

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série:/2015

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

Mémoire pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

-Thème-

**L'interprétation des essais de puits horizontaux
au champ de Hassi Messaoud**

Présenté Par :

HATHAT Belkacem

KADRI Nasser Eddine

MEKHADMI Elhadj Djemoai

Soutenue le : 04 / 06 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	SID ROUHOU Elhadj Mohamed	MA UKMO
Examineur :	KHELIFA Cherif	MA UKMO
Examineur :	ATLILI Mohamed Elhadi	SH DP HMD
Rapporteur :	CHATTI Djamel Eddine	MA UKMO

Remerciements et dédicaces

Remerciements

Nous remercions avant tout dieu de nous avoir donné la force,
la patience et les moyens afin d'accomplir ce modeste travail.

Nous tenons à remercier infiniment notre encadreur
Mr. CHETTI Djamel Eddine pour son aide, ses conseils, son appui
et sa patience durant l'élaboration de ce mémoire.

Nous remercions également notre promoteur Mr. BECHOUNI Lamine
ingénieur production à Sonatrach Exploration, pour avoir accepté de
diriger et pour ses aides précieuses.

Nous présentons aussi nos remerciements à Mr. ZAATOUT Kamel,
Mr. MAHBOUB Youcef et Mr. BEDRANI Abd Elmalek et tout le personnel
de la direction Engineering et Production de Sonatrach DP Irara HMD
pour leurs aides.

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

Belkacem , Elhadj et Nasser Eddine

Dédicace

Je dédie ce travail à mon cher père et ma chère mère,
pour leurs sacrifices, leurs aides et leur générosité qui m'ont permis de
réaliser ce modeste travail que dieu le tout puissant me les garde ;

A mes frères et sœurs

Aux quels je souhaite une très belle et longue vie pleine de bonheur et
de réussite.....

A tous mes amis

A toute ma grande famille.

Une dédicace spéciale pour notre promoteur Mr : Bechouni Lamine qui
m'assiste et soutenu dans la préparation et
la confection de mes travaux.

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

Belkacem

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les plus difficiles dans ma vie.

Ma très chère mère

Mon très cher père

Khadidja

ahmed

A mes très chers frères et sœurs

A mes collègues de ce mémoire

Belkacem, Nasser Eddine

A tous mes chers amis : Bilal, Abdljawad, Boubekr, Hocine , Sifoo,

Taki Eddine ,Amine , Madani ,Halim ...

Et à tous ceux qui m'ont aidé pour obtenir ce diplôme, et à tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Elhadj

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les plus difficiles et durant toute ma vie.

Ma très chère mère

Mon très cher père

A mes très chers frères et sœurs

Pour mes collègues de cette mémoire

Elhadj , Belkacem

A tous mes chers amis : Bilal , Abdljawad, Boubekr,

Achi , Ali , Lazher ,Moussa ...

Et à tout qui ma aider pour obtenir ce diplôme, et à tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Nasser Eddine

Liste des notations

A	aire de drainage du puits
a	distance du puits au bout du chenal
AOFP	débit potentiel absolu (Absolute Open Flow Potential)
B	facteur de volume
B_g	facteur de volume du gaz
B_0	facteur de volume de l'huile
B_w	facteur de volume de l'eau
c	compressibilité
C	capacité du puits
C_A	facteur de forme de l'aire de drainage
C_D	capacité de puits sans dimension
C_{Df}	capacité de puits sans dimension des fissures
C_{Df+m}	capacité de puits sans dimension du réservoir fissuré
C_{Dm}	capacité de puits sans dimension de la matrice
C_{Dxf}	capacité de puits sans dimension relative à une fracture
c_e	compressibilité équivalente
C_f	capacité des fissures
C_{f+m}	capacité du réservoir fissuré
c_g	compressibilité du gaz
C_m	capacité de la matrice
c_0	compressibilité de l'huile
c_p	compressibilité des pores
c_{pf}	compressibilité des vides situés dans les fissures
c_{pm}	compressibilité des pores de la matrice
Cr	conductivité relative de la fracture
c_t	compressibilité totale
c_{tf}	compressibilité totale des fissures
C	coefficient de capacité
CD	coefficient de capacité adimensionnel
dx	la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « x »
dy	la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « y »
dz	la distance du puits horizontal à la frontière dans la direction « z »,

h	la hauteur de la formation
IP	l'index de productivité
k	la perméabilité
k_x	la perméabilité dans la direction « x »
k_y	la perméabilité dans la direction « y »
k_z	la perméabilité dans la direction « z »
k_h	la perméabilité horizontale
k_v	la perméabilité verticale
K	la diffusivité hydraulique
L_w	longueur du puits
m	la pente de la pression par rapport au temps dans une échelle semi log
m_{erf}	pour le premier écoulement radial
m_{elf}	pour le premier écoulement linéaire
m_{prf}	pour l'écoulement pseudo radial
m_{llf}	pour le dernier écoulement linéaire
$m(p)$	la fonction de pseudo pression du gaz. psi^2
P	la pression
P_D	la pression adimensionnelle
Q	le débit volumétrique mesuré en surface
q	le débit mesuré au conditions de fond
r_w	rayon du puits
r_{wa}	rayon apparent du puits
r_D	rayon adimensionnel
r_{ed}	rayon de drainage adimensionnel
r_{skin}	rayon de la zone du Skin
S	coefficient de Skin
S_m	coefficient du skin mécanique

S_d	coefficient du skin d'endommagement
S_p	coefficient de pseudo skin dû au perfores.
S_r	coefficient du pseudo skin dû à la pénétration partielle.
S_t	coefficient du pseudo skin dû à un écoulement non Darcy (turbulent)
S_{dw}	coefficient du pseudo skin dû à la déviation du puits.
t	temps
t_p	temps de production
t_D	temps adimensionnel.
Δt	temps de fermeture pour build up
Δt_e	temps de fermeture équivalent
t_{erf}	temps de la fin du premier régime d'écoulement radial
t_{elf}	temps de la fin du premier régime d'écoulement
t_{prf}	temps de la fin du régime d'écoulement pseudo radial
t_{sll}	temps de début du dernier régime d'écoulement linéaire
V	volume
X	la distance dans la direction « x »
X_D	la distance adimensionnelle.

Liste des symboles grecs :

α	coefficient de la forme des blocs matriciels.
β	groupe adimensionnel d'interporosité.
γ	constante d'Euler, $\gamma=1.781$
λ	coefficient d'échange entre matrice et fissures.
ω	le rapport de capacité des fissures.
ϕ	la porosité, %
μ	la viscosité dynamique
ρ	la masse volumique

Fonctions

div	divergence
$Ei(-x)$	fonction exponentielle intégrale
$\exp(x)$	fonction exponentielle
$g(Cr)$	fonction de la conductivité de la fracture
grad	gradient
ln	logarithme népérien
log	logarithme décimal.

Liste des figures

Fig. I.1 Ecoulement radial.....	01
Fig. I.2 Profil des débits.....	05
Fig. I.3 Schéma représente la zone compressible	05
Fig. I.4 Historique à deux débits.....	07
Fig. I.5 Test de fermeture.....	07
Fig. I.6 Historique quelconque des débits.....	08
Fig. I.7 l'effet de capacité.....	08
Fig. I.8 Pente pour un effet de capacité constant.....	09
Fig. I.9 Skin infinitésimal.....	10
Fig. I.10 Skin d'épaisseur finie.....	11
Fig. II.1 Test en débit.....	13
Fig. II.2 Test de remontée de pression	13
Fig. II.3 Semi-log Horner plot.....	14
Fig. II.4 Méthode d'Agarwal pour une remontée de pression.....	18
Fig. III.1 Schéma général adopté	21
Fig. III.2 Schéma général de courbe type de la dérivée de la pression pour les réservoirs homogènes	21
Fig. III.3 Ecoulement radial vertical.....	22
Fig. III.4 Ecoulement linéaire.....	23
Fig. III.5 Ecoulement pseudo-radial	24
Fig. III.6 Récapitulation des écoulements dans un puits horizontal.....	27
Fig. III.7 Modélisation d'un gisement naturellement fissuré.....	28
Fig. III.8 Effet de capacité.....	29
Fig. III.9 graphique sans dimension de faille étanche.....	30
Fig. III.10 Chenal. Plot semi-log.....	31
Fig. III.11 Chenal. Plot dérivative.....	31
Fig. III.12 Chenal. Plot semi-log.....	31
Fig. III.13 Chenal. Plot dérivative	31
Fig. IV.1 Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud.....	32
Fig. IV.2 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr)).....	34

Fig. IV.3 Partie Build up (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr)).....	34
Fig. IV.4 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	35
Fig. IV.5 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	35
Fig. IV.6 Graphe Semi-Log dp (psi) vs temps de superposition.....	36
Fig. IV.7 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	37
Fig. IV.8 Graphe Semi-Log dp(psi) vs temps de superposition.....	37
Fig. IV.9 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	38
Fig. IV.10 Graphe Semi-Log dp (psi) vs Temps de superposition.....	39
Fig. IV.11 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr)).....	40
Fig. IV.12 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	40
Fig. IV.13 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr).....	41
Fig. IV.14 Graphe Semi-Log p (psi) vs temps de superposition.....	41

Liste des tableaux

Tableau IV.1 Les données du puits OMPZ82.....	33
Tableau IV.2 Les données du test OMPZ82.....	33
Tableau IV.3 Les données du puits OMPZ81.....	37
Tableau IV.4 Les données du test OMPZ81.....	37
Tableau IV.5 Les données du puits ONMZ201.....	38
Tableau IV.6 Les données du test ONMZ201.....	38
Tableau IV.7 Les données du puits OMKZ56.....	39
Tableau IV.8 Les données du test OMKZ56.....	39

Sommaire

Remerciement	
Dedicaces	
Liste des notations.....	XIV
Liste des figures.....	XI
Liste des tableaux.....	XIII
Sommaire.....	XIV
Introduction.....	XVI
Chapitre I :Notions sur les essais de puits	
I.1 Principe des essais de puits	01
I.1.1 Loi De Darcy... ..	01
I.1.2 Compressibilité	02
I.1.3 Équation De Diffusion	02
I.1.4 Résolution de l'équation de diffusivité	03
I.1.5 Zone compressible	04
I.1.6 Rayon d'investigation	06
I.1.7 Régimes d'écoulement	06
I.1.8 Principe de superposition	06
I.2 Capacité de puits	08
I.2.1 Définition	08
I.2.2 Evolution de la pression	09
I.2.3 Fin de l'effet de capacité de puits	09
I.3 Le skin.....	10
I.3.1 Définition	10
I.3.2 Skin infinitésimal	10
I.3.3 Le skin d'épaisseur finie	10
I.3.4 Le Skin dans les puits horizontaux	11
I.4 L'indexe de productivité	11
Chapitre II : Méthodes d'interprétation des essais de puits	
II.1 Méthodes conventionnelles d'interprétation	12
II.1.1 Test en débit (drawdown)	12

II.1.2 Remontée de pression (buildup) : méthode de Horner	13
II.1.3 La remontée de pression: méthode (Miller- Dyes et Hutchingson)	14
II.1.4 La Historique quelconque des débits	15
II.1.5 Simplification de l’historique des débits.....	15
II.2 Méthodes d’utilisation des courbes types	16
II.2.1 La planche de courbes types de Gringarten	16
II.2.2 Méthode du temps équivalent d’Agarwal	18
II. 3 La dérivative	19
II.3.1 Représentation et propriétés de la dérivé	19
II.3.2 Calcul de la dérivative	20
Chapitre III : Les écoulements dans les puits horizontaux	
III.1 Géométrie et hypothèses	21
III.2 Régimes d’écoulement	21
III.2.1 Premier écoulement radial vertical	22
III.2.2 Le premier écoulement linéaire	23
III.2.3 L’écoulement pseudo radial	24
III.2.4 Le dernier écoulement linéaire	26
III.3 Autres régimes d’écoulement	28
III.3.1 Les réservoirs fissurés (double porosité)	28
III.3.2 Les frontières du réservoir	29
Chapitre IV : Partie calcul	
IV.1 Présentation du champ de Hassi Messaoud	32
IV.2 Objectif du travail	33
IV.3 Logiciel utilisé.....	33
IV.4 Interprétation de Build up de chaque puits	33
IV.4.1 Puits OMPZ82	33
IV.4.2 Puits OMPZ81	37
IV.4.3 Puits ONMZ201	38
IV.4.3 Puits OMKZ56	38
Conclusion et recommandations	
Bibliographie	
Annexes	
Résumé	

Introduction

Introduction

L'utilisation de puits horizontaux pour la production de pétrole et de gaz est maintenant très bien établie au sein de l'industrie pétrolière. L'augmentation de la surface de contact couche-trou qui permet aux fluides de circuler librement depuis le réservoir vers le puits est le principal avantage du puits horizontal. Réduire les effets des zones endommagées et l'augmentation de la capacité de débit sont ainsi les impacts directs de ce type d'incrément.

Les réservoirs à faible perméabilité et non conventionnels ne sont pas les seules applications pour les puits horizontaux. Ils ont également été utilisés avec succès dans des réservoirs naturellement fracturés, par exemple cas de Hassi Messouad et cela a pour but de couper les fractures naturelles et drainer efficacement le réservoir ; pour minimiser le coning d'eau et de gaz ; pour réduire le nombre de puits de production et enfin, réduire le coût du forage et le nombre d'installations de production.

La multiplication de ce type de forage a conduit au développement des techniques pour l'évaluation leur performance globale. Les premières techniques ont appliqué les mêmes concepts que les puits verticaux pour interpréter la réaction de pression dans les puits horizontaux. Au fur et à mesure, de nouveaux concepts tels que la conductivité de puits, l'effet de Skin non uniforme, la complétion sélective et des parties multilatérales ont été introduits dans les modèles pour analyser les puits horizontaux.

Le but de cette étude est d'appliquer l'une de ces techniques sur les puits horizontaux du champ de Hassi-Messaoud. D'abord on donne un aperçu sur la théorie des essais de puits dans le premier chapitre ; dans le deuxième on expose les différentes méthodes d'interprétation à savoir conventionnelles et courbes types, ensuite on explique dans le troisième chapitre les différents régimes d'écoulement qui caractérisent les puits horizontaux. Enfin dans le dernier chapitre on à interpréter des tests de remontée de pression réalisés dans trois puits horizontaux au champ de Hassi Messouad.

Chapitre I :

Notions sur les essais de puits

I.1 Principe des essais de puits :

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et un réservoir. Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation provoque une perturbation du régime des 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.

La mesure de pression peut être faite :

- soit dans le puits émetteur de la perturbation de débit : c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais,
- soit dans un autre puits : c'est l'objet des tests d'interférences.

I.1.1 Loi De Darcy :

La loi de Darcy est utilisée pour décrire les écoulements de fluides en milieu poreux. Examinons son domaine d'application et ses conséquences sur un essai de puits.

- **Expression vectorielle : [2]**

L'expression vectorielle de la loi de Darcy est la suivante :

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \text{grad } p \dots\dots\dots (I.1)$$

La loi de Darcy en fonction de la vitesse de filtration du fluide est :

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } p \dots\dots\dots (I.2)$$

- **Expression en écoulement radial circulaire :**
- La loi de Darcy en écoulement radial circulaire s'exprime par :

$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots (I.3)$$

- Elle peut s'intégrer entre deux valeurs de la distance au puits r_w et r_e (fig. I.1) :

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{p_w - p_e}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \dots\dots\dots (I.4)$$

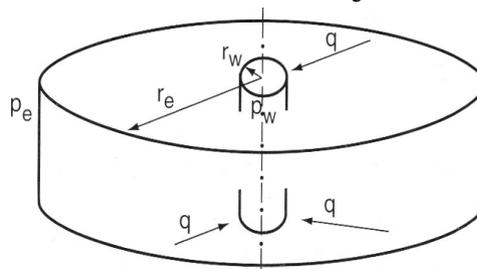


Fig. I.1 Ecoulement radial

I.1.2 Compressibilité :

Tous les renseignements tirés d'un essai de puits sont obtenus parce que la roche et les fluides sont compressibles. [2]

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif du volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante :

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

Elle s'écrit encore en fonction de sa masse volumique :

$$c_e = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots \dots \dots (I.6)$$

Compressibilité totale d'un réservoir pétrolier :

Dans un réservoir pétrolier plusieurs éléments sont compressibles : L'huile, l'eau (même immobile) et les pores.

Lors d'une décompression, le fluide est produit :

- par expansion des fluides :

$$\text{L'huile : } \Delta V_o = -c_o S_o V_p \Delta p \dots \dots (I.7) \quad \text{et l'eau : } \Delta V_w = -c_w S_w V_p \Delta p \dots \dots (I.8)$$

- par diminution du volume des pores V_p : $\Delta V_p = -c_p V_p \Delta p \dots \dots \dots (I.9)$

La compressibilité totale est : $c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_p$

I.1.3 Équation de diffusion :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie à partir de deux lois et une équation d'état :

- **Loi d'écoulement :**

L'expression utilisée est celle de l'équation (I.2).

Dans cette expression, le rôle des forces gravitaires est négligé. C'est l'hypothèse faite dans la plupart des interprétations d'essais de puits.

- **Loi de conservation de la masse :**

$$\text{div } \rho \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.10)$$

- **Équation d'état :**

$$c_e = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots \dots \dots (I.6)$$

Équation de diffusion :

Considérons l'équation de conservation de la masse (I.10). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (I.2) et l'équation d'état (I.6). [2]

Nous obtenons une expression en pression :

$$\Delta P + C_e (\overline{\text{grad } p})^2 - \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.11)$$

Moyennant deux hypothèses :

- compressibilité des fluides faible et constante : c'est le cas pour un liquide, pas pour un gaz,
- gradients de pression faibles : c'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles,

$C_e (\overline{\text{grad } p})^2$ est petit devant les deux autres termes de l'équation (I.11). Cette équation se réduit à une équation de diffusivité ordinaire :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.12)$$

$K = \frac{k}{\phi \mu c_t}$ est appelé **diffusivité hydraulique du milieu** : C'est le rapport entre la mobilité des fluides k/μ et la capacité compressible du réservoir ϕc_t .

L'équation de diffusivité s'écrit en écoulement radial circulaire :

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

I.1.4 Résolution de l'équation de diffusivité :

- **Résolution en réservoir homogène infini :**

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

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

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation : [2]

$$p_i - p(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \text{Ei}\left(\frac{-r^2}{4Kt}\right) \dots\dots\dots (I.14)$$

Où Ei (x) est la fonction exponentielle intégrale définie par :

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

Cette équation s'écrit :

$$P_D = -\frac{1}{2} \text{Ei}\left[-\frac{r_D^2}{4t_D}\right]$$

En utilisant les grandeurs sans dimension suivantes :

- Pression :
- $$P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta p \quad (\text{en unités SI})$$
- $$P_D = \frac{2\pi kh}{141,2 qB\mu} \Delta p \quad (\text{en unités pratiques US})$$
- $$P_D = \frac{2\pi kh}{18,66 qB\mu} \Delta p \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$
- Longueur :
- $$r_D = \frac{r}{r_w}$$
- Temps :
- $$t_D = \frac{k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (\text{en unités SI})$$
- $$t_D = \frac{0,000246 k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques US})$$
- $$t_D = \frac{0,00036 k \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

I.1.5 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 exprimée en écoulement radial circulaire (I.3) et à partir de l'équation (I.14) qui décrit l'état des pressions : [2]

$$q(r, t) = qB \exp\left(-\frac{r^2}{4Kt}\right) \dots\dots\dots (I.15)$$

- Où :
- q est le débit en tête de puits ;
 - qB est le débit au fond du puits.

La figure I.2 indique le profil des débits, à un instant t en fonction de la distance au puits.

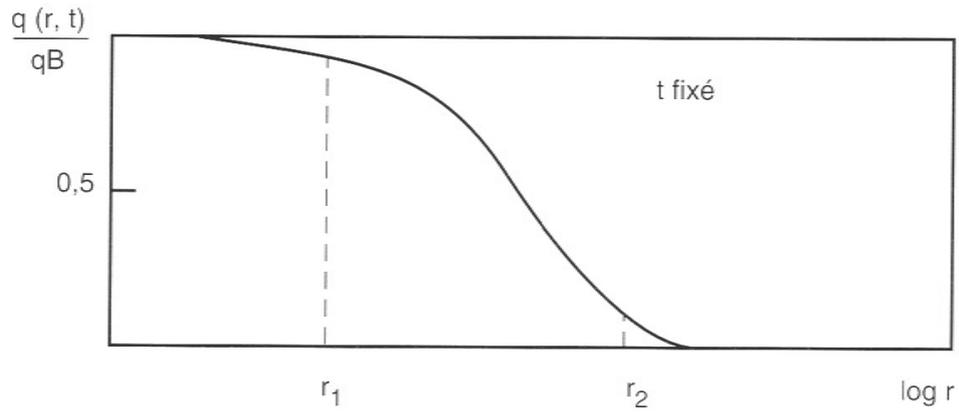


Fig. I.2 Profil des débits

Sur le profil des débits on constate que les régions situées entre le puits et r_1 sont traversées par un débit de fluide voisin de celui du puits. La loi de Darcy est applicable macroscopiquement dans cette région. Les régions situées au-delà de r_2 sont traversées par un débit négligeable. La perte de charge entre r_2 et l'infini est négligeable. Regardons l'évolution du profil des débits entre deux instants t et t' (fig. I.3). La zone située entre le puits et r_1 est traversée par un débit voisin de q_B . La perte de charge entre le puits et r_1 évolue peu de t à t' .

La zone située au-delà de r_2 ne participe pas encore au débit. La perte de charge entre r_2 et l'infini reste négligeable.

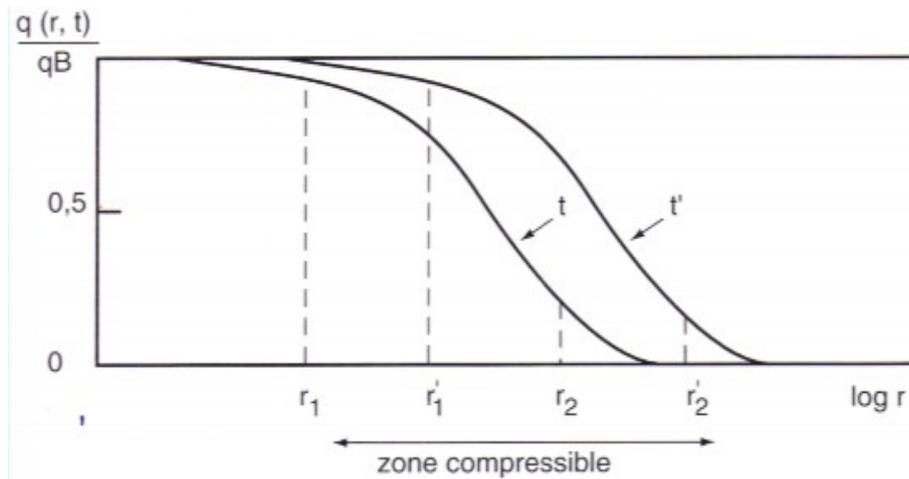


Fig. I.3 Schéma représente la zone compressible

L'évolution entre t et t' de la perte de charge entre l'infini et le puits est donc due principalement à ce qui se passe entre r_1 et r'_2 . C'est dans cette zone que sont mises en jeu les propriétés compressibles du réservoir qui permettent au débit de passer de 0 à q_B . Cette zone est appelée zone compressible. Au début de l'essai, la variation de la pression traduit les propriétés du réservoir aux abords du puits. Plus tard l'essai investigue des régions plus éloignées.

I.1.6 Rayon d'investigation :

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai. La littérature pétrolière présente un grand nombre de définitions différentes du rayon d'investigation. Parmi toutes on note : [2]

- **La définition de Jones :**

$$r_i = 4 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{(en unités SI) } \dots\dots\dots \text{(I.16)}$$

- **La définition de Poettmann :**

$$r_i = 4,29 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \text{(en unités SI) } \dots\dots\dots \text{(I.17)}$$

I.1.7 Régimes d'écoulement :

- **Régime transitoire :**

Tant que la zone compressible n'a pas atteint de limite du réservoir ou n'a pas perçu l'influence d'un autre puits, le réservoir se comporte, au niveau du test, comme s'il était infini.

Pendant cette période le régime d'écoulement est appelé régime transitoire.

- **Régime pseudo-permanent :**

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo-permanent. C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production.

- **Régime permanent :**

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement devient permanent. 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. [7]

I.1.8 Principe de superposition :

Dans le paragraphe I.1.4, l'équation (I.14) traduit l'évolution de la pression quand le puits est mis en production.

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

L'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de pression consécutives à chacun des débits. Cette propriété s'appelle principe de superposition. [2]

• **Cas de deux débits**

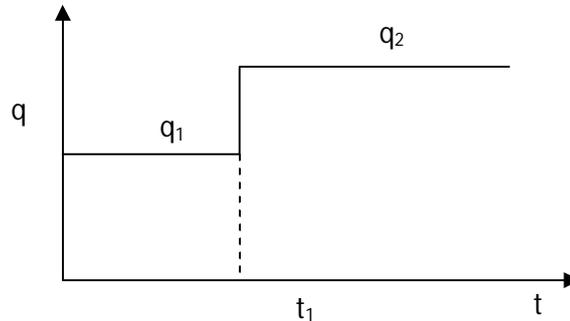


Fig. I.4 Historique à deux débits

Soit : $p_i - p(t) = + \frac{qB\mu}{2\pi kh} P_D(t)$ l'évolution de la pression due à un débit \$q\$ commençant à l'instant \$t = 0\$.

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

- d'une production à débit \$q_1\$, depuis \$t = 0\$;
- d'une production à débit \$(q_2 - q_1)\$ depuis \$t = t_1\$.

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

$$p_i - p(t) = \frac{q_1 B \mu}{2 \pi k h} P_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{2 \pi k h} P_D(t - t_1) \dots \dots \dots (I.18)$$

• **Remontée de pression :**

Un cas est particulièrement intéressant : le cas où \$q_2\$ est nul. Il représente la grande majorité des essais (fig. I.5).

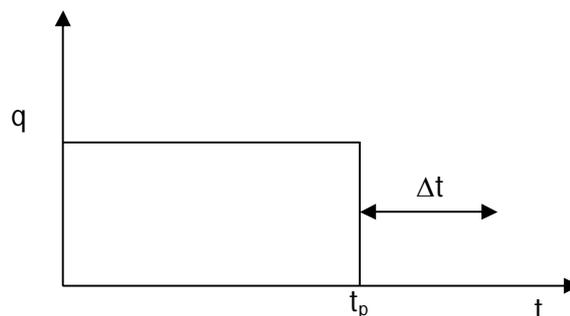


Fig. I.5 Test de fermeture

L'équation (I.1.18) devient :

$$p_i - p(t) = \frac{qB\mu}{2\pi kh} [P_D(t_p + \Delta t) - P_D(\Delta t)] \dots \dots \dots (I.19)$$

• **Historique quelconque :**

Dans le cas d'un historique quelconque (fig. I.6) :

$$p_i - p(t) = \frac{B\mu}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) P_D(t - t_{i-1}) \dots \dots \dots (I.20)$$

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

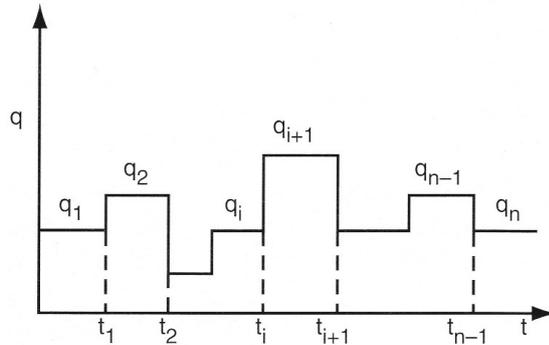


Fig. I.6 Historique quelconque des débits

I.2 Capacité de puits:

I.2.1 Définition :

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 la colonne de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture. [2]

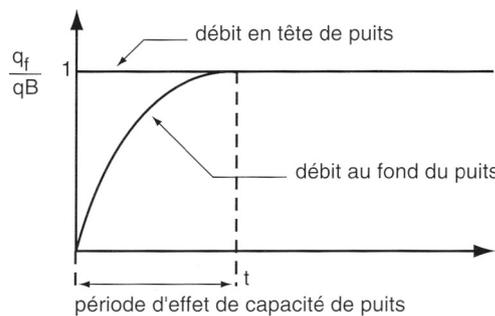


Fig. I.7 l'effet de capacité

Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête de puits est supposé passer instantanément de 0 à q . Le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à qB . La mise en production au fond se fait progressivement (fig. I.7).

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

La capacité du puits est définie par : $C = \Delta V / \Delta p$ (I.21)

Où :

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

Δp : variation de pression appliquée au puits.

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

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

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi c_t h r_w^2} \text{ (en unités pratiques métriques et SI) (I.22)}$$

$$C_D = \frac{0.89 C}{\phi c_t h r_w^2} \text{ (en unités pratiques US) (I.23)}$$

I.2.2 Evolution de la pression :

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

$$\Delta p = qBt/24C \quad \text{(en unités pratiques métriques et US) (I.24)}$$

$$P_D = t_D / C_D \quad \text{(en grandeurs sans dimensions) (I.25)}$$

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

La pente de la droite obtenue en portant l'évolution de la pression fond en fonction du temps permet de calculer C (fig. I.8) :

$$C = qB/24 \times \text{pente} \quad \text{(en unités pratiques métriques et US) (I.26)}$$

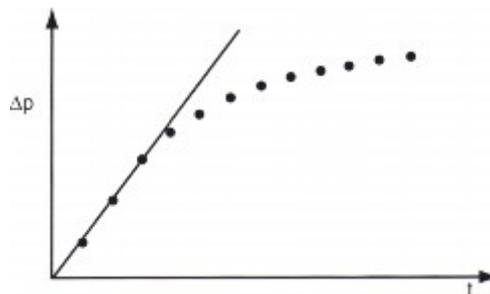


Fig. I.8 Pente pour un effet de capacité constant

I.2.3 Fin de l'effet de capacité de puits :

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

- **Critère de Ramey** : $t_D = (60 + 3,5 S) C_D$ (I.27)

Soit approximativement : $t = (200000 + 12000 S) C / (kh/\mu)$ (en unités US) (I.28)

I.3 Le skin :

I.3.1 Définition :

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage et de traitement du puits. [2]

Le skin (effet pariétal) traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre :

- le réservoir tel qu'il est ;
- le réservoir tel qu'il serait s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits (perméabilité notamment).

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

- au moyen d'un skin infinitésimal ;
- à l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;

I.3.2 Skin infinitésimal :

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

$$\Delta p_S = \frac{\alpha q B \mu}{kh} kh \dots \dots \dots (I.29)$$

Avec : $\alpha = 141,2$ (en unités pratiques US)

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 (fig. I.9).

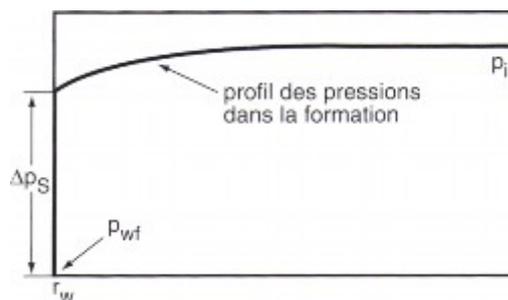


Fig. I.9 Skin infinitésimal

Le skin S est homogène à une perte de charge adimensionnelle.

I.3.3 Le skin d'épaisseur finie :

Une autre représentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité k_s autour du puits (fig. I.10).

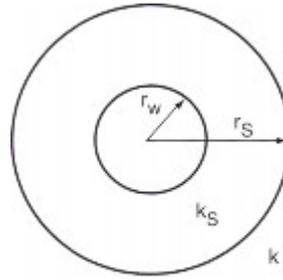


Fig. I.10 Skin d'épaisseur finie

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 un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à l'aide de la loi de Darcy par :

$$\Delta p_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

En exprimant Δp_s à l'aide de l'équation (I.28), on obtient :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots (I.30)$$

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

I.3.4 Le Skin dans les puits horizontaux :

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Dans les paragraphes précédents, la perte de charge supplémentaire était due aux variations de perméabilité aux abords du trou. La notion de skin peut être généralisée à toute perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits.

I.4 L'index de productivité :

L'index de productivité d'un puits est le rapport entre :

- le débit du puits
- la différence entre la pression moyenne de l'aire de drainage et la pression au fond du puits : [2]

$$IP = \frac{q}{p - p_{wf}} \dots\dots\dots (I.31)$$

Chapitre II :

Méthodes d'interprétation des essais de puits

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

- Les méthodes conventionnelles ;
- Les méthodes utilisant les courbes types et la dérivative.

II.1 Méthodes conventionnelles d'interprétation:

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

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

Trois conditions de débit sont traitées :

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

II.1.1 Test en débit (drawdown) :

C'est un test pour un puits qui produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face de la formation comme une fonction de temps de production. L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits après une mise en production à débit constant q a été établie au paragraphe I.1.4.

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

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

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

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

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

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

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

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

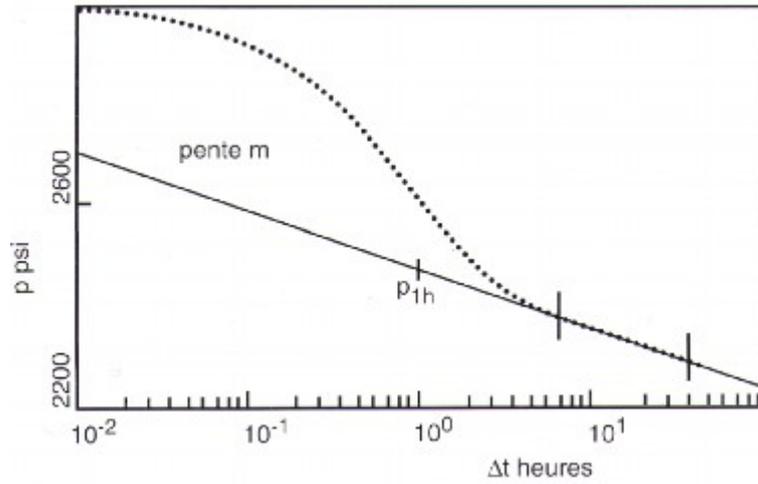


Fig. II.1 Test en débit

II.1.2 Remontée de pression (buildup) : méthode de Horner

Est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps, de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture. [2]

Les notations utilisées sont présentées sur la figure II.2 :

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

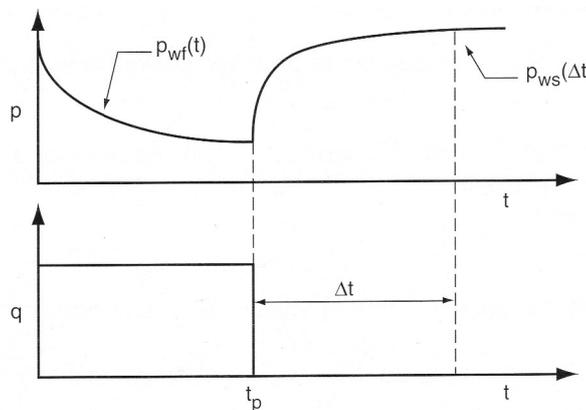


Fig. II.2 Test de remontée de pression

L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits après une mise en production à débit constant q a été établie au paragraphe I.1.4. La fonction Ei peut être remplacée par son approximation semi-logarithmique de l'écoulement radial circulaire l'équation en unité US devient :

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

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

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

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

Pression extrapolée: Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p^*).

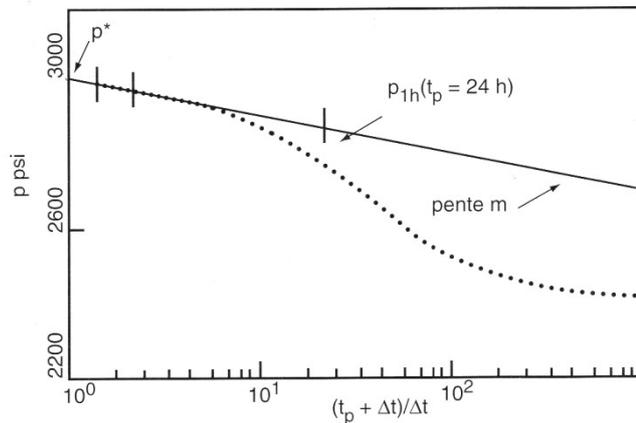


Fig. II.3 Semi-log Horner plot

Cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée p^* . Elle est égale à la pression initiale du réservoir dans la plupart des tests initiaux. Elle permet de calculer la pression moyenne quand la production n'est pas négligeable par rapport aux quantités en place.

II.1.3 La remontée de pression: méthode (Miller- Dyes et Hutchingson)

Si $T_p \gg \Delta t$: ($P_w s(\Delta t) = P_{wf}$) L'équation de Horner devient:

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

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

La valeur du skin est calculée à partir de la différence entre la pression p_{1h} et la pression au moment de la fermeture du puits p_{wf}(t_p) par : [2]

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

II.1.4 La Historique quelconque des débits :

Un essai après un historique quelconque des débits s'interprète en utilisant le principe de superposition des débits exposé au paragraphe I.8.

Une fois l'effet de capacité de puits terminé, l'évolution de la pression est donnée par l'équation (II.1). L'équation (I.20) devient alors :

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

Le calcul de la pente m, le khet P* se fait par la même méthode de Horner.

La valeur du skin est calculée par :

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

II.1.5 Simplification de l'historique des débits:

Pour interpréter la remontée de pression finale, la méthode d'interprétation la plus simple consiste à réduire l'historique à un seul débit et à utiliser la méthode de Horner pour l'interprétation. [2]

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

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

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

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

II.2 Méthodes d'utilisation des 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 de 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. [6]

II.2.1 La planche de courbes types de Gringarten:

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction du temps pour une configuration réservoir puits donné. La courbe type est générée à l'aide d'un modèle analytique. Elle est représentée à l'aide de grandeurs sans dimension:

$$P_D = \frac{kh\Delta h}{141.2qB\mu} \quad t_D = \frac{0.0002637k\Delta t}{\phi\mu C_t r_w^2}, \quad C_D = \frac{0.894C}{\phi C_t h r_w^2} \quad \text{et le skin } S$$

• **Représentation :**

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

$$r_w \text{ est remplacé par } r_w' = r_w e^{-S}$$

$$t_D \text{ est remplacé par } t_{De}^{2S}$$

$$C_D \text{ est remplacé par } C_D e^{2S}$$

$$D'ou: P_D = P_D(t_D, e^{2S} C_D) e^{2S} \quad \dots\dots\dots (II.10)$$

La représentation utilisée par Gringarten est de la forme:

$$P_D = P_D(, C_D) e^{2S} \quad \dots\dots\dots (II.11)$$

La pression est représentée en abscisse en fonction de t_D/C_D sur un graphique log-log. Chaque courbe type diffère de la suivante par la valeur du paramètre $C_D \exp(2S)$. (voir annexe 1)

Les courbes supérieures de la planche correspondant aux valeurs élevées de C_D ne peuvent être obtenues qu'avec des skins importants: Elles correspondent à des puits endommagés.

Les valeurs les plus basses de $C_D e^{2S}$ correspondent à des puits acidifiés voir fracturés.

Pendant la période de pur effet de capacité de puits la pression sans dimension est égale à $\frac{t_D}{C_D} : P_D = \frac{t_D}{C_D} \dots\dots\dots$ (II.12)

Les points correspondant à cette période sont situés sur la droite de pente 1 qui passe par l'origine des temps. Toutes les courbes types ont cette droite pour asymptote aux petits temps.

Sur la planche deux courbes indiquent la fin de l'effet de capacité de puits: la courbe supérieure correspond aux courbes types pour les quelles $C_D e^{2S}$ est supérieur à 1, la courbe inférieure correspond à celles pour lesquelles $C_D e^{2S}$ est inférieur à 1.

• **Méthode d'interprétation:**

La méthode d'interprétation consiste à:

- Porter sur un papier calque l'évolution de la pression mesurée. L'échelle log-log de la planche de courbe types est utilisée par transparence pour tracer les points de mesure (voir annexe 2).
- Rechercher la portion d'une courbe type sur laquelle se superposeront les points de mesure (voir annexe 3).
- Relever le libelle de la courbe type sur laquelle se superposent les points de mesure: Ce libelle correspond à une valeur de $C_D e^{2S}$
- Relever un point de référence (match point) dont les coordonnées sont lues à la fois dans le système d'axes de la planche ($P_D, t_D/P_D$) et dans celui des points de mesure ($\Delta P, \Delta t$). Ce point peut être pris n'importe où sur le calque, pas forcément sur la courbe (voir annexe 4).

L'ordonnée du point de référence a mesuré:

Dans le système d'axes de la planche: P_D

Dans le système d'axes des mesures: ΔP

Où : $P_D = \frac{kh\Delta h}{141.2qB\mu} \dots\dots\dots$ (II.13)

Donc : $kh = 141.2qB\mu \frac{(P_D)_M}{(\Delta P)_M}$ (II.14)

De même façon sur les abscisses on a $\left(\frac{t_D}{C_D}\right)$ et (Δt)

Où : $\frac{t_D}{C_D} = \frac{0.000295kh}{\mu C} \Delta t$ (II.15)

Donc : $C = \frac{0.000295kh}{\mu} \times \frac{(\Delta t)_M}{\left(\frac{t_D}{C_D}\right)_M}$ (II.16)

Le libellé de la courbe type sur laquelle les points de mesure ont été calés

s'exprime par $C_D e^{2S}$ où : $C_D = \frac{0.894C}{\phi C_t hr_w^2}$ (II.17)

La valeur de $C_D e^{2S}$ permet de déterminer le skin du puits

$S = \frac{1}{2} \ln \frac{(C_D \times e^{2S})}{C_D}$ (II.18)

II.2.2 Méthode du temps équivalent d'Agarwal:

La méthode la plus intéressante pour étendre l'usage des courbes types drawdown au buildup est la méthode d'Agarwal (fig. II.4). [6]

Elle consiste à porter chaque mesure non pas en fonction de son Δt mais d'un temps équivalent Δt_e défini par : $\Delta t_e = \Delta t / [1+(\Delta t/t_p)]$ (II.19)

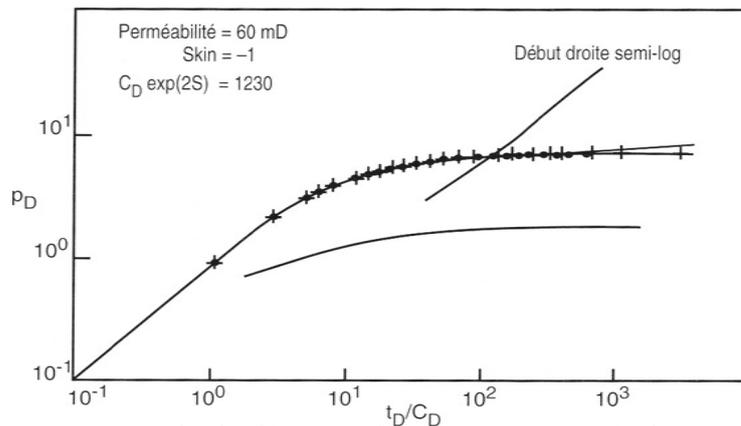


Fig. II.4 Méthode d'Agarwal pour une remontée de pression

La méthode d'Agarwal est utilisable en remontée de pression à condition que la droite semi-log soit atteinte au cours de la période de débit précédente.

II.3 La dérivative :

II.3.1 Représentation et propriétés de la dérivée :

Tiab et Kumar, Bourdet et autre sont posé le problème d'identification des régimes d'écoulement afin de choisir le bon modèle et appliquer les propres formules. Bourdet et ses co-auteurs ont proposé que les différents régimes d'écoulement aient des caractéristiques distinguées quand on trace la dérivative de pression en fonction de temps sur échelle log-log (fig. II.5), et depuis-là l'interprétation des essais de puits est améliorée énormément. [8]

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

- Les hétérogénéités difficilement observé sur le plot de courbes type est amplifié 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

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

$$\frac{dP_D}{d \ln(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} P'_D \dots\dots\dots (II.20)$$

- Pendant la dominance de l'effet de capacité :

alors $p_D = \frac{t_D}{C_D}$ et $\frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = 1.0$ $P'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{t_D}{C_D} \dots\dots\dots (II.21)$

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

- Durant l'écoulement radial infini :

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80901 + \ln(C_D e^{2s}) \right] \dots\dots\dots (II.22)$$

$$\frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{(t_D/C_D)} \right] \dots\dots\dots (II.23)$$

$$P'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{1}{2} \dots\dots\dots (II.24)$$

Alors pendant cette période la dérivative donne une ligne horizontale de valeur 1/2. Et ces sont les droite essentiellement utilisé avec la dérivative pour trouver la courbe la plus convenable. En fait tous les courbes-presque- passent par la première bissectrice et termine par une droite horizontale caractérisant un écoulement radial, et elles se diffèrent dans la zone de transition entre ces deux droites. (voir annexe 5)

Ainsi on peut démontrer que la dérivative donne une droite de pente un demi (0.5) pour un écoulement linéaire et une autre de pente un quart (0.25) pour un écoulement bilinéaire. En pratique les deux courbes sont combinées dans un seul graphique pour plus de précision. (voir annexe 6)

II.3.2 Calcul de la dérivative :

L'inconvénient majeur de cette technique réside dans le fait que ce n'est pas toujours évident d'avoir une série de donnée dérivable alors on trouve des fois des nuages de points très dispersé et qui ne ramène aucune information sur le comportement de réservoir, pour cela on fait recours souvent à des logiciels pour lisser la courbe de la dérivative. [3]

Le calcul se fait de la manière suivante :

- Avec un schéma forward : $\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} + p_{i-1}}{x_{i+1} + x_{i-1}} \dots\dots\dots (II.25)$

- Avec un schéma central:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{(\Delta p_1 / \Delta x_1) \Delta x_2 + (\Delta p_2 / \Delta x_2) \Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2} \dots\dots\dots (II.26)$$

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

$$-m = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \sum_{i=1}^n \ln(t_i) - n \sum_{i=1}^n [p_i \ln t_i]}{[\sum_{i=1}^n \ln t_i]^2 - n \sum_{i=1}^n [\ln t_i]^2} \dots\dots\dots (II.27)$$

Avec « n » est le nombre de points pris dans le calcul de la dérivative, il est évident que plus n est grand plus la courbe est lisse ; mais un nombre important de point peut risquer de se dévier du comportement réel de la pression (voir annexe 7). [6]

Chapitre III :

Les écoulements dans les puits horizontaux

III.1 Géométrie et hypothèses :

Le puits est considéré strictement horizontal, dans une formation homogène avec épaisseur uniforme h . Le puits de rayon r_w , traverse horizontalement sur une longueur L_w , le réservoir limité par des épontes imperméables. Le puits est situé à une distance z_w du mur du réservoir. La figure qui suit montre le schéma général qui a été adopté dans le cas des réservoirs homogènes. [1]

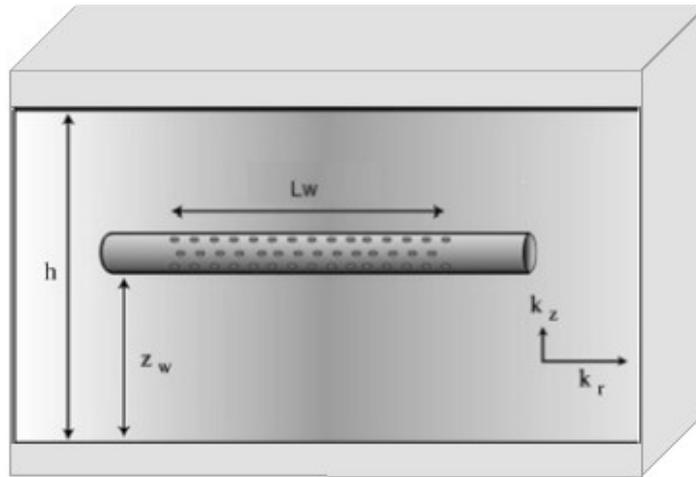


Fig. III.1 : Schéma général adopté.

III.2 Régimes d'écoulement :

La figure suivante présente un schéma général de courbe type de la dérivée de la pression en fonction du temps dans le cas d'un réservoir homogène infini. Les types d'écoulement identifiables sont indiqués pour les diverses périodes de temps. [7]

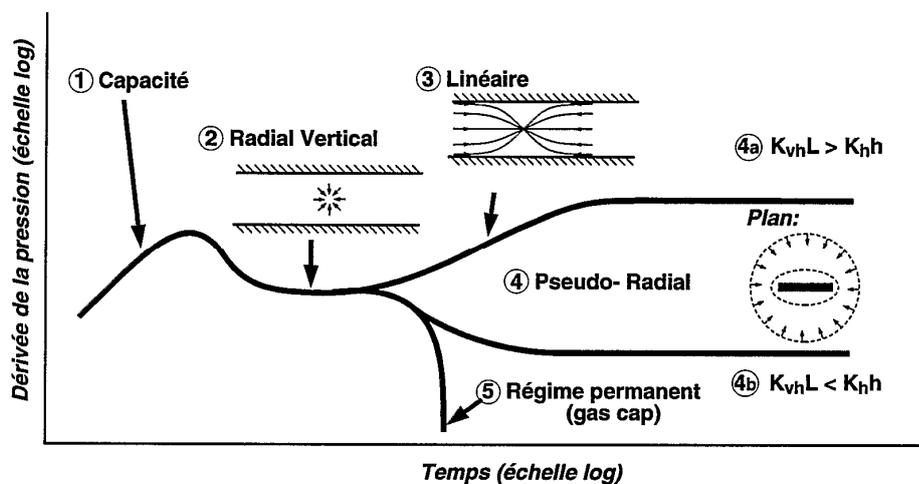


Fig.III.2 : Schéma général de courbe type de la dérivée de la pression pour les réservoirs homogènes

III.2.1 Premier écoulement radial vertical :

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

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z L_w}} \left[\log \left(\frac{\sqrt{k_x k_z t}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.227 + 0.868 S_d \right] \dots\dots\dots (III.1)$$

Cet écoulement commence dès le début du test, mais il peut être caché par l'effet de capacité, et ça termine quand la perturbation atteint la limite supérieure la plus proche d_z , ou bien quand le fluide vient des extrémités du puits .le temps de sa fin est le minimum de ces deux derniers. [7]

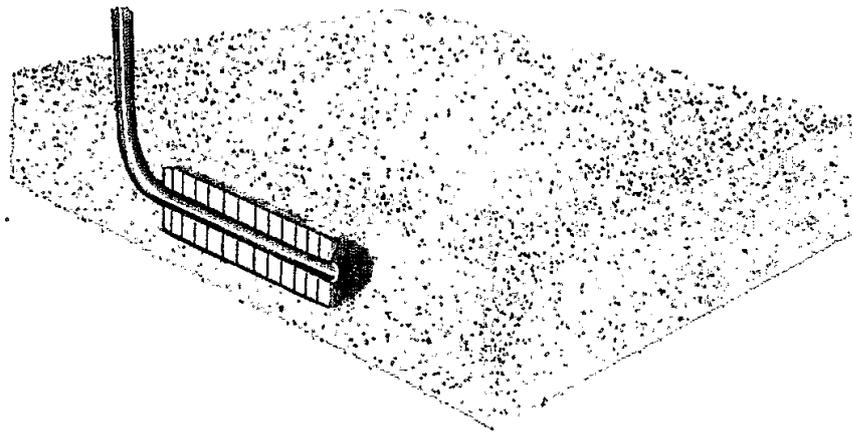


Fig. III.3 : Ecoulement radial vertical.

Selon Odeh&Babu :

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

Ou bien

$$t_{Eerf} = \frac{125L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \dots\dots\dots (III.3)$$

Et selon Goode al.

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

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

L'équation I.4 suggère dans un plot semi log une courbe linéaire de pente m :

$$|m| = \frac{162.6QB\mu}{L_w\sqrt{k_xk_z}} \dots\dots\dots (III.4)$$

Donc le produit $\sqrt{k_xk_z}$ sera :

$$\sqrt{k_xk_z} = \frac{162.6QB\mu}{L_w|m|} \dots\dots\dots (III.5)$$

L'équation pour le skin d'endommagement est :

$$s_d = 1.151 \left[\frac{\Delta\rho_{1hr}}{|m_{erf}|} - \log \left(\frac{\sqrt{k_xk_z}t}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots\dots (III.6)$$

III.2.2 Le premier écoulement linéaire :

Si la longueur du puits est plus grande que l'épaisseur du réservoir, cas fréquent pour les puits horizontaux, une période linéaire peut se produire dès que la variation de pression arrive aux épontes imperméables. En supposant connue la longueur du puits, on peut calculer la perméabilité k_y dans la direction perpendiculaire au puits (III.6) et le pseudo-skin ou skin géométrique causé par la pénétration partielle du puits dans la direction verticale (fig.III.4) [7]

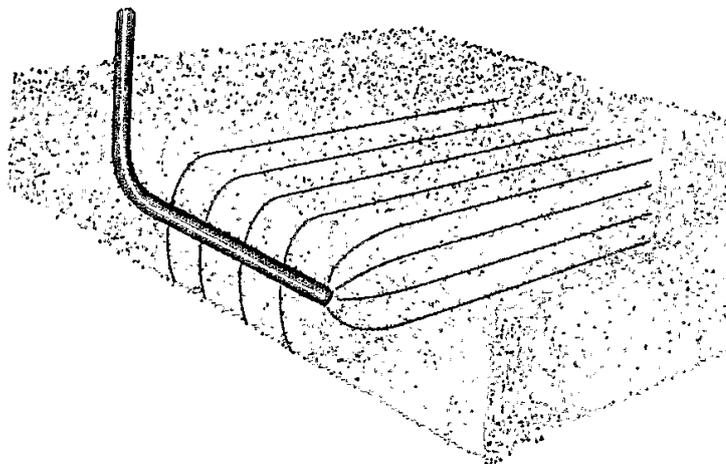


Fig. III.4: Ecoulement linéaire

Dont l'équation gouvernante est la suivante :

$$\rho_i - \rho_{wf} = \frac{8.128qB}{L_w h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141.2QB\mu}{L_w\sqrt{k_xk_z}} (s_d + s_c) \dots\dots\dots (III.7)$$

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

$$|m_{elf}| = \frac{8.128QB}{L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{K_x \phi c_t}} \Rightarrow \sqrt{k_x} = \frac{8.128QB}{|m_{elf}| L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \dots\dots\dots (III.8)$$

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

$$S_d = \frac{L_w \sqrt{k_x k_z}}{141.2QB\mu} \Delta p_{t=0} - S_c \dots\dots\dots (III.9)$$

$$S_c = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + .25 \ln\left(\frac{k_x}{k_z}\right) - \ln\left[\sin\left(\frac{\pi d_z}{h}\right)\right] - 1.838 \dots\dots\dots (III.10)$$

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

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

Et pour le modèle de conductivité infinie :

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

III.2.3 L'écoulement pseudo radial:

Si l'essai a une durée suffisante, problème spécifique de la durée d'un essai en puits horizontal, et si les frontières n'influencent pas le puits trop tôt, l'écoulement pseudo-radial peut être observé. Cette période est caractérisée par un écoulement radial dans un plan horizontal. [7]

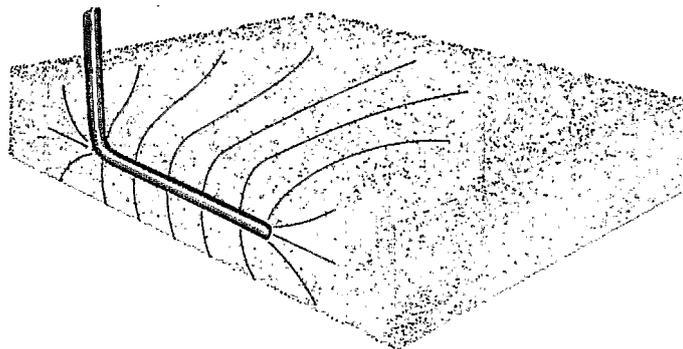


Fig. III.5 : Ecoulement pseudo-radial

Cet écoulement ne peut avoir lieu que si :

$$\frac{L_w}{b_H} < 0.45$$

L à b_H est la largeur de coté du réservoir parallèle au puits, tant que la longueur du drain est petite par rapport à la largeur du puits ce régime peut avoir lieu, (fig. III.5).

Il commence à :

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

Ou bien pour le modèle de conductivité infinie:

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

L'équation gouvernante est la suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z} h} \left[\log \left(\frac{k_x t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2.303 \right] + \frac{141.2QB\mu}{L_w \sqrt{k_z k_x}} (S_c + S_d) \dots (III.11)$$

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

$$|m_{prf}| = \frac{162.6q\mu B}{\sqrt{k_x k_z} h} \dots (III.12)$$

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

$$\sqrt{k_x k_z} = \frac{162.6q\mu B}{|m_{prf}| h} \dots (III.13)$$

Et le Skin d'endommagement

$$S_d = \left(1.151 \sqrt{\frac{k_z L_w}{k_x h}} \right) \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m_{prf}} - \log \left(\frac{k_y}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 1.76 \right] - S_c \dots (III.14)$$

S_c est le Skin de convergence et est donnée par l'équation (III.10)

Dans un plot log-log cet écoulement est caractérisé par une horizontale dans la dérivative, similaire à un écoulement radial.

La fin de ce régime comme les autres régimes est le minimum de deux expressions, le premier est :

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

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

La deuxième est :

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

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

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

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

III.2.4 Le dernier écoulement linéaire :

Après la période pseudo-radiale, toute une variété d'écoulements est encore possible si le réservoir est d'extension limitée. Par exemple, si l'extension du réservoir est finie dans la direction perpendiculaire au puits, on peut observer un deuxième écoulement linéaire qui débute dès que la variation de pression atteint la limite du réservoir. Le flux dans cette direction devient alors pseudo-permanent. [5]

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

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

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

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

L'équation gouvernante est la suivante :

$$p_i - p_{wf} = \frac{8.128qB}{b_h h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141.20B\mu}{b_h \sqrt{k_x k_z}} \left(s_p + s_c + \frac{b_h}{L_w} s_d \right) \dots\dots\dots (III.15)$$

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

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

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

$$|m_{lf}| = \frac{8.128QB}{b_H h} \sqrt{\frac{\mu}{K_x \phi C_t}} \Rightarrow \sqrt{k_x} = \frac{8.128QB}{|m_{lf}| b_H h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t}} \dots\dots\dots (III.16)$$

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

$$b_H = \frac{8.128QB}{|m_{lf}| \sqrt{k_x} h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t}} \dots\dots\dots (III.17)$$

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

$$S_d = \frac{L_w}{b_H} \left[\frac{b_H \sqrt{k_x k_z} \Delta \rho_{t=0}}{141.2QB\mu} - S_p - S_c \right] \dots\dots\dots (III.18)$$

Le Skin dû la pénétration partielle est une fonction très complexe son calcul est présenté dans l'annexe 8. [9]

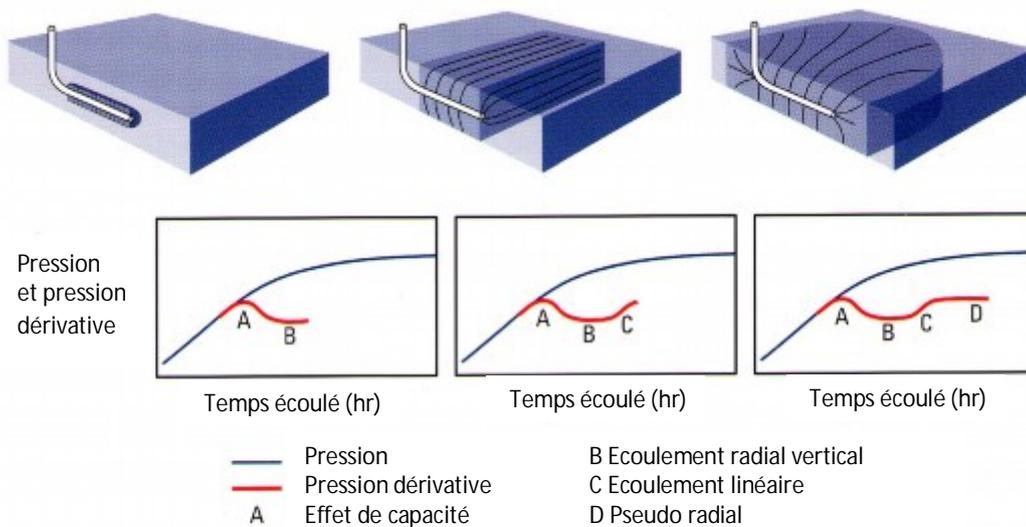


Fig. III.6 Récapitulation des écoulements dans un puits horizontal

III.4 Autres régimes d'écoulement :

III.4.1 Les réservoirs fissurés (double porosité) :

La présence de fissures modifie de manière considérable les écoulements dans un réservoir. Dans un réservoir fissuré on peut considérer que coexistent un réseau de fissures et un réseau de matrice (fig. III.7).

Les deux réseaux poreux ont des caractéristiques géométriques, des porosités, des capacités et des perméabilités très différentes. [7]

A) Les paramètres d'un modèle double porosité :

Warren & Root ont introduit deux paramètres de double porosité :

- Le rapport de capacité ω (storativity ratio) :

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

$$\omega = \frac{(\phi h c_t)_f}{(\phi h c_t)_{f+m}} = \frac{(\phi h c_t)_f}{(\phi h c_t)_f + (\phi h c_t)_m} \dots\dots\dots (III.19)$$

Pratiquement ω varie entre 0.001 et 0.1.

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

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

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \dots\dots\dots (III.20)$$

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

$$\alpha = \frac{A}{V_x}$$

A : surface du bloc matriciel, V_x : volume du bloc matriciel.

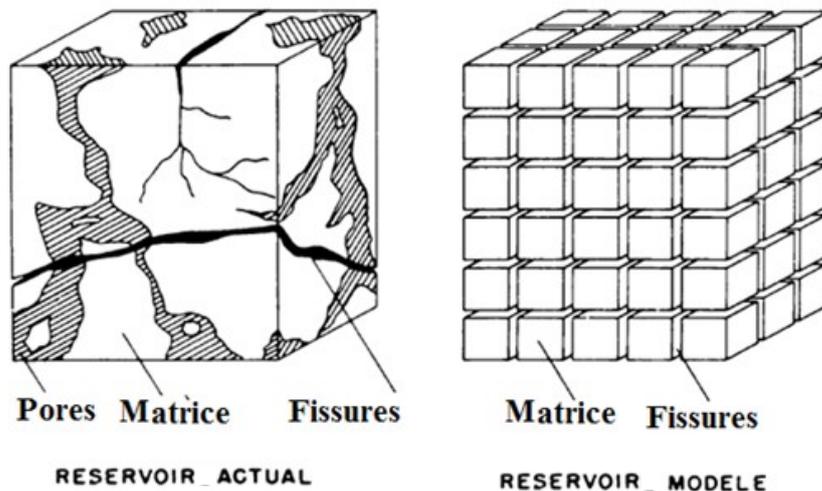


Fig.III.7 Modélisation d'un gisement naturellement fissuré

B) Succession des écoulements dans un réservoir fissuré :

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

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

C) Remarque importante :

Il arrive souvent que l'effet de capacité de puits masque les deux premiers écoulements. Dans ce cas, le test ne permet de déterminer ni λ , ni ω . Aucune caractérisation de la fissuration n'est possible (fig. III.8). [9]

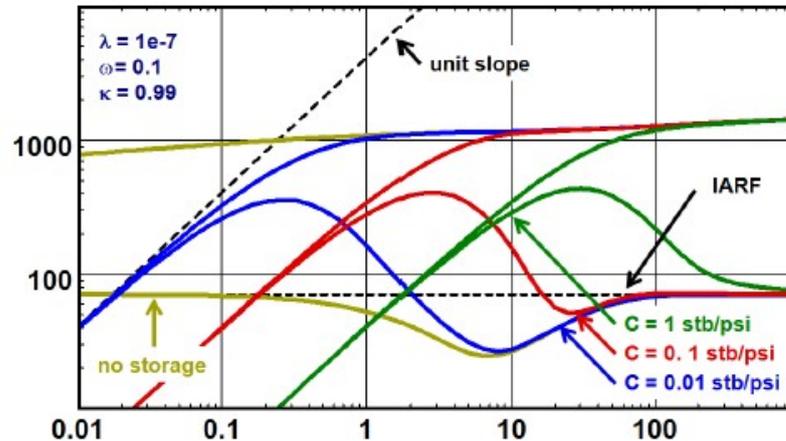


Fig. III.8 Effet de capacité

III.4.2 Les frontières du réservoir :

A) Une faille étanche :

La présence d'une faille se caractérise par le doublement de la pente de la droite semi-log. Le doublement de pente caractéristique de l'effet de la faille se traduit sur la dérivée par un doublement du niveau de la dérivée. Il passe de 0,5 à 1 sur un graphique sans dimension. (fig. III.9) [9]

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

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

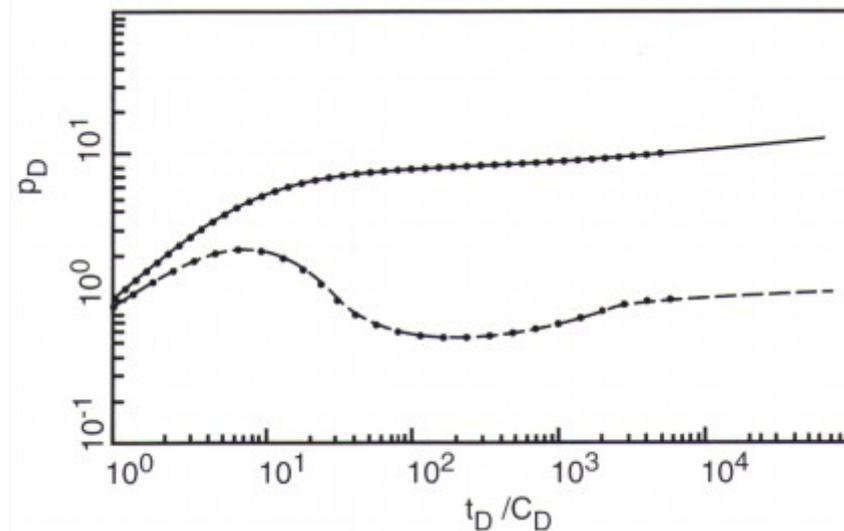


Fig. III.9 graphique sans dimension de faille étanche

B) Deux failles étanches parallèles (chenal) :

Le chenal est défini par sa largeur L et par la distance d du puits à l'un des bords. Lors d'un essai de puits à l'intérieur d'un chenal, la succession des écoulements est la suivante (fig. III.10 et fig. III.11) :

- **Écoulement radial circulaire tant qu'aucune limite n'est atteinte** : Cet écoulement traduit le comportement de réservoir infini habituel : droite semi-log et stabilisation de la dérivée à 0,5 si l'effet de capacité de puits se termine suffisamment tôt. Les résultats de ce écoulement sont : kh et $skin$
- **Premier bord du chenal (effet de faille)** : quand la zone compressible atteint le bord du chenal le plus proche, cette limite se manifeste de manière identique à la présence d'une faille en réservoir infini : doublement de pente de la droite semi-log, dérivée qui passe d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à 1.

Ceci n'est observé que si le puits est très excentré dans le chenal. Dans le cas contraire les deux bords sont atteints simultanément, aucun effet de faille ne se manifeste.

- **Le chenal** : quand la zone compressible atteint les deux bords du chenal, elle se développe linéairement, parallèlement aux bords du chenal.

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

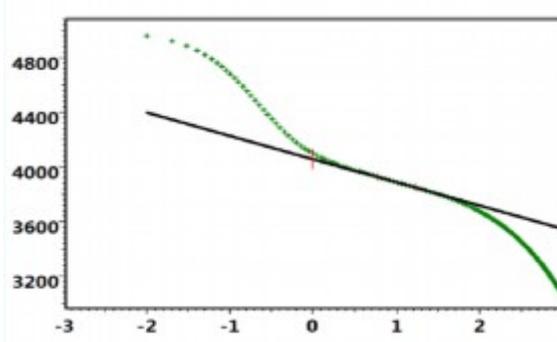


Fig. III.10Chenal. Plot semi-log

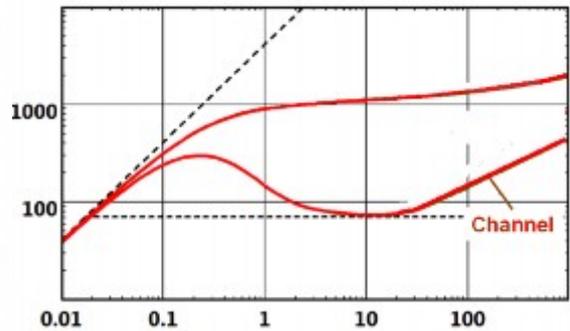


Fig.III.11Chenal. Plot dérivée

C) Deux failles étanches sécantes :

La présence de deux failles faisant entre elles un angle θ se manifeste par le passage d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à π/θ (θ en radians) sur la dérivée de la pression (fig. III.12). Quand l'angle est très petit, les deux failles peuvent être considérées comme quasiment parallèles : elles se comportent comme un chenal. La transition entre la stabilisation à 0,5 et celle à π/θ correspond à un écoulement quasiment linéaire avec croissance de la dérivée suivant une droite de pente 1/2 (fig. III.13). Les résultats de l'interprétation de ces écoulements sont : la distance entre le puits et les deux failles $L1$ et $L2$, ainsi que la distance entre le puits et l'intersection des deux failles.

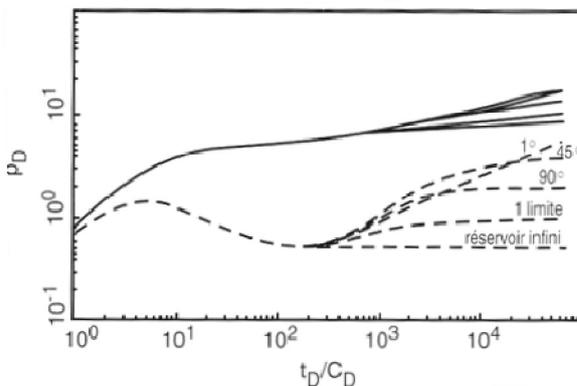


Fig. III.12Chenal. Plot semi-log

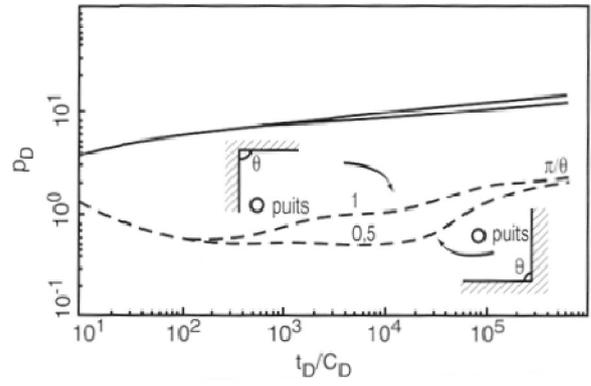


Fig.III.13Chenal. Plot dérivée

Chapitre IV : Partie calcul

IV.1 Présentation du champ de Hassi Messaoud :

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

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

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

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

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

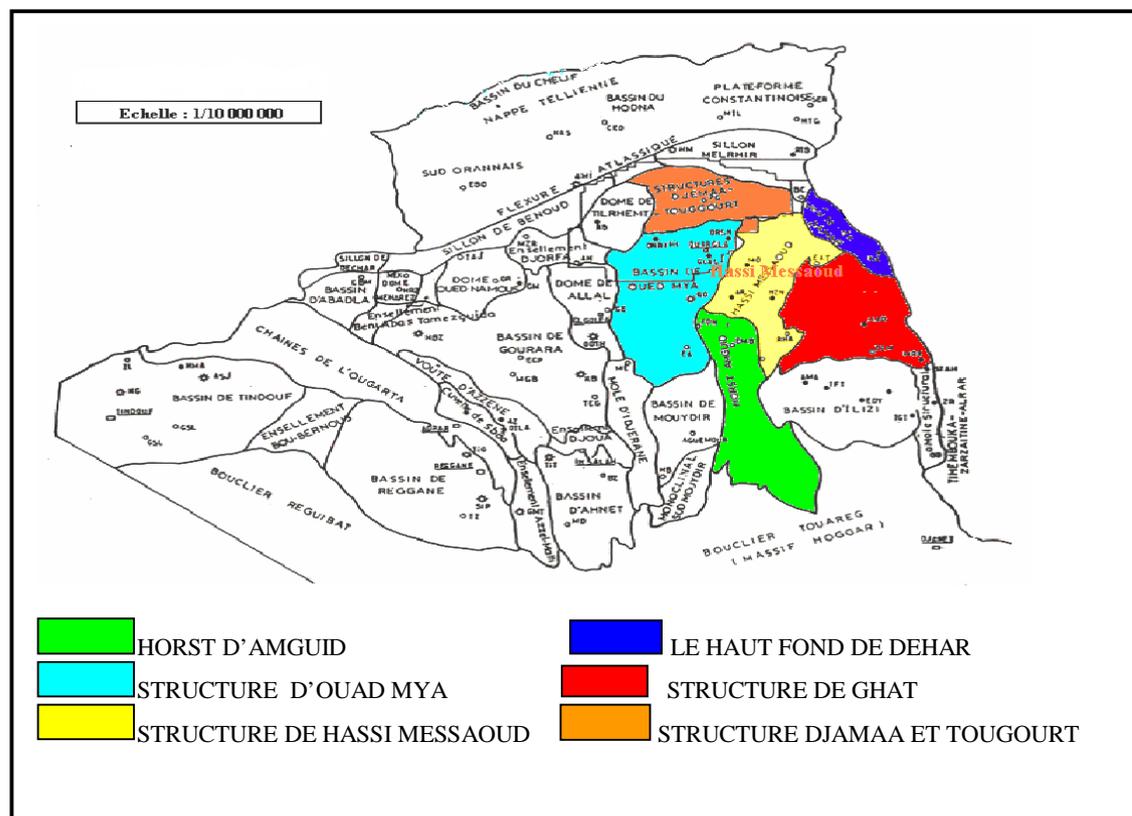


Fig. IV.1 Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud

IV.2 Objectif du travail

Le présent chapitre comprend l'interprétation des tests de remontée de pression (Build up) qui ont été réalisés dans quatre puits horizontaux au champ de Hassi Messouad, lequel : OMPZ82, OMPZ81, ONMZ201, et OMKZ56.

Ce travail a pour but de déterminer :

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

IV.3 Logiciel utilisé :

Au cours de ce travail on a utilisé le logiciel Saphir (KAPPA) pour l'interprétation du Build up.

La méthodologie de ce logiciel a toujours été basée sur la dérivée de Bourdet comme un outil principal de diagnostic; calage des données empiriques sur le modèle, en tenant compte de l'historique de la production détaillée.

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

IV.4 Interprétation de Build up de chaque puits :

IV.4.1 Puits OMPZ82 :

A) Les données du puits : tableau 1

h(m)	z (m)	Phi (%)	L (m)	Bo(m/stdm)	μ_o (cp)	Ct(cm ² /kg)
15,5	7,75	4,5	517	1,724	0,238	3,00E-04

B) Les données du test : tableau 2

On n'a pas l'historique de la production détaillée de ce puits, donc on a appliqué la méthode de temps production équivalent (équation II.9).

temps équivalent (h)	Q (m ³ /h)
17951,4	4,37
346,8	0

Ce graphe (fig. IV.2) représente l'historique de production et le Build up :

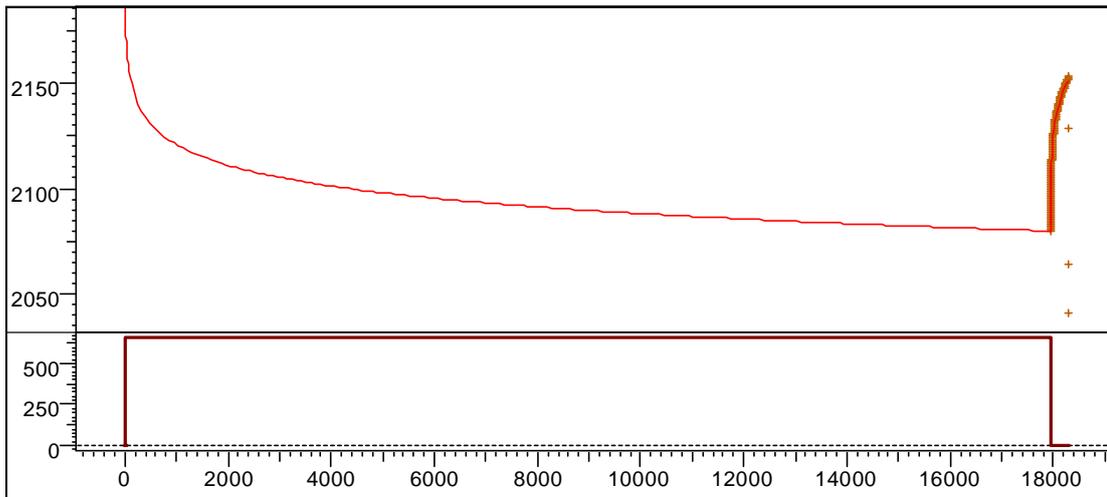


Fig. IV.2 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr))

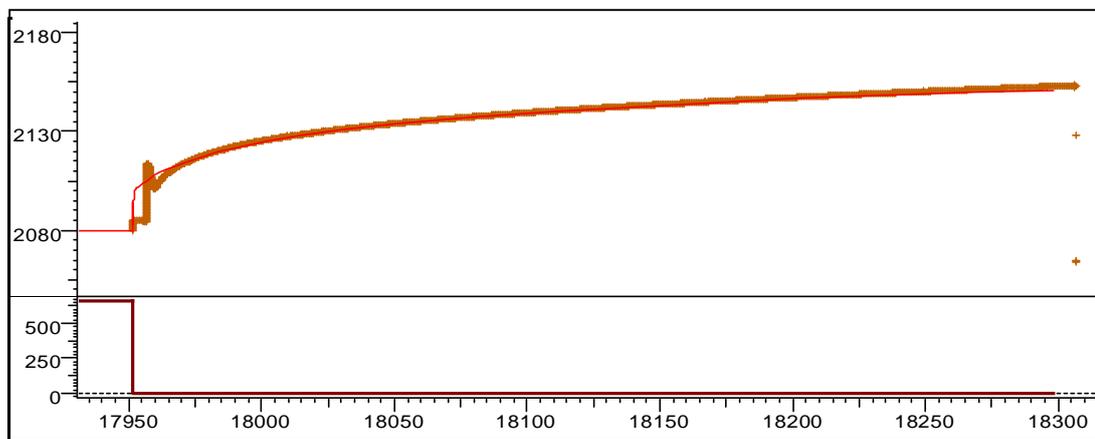


Fig. IV.3 Partie Build up (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr))

C) Diagnostic :

Ce graphe (fig. IV.4) représente la courbe dérivative, on peut le diviser en trois parties :

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

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

2- Deuxième partie : régime pseudo-radial circulaire.

3- Troisième partie : la variation de la pente de la dérivée dans cette zone est due à l'utilisation de temps équivalent de production (historique non exacte).

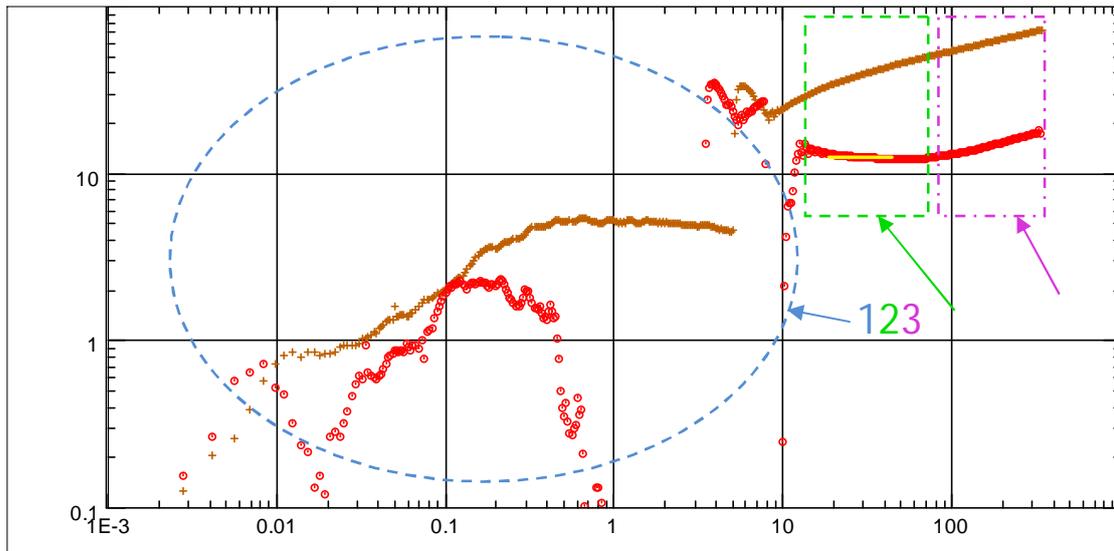


Fig. IV.4 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

D) Matching de modèle et résultats :

On a calé le modèle basant sur la deuxième partie (régime pseudo-radial) pour déterminer la perméabilité et le skin(fig. IV.5).

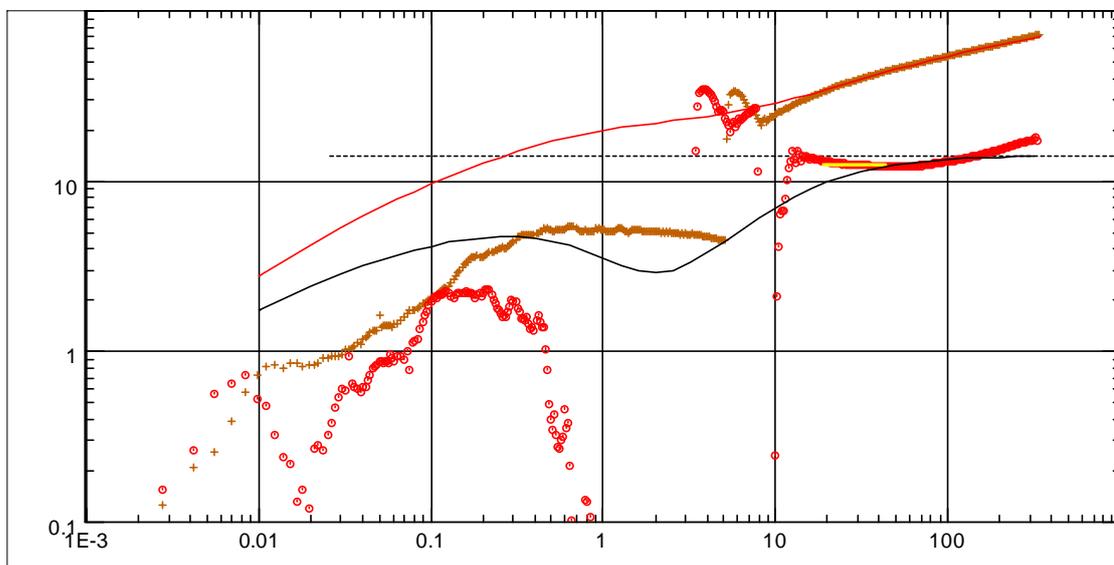


Fig. IV.5 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

Nous remarquons que la deuxième partie est bien calée sur le modèle, d'autre part les autres parties sont incalables et cela est aussi confirmé par le graphe semi-log (fig. IV.6).

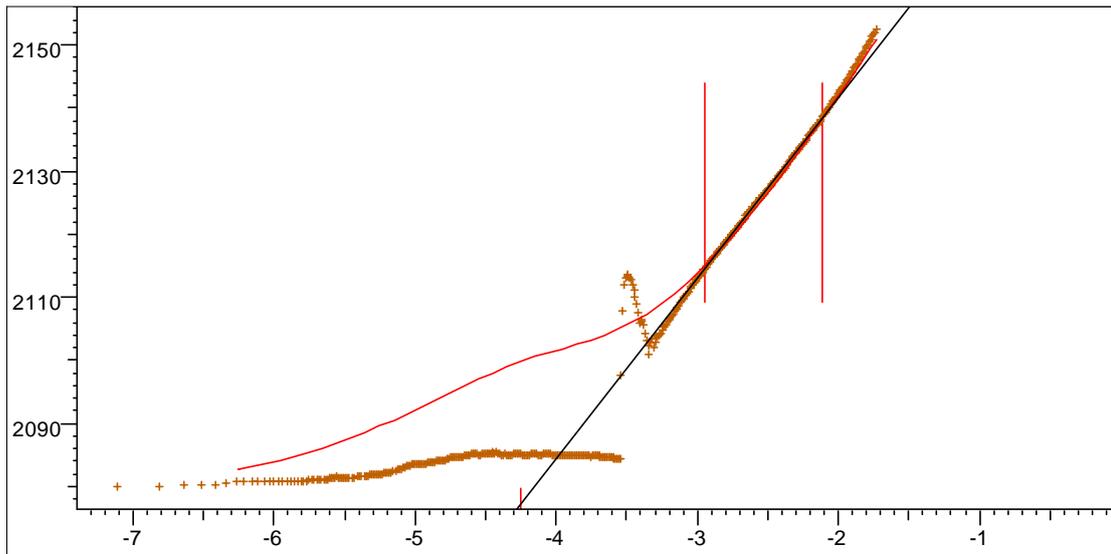


Fig. IV.6 Graphe Semi-Log dp (psi) vs temps de superposition

• **Résultats de l'interprétation :**

- Effet de capacité : varié (Changing Storage Hegeman).
- Modèle du réservoir double porosité PSS.
- Frontières du réservoir : réservoir infini
- $T_{Match} = 19.3 \text{ hr}^{-1}$, $P_{Match} = 0.0353 \text{ psia}^{-1}$
- $k.h, \text{ total} = 4429 \text{ md.m}$
- $k_{moyenne} = 26.5 \text{ md}$
- $P_i = 2206.99 \text{ psia}$
- $S_{kin} = -0.0297$
- $S_{kin \text{ géométrique}} = -6.65$
- $S_{kin \text{ total}} = -6.68$

IV.4.2 Puits OMPZ81 :

A) Les données du puits : tableau 3

h(m)	z (m)	Phi (%)	L (m)	Bo(m/stdm)	μ_o (cp)	Ct(cm ² /kg)
36	18	10	412	1,82	0,2	4,93E-04

B) Les données du test : tableau 4

temps équivalent (h)	Q (m ³ /h)
168843	4,92
44	0

D) Matching de modèle et résultats :

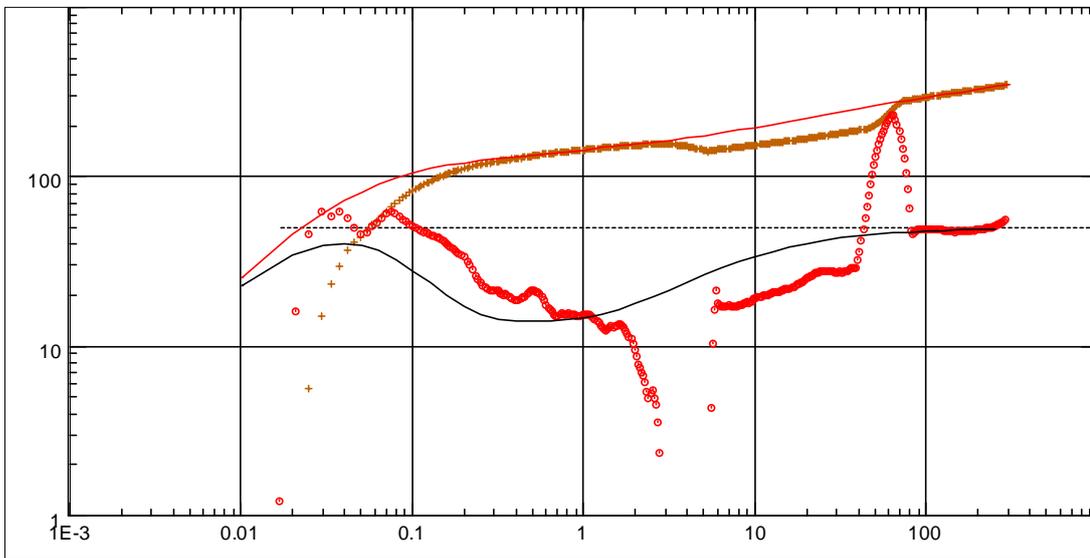


Fig. IV.7 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

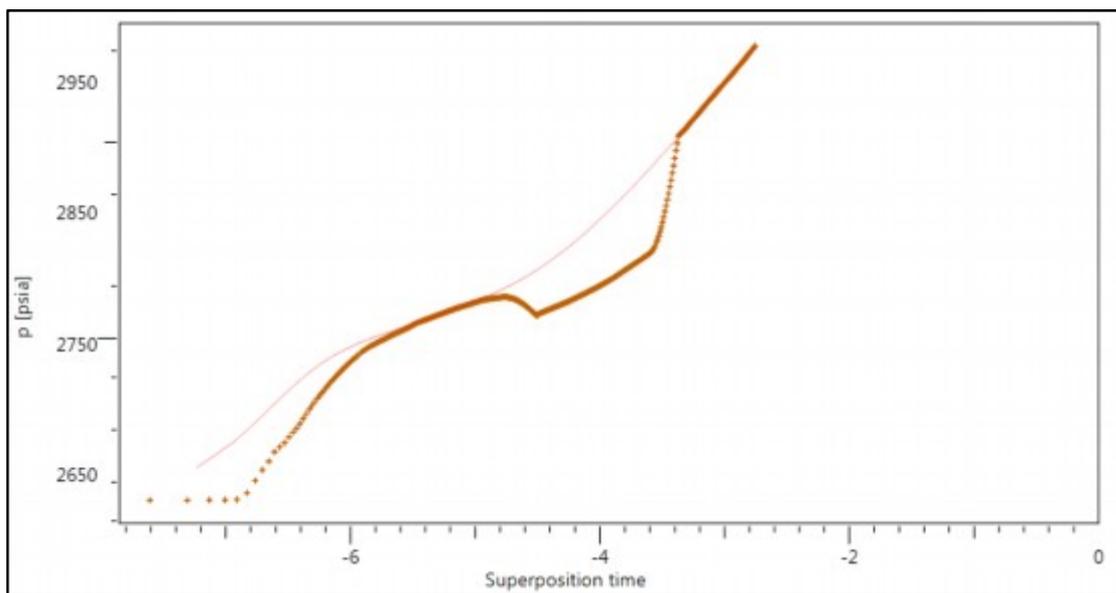


Fig. IV.8 Graphe Semi-Log dp (psi) vs temps de superposition

• **Résultats de l'interprétation :**

- Effet de capacité : varié (Changing Storage Hegeman).
- Modèle du réservoir double porosité PSS.
- Frontières du réservoir : réservoir infini
- $T_{Match} = 29.1 \text{ hr}^{-1}$, $P_{Match} = 0.00997 \text{ psia}^{-1}$
- $k.h, \text{ total} = 1250 \text{ md.m}$
- $k \text{ moyenne} = 3,22 \text{ md}$
- $P_i = 2290.5 \text{ psia}$
- $Skin = 0.963$, $Skin \text{ géométrique} = -5,7$, $Skin \text{ total} = -4.74$

IV.4.3 Puits ONMZ201 :

A) Les données du puits : tableau 5

h(m)	z (m)	Phi (%)	L (m)	Bo(m/stdm)	$\mu_o(\text{cp})$	Ct(cm ² /kg)
35	17,5	7	480	1,761	0,226	4,99E-04

B) Les données du test : tableau 6

temps équivalent (h)	Q (m ³ /h)
10789	8,01
97	0

D) Matching de modèle et résultats :

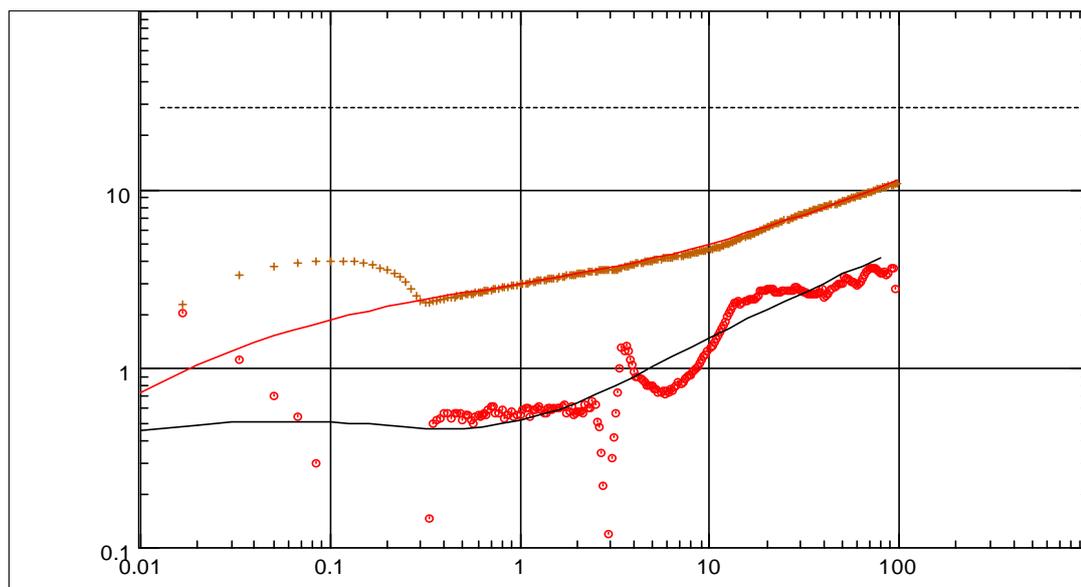


Fig. IV.9 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

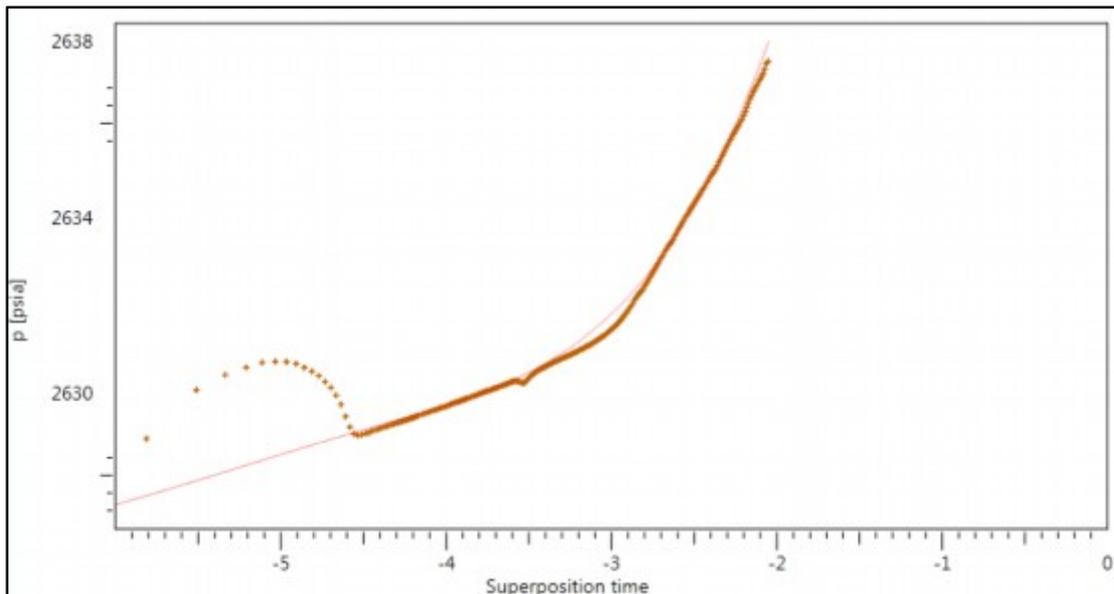


Fig. IV.10 Graphe Semi-Log dp (psi) vs Temps de superposition

• **Résultats de l'interprétation :**

- Effet de capacité : varié (Changing Storage Hegeman).
- Modèle du réservoir double porosité PSS.
- Frontières du réservoir : réservoir infini
- $T_{Match} = 38,8 \text{ hr}^{-1}$, $P_{Match} = 0.0175 \text{ psia}^{-1}$
- $k.h, \text{ total} = 1191 \text{ md.m}$
- $k \text{ moyenne} = 10,4 \text{ md}$
- $P_i = 2697.56 \text{ psia}$
- $Skin = -0.0348, Skin \text{ géométrique} = -8.81, Skin \text{ total} = -8.84$

IV.4.4 Puits OMKZ56 :

A) Les données du puits : tableau 7

h(m)	z (m)	Phi (%)	L (m)	Bo(m/stdm)	$\mu_o(\text{cp})$	$Ct(\text{cm}^2/\text{kg})$
25	8.64	7	613	1,529	0,309	2,695E-04

B) Les données du test : tableau 8

temps équivalent (h)	Q (m3/h)
8.558	10
36	0

Ce graphe (fig. IV.11) représente l'historique de production et le Build up :

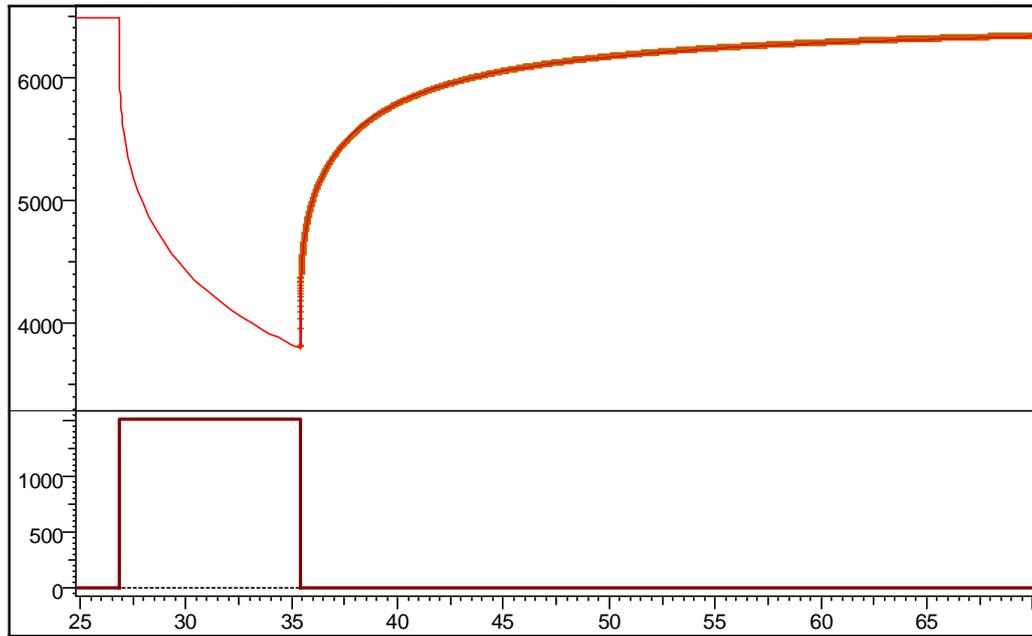


Fig. IV.11 Graphe historique (Pression (psia), Débit (stb/d) vs Temps (hr))

C) Diagnostic :

On peut le divisé la courbe dérivative en trois parties :

- 1- **Première partie** : premier radial vertical.
- 2- **Deuxième partie** : régime bilinéaire.
- 3- **Troisième partie** : régime pseudo-radial circulaire.

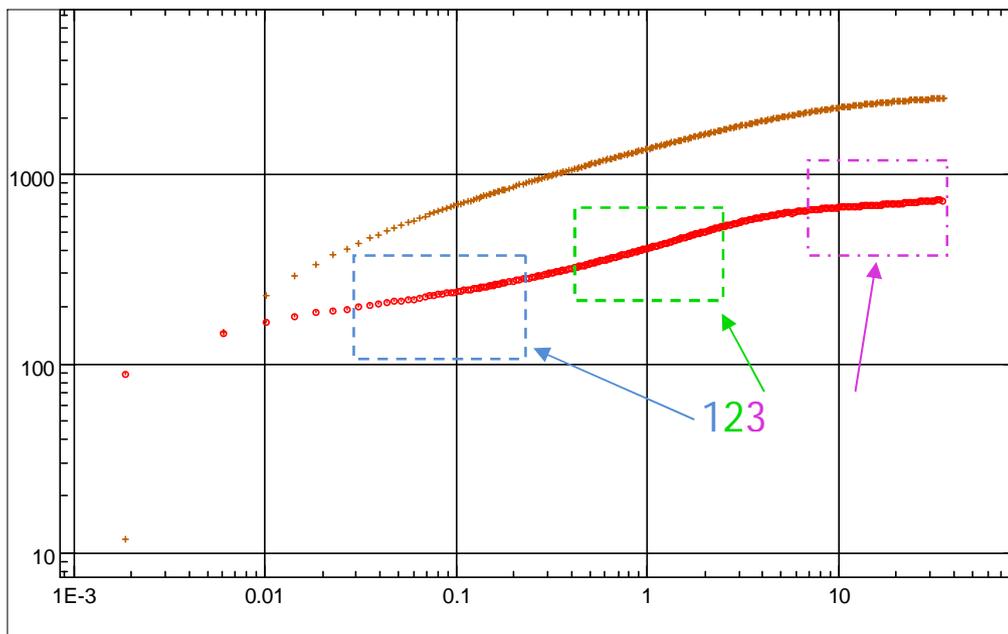


Fig. IV.12 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

D) Matching de modèle et résultats :

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

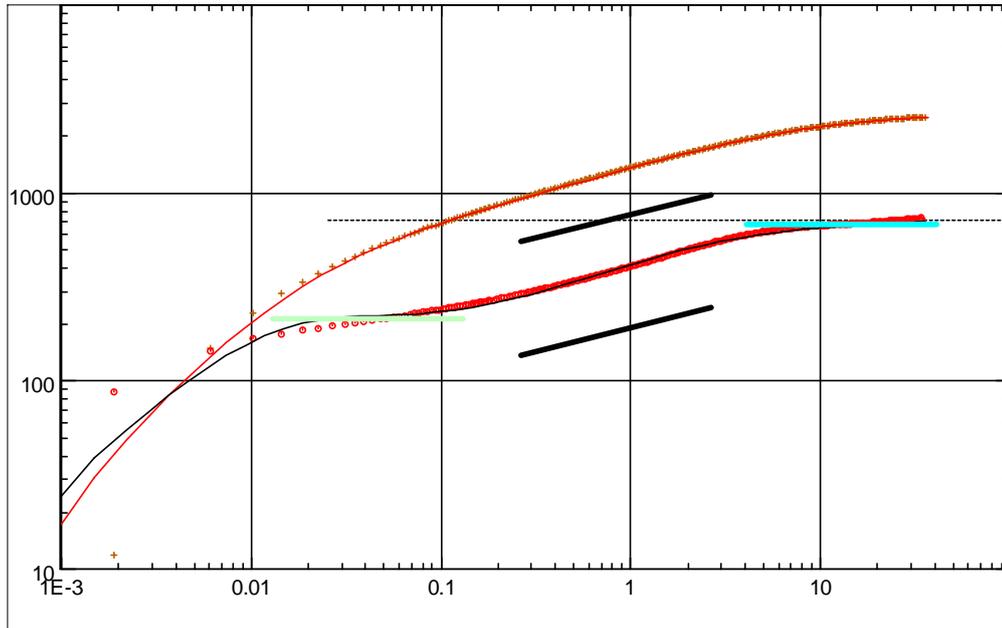


Fig. IV.13 Graphe Log-Log dp et dp' (psi) vs Temps (hr)

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

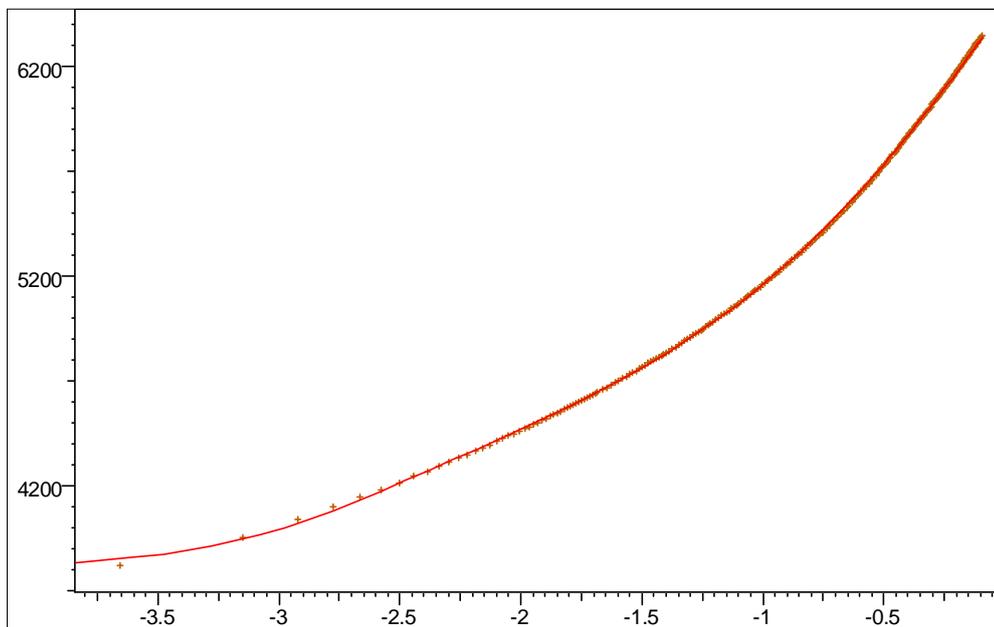


Fig. IV.14 Graphe Semi-Log p (psi) vs temps de superposition

- **Résultats de l'interprétation :**
 - Effet de capacité : constant.
 - Modèle du réservoir homogène.
 - Frontières du réservoir : réservoir infini
 - $T_{Match} = 20.3 \text{ hr}^{-1}$, $P_{Match} = 6.92E-4 \text{ psia}^{-1}$
 - $k.h, \text{ total} = 21.2 \text{ md.m}$
 - $k \text{ moyenne} = 0.849 \text{ md}$
 - $kz/kr = 8.063$
 - $P_i = 6489 \text{ psia}$
 - $S_{kin} = 0.13$
 - $S_{kin} \text{ géométrique} = -5.5$
 - $S_{kin} \text{ total} = -5.37$

Conclusion et recommandations

Conclusion :

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

Le problème que nous avons intercepté lors de l'interprétation est que l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides après la fermeture en surface masquent les régimes d'écoulement qui caractérisent les puits horizontaux.

L'empreinte de la double porosité des réservoirs fissurés peut être aussi masquée par les deux causes précédentes. Tandis que ces régimes ont été observés clairement dans le dernier test DST où la fermeture a été faite au fond, mais le réservoir dans ce test agit comme un réservoir homogène.

La longue durée de test nous permet d'observer l'écoulement pseudo-radial et de déterminer les perméabilités horizontales et les facteurs d'endommagement, notant que ce dernier est toujours négatif ce qui diminue les pertes de charge. Les perméabilités trouvées sont très écartées à cause de l'hétérogénéité du réservoir.

Les limites du réservoir ne sont pas atteintes au cours de test parce que le régime pseudo-permanent n'a été pas observé, donc le réservoir est considéré infini.

Recommandations :

Après l'étude des essais de puits dans les puits horizontaux de champ de Hassi Messouad, nous recommandons :

- Diminuer l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides avec l'exécution des fermetures au fond en utilisant des outils de test de fond (actuateur de test).
- L'utilisation des modèles numériques pour l'interprétation des essais de puits dans les réservoirs hétérogènes peut aboutir à obtenir des résultats plus correctes.
- L'intensification des opérations de mesure de débits pour que nous ayons un historique exacte et exploitable dans l'interprétation.

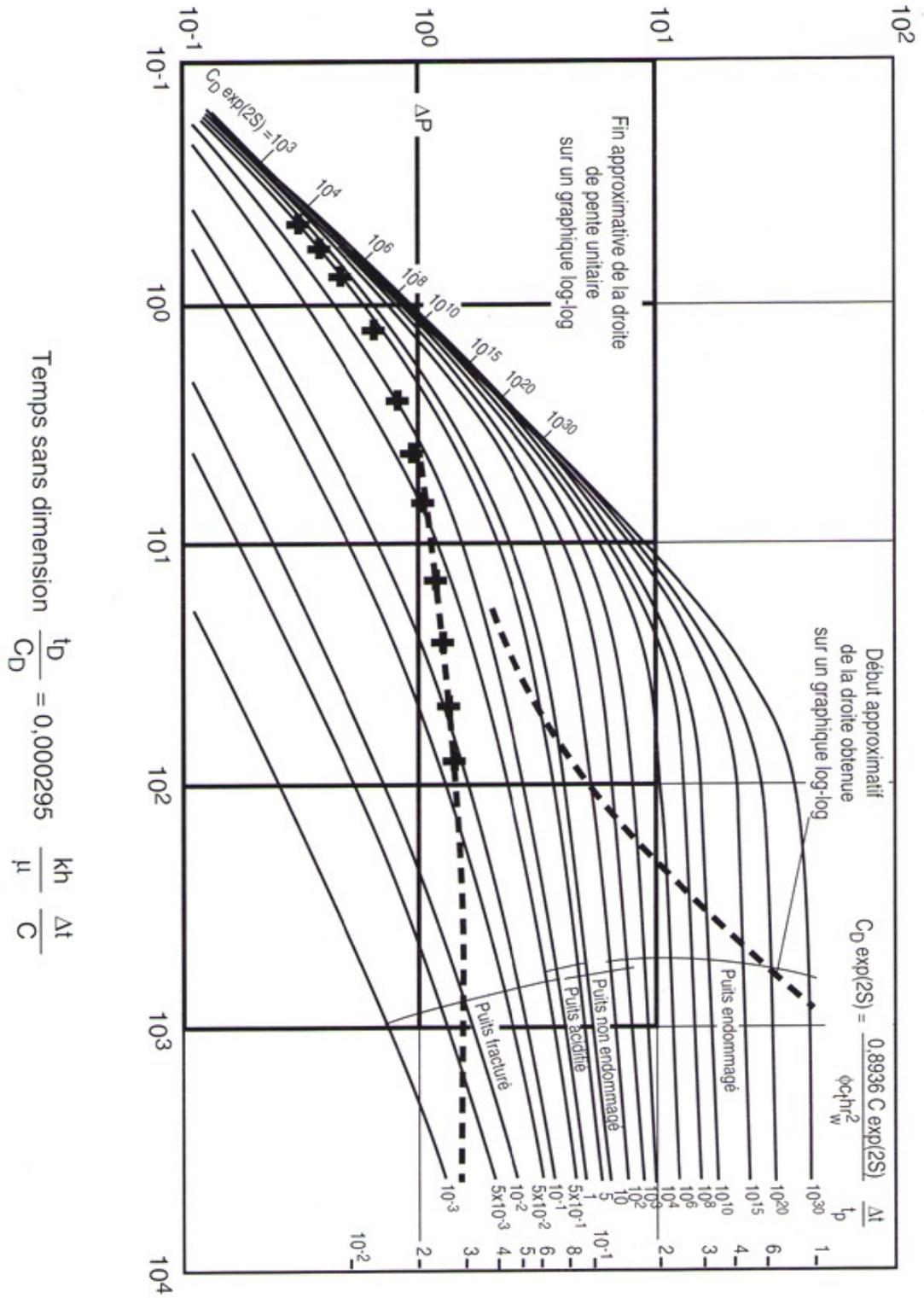
Bibliographie

Bibliographie :

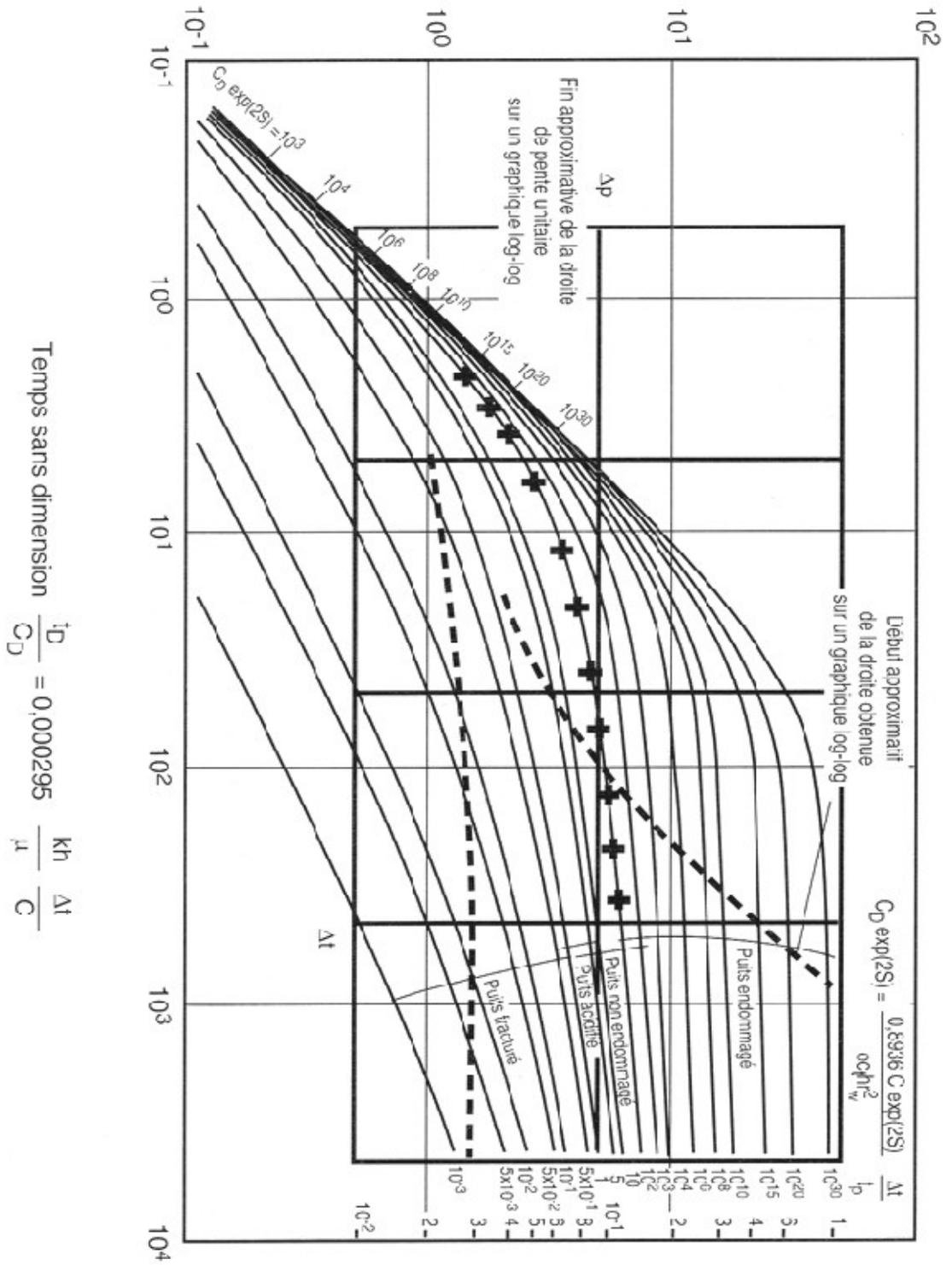
- Advanced Well Test Analysis
Djabbar Tiab
SHLUMBERGER 2014 ALGERIA [1]
- Essais de puits : methods d'interprétation
G.BOURDAROT
EDITION TECHNIP PARIS 1996 , ISBN 2-7108-0697-5 [2]
- Handbook of Petroleum Exploration and Production v3
Well test analysis: The use of advanced interpretation models
aut: Dominique Bourdet Ed: Elsevier 2002, ISBN: 0-444-50968-2 [3]
- HORIZONTAL WELL TECNOLOGY
Aut: Joshi S.D
Ed: Pennwell publishing company, ISBN : 0-87814-350-5 [4]
- Horizontal well
Dr. John P. Spivey
Phoenix reservoir engineering, 2006 [5]
- Interpretation des essais de puits les méthodes nouvelles
F.DAVIAU
EDITION TECHNIP PARIS 1986 , ISBN 2-7108-0510-5 [6]
- Nouvelle approche des essais de puits en puits horizontaux
Q-Lara
Thèse de doctorat : université de Paris VI 1994 [7]
- Well testing interpretation by the Tiab's direct synthesis technique
By D.Tiab May 2008 [8]
- Well Test Interpretation
SCHLUMBERGER 07-WT-130 2008 [9]

Annexes

$$\text{Pression sans dimension } p_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta p$$

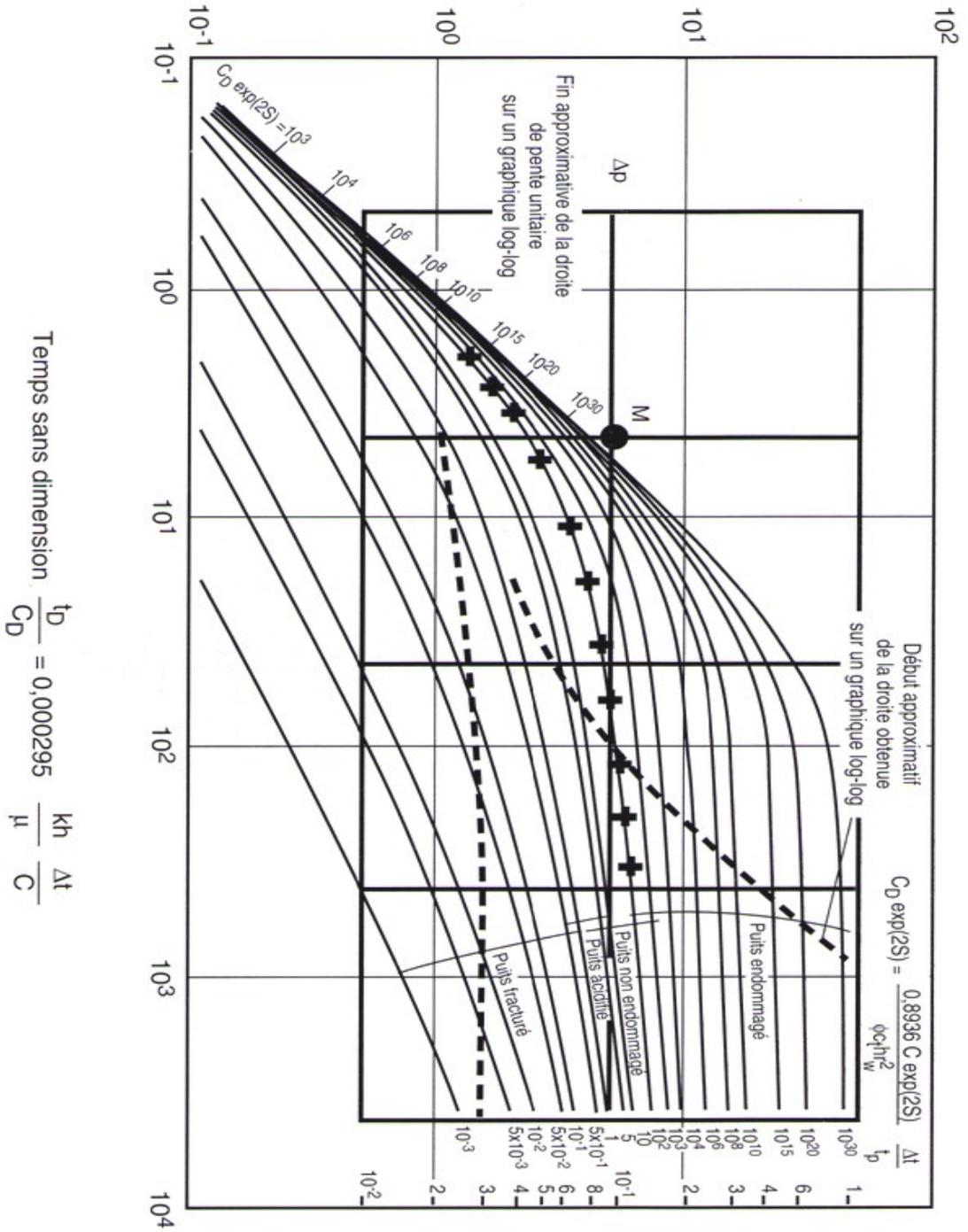


$$\text{Pression sans dimension } p_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta p$$



Annexe 2

$$\text{Pression sans dimension } p_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta p$$



Annexe 3

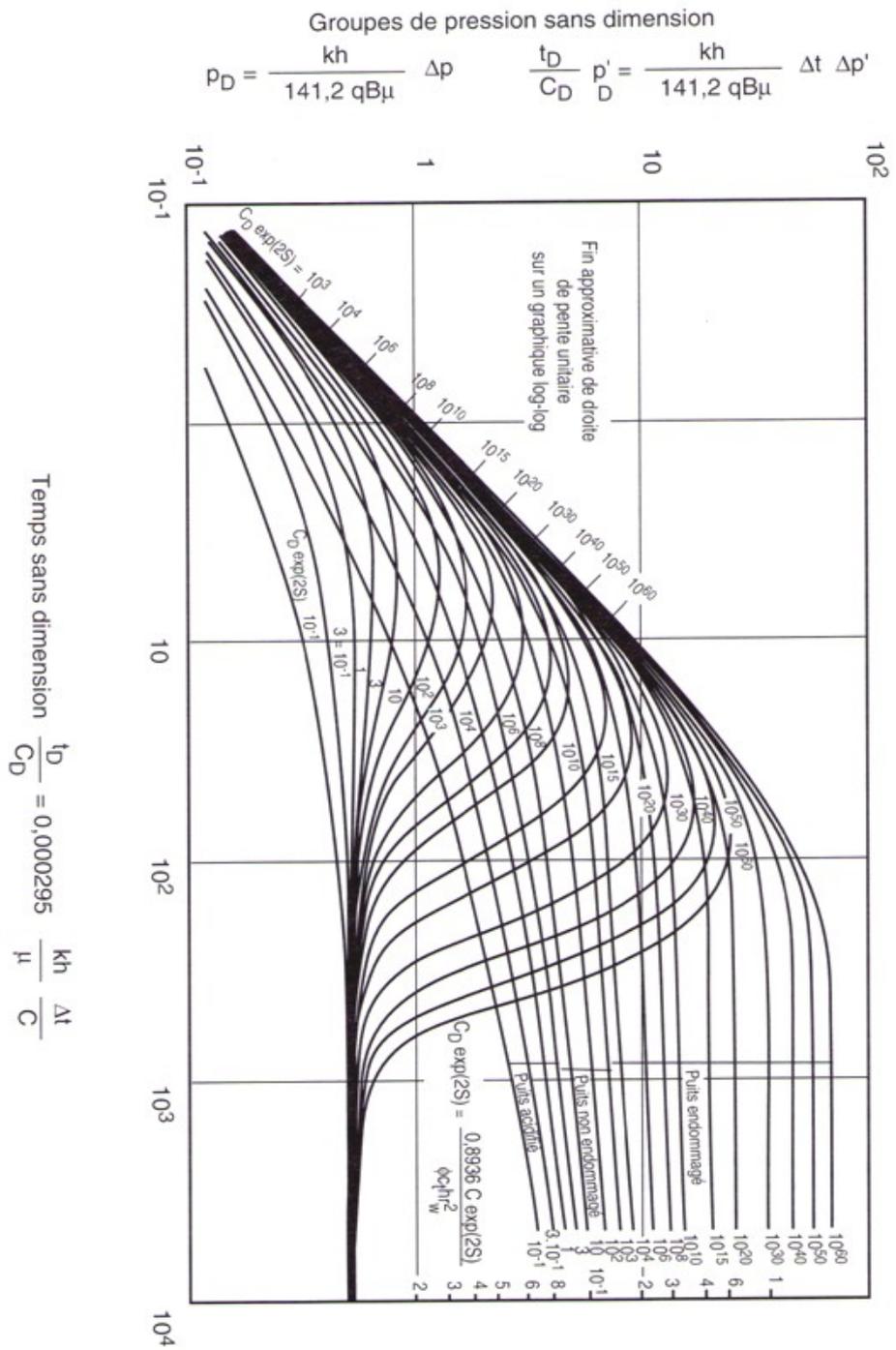


Fig. 6.2 Courbes types pour un puits avec capacité de puits et skin
(comportement de réservoir homogène infini)

Groupes de pression sans dimension

$$P_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta p \quad \frac{t_D}{C_D} P'_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta t \Delta p'$$

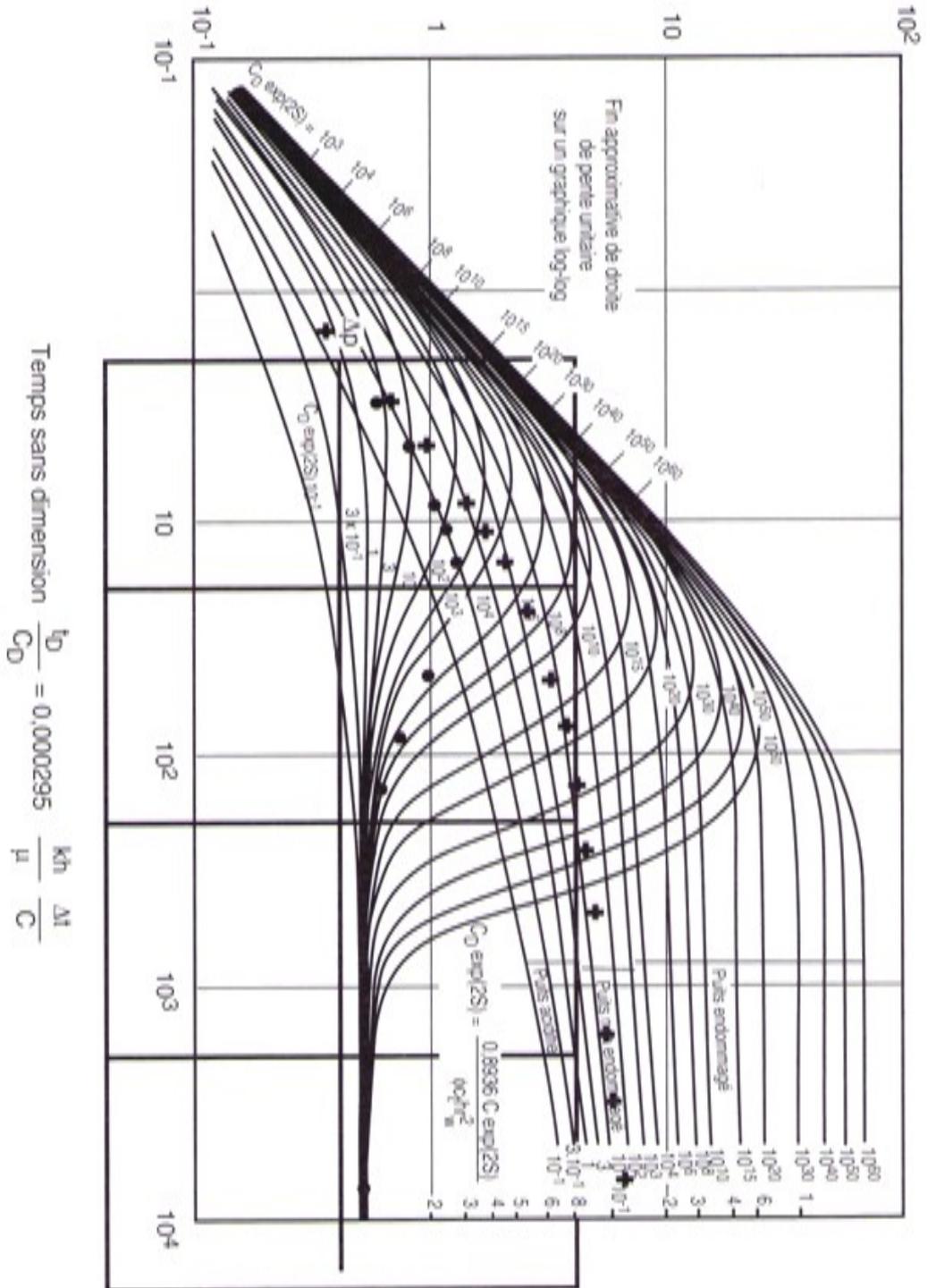
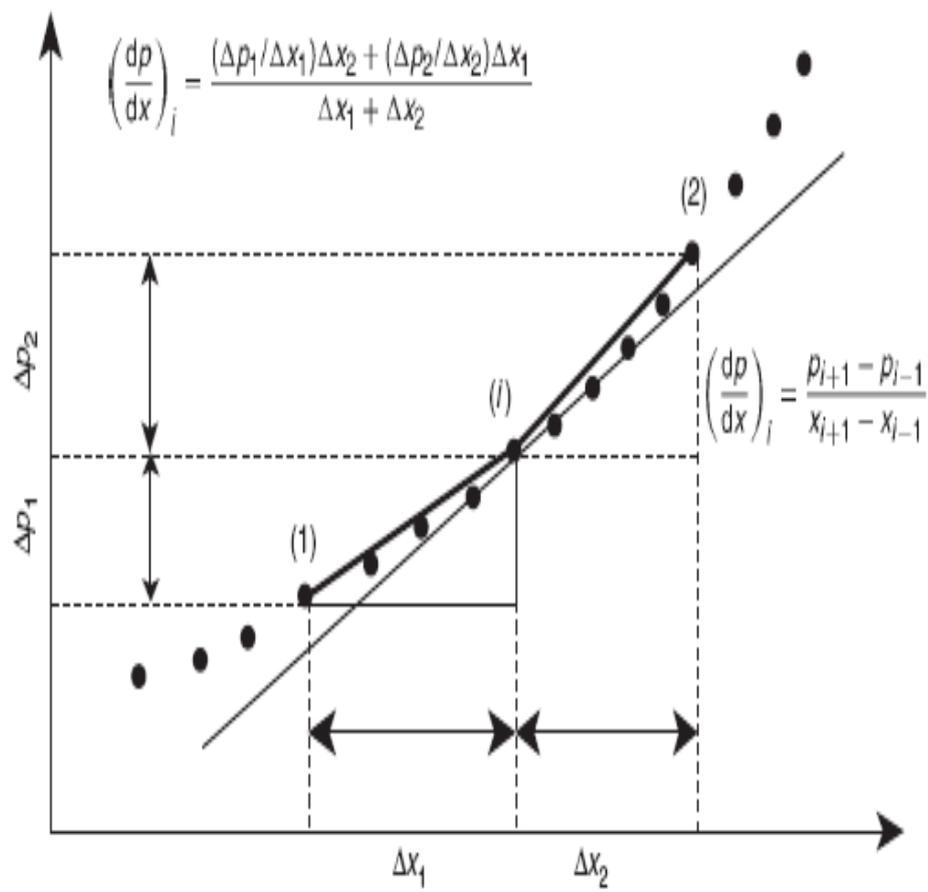
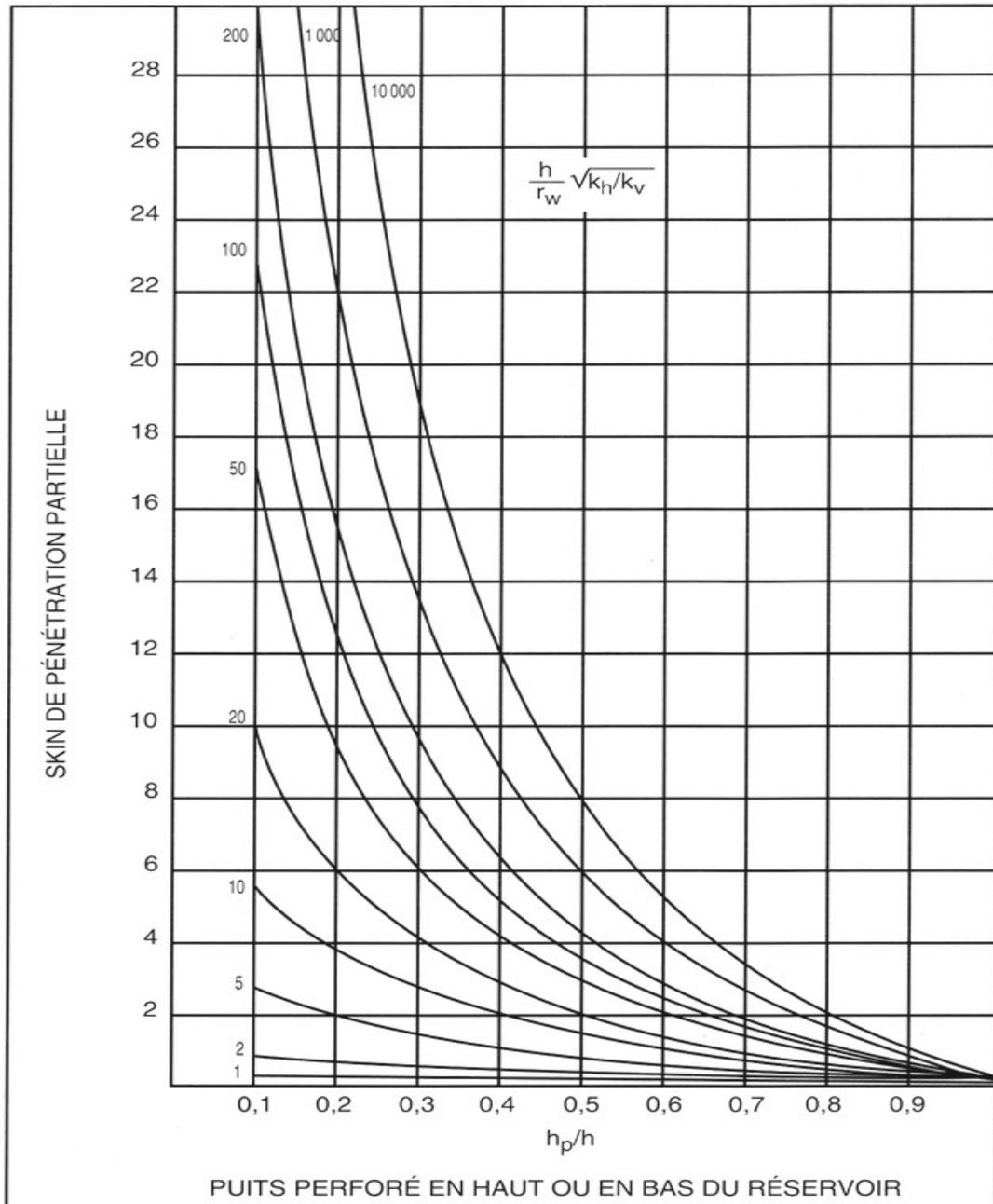


Fig. 6.3b Calage vertical.

Courbes types pour un puits avec capacité de puits et skin (comportement de réservoir homogène infini)





Résumé

L'interprétation de ce test permet de déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (perméabilité et le facteur d'endommagement) ainsi que leur pression statique ou moyenne et permet déterminer éventuellement les modèles du puits, réservoir et frontières.

L'objectif principal de cette étude est d'appliquer l'une de des techniques des essais de puits, le test remonte de pression (build up) sur les puits horizontaux au champ de Hassi Messaoud par l'utilisation de logiciel SAPHIR KAPPA.

Au cours de notre étude on à constaté que l'interprétation des essais de puits horizontaux est très compliquée et ça revient à la présence de plusieurs régimes d'écoulements différents, notons que ces derniers peuvent être masqués par l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides dans le cas de fermeture en surface. Ainsi on à constaté le problème de l'historique des puits n'est pas exacte.

Pour remédier les problèmes précédentes on a proposé quelque solutions :

La diminution de l'effet de capacité par la fermeture de puits au fond au lieu la fermeture en surface et la précision des opérations de mesure de débit.

Abstract

The interpretation of this test determines petrophysics reservoir parameters (permeability and damage factor) and their static or medium pressure and allows eventually determine the model of the well, reservoir and borders.

The main objective of this study is to apply the techniques of a well test, the test back pressure (build up) on horizontal wells in Hassi Messaoud field by using SAPHIR KAPPA software.

In our study we found that in the interpretation of horizontal well testing is very complicated and it comes back to the presence of several different flow regimes, note that these can be masked by the wellbore storage and the phenomenon separation of the fluids in the case of surface fastener. Thus we found to the problem of history well is not accurate.

To overcome the above problems some solutions have been proposed:

The decrease in wellbore storage by the manhole covers at the bottom instead the closure surface and the accuracy of the flow rate measuring operations.