle du réservoir le plus approprié avec la courbe dérivée (tracé de diagnostic). Des tracés spécialisés sont nécessaires et ils sont spécifiques à chaque régime d'écoulement identifié sur le tracé log-log ;

$$(dP = f(dt), dP = f(\sqrt{dt}), dP = f(\sqrt[4]{dt}), dP = f(1/\sqrt{dt}))$$

- Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. La génération du modèle peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression. Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement, par exemple les courbes MDH et Horner.

En plus de l'analytique, On y trouve la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique.

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

2. Résultats d'interprétation des essais de puits :

Pour analyser les phénomènes pseudo-skins dans le champ de HBK, cinq (05) puits de déférents modèles ont été choisis dans la zone OKN.

2.1. Le puits OKN-53 :

Le forage du puits Okn53 a été réalisé dans le cadre de développement de la zone OKN du gisement Haoud-Berkaoui. Le but principal était la série inférieure et secondaire le T1.

L'objectif principal de la remontée de pression (LBU) réalisée sur le puits OKN-53, du 06 au 18/05/2008, est de déterminer les caractéristiques pétrophysiques de la formation et la limite de drainage.

Les résultats d'interprétation sont figurés dans les diagrammes suivants :

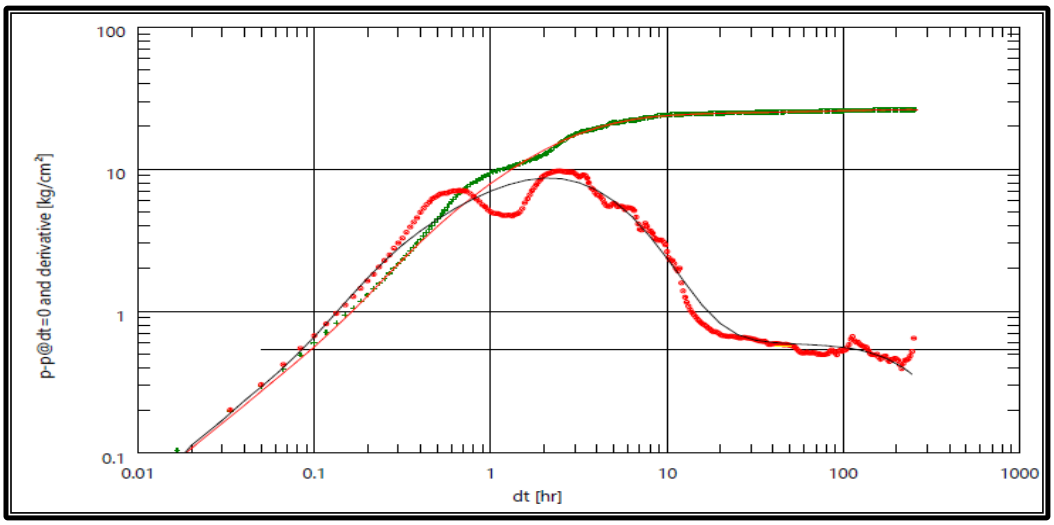

Figure VI-1 : log-log plot du puits OKN-53

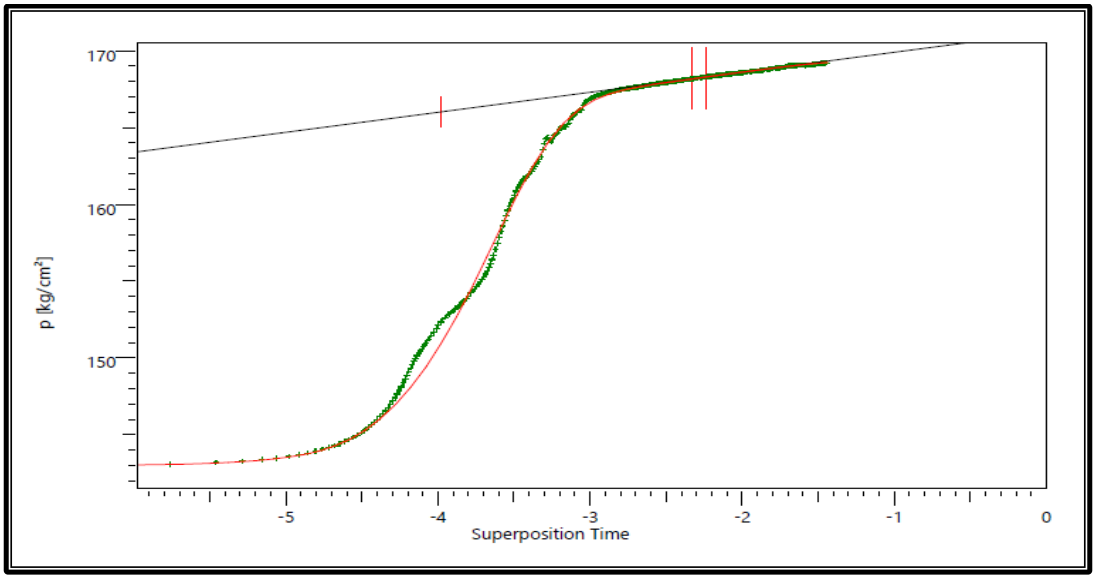

Figure VI-2 : semi-log plot du puits OKN-53

KAPPA	Well test interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-Up	**Field :** HBK **Test Name / # OKN 53**	

Modèle retenu	
Model	Standard Model
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)
Reservoir	Homogeneous
Boundary	Circle, Constant P
Résultats sur log-log-plot	**Résultats sur semi-log-plot**
C = 0.301 bbl/psi C_i/C_f = 2 Delta_t = 0.696 hr Skin = 13.7 Pi = 169.434 kg/cm^2 k.h = 765 md.m k = 61.2 md Re_constant P = 3620 m Ri = 3970 m Delta P (Total Skin) = 14.7007 kg/cm^2 Delta P Ratio (Total Skin) = 0.5593 fraction	Slope = 1.3058 kg/cm^2 P@1hr = 166.025 kg/cm^2 k.h = 726 md.m k = 58.1 md p* = 171.223 kg/cm^2 Skin = 12.4 Delta P Skin = 14.1158 kg/cm^2

Tableau VI-1 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-53

2.2. Le puits OKN-551 :

Le puits OKN-551 a été foré le 29/01/2003 et était prévu comme injecteur d'eau dans la série inférieure. Vu son intérêt pétrolier, il a été décidé de l'exploiter comme producteur dans cette partie du champ.

Le but de cette remontée de pression est de voir l'évolution de la pression du gisement, de vérifier l'état de la liaison couche trou (présence ou non d'un skin) et de déterminer le model de réservoir ainsi que les limites de drainage dans cette zone située à l'extrémité Est de la zone des OKN.

Les résultats d'interprétation sont figurés dans les diagrammes suivants :

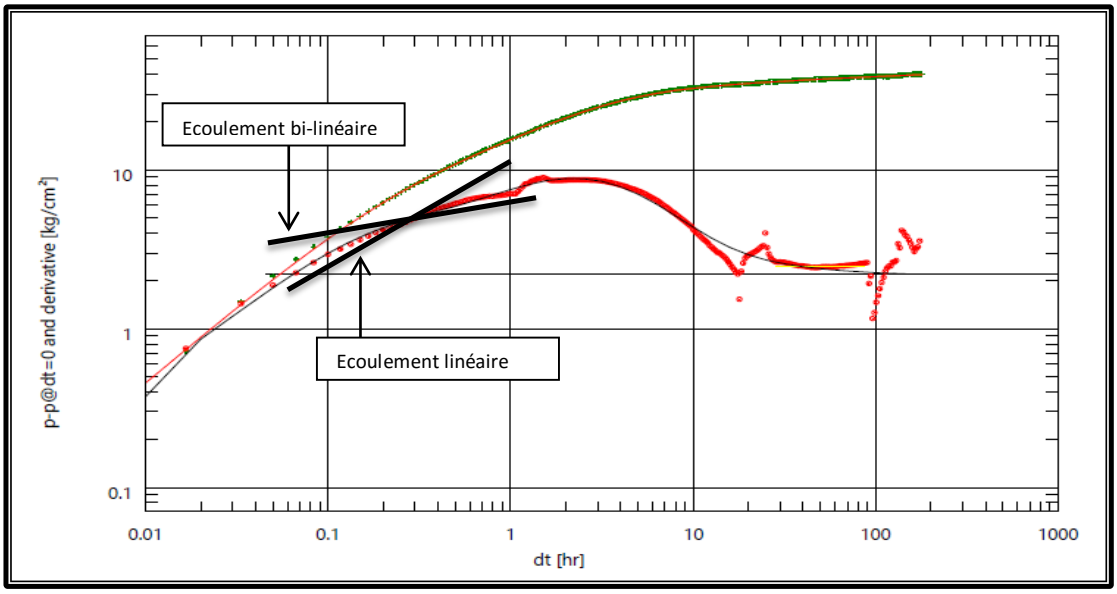

Figure VI-3 : log-log plot du puits OKN-551

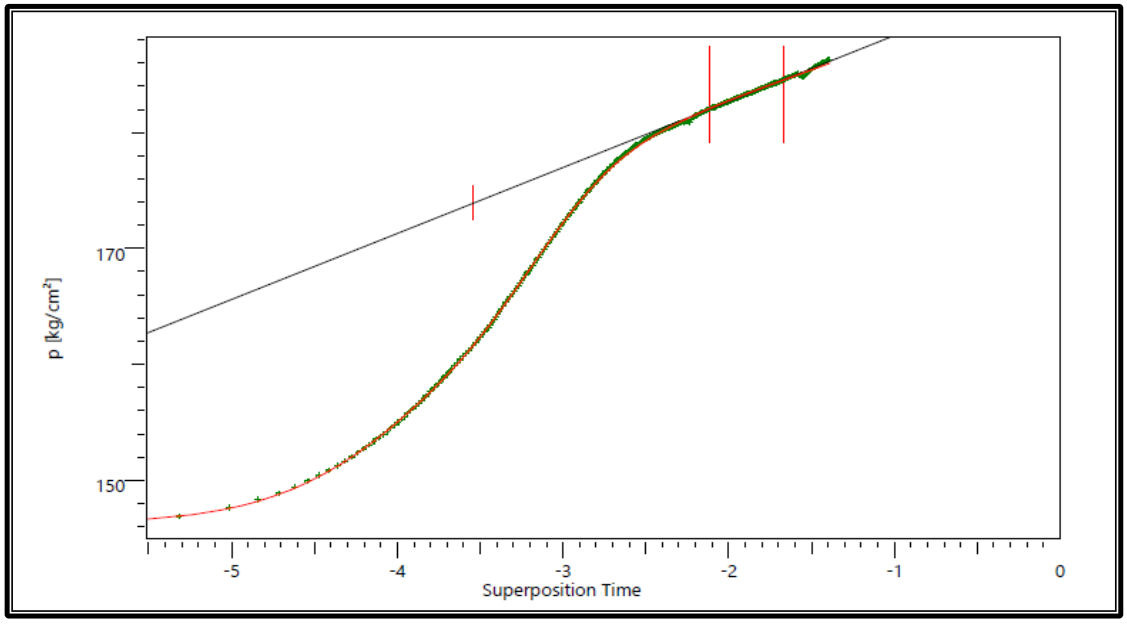

Figure VI-4 : semi-log plot du puits OKN-551

KAPPA	Well test interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-Up	**Field :** HBK **Test Name / # OKN-551**	
Modèle retenu			
Model		Standard Model	
Well		Fracture - Finite conductivity	
Reservoir		Radial composite	
Boundary		Infinite	
Résultats sur log-log-plot		**Résultats sur semi-log-plot**	
C = 0.0626 bbl/psi Skin = -3.56 Xf = 6.28 m Fc = 820 md.m Pi = 192.827 kg/cm^2 k.h = 172 md.m k = 13.3 md Ri = 58 m M = 0.96 D= 0.00181 R_{inv} = 1670 m Delta P (Total Skin) = -15.7437 kg/cm^2 Delta P Ratio (Total Skin) = 0.3951 fraction		Slope = 5.69172 kg/cm^2 P@1hr = 173.917 kg/cm^2 k.h = 154 md.m k = 11.8 md p* = 194.062 kg/cm^2 Skin = -1.55 Delta P Skin = -7.67435 kg/cm^2	

Tableau VI-2 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-551

2.3. Le puits OKN-67 :

Le puits OKN67 a été foré du 11 novembre 2009 au 03 janvier 2010, dans le Trias Argileux gréseux. Il a été complété dans le réservoir T1 et mis en service le 17 avril 2010.

Le présent travail est l'interprétation d'une remontée de pression de courte durée (SBU), enregistrée sur OKN-67, puits producteur d'huile, foré dans le but de délinéation de la partie sud est de la zone «OKN», avec objectif les trois réservoirs T2, T1 et SI du TAG.

Le but de cet essai de puits est de vérifier l'état des abords du puits (skin), d'évaluer la pression du gisement, après une (01) année de production, de connaître la nature des limites de la structure, et par la même avoir une idée sur l'étendue du volume de drainage dans le réservoir

actuellement perforé, c'est à dire le T1, afin d'étudier l'opportunité d'éventuels investissements, entre autres les acidifications et la fracturation hydraulique. De prime abord, il est utile de rappeler que la série inférieure (SI) est presque totalement dans une zone à eau, et c'est pour cette raison que le T1 revêt un intérêt particulier.

Les résultats d'interprétation sont figurés dans les diagrammes suivants :

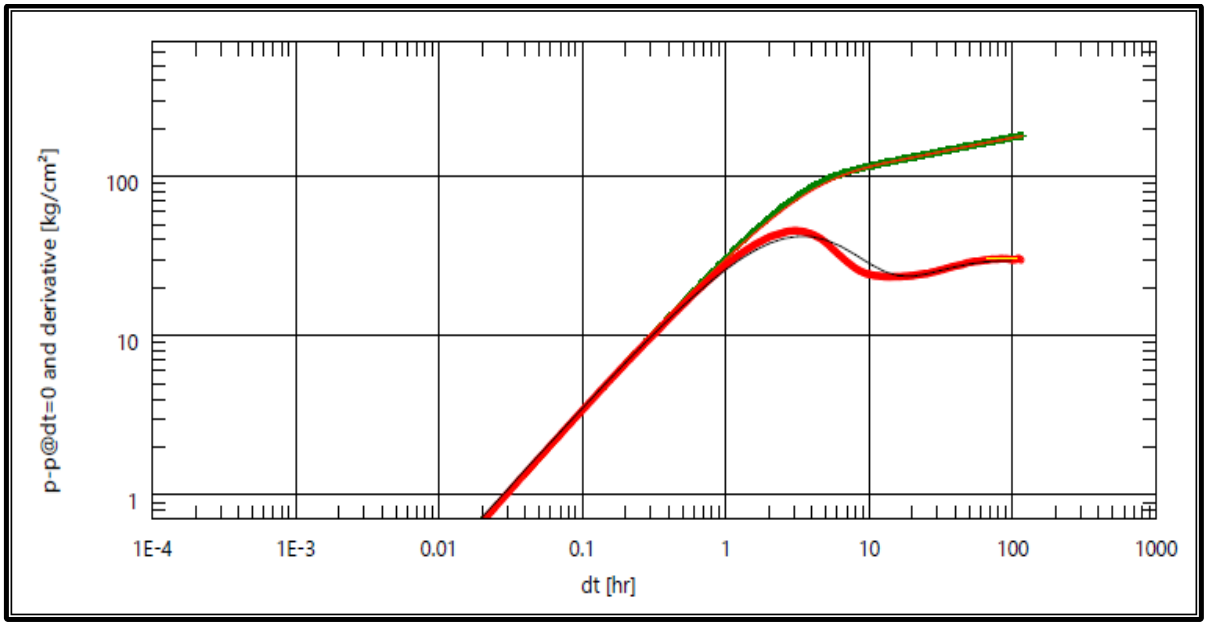

Figure VI-5 : log-log plot du puits OKN-67

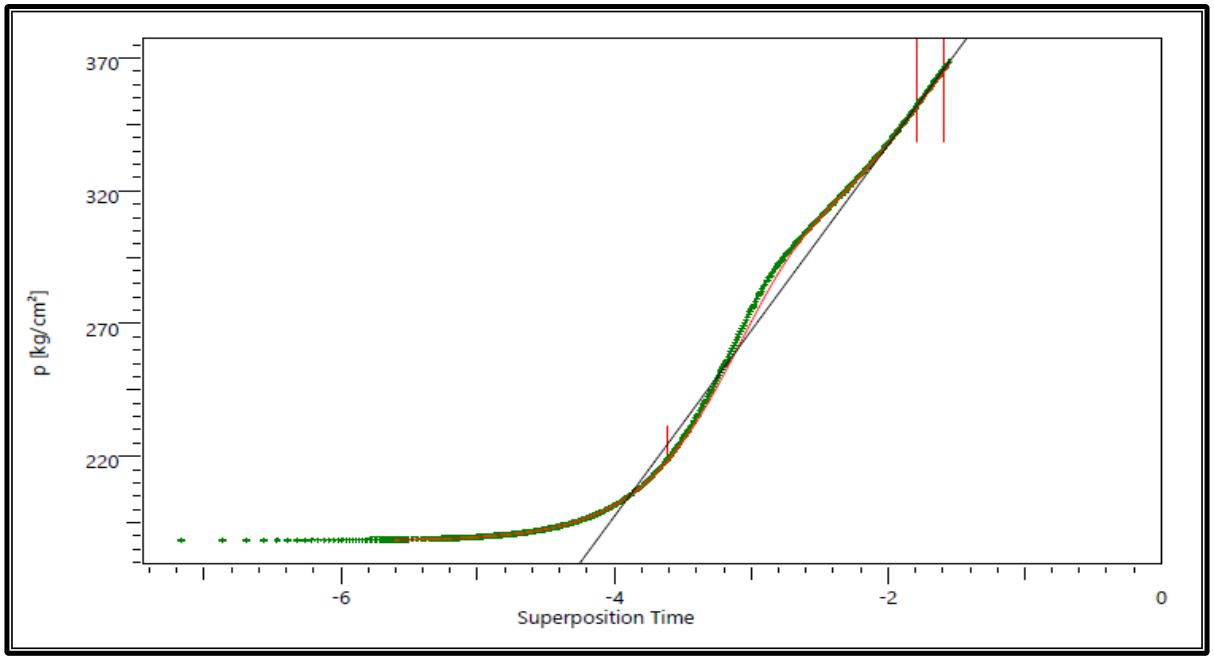

Figure VI-6 : log-log plot du puits OKN-67

KAPPA	Well test interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build Up	**Field :** HBK **Test Name / # OKN 67**	
Modèle retenu			
Model		Standard Model	
Well		Vertical	
Reservoir		Two porosity PSS	
Boundary		Infinite	
Résultats sur log-log-plot		**Résultats sur semi-log-plot**	
C = 0.0391 bbl/psi Total Skin = -4.75 Pi = 468.802 kg/cm^2 k.h = 6.29 md.m k = 0.629 md Omega = 0.0104 Lambda = 1.78E-6 Rinv = 280 m Delta P (Total Skin) = -263.649 kg/cm^2 Delta P Ratio (Total Skin) = -1.4647 fraction		Slope = 68.83 kg/cm^2 P@1hr = 224.775 kg/cm^2 k.h = 5.75 md.m k = 0.575 md p* = 476.804 kg/cm^2 Skin = -5 Delta P Skin = -303.553 kg/cm^2	

Tableau VI-3 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-67

2.4. Le puits OKN-64 :

Le puits OKN-64 a été foré dans le cadre du développement de la zone OKN du gisement Haoud-Berkaoui. Ce puits est destiné pour bien définir la structure et l'extension dans cette partie du champ. Le puits a été foré du 03/06 au 30/07/2001 et compété le 30/07/2001 au 09/08/2001.

Le but de cet essai de puits est donc de vérifier l'état des abords du puits (présence ou non d'un skin) et de déterminer le type du réservoir et les limites avoisinant le puits.

Les résultats d'interprétation sont figurés dans les diagrammes suivants :

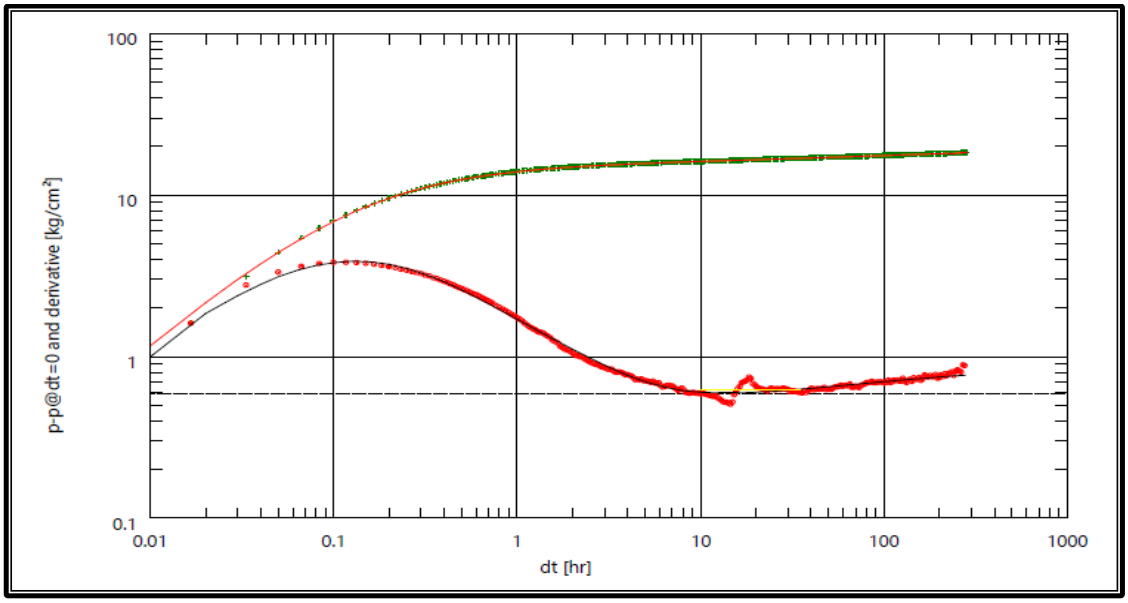

Figure VI-7 : semi-log plot du puits OKN-64

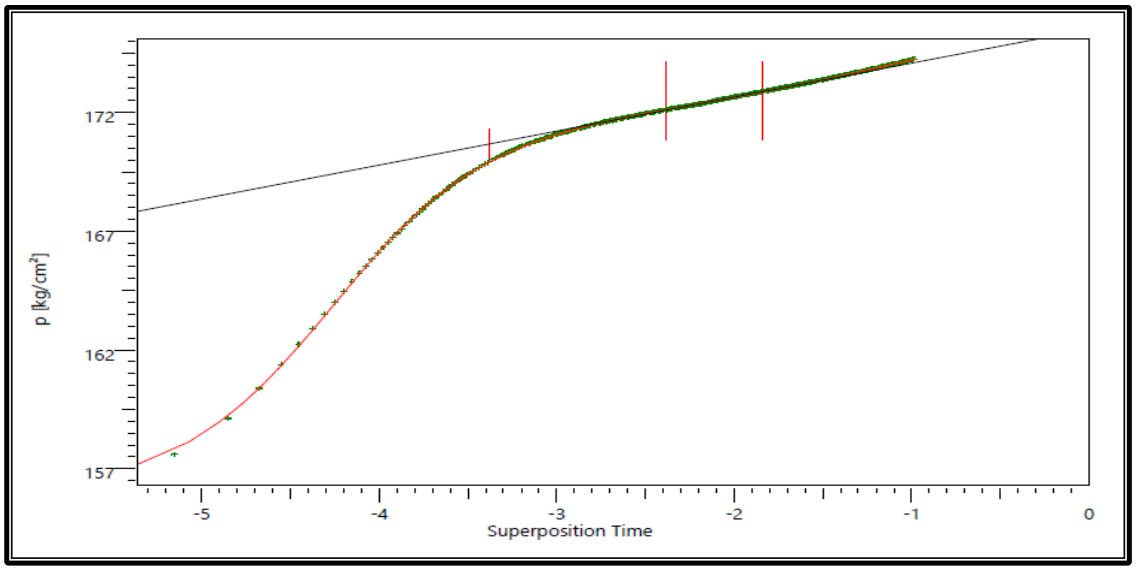

Figure VI-8 : semi-log plot du puits OKN-64

KAPPA	Well test interpretation report	Analysis name : Analysis 1
	Company : SH Test type : Build-Up	**Field :** HBK **Test Name / # OKN-64**
Modèle retenu		
Model		Standard Model
Well		Vertical - Limited entry
Reservoir		Radial composite
Boundary		Infinite
Résultats sur log-log-plot		**Résultats sur semi-log-plot**

C = 0.0311 bbl/psi Skin = 4.63 h_w = 4.19085 m Z_w = 11.4486 m Pi = 176.116 kg/cm^2 h = 24.5 k.h = 1050 md.m k = 43 md k_z/k_r = 5.7E-4 R_i = 607 m M = 1.49 D= 2.25 Rinv = 3580 m Delta P (Total Skin) = 5.4692 kg/cm^2 Delta P Ratio (Total Skin) = 0.29916 fraction	Slope = 1.42991 kg/cm^2 P@1hr = 170.679 kg/cm^2 k.h = 1000 md.m k = 40.9 md p* = 175.505 kg/cm^2 Skin = 4.11 Delta P Skin = 5.10237 kg/cm^2

Tableau VI-4 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-64

2.5. Le puits OKN-72 :

Le puits OKN-72 est situé à environ 1 km au Sud d'OKN-630, 1.26 km au Sud-Ouest d'OKN-730 et 1.23 km au Nord-Est d'OKN-62. Il est implanté comme puits producteur et pour visualiser l'extension du réservoir dans cette partie du champ.

L'objectif principal du SBU du puits producteur d'huile **OKN-72** est d'obtenir le modèle réservoir puits, de déterminer les caractéristiques pétrophysiques de la formation et de voir l'évolution de la pression ainsi que les limites de drainage.

Les résultats d'interprétation sont figurés dans les diagrammes suivants :

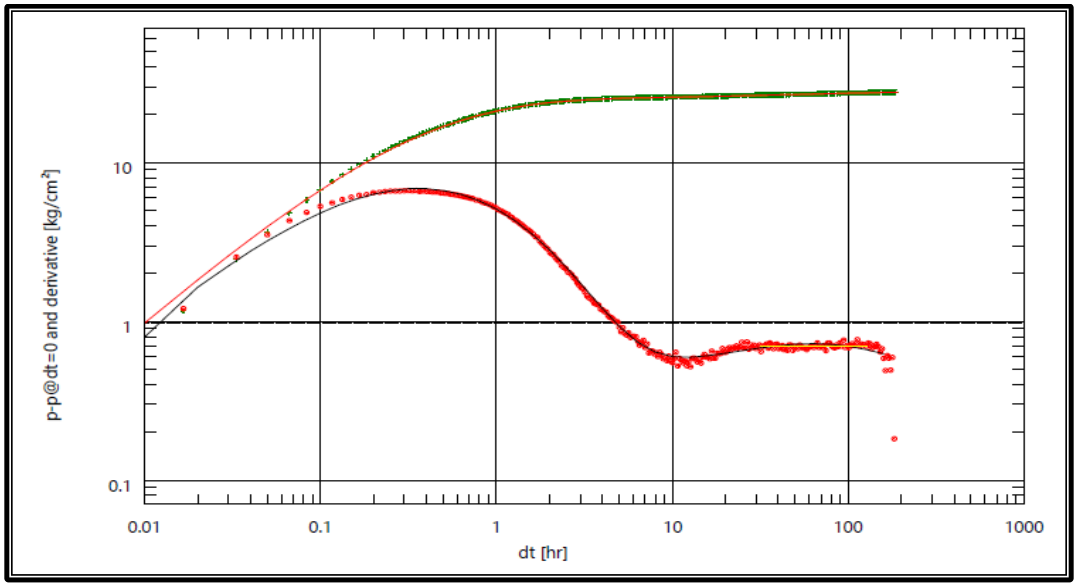

Figure VI-9 : semi-log plot du puits OKN-72

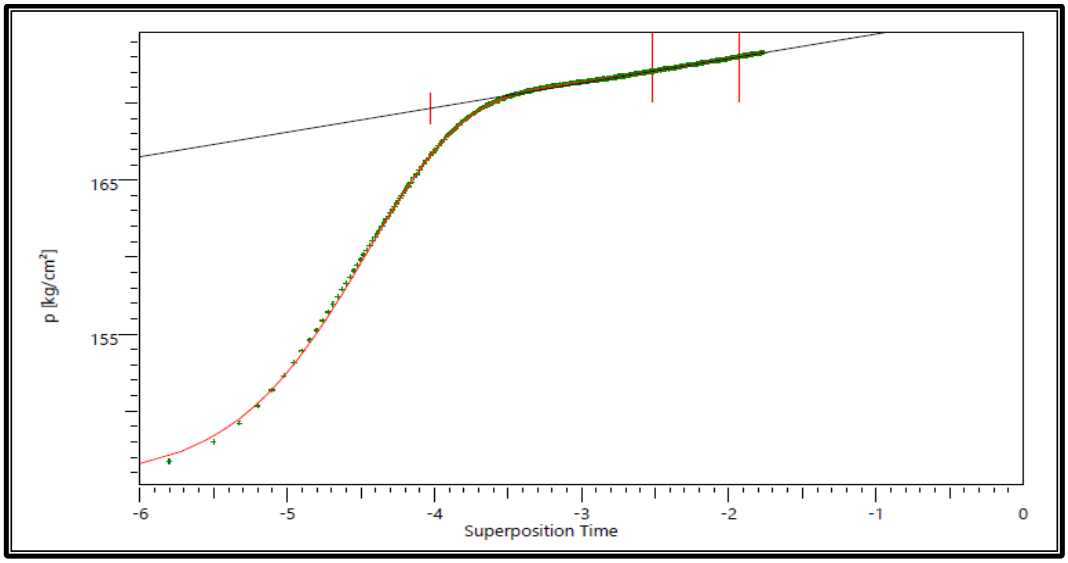

Figure VI-10 : semi-log plot du puits OKN-72

KAPPA	Well test interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH	**Field :** HBK	
	Test type : Build Up	**Test Name / # OKN 72**	

Modèle retenu	
Model	Standard Model
Well	Vertical
Reservoir	Two layers
Boundary	Infinite
Résultats sur log-log-plot	**Résultats sur semi-log-plot**
C = 0.0364 bbl/psi Total Skin = 11.7 Skin 1 = 11.8 Skin 2 = -7.23 Pi = 174.058 kg/cm^2 k.h = 761 md.m k = 58.6 md Omega = 0.959 Lambda = 1.98E-7 Kappa = 0.998 L - Constant P = 471 m R_{inv} = 731 m Delta P (Total Skin) = 22.8537 kg/cm^2 Delta P Ratio (Total Skin) = 0.82385 fraction	Slope = 1.59424 kg/cm^2 P@1hr = 169.669 kg/cm^2 k.h = 1070 mdm k = 82.4 md p* = 176.085 kg/cm^2 Skin = 10.9 Delta P Skin = 15.0668 kg/cm^2

Tableau VI-5 : Résultats de l'interprétation du puits OKN-72

3. les résultats des calculs des pseudo-skins :

A partir des équations de chapitre V, le calcul des différents pseudo-skins donne des résultats suivants :

PUITS	rw	I perfo	θ	a(θ)	r'(θ)	SH	Kh/Kv	h perfo	r perfo	hD	rD	a1	a2	b1	b2	a	b	SV	Rwd	C1	C2	Swb	Sp
	ft	ft	degre	-	ft	-	-	1/shot/ft	ft	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OKN-53	0,25	1,833	60	0,813	1,6935	**-1,9131**	3,1608	0,16667	0,0142	0,1617	0,1181	-1,898	0,1023	1,3654	1,649	1,8635	1,8102	**0,3488**	0,12	0,0003	7,509	**0,0007388**	**-1,5635**
OKN-551	0,25	2,42	60	0,813	2,1707	**-2,1613**	1,6605	0,16667	0,0125	0,0887	0,0858	-1,898	0,1023	1,3654	1,649	2,1263	1,7662	**0,2735**	0,0936	0,0003	7,509	**0,000606**	**-1,8872**
OKN-67	0,25	2,55	60	0,813	2,2764	**-2,2089**	0,911	0,16667	0,0127	0,0624	0,0745	-1,898	0,1023	1,3654	1,649	2,2428	1,7507	**0,2311**	0,0893	0,0003	7,509	**0,0005865**	**-1,9772**
OKN-64	0,25	2,526	60	0,813	2,2569	**-2,2003**	2,8703	0,16667	0,0142	0,1118	0,1145	-1,898	0,1023	1,3654	1,649	1,8887	1,8053	**0,2649**	0,0901	0,0003	7,509	**0,0005899**	**-1,9348**
OKN-72	0,25	2,558	90	0,726	2,0386	**-2,0986**	0,9291	0,16667	0,0146	0,0628	0,0859	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935	2,1343	1,8282	**0,155**	0,089	0,0019	6,155	**0,0032866**	**-1,9403**

Tableau VI-6 : Skin de perforation

Puits	htu (m)	hp (m)	rw (ft)	Kh/Kv	rD	hpD	h1D	A	B	Spp
OKN-53	12,500	9,50	0,250	3,160	0,011	0,760	0,120	3,226	1,449	**0,916**
OKN-551	26,000	13,00	0,250	1,927	0,007	0,500	0,250	2,667	1,600	**3,227**
OKN-67	10,000	8,00	0,250	0,911	0,026	0,800	0,100	3,333	1,429	**0,517**
OKN-64	37,500	24,50	0,250	2,870	0,004	0,653	0,173	2,970	1,508	**2,071**
OKN-72	17,000	13,00	0,250	0,929	0,015	0,765	0,118	3,238	1,447	**0,799**

Tableau VI-7 : skin de pénétration partielle

Puits	Pb (kg/cm²)	Pwf (kg/cm²)	**Sm**
OKN-53	190,000	143,490	**1,099**
OKN-551	190,000	146,080	**1,031**
OKN-67	190,000	186,830	**0,067**
OKN-64	190,000	157,000	**0,753**
OKN-72	190,000	143,300	**1,104**

Tableau VI-8 : skin multiphasique

puits	κ_1	κ_2	ω_1	ω_2	S_1	S_2	**S_L**	S_{moy}	S_{glob}
OKN-72	0,998	0,002	0,959	0,041	11,8	-7,23	**0,0168708**	11,76194	11,778811

Tableau VI-9 : skin de multicouche

Puits	ri (ft)	rw (ft)	rwD	M	**Src**
OKN-551	190,289	0,25	761,156	0,96	**0,2764516**
OKN-64	1990	0,25	7960	1,49	**-2,953873**

Tableau VI-10 : skin de différentes de mobilités

Puits	rw (ft)	Xf (ft)	**Sf**
OKN-551	0,25	20,604	**-3,60178**

Tableau VI-11 : skin de fracturation hydraulique

Puits	ω	**Sdp**
OKN-67	0,0104	**2,28297**

Tableau VI-12 : skin de fissuration

4. Calcul du Skin d'endommagement :

Plusieurs études confirment que le skin total peut être calculé par la sommation des skins calculés pour chaque effet isolé. L'interprétation des essais de puits donnent la valeur du skin total.

$$S_t = S_w + S_p + S_{pp} + S_d + S_f + S_{ani} + S_L + S_m + Sf$$

$$S_t = S_w + \Sigma \text{pseudo-skins}$$

D'après les résultats des calculs des pseudo-skins et les valeurs de skin total donné par l'interprétation des essais de puits, on applique la sommation précédente pour obtenir les valeurs de skin d'endommagement S_w qui sont présentées dans le tableau suivant :

Puits	Modèle reservoir	**S_t**	S_p	S_{pp}	S_m	S_f	S_{dp}	S_{rc}	S_L	**S_w**
		total	perforation	pénétration partielle	multiphasique	fracturation	fissuration	injection	multicouche	**endommagement**
OKN-53	Homogène	**13,7**	-1,563547252	0,916	1,099	0	0	0	0	**13,24854725**
OKN-551	Radial composite	**-3,56**	-1,887239667	3,227	1,031	-3,601779593	0	0,276451597	0	**-2,605432337**
OKN-67	Two porosity PSS	**-4,75**	-1,977213071	0,517	0,067	0	2,282974736	0	0	**-5,639761665**
OKN-64	Radial composite	**4,63**	-1,934763768	2,071	0,753	0	0	-2,953872682	0	**6,69463645**
OKN-72	Two layers	**11,7**	-1,940316875	0,799	1,104	0	0	0	0,016870814	**11,72044606**

Tableau VI-13 : skin d'endommagement

5. Analyse et interprétation des résultats obtenus :

5.1. Le puits OKN-53 :

Le puits a été fermé pendant 261.5 hrs. La propagation de la pression en fonction du temps et de rayon d'investigation se manifeste sur le plot Log-Log par les séquences suivantes :

- La première période : montre un « Changing Wellbore Storage » qui est dû au dégazage et à la compression des fluides (huile et gaz) dans le tubing, d'où l'apparition sur le plot Log-Log un décalage de la dérivée (Ci/Cf=2).
- La deuxième période : caractérise un réservoir homogène, qui représente une capacité d'écoulement de 765 md.m, soit une perméabilité de 61.2 md pour une hauteur uniforme de 12.5 m.
- La troisième période : indique les limites de drainage des puits avoisinants (OKN-441, OKN-431, OKN-641, OKN-531 et OKN-541) ainsi que la limite à pression constante, certainement l'effet de maintien de pression du puits injecteur OKN-530 (sur le plot log-log, la dérivée tend vers zéro, une réponse qui correspond à un système fermé alimenté).

Résultats des calculs des pseudo-skins sont représentés sur l'histogramme suivant :

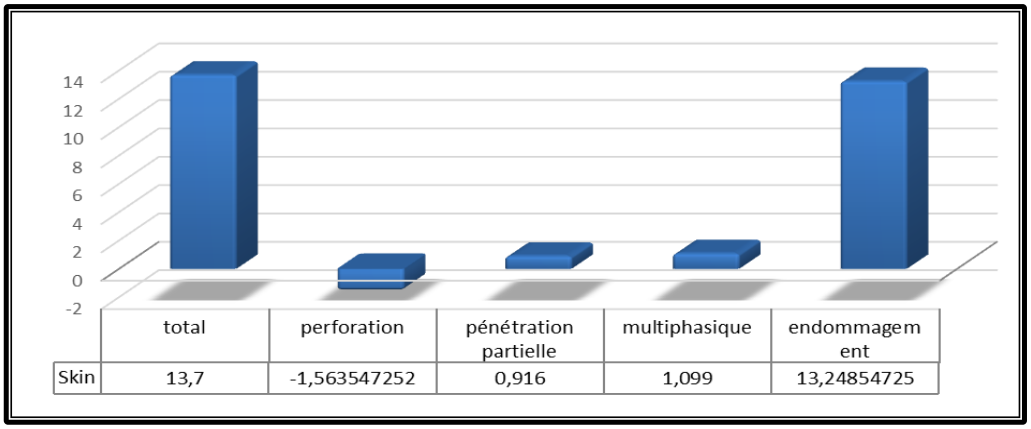

Figure VI-11 : Les skins du puits OKN-53

Le calcul des pseudo-skins donne : un Pseudo-skin multiphasique (S_m = 1.099) parce que la pression de gisement (P_g = 168.20 kg/cm^2 d'après PFS de même test) est inférieure de la pression de bulle (P_b = 190 kg/cm^2), un Pseudo-Skin de perforation (S_p = -1.564), cela signifie que la perforation est bonne et un Pseudo-Skin de pénétration partielle (S_{pp} = 0.916) dû à la hauteur perforée qui présente un taux d'efficacité de 76 %.

L'analyse semi-log donne un Skin total positif (S_t = 13.7) et le calcul du skin d'endommagement donne une valeur positive de (S_w = 13.25). Ces valeurs montrent un

endommagement très élevé aux abords du puits, ce qui explique la chute du débit du puits OKN-53.

5.2. Le puits OKN-551 :

A l'issue de l'interprétation de la pression et sa dérivée donnée par le test SBU (après la fermeture de puits d'une durée de 180 hrs), on a pu distinguer les phases suivantes :

- La première période : l'effet de capacité du puits à l'allure d'une droite de pente égale à 1 et montre un Wellbore Storage constant d'une valeur de 0.0626 bbl/psi. Après, la réponse est bilinéaire le long de la fracturation caractérisée par une droite de pente 0.25. Ensuite, un régime linéaire apparaît dans le réservoir caractérisé par une droite de pente 0.5 (Voir **Figure VI-3**). Ces points caractéristiques sont conformes à une réponse d'un puits fracturé de conductivité finie (considère qu'il y a un gradient de pression le long de la fracturation).
- La deuxième période : caractérise un réservoir Radial Composite parce qu'il est situé au centre de trois autres puits injecteurs d'eau (OKN-54, OKN-56 et OKN65). Les rapports de mobilité et de diffusivité (M= 0.96, D = 0.00181) inférieurs à l'unité ce qui montre une stabilité du déplacement.
- La troisième période : indique une limite infinie malgré que le puits se situe entre deux failles parallèles (voir figure 3 annexe A) ; la durée du test n'était pas suffisante pour sentir ces limites.

Le résultat de calage de ce modèle donne une conductivité moyenne kh = 172 md.m et une perméabilité moyenne de 13.3 md.

Résultats des calculs des pseudo-skins sont représentés sur l'histogramme suivant :

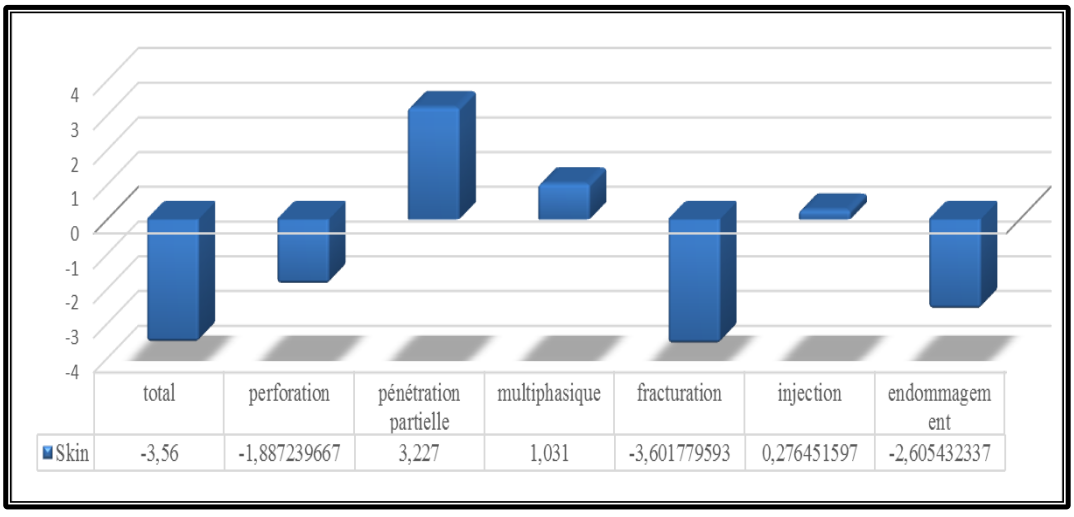

Figure VI-12 : Les skins du puits OKN-551

D'après les résultats du calcul des pseudo-skins, on a un dégazage qui se fait au niveau du réservoir parce que la pression de gisement est proche à la pression de bulle (P_b=190 kg/cm^2) et la pression de fond dynamique est inférieure et très loin de la pression de bulle (P_g = 185.35 kg/cm^2 et P_{wf} = 145.18 kg/cm^2 d'après PFS et PFD du même test), c'est pour ça qu'on a un pseudo-skin multiphasique de (S_m = 1.031). L'opération de perforation a été faite en underbalance avec un pseudo-skin de perforation négatif (S_p = -1.887). Un pseudo-skin de pénétration partielle (S_{pp} = 3.227) dû à la hauteur perforée qui présente un taux d'efficacité de 50% par rapport à la hauteur utile de réservoir. On a un pseudo-skin de fracturation négatif (S_f = -3.602) qui reflète l'existence de la fracture au voisinage du puits (le puits a été ***fracturé*** le 29/12/2004, et un skin total du système « skin géométrique + skin de la fracture » St = -1.55 qui caractérise la zone voisine du puits). Selon le pseudo-skin d'injection (S_{rc} = 0.276) et le rapport de mobilité (M= 0.96<1), la zone lointaine à de bonnes caractéristiques que la zone interne.

Selon l'analyse semi-log, le calcul du skin d'endommagement donnent un Skin négatif (S_t = -3.56 ; S_w = -2.61). Ce résultat est interprété par l'intervention sur puits par une opération d'acidification (16 et 17/07/2008) qui offre un gain de débit positif de 0,489 m^3/h (Q_o = 4,289 m^3/h en 03/02/2009 donné par test de séparateur et Q_o = 3.8 m^3/h donné par PLT de 25/07/2008), plus l'effet d'injection d'eau qui commence à se faire sentir au niveau de ce puits qui est provoqué, probablement, à partir du puits injecteur d'eau cité au-dessus.

5.3. Le puits OKN-67 :

La configuration du système Puits-Réservoir la plus appariée à l'enregistrement de la remontée de pression de l'OKN-67 est celle d'un réservoir à double porosité (réservoir fissuré) de type PSS et à limite infinie.

L'observation de la réponse illustrée par la dérivée de pression nous permet de distinguer trois différentes périodes d'évolution de la pression, à savoir :

- La première période : le coefficient WellBore Storage est assez élevé (C = 0,0391 bbl/psi) qui masque complètement le premier écoulement radial dans les fissures.
- La deuxième période : caractérise un réservoir à double porosité (réservoir fissuré) de type PSS. La valeur de la perméabilité est très faible (k = 0,629 md) due probablement à un bouchage des fissures. Par ailleurs, la valeur de Omega (ω = 0,0104), étant moyenne, la participation de la matrice à l'écoulement n'est pas importante ; le réservoir produit à travers les fissures.

- La troisième période : indique que le réservoir soit à limite infinie. Toutefois, il n'est pas possible de confirmer que le réservoir soit de très grande étendue d'après l'allure de la dérivée. En effet, la faible valeur de la perméabilité moyenne du test ainsi que celle de Lambda (λ=0,00000172), de l'ordre de 10^{-6}, font que la durée du test devrait être suffisamment grande pour atteindre les limites du réservoir.

Résultats de calcul des pseudo-skins sont représentés sur l'histogramme qui suit :

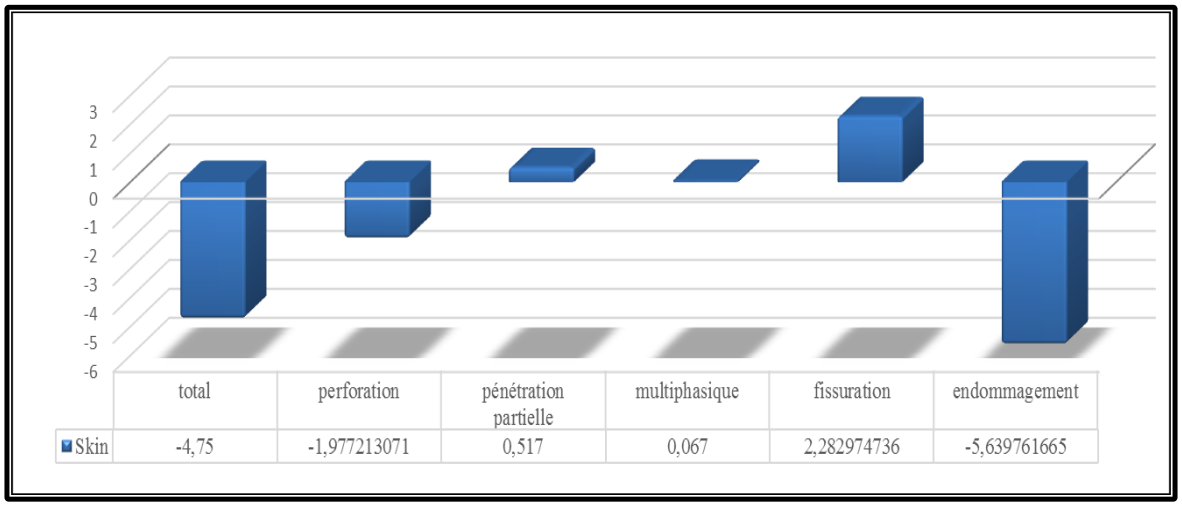

Figure VI-13 : Les skins du puits OKN-67

Un Pseudo-skin multiphasique (S_m = 0,067) parce que la pression de gisement est fortement supérieure à la pression de bulle (P_b=190 kg/cm2) et la pression de fond dynamique est proche de celle-ci ; donc le dégazage se fait au niveau des abords du puits (P_g = 368 kg/cm^2 et P_{wf} = 185.22 kg/cm^2, d'après la PFS et la PFD du même test). Un pseudo-Skin de perforation (S_p = -1.977), donc on a une bonne perforation. Un pseudo-Skin de pénétration partielle (S_{pp} = 0,517) dû à la hauteur perforée qui présente un taux d'efficacité de 80% et un pseudo-skin de fissuration ('skin double porosity' S_{dp} = 2,283) qu'on peut expliquer par la valeur de Omega.

L'analyse semi-log donne un Skin total négatif (S_t = -4,75). Le skin d'endommagement est aussi négatif (S_w = -5,639) qui indique le bon état des abords du puits. La différence de pression très élevée entre le réservoir et le fond du puits ($\Delta P = P_g - P_{wf}$ = 182.78 kg/cm^2) et la chute du débit du puits peuvent être expliquées par un bouchage des fissures avec le charriage des minéraux et la participation insignifiante de la matrice à l'écoulement. Toutefois, il y a lieu de rappeler que les résultats des différents jaugeages n'ont révélé aucune présence de solides (BSW_S = 0), mais leur déplacement pourrait avoir lieu uniquement dans la formation, de sorte à provoquer des bouchages partiels des fissures.

5.4. Le puits OKN-64 :

A travers l'analyse log-log de la pression et de sa dérivée donnée par le test SBU (après la fermeture du puits d'une durée de 285.82 hrs), la réponse du puits nous a permis de différencier les périodes suivantes :

- La première période : marquée par le WellBore Storage et le Skin. La capacité du puits est basée sur un coefficient C constant d'une valeur de 0.0301 bbl/psi. L'apparition de l'écoulement sphérique aux abords du puits, signifie que le réservoir produit avec écoulement partiel (pénétration partielle) ce qui explique la valeur positive du skin (S = 4.63) qui est relativement très faible par rapport au skin géométrique (S_g = 33.2).
- La deuxième période : caractérise un réservoir radial composite, décrit un écoulement radial circulaire de la zone interne et permet d'estimer le skin et le rapport de Mobilité avec les deux stabilisations de la dérivée. La capacité d'écoulement du fluide dans la formation est de l'ordre de 1050 md.m, soit une perméabilité moyenne de 43 md pour une hauteur utile de 24.5 m. Cette valeur de perméabilité est en accord avec celle du test FMT (K = 33.3 md). Les rapports de mobilité et de diffusivité (M = 1.49, D = 2.55) supérieurs à l'unité montrent une instabilité du déplacement de fluide.
- La troisième période : indique une limite infinie. La durée du test est assez courte pour définir les limites de drainage car d'autres investigations (VPS et la carte du réseau des failles) ont révélés l'existence d'une faille étanche à une distance de 600 m et des limites de drainage des puits avoisinants (OKN531, OKN630 et OKN74).

Résultats des calculs des pseudo-skins sont représentés sur l'histogramme qui suit :

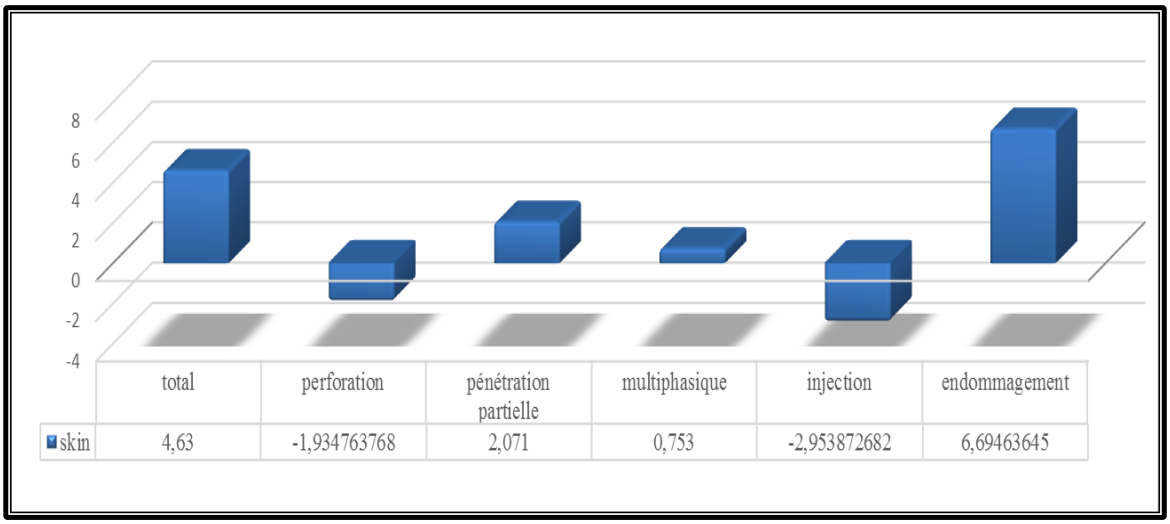

Figure VI-14 : Les skins du puits OKN-64

Le calcul donne des Pseudo-Skins moyens, soit un Pseudo-skin de perforation (S_p = -1.935) négatif, cela signifie que la manière de perforation est bonne ; un pseudo-skin multiphasique (S_m = 0.753) à cause de la pression de gisement (P_g = 173.22 kg/cm^2 d'après PFS de même test) qui est inférieure à la pression de bulle (P_b = 190 kg/cm^2) ; un pseudo-skin de pénétration partielle (S_{pp} = 2.071) dû à la hauteur perforée qui présente un taux d'efficacité de 65.3% ; un pseudo-skin de différentes mobilités (S_{rc} = -2.956) qui est d'une valeur négative et le rapport de mobilité qui est supérieure à l'unité (M = 1.49) montrent que la zone interne à de bonnes caractéristiques que la zone lointaine.

L'analyse du semi-log donne un skin total (S_t = 4.11) qui engendre un skin d'endommagement (S_w = 6.7), ce qui montre un endommagement aux abords de puits. Par ailleurs, une stabilité de débit d'huile est constatée dû au maintien de pression provoqué par le puits injecteur d'eau OKN-531.

Le puits OKN-72 :

La réponse du réservoir illustrée par le graphe log-log de la pression en fonction du temps permet de distinguer trois (03) périodes différentes :

- La première période : correspond à une droite de pente (+1), dont le coefficient C = 0,0364 bbl/psi. Après cette période, apparaît le premier radial d'une couche de bonnes caractéristiques, dont la capacité d'écoulement est de 1360 md.m avec une perméabilité moyenne de 104 md.
- La deuxième période : caractérise un réservoir double perméabilité, et représente le régime transitoire qui est atteint lorsque la communication dans le réservoir s'établit entre les deux couches dont on peut évaluer les paramètres de contraste de capacité « w » et de transmissivité « lambda ».
- La troisième période : Une barrière de perméabilité a été décelée à une distance de 471 m du puits, qui représente une faille étanche et la limite de drainage des puits avoisinants (OKN-730, OKN-630, OKN-631, OKN-721 et OKN-62). Dans cette période, la pression est la même entre les deux couches et l'apparition de l'écoulement radial du système globale dont la capacité d'écoulement est de 1070 md.m avec une perméabilité moyenne de 82.4 md.

Résultats de calcul des pseudo-skins sont représentés sur l'histogramme qui suit :

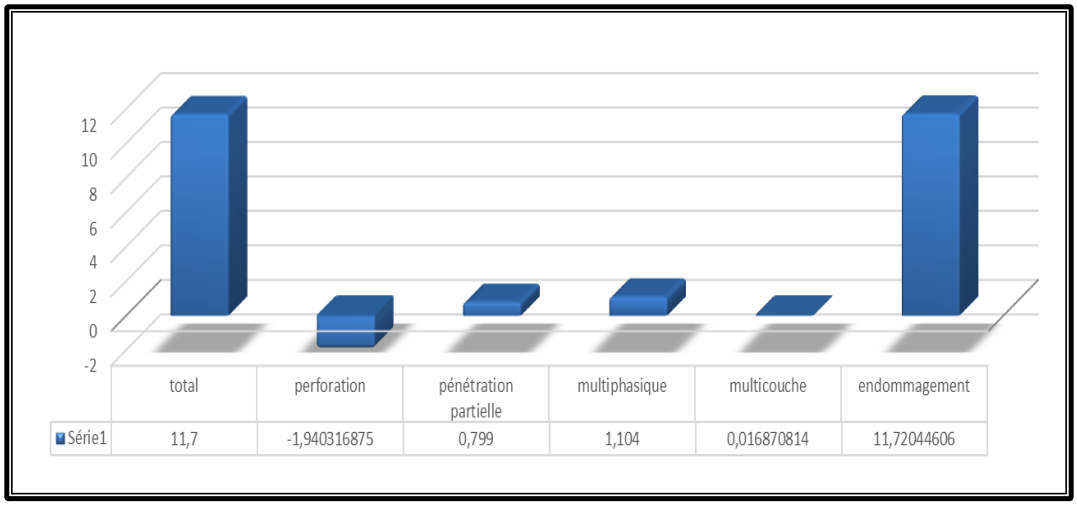

Figure VI-15 : Les skins du puits OKN-72

Le calcul donne un pseudo-skin de perforation négatif (S_p = -1,94) qui est expliqué par une perforation en Underbalance. Un faible pseudo-skin de pénétration partielle (S_{pp} = 0,799) dû à la hauteur perforée qui présente un taux d'efficacité de 80%. Un pseudo-skin multiphasique (S_m = 1.104) à cause de la pression de gisement (P_g = 173.18 kg/cm^2 d'après PFS de même test) qui est inférieure à la pression de bulle (P_b= 190 kg/cm^2). Le pseudo-skin multicouche est d'une valeur faible (S_L = 0.01687), ce qui montre que l'effet d'échange entre les couches est négligeable. La combinaison des résultats de PLT qui a été effectué le 16/09/2006 et l'essai de puits montre que le puits produit la majorité de son potentiel par deux bancs parmi cinq (05) couches (S1 = 11.8 pour le banc N° 04 produisant 76% du débit d'huile et S2 = -7.23 pour le banc N° 05 qui participe à environ 11% de la production).

L'analyse semi-log donne un Skin total positif (S_t = 11.7) et le calcul du skin d'endommagement donne une valeur positive de (S_w = 11.72). Cette valeur montre un endommagement élevé aux abords du puits.

Conclusion et recommandations:

A l'issue de cette étude nous avons pu voir la contribution de chaque pseudo-skin dans le skin total et avoir une image plus claire sur l'état de l'endommagement des puits. L'analyse de ces pseudo-skins nous a conduits à tirer les conclusions suivantes :

- Le skin d'endommagement est le composant majeur des valeurs de skin total.
- Le skin de perforation a des valeurs négatives pour tous les puits, parce que l'opération de perforation a été bien réalisée.
- Le skin multiphasique (turbulence) prend des valeurs positives pour une pression de fond inférieure à la pression de bulle pour tous les puits.
- Un skin de pénétration partielle montre la contribution des perforations à la production totale des puits par rapport à la hauteur utile de réservoir.
- Le skin de fracturation prend une valeur négative (OKN-551) qui donne un effet positif sur la production et l'amélioration de l'écoulement.
- Le skin de fissuration (OKN-67) prend une valeur positive, ceci signifie probablement qu'on a un bouchage partiel des fissures.
- Un skin d'injection (différentes mobilités) représente les puits où la mobilité des fluides est déférente ; Un skin d'injection positif (OKN-551) reflète un déplacement stable du fluide et un skin d'injection négatif (OKN-64) représente une instabilité du déplacement.

On ne peut pas généraliser cette étude pour tous les puits de la zone OKN de la région Haoud Berkaoui vue que le type d'endommagement et les origines des pseudo-skins pourraient différer d'un puits à un autre.

Vu les résultats de l'interprétation des essais de puits et le calcul du skin d'endommagement et les différents pseudo-skins, on recommande :

- Une opération d'acidification pour les puits OKN53, OKN64 et OKN72 qui pourrait améliorer le skin d'endommagement.
- Etudier la candidature des puits OKN67 et OKN551 à une éventuelle opération de fracturation hydraulique pour améliorer la conductivité.
- Forer les deux couches du réservoir (T1 et SI) avec des boues de différentes densités pour minimiser le colmatage de formation.

- Effectuer des tests de longue durée pour donner plus d'informations sur les limites du réservoir.
- Faire une corrélation entre les puits injecteurs et les puits producteurs pour s'assurer de la bonne communication entre les deux types de puits, si non prévoir d'autres puits injecteurs pour le maintien de pression.
- Un test d'interférence est nécessaire dans le champ de HBK pour mesurer les perméabilités directionnelles kx et ky ce qui servent à calculer le pseudo-skin d'anisotropie.

Chapitre I

Présentation de la région Haoud Berkaoui

Chapitre II

Généralités sur les essais de puits

Chapitre III

Les méthodes d'interprétation des essais de puits

Chapitre IV

Les modèles puits, réservoirs et limites

Chapitre V

Le skin et les pseudo-skins

Chapitre VI

Analyse et interprétation des résultats

Références Bibliographiques

[1]- G.Boudrdarot. Les essais de puits (méthode d'interprétation). Edition technip Paris Institue français de pétrole.

[2]- D.Boudret. Well test analysis : the use of advanced interpretation models, handbook of petroleum exploration and production 3, 2002.

[3]- D.Perrin. Essais de puits, Edition copyright 1999 ENSPM formation industrie forage, production et gisement.

[4]- Introduction to well testing. Bath, England. March 1998 Schlumberger.

[5]- Well test interpretation, 2002 Schlumberger, SPM-7086-5.

[6]- Well_test, http://www.petr-oil.com/.

[7]- M.Peter Ferrero. Pressure transient analysis, spring 2001, university of houston.

[8]- P.Gui, C.Zhang, L.B.Cunha. A theoretical and numerical investigation of the Pseudoskin Factor, university of Alberta.

[9]- Design et interpretation des tests à HMD.

[10]- A.Houali. Cours des Essais de Puits, WELLTESTING, IAP Boumerdes.

[11]- Applied Well Test Interpretion (WTA), 2007

[12]- Alain C. Gringarten. Advanced WTA, 2010

[13]- Flow Regimes and the Diagnostic Plot. NExT, 2006

[14]- O. Houzé, D. Viturat, Ole S. Fjaere. Dynamique Flow Analysis, KAPPA v4.10.01 – October 2008

[15]- T. Yildiz. Asseessement of total skin factor in perforated wells, SPE, Colorado School of mines.

[16]- P. Papatzacos, Approximate Partial-Penetration Pseudoskin for Infinite-Conductivity Wells, SPE 13956, Rogaland Research Inst.

[17]- B.G. Deruyck, D.P. Bourdet, G. DaPrat, H.J. Ramey Jr, Interpretation of Interface Tests in Reservoirs with Double Porosity Behaviour, SPE 11025.

[18]- P.Gui, C. Zhang, L.B. Cunha, A Theoretical and Numerical Investigation of the Pseudoskin Factor, Canadian International Petroleum Conference.

[19]- A.M. Al-Otaibi, E. Ozkan, Interoretation of Skin Effect from Pressure Transiet Tests in Horizontal Wells, SPE 93296, Colorado School of Mines.