

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production**

Réalisé Par :

**Chebaiki Mohamed Rafik, Moati Seif Eddine**

-THÈME-

---

**Well Testing: Analyse des phénomènes des  
pseudo-skins dans le Flanc Est de Haoud  
Berkaoui(HBK)**

---

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :

Rapporteur : Mr. Chetti Djemal Eddine

Docteur

Univ. Ouargla

Examineurs :

# *Dédicaces*

*À ceux qui nous ont donné la vie, symbole de beauté et de fierté, de sagesse et de patience, à qui nous devons de l'amour et de la reconnaissance. À ceux qui attendent notre réussite avec impatience. notre très chers parents qui n'ont jamais cessé de nous soutenir et de nous encourager, recevez notre parfaite*

*reconnaissance pour tous les efforts consentis pour notre éducation.*

*À nos frères et sœur*

*À nos cher(e)s ami(e)s, notre support et notre force c'est bien vous*

## REMERCIEMENTS

*« Rien ne va de soi, rien n'est donné, tout est construit »*

*En premier lieu, nous tenons à remercier Dieu le Tout Puissant de nous avoir donné la force et la connaissance pour accomplir une action qui lui plaise.*

*Nous exprimons nos précieux remerciements à notre encadreur Mr chetti Djemel Eddine de nous avoir défini et orienté le sujet ainsi pour leur aide le long de ces cinq ans.*

*Mes remerciements aussi à tous les enseignants du département Forage- Production, et notamment le doyen de la faculté Dr DOBI ABD EL MADJID qui m'ont accompagné tout le long de cette formation.*

*Nous remercions vivement Mr chetti pour une autre fois pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant d'évaluer notre travail.*

*Nos derniers remerciements ne sont pas les  
moindres, vont à tous ceux qui ont contribué de près  
ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

## *Résumé*

Dans tous les programmes du développement du réservoir, plusieurs paramètres prennent en considération l'index de productivité du puits comme une référence de base. Parmi les facteurs qui influent directement sur l'index de productivité ou d'injectivité du puits l'effet du skin.

L'essai de puits est parmi les meilleurs outils permettant de déterminer les différents renseignements sur le réservoir et le puits, skin global, la capacité du puits, la perméabilité, les limites du réservoir, le rayon d'investigation....etc.

Plusieurs études confirment que l'effet de skin total est la résultante de plusieurs skins de différentes origines (les pseudo-skins).

Le présent travail a porté sur l'Analyse des phénomènes des Pseudo-skin dans le Flanc-Est de Houd Berkaoui, Pour atteindre l'objectif souhaité sept(07) puits ont été sélectionnés, l'interprétation a été faite par le logiciel SAPHIR afin de déterminer le Skin total et autres paramètres, en outre, les différents Pseudo-Skins ont été calculer par plusieurs formules approximativement basées sur les suppositions théoriques, la combinaison entre deux résultats a permis d'estimer le Skin d'endommagement.

A la fin, on a proposé des recommandations pour éviter certaines problèmes, réduire l'endommagement et maintenir les puits dans les meilleurs conditions de performance .

**Mots Clés :**Well test, Skin, Pseudo-skin

# Table des Matières

Table des Matières	
Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des annexes	
<b>Introduction Générale</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 :Présentation du Champs HBK</b> .....	<b>2</b>
1.1 Présentation de la région .....	2
1.2 Situation géographique.....	2
1.3 Historique de la région .....	3
1.4 Stratigraphie de la région et environnement de dépôt du réservoir .....	6
1.4.1 La Série Inférieure .....	9
1.4.2 La Série Intermédiaire (roche éruptive : RU) .....	9
1.4.3 Le Trias T1 .....	9
1.4.4 Le Trias T2 .....	9
1.5 Les caractéristiques initiales du réservoir .....	9
1.6 Propriétés des fluides de gisement .....	10
1.7 Prévisions du forage.....	11
1.8 Les problèmes techniques d'exploitation .....	12
<b>Chapitre 2 :Généralités sur La Théorie de well test</b> .....	<b>14</b>
Introduction.....	14
2.1 But des essais de puits.....	14
2.2 Types de well test.....	15
2.2.1 Test en debit (Draw-down test).....	15
2.2.2 Test de remonté de pression (Build-up test) .....	16
2.2.3 Fall off test.....	17
2.2.4 Test d'injectivité .....	17
2.2.5 Test d'interférence .....	17
2.2.6 Autres tests .....	18
2.3 Equations fondamentales .....	18
2.3.1 Types de fluides.....	19
2.3.2 Régimes d'écoulement .....	20
2.3.3 La géométrie de l'écoulement dans le réservoir .....	21
2.3.4 Equation de diffusivité.....	23
2.3.5 Résolution de L'équation de diffusivité.....	26
2.4 Notion de la zone Compressible et du Rayon d'Investigation .....	28
2.4.1 Zone Compressible .....	28
2.4.2 Rayon d'Investigation.....	28

2.5 Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage).....	29
2.5.1 Puits Eruptif.....	30
2.5.2 Puits en pompage.....	30
2.5.3 Evolution de la pression.....	31
2.5.4 Débit au fond.....	31
2.5.5 Fin de l'effet de capacité de puits.....	31
<b>Chapitre 3 :Le Skin et les Pseudo-Skins.....</b>	<b>32</b>
Introduction.....	32
3.1 Skin d'endommagement.....	32
3.1.1 Skin infinitésimal.....	32
3.1.2 Skin d'épaisseur finie.....	33
3.1.3 Rayon effectif.....	33
3.2 Type d'endommagement dans HBK.....	34
3.2.1 Endommagement dus aux fluides de complétion et de work-over.....	34
3.2.2 Endommagement engendrés par la production.....	34
3.3 les différentes origines de pseudo-skin.....	35
3.3.1 Skin de perforation.....	35
3.3.2 Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation).....	37
3.3.3 Skin de pénétration partielle.....	39
3.3.4 Skin dû à la fracturation hydraulique.....	41
3.3.5 Skin d'un puits horizontal.....	44
3.3.6 Skin produit par un réservoir double porosité.....	46
3.3.7 Skin d'injection (variation de mobilité).....	47
3.3.8 Skin du multicouches communicantes.....	48
3.3.9 Skin dû à l'écoulement multiphasique.....	51
3.3.10 Skin produit par l'anisotropie de perméabilité $S_{ani}$ .....	53
3.3.11 Skin dû à l'écart de loi de darcy:(effet de turbulence pour les puits à gaz).....	54
3.3.12 Skin géologique.....	54
<b>Chapitre 4 :Interprétation et Analyse des Résultats.....</b>	<b>55</b>
Introduction.....	55
4.1 Description et utilisation du logiciel Saphir.....	55
4.2 Résultats d'Interprétation des essais de puits.....	57
4.3 Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins.....	70
4.4 Calcul du Skin d'endommagement.....	73
4.5 Analyse des résultats obtenus.....	74
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>83</b>
<b>Recommandations.....</b>	<b>84</b>
<b>Bibliographies.....</b>	<b>85</b>
<b>Annexes A :les cartes du champs HBK.....</b>	<b>86</b>
<b>Annexes B :les Résultats de Jaugeage par séparateur des puits.....</b>	<b>88</b>
<b>Annexes C :les données des PFS et PFD des puits.....</b>	<b>90</b>
<b>Annexes D :Les données de PLT des puits.....</b>	<b>94</b>

## *Liste des abréviations*

A : surface	$r_m$ : Taille des blocs matriciels
B : Facture de volume d'huile	$r_i$ : rayon d'investigation
C : la capacité du puits(Wellbore storage)	$r_w$ : rayon du puits
$C_g$ : compressibilité de gaz	$r_s$ : rayon d'endommagement
$C_o$ : compressibilité d'huile	$r'_w$ : rayon du puits effectif
$C_w$ : compressibilité de l'eau	$r$ : rayon
$C_f$ : compressibilité de formation	$r_{perf}$ : rayon des perfos
$C_t$ : compressibilité totale	$L_{perf}$ : longueur des perfos
D : Turbulent flow coefficient	$h_{perf}$ : la distance entre les perfos
e : fonction exponentielle (2.7182)	$\varphi$ : angle entre les perfos
$h_w$ : épaisseur perforé	$\theta$ : angle entre $k_{max}$ et $k_{min}$
h : épaisseur	$X_f$ : longueur de la fracture
IP : indice de productivité	q : débit en surface
k : perméabilité	$q_f$ : débit au fond
$k_s$ : perméabilité de la zone endommagé	$S_o$ : saturation d'huile
$k_d$ : perméabilité du skin de matrice	$S_w$ : saturation de l'eau
$k_f$ : perméabilité d'une facture ou d'une fissure	$S_g$ : saturation de gaz
$k_H$ : perméabilité horizontale	S : coefficient de skin
$K_v$ : perméabilité verticale	$S_{ani}$ : skin d'anisotropie de perméabilité
$K_v$ : perméabilité verticale entre deux couche	$S'$ : skin dû à l'écart de darcy
L : distance ou longueur d'un drain horizontal	$S_f$ : skin dû à la fracturation hydraulique
m : pente d'une ligne droite (semi-log ou autre)	$S_{dp}$ : skin double porosité
M : rapport des mobilités (zone interne/zone externe)	$S_g$ : skin géométrique
n : nombre de direction de plan des fissures ou coefficient de turbulence	$S_L$ : skin dû à multicouches communicants
p : pression	$S_m$ : skin de matrice
$P_i$ : pression initiale	$S_m$ : skin multiphasique
$P_{wf}$ : pression dans le fond du puits	$S_p$ : skin de perforation
t : le temps	$S_H$ : skin de l'effet de plan
$\phi$ : la porosité	$S_v$ : skin de l'effet de convergence verticale
$\mu$ : la viscosité cinématique	$S_{wb}$ : skin de l'effet de wellbore
$\omega$ : capacité des fissures	$S_{pp}$ : skin de pénétration partielle
$\kappa$ : le contraste de la transmissivité entre deux couches	$S_{rc}$ : skin de variation de mobilité
$\lambda$ : coefficient d'échange entre deux couches	$S_t$ : skin total
	Z : facteur de compressibilité



---

## *Liste des tableaux*

---

Table 1.1 :Caractéristiques initiales du réservoir .....	9
Table 3.1 : Constantes pour le calcul du Skin de perforation.....	37
Table 4.1 : les données de bases des puits sélectionnés .....	57
Table 4.2 : Pseudo-Skin de perforation .....	70
Table 4.3 : Pseudo-Skin de pénétration partielle.....	71
Table 4.4 : Pseudo-Skin de multiphasique .....	71
Table 4.5 : Pseudo-Skin de fracturation hydraulique .....	72
Table 4.6 : Pseudo-Skin dû à la différentes mobilité (injection) .....	72
Table 4.7 : Pseudo-Skin d'un réservoir fissuré (double porosité) .....	72
Table 4.8 : Pseudo-Skin de multicouche(cas d'une bicouche).....	72
Table 4.9 :skins total et d'endommagement et les pseudo-skins.....	73

## *Liste des figures*

Figure 1-1 : Situation de gisements de la région de HAOUUD BERKAOUI.....	3
Figure 1-2 : Les Champ De La Région de Haoud-Berkaoui .....	6
Figure 1-3 : Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.....	7
Figure 1-4 : Log composite du réservoir .....	8
Figure 2-1 : Séquence d'un test en débit.....	16
Figure 2-2 : Séquence d'un test de remonté de pression.....	16
Figure 2-3 : Test d'Interférence entre deux puits .....	18
Figure 2-4 : Écoulement radial circulaire .....	22
Figure 2-5 : Écoulement linéaire .....	22
Figure 2-6 : Ecoulement sphérique et hémisphérique.....	23
Figure 2-7 : Représentation de la loi de Darcy .....	24
Figure 2-8 : les différentes régimes d'écoulement.....	26
Figure 3-1 : Profil des pressions dans la formation .....	32
Figure 3-2 : Skin d'épaisseur finie.....	33
Figure 3-3 : Skin Rayon effectif .....	34
Figure 3-4 : skin de perforation .....	35
Figure 3-5 : skin d'inclinaison.....	38
Figure 3-6 : Venue des fluides indésirable .....	39
Figure 3-7 : la hauteur utile effective .....	39
Figure 3-8 : skin de pénétration partielle .....	40
Figure 3-9 : Succession des écoulements autour de perforation partielle .....	41
Figure 3-10 : Représentation de la fracture verticale.....	42
Figure 3-11 : Succession des écoulements autour de la fracture verticale.....	43
Figure 3-12 : Skin D'un puits Horizontal .....	44
Figure 3-13 : Les écoulements autour d'un puits horizontal.....	45
Figure 3-14 : Restricted interporosity flow.....	46
Figure 3-15 : Dimension des blocs matriciels.....	47
Figure 3-16 : Skin d'injection.....	48
Figure 3-17 : skin d'un réservoir bicouches communicantes .....	49
Figure 3-18 : skin d'anisotropie de Perméabilité.....	53
Figure 4-1 : log-log plot du puits BKRE-1 .....	59
Figure 4-2 : semi-log plot du puits BKRE-1 .....	59

Figure 4-3 : log-log plot du puits OKN-33.....	60
Figure 4-4 : semi-log plot du puits OKN-33 .....	61
Figure 4-5 : log-log plot du puits OKN-67.....	62
Figure 4-6 :semi-log plot du puits OKN-67 .....	62
Figure 4-7 : log-log plot du puits OKN-71.....	63
Figure 4-8 : semi-log plot du puits OKN-71 .....	64
Figure 4-9 : log-log plot du puits OKN-551.....	65
Figure 4-10 : semi-log plot du puits OKN-551 .....	65
Figure 4-11 : log-log plot du puits OKN-630.....	66
Figure 4-12 : semi-log plot du puits OKN-630 .....	67
Figure 4-13 : log-log plot du puits OKN-631.....	68
Figure 4-14 : semi-log plot du puits OKN-631 .....	68
Figure 4-15 :pseudo-skin de perforation .....	70
Figure 4-16 :pseudo-skin de pénétration partielle .....	71
Figure 4-17 :pseudo-skin de multiphasique .....	71
Figure 4-18 :pseudo-skin de différentes mobilités .....	72
Figure 4-19 :pseudo-skin du réservoir fissuré .....	72
Figure 4-20 :les skins du puits BKRE-1 .....	74
Figure 4-21 : les skins du puits OKN-33.....	76
Figure 4-22 : les skin du puits OKN-67 .....	77
Figure 4-23 :les skins du puits OKN-71 .....	78
Figure 4-24 : les skins du puits OKN-551 .....	79
Figure 4-25 :les skins du puits OKN-630.....	80
Figure 4-26 :les skins du puits OKN-631.....	82

## *Liste des annexes*

Annexes A :les cartes du champs HBK.....	86
Annexes B :les Résultats de Jaugeage par séparateur des puits .....	88
Annexes C :les données des PFS et PFD des puits.....	90
Annexes D :Les données de PLT des puits .....	94

## Introduction Générale

Le gisement de Haoud Berkaoui est défini dans une trilogie parfaite, l'hétérogénéité, l'anisotropie et la discontinuité d'écoulement. Cette trilogie influera sur l'exploitation et également provoquera une diminution de la récupération et sera plus limitée.

Le gisement de Haoud Berkaoui a atteint un degré d'exploitation important mais non encore bien défini. Pour cela un vaste programme de développement est tracé pour soutirer plus d'huile.

Dans tous les programmes du développement du réservoir, plusieurs paramètres prennent en considération l'index de productivité de puits comme une référence de base.

Parmi les facteurs qui influent directement sur l'index de productivité ou d'injectivité du puits l'effet du skin (perte de charge supplémentaire localisée aux abords de puits), qui peut être causé par différents phénomènes telle que : l'effet de la perforation  $S_p$ , l'endommagement par la boue de forage, la pénétration partielle  $S_{pp}$ , la déviation  $S_d$  ...etc.

Plusieurs études confirment que l'effet de skin sur les abords de puits est la résultante de plusieurs skins de différentes origines (les pseudo-skins).

L'essai de puits est parmi les meilleurs outils permettant de déterminer les différents paramètres de la formation, l'état du puits (l'effet de skin global) et les types d'écoulement, autrement dit le type du réservoir.

Mais pour définir les différents pseudo-skins, on a plusieurs formules approximativement basées sur les suppositions théoriques.

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

# Chapitre 1 :Présentation du Champs HBK

## 1.1 Présentation de la région

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 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est.

## 1.2 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 de 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 100Km à l'Ouest de Hassi- Messaoud à une altitude de 220 mètre (**Fig. 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.

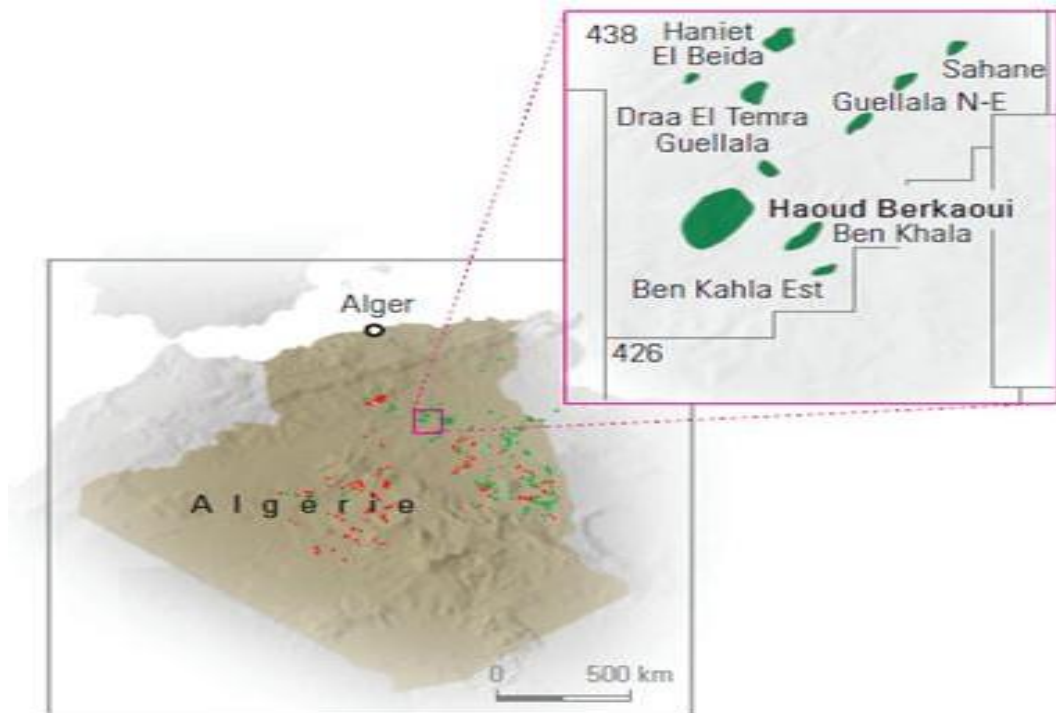


Figure 1-1 : Situation de gisements de la région de HAUD BERKAOUI

### 1.3 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<sup>2</sup>.

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 3327.8m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance triasique).

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m<sup>3</sup>/heure avec une pression de gisement de 520 kg/cm<sup>2</sup> et un GOR de 101m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup>, pour des réserves en place de 472 millions de m<sup>3</sup>. 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".

- La direction régionale de a«HBK» est composé de :

### **Trois champs principaux : (Figure I-2)**

#### **Le champ de Haoud- Berkaoui :**

Fût découvert en Mars 1965 par la Compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OK101 situé au sommet de la structure. Il s'étend sur une superficie de 175Km<sup>2</sup>. La mise en production de ce gisement a eu lieu en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz-lift.



**Benkahla :**

Découvert en Novembre 1966 par la même Compagnie (CFPA) par le forage du puits OKP 24 sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>. Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift.

**Guellala :**

Ce gisement est découvert le 28 Octobre 1969 par le forage de GLA 01. Il s'étend sur une superficie de 35 Km<sup>2</sup>. Sa mise en production a eu lieu en Février 1973.

La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz- lift.

**Plusieurs petits champs «périphériques»:**

- 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 EL BEIDA(HEB).
- KEF EL AGROUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE)

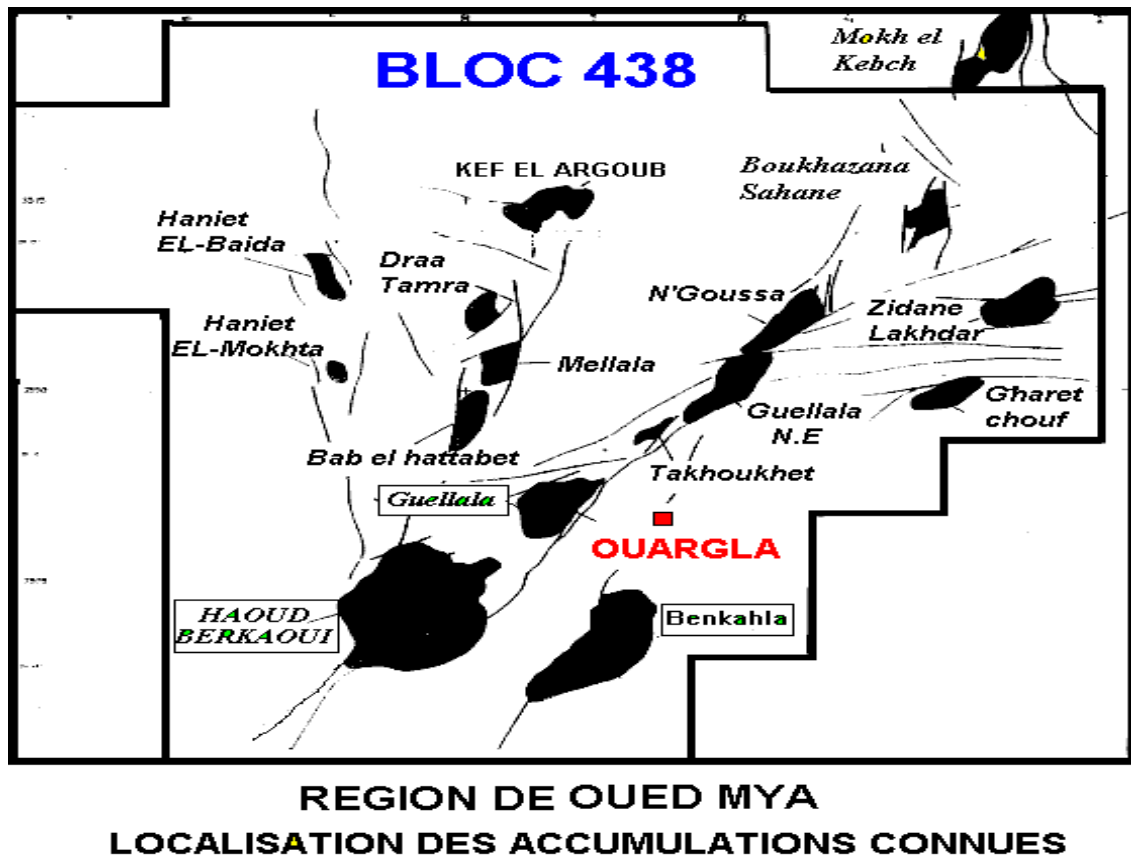


Figure 1-2 : Les Champ De La Région de Haoud-Berkaoui

#### 1.4 Stratigraphie de la région et environnement de dépôt du réservoir

Les résultats des interprétations des acquisitions sismiques 2D réalisées sur la structure de Haoud Berkaoui montrent que celle-ci est un vaste anticlinal allongé dans la direction nord-sud ; elle présente deux culminations séparées par une faille majeure qui a un rejet de 150 mètres dans la partie centrale. Les deux culminations sont affectées par d'autres failles secondaires.

		Stratigraphie		Lithologie	
Cénozoïque	Tertiaire	Mio-Pliocène			Grès et argiles
		Sen carbo.		80	Anhydrite massive
Mésozoïque	Crétacé	Sen anhy.		227	Anhydrite massive
		Sen salt		203	Sel massif
		Turonien		68	Calcaire graveleux
		Cénomannien		153	Dolomie et marnes
		Albien		495	Grès à intercal d'argiles sables
		Aptien		25	Dolomie et marnes
		Barrémien		381	Sables dolomitiques, calcaires, marnes
		Néocomien		176	Grès à passées, argiles, anhydritiques
		Malm		237	Argiles silteuses dolomites, calcaire, marnes
	Jurassique	Dogger arg.		147	Anhydrites, dolomie, argile, salite
		Dogger lag.		111	Anhydrite et dolomie, argiles, silt
		Lias anhy.		265	Anhydrites massives, dolomie, argiles
		Lias salif.		55	Sel massif, incolore à rose
		Lias Hor. B		28	Argile plastique salifère
		Lias S1+S2		251	Sel massif à passées d'argiles, marnes, anhy
		Lias S3		242	Sel massif, incolore à rose
		Lias argil		64	Argile plastique salifère
		Trias	Argil -Salif.		46
	Argiles -inf.			15	Argile silteuse
	T2			25	Grès fin argile, silt
T1			27	Grès argileux	
RU			22	Andésites altérées	
Série inf.			50	Succession de séquences grès argiles	
Paléozoïque		Silurien			Argiles grès fins
		Prof finale			

Figure 1-3 : Colonne stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.

L'interprétation structurale ainsi que les résultats des derniers puits forés ont révélé l'extension de la partie sud-est.

Le champ de Haoud Berkaoui traverse les terrains Paléozoïques et Mésozoïque (**fig. 1-3**). Le Paléozoïque repose sur le socle granitique formé de bas en haut par le Cambrien, l'Ordovicien, le Silurien et le Dévonien. Le Mésozoïque discordant sur les dépôts paléozoïques et d'épaisseur moyenne de 3 200 m est subdivisé en trois grandes séries : le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

Le réservoir du champ de Haoud Berkaoui est d'âge triasique. Il est constitué de bas en haut par (fig. 1-4):

- la série inférieure, objectif principal
- la série intermédiaire andésitique
- le T1, objectif secondaire
- le T2, réservoir compact

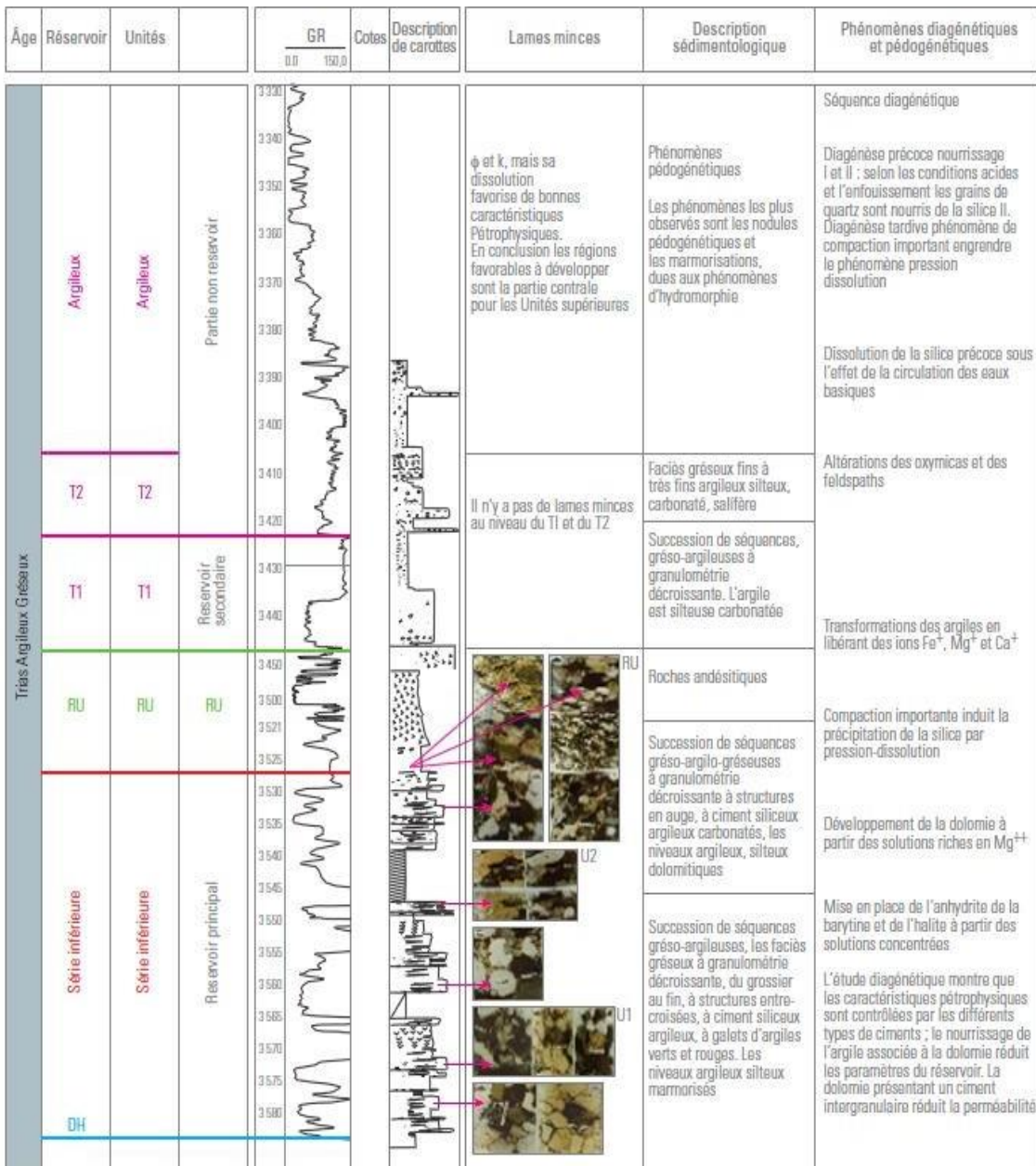


Figure 1-4 : Log composite du réservoir

### 1.4.1 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.

### 1.4.2 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.

### 1.4.3 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 « chenalissantes » de grès moyens à fins.

### 1.4.4 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.

## 1.5 Les caractéristiques initiales du réservoir

- Les niveaux producteurs : Le T<sub>1</sub> et la SI du TAG, le T<sub>2</sub> est généralement compact.
- La température moyenne du réservoir : 100°C.
- La hauteur totale moyenne de la SI(série inférieure) : 47 m.
- La hauteur totale moyenne du T<sub>1</sub> : 30 m.
- La surface de la SI(série inférieure) : 41.1 Km<sup>2</sup>.

**Table 1.1 :Caractéristiques initiales du réservoir**

	Haoud Berkaoui	Benkahla	Guellala
<b>Profondeur moyenne (m)</b>	3550	3300	3500
<b>Pression initiale (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	518	532	532.5
<b>Pression de bulle (kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	188	180	185
<b>Contact huile/eau initial (m)</b>	3324	3324	3370
<b>Porosité moyenne <math>\phi</math>(%)</b>	8,8	9.3	9.3
<b>Perméabilité moyenne K (md)</b>	56.2	70.4	232
<b>Saturation moyenne S<sub>w</sub> (%)</b>	32.7	32	22.3

## 1.6 Propriétés des fluides de gisement

⇒ Le GOR (gas-oil ratio) de dissolution initiale  $R_{si}=165 \text{ stm}^3/\text{m}^3$

⇒ La densité de l'huile (de stockage) à  $15^\circ\text{C}$   $=0.810$

### - Propriétés du gaz :

#### a. Le facteur volumétrique de fond ( $B_g$ ) :

⇒ A la pression de bulle ( $P_b$ )  $= 0.00581 \text{ m}^3/\text{stm}^3$ .

⇒ A la pression de gisement initiale ( $P_{gi}$ )  $= 0.00347 \text{ m}^3/\text{stm}^3$ .

#### b. La viscosité ( $\mu_g$ ) :

⇒ A la pression de bulle :  $0.022 \text{ cpo}$ .

⇒ A la pression de gisement initiale :  $0.0419 \text{ cpo}$ .

#### c. La densité ( $d_g$ ) :

⇒ A la pression de bulle :  $0.2030$

⇒ A la pression de gisement initiale :  $0.350$

### - Propriétés de l'huile :

#### a. Le facteur volumétrique de fond ( $B_o$ ) :

⇒ A la pression de bulle ( $P_b$ ) :  $1.59 \text{ m}^3/\text{stm}^3$

⇒ A la pression initiale de gisement ( $P_{gi}$ ) :  $1.46 \text{ m}^3/\text{stm}^3$

#### b. La viscosité ( $\mu_o$ ) :

⇒ A la pression de bulle :  $0.245 \text{ cpo}$

⇒ A la pression de gisement initiale :  $0.337 \text{ cpo}$

#### c. La compressibilité

⇒ A la pression de bulle :  $2.8 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3/\text{Kg}/\text{cm}^2$

### - Propriétés de l'eau de gisement :

#### a. A la pression de gisement initiale :

⇒ La densité (à  $103^\circ\text{C}$ ) :  $1.22 \text{ g}/\text{cm}^3$

⇒ La compressibilité :  $0.2494 (1/\text{Kg}/\text{cm}^2)$

⇒ La viscosité (à  $103^\circ\text{C}$ ) :  $0.760 \text{ cpo}$

⇒ La pression de saturation (à  $103^\circ\text{C}$ ) :  $148 \text{ Kg}/\text{cm}^2$

⇒ F.V.F (à  $15.6^\circ\text{C}$ ):  $1.041 \text{ m}^3/\text{stm}^3$

⇒ G.W.R (Gas-Water-Ratio):  $0.40 \text{ stm}^3/\text{stm}^3$

**b. A la pression atmosphérique :**

- ⇒ La densité (à 20°C) : 1.264 g/cm<sup>3</sup>
- ⇒ PH (à 20°C) : 3.2
- ⇒ La résistivité (à 25°C) : 0.061 ohms m<sup>2</sup>/m
- ⇒ La viscosité (à 15.6°C) : 0.370 cpo

**1.7 Prévisions du forage**

**a. Phase de Forage 26'' :**

- Cote de sabot : environ de 260 m.
- Pénétration 50 m dans S.A
- Pose d'un tubage 18<sup>5/8</sup> cimenté jusqu'en surface.
- Forage en perte totale.
- Boue Bentonitique :
  - Densité : 1.00 à 1.05
  - Viscosité : 70 à 30 cp
  - Filtrat : Naturel
- Diagraphie :
  - Néant.

**b. Phase 16'' :**

- Cote de sabot : environ de 770 m.
- Pénétration 30 m dans Cénomaniens .
- Pose d'un tubage 13<sup>3/8</sup> cimenté jusqu'en surface.
- Un ECP (External Casing Pacher) sera incorporé dans la colonne 13<sup>3/8</sup> après cimentation.
- Boue Salée Saturée:
  - Densité : 1.30 à 1.35
  - Viscosité : 45 à 50
  - Filtrat : 2 0 3
  - Sel : 320g/l
- Diagraphie :
  - GR-BHC.
  - GR jusqu'en surface.
  - CCL-VDL après cimentation.

**c. Phase 12 ¼ :**

- Cote de sabot : environ de 2600 m.
- Pénétration 50 m dans Lias anhydrite .
- Pose d'un tubage 9 5/8 cimenté jusqu'en surface en deux étages.
- Boue à base d'huile:
  - Densité : 1.30 à 1.35
- Diagraphie :
  - GR-BHC, Caliper ou BGT.
  - CCL-VDL après cementation.

**d. Phase 8 1/2 :**

- Cote de sabot : environ de 3450 m.
- Pénétration 50 m dans Lias anhydrite .
- Pose d'un tubage 7'' cimenté jusqu'à 200 m derrière le 9''5/8.
- Enregistrement d'un programme d'évaluation du réservoir dans le cas où il y a un prospect sur les « T1 » et « T2 »
- Boue salée sature émulsionnée :
  - Densité : 1.80 à 2.00
- Diagraphie : GR-BHC, Caliper .
- Enregistrement du GR-CBL-VDL-CCL du 7''.

**e. Phase 6'' :**

- Carottage systématique du réservoir.
- La cote de sabot est environ de 3580 m.
- Pose d'un liner 4 1/2 cimenté.
- Boue low solide
  - d = selon pression de gisement estimée.
- Enregistrement d'un programme d'évaluation du réservoir.
- Enregistrement du GR-CBL-VDL-CCL du liner 4'' ½ après cementation.

## **1.8 Les problèmes techniques d'exploitation**

**Sont nombreux ces problèmes, mais on va citer les plus importants**

1. Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
2. Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.
3. Venu d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (Break-Through).
4. Déplétion de réservoir.



### **Les causes de ces problèmes sont les suivantes**

➤ Le colmatage dû essentiellement à l'importante pénétration de la boue de forage dans la formation à cause de la grande densité (un delta pi important appliquée sur la formation). Le remède consiste à nettoyer les abords du puits par une acidification. Dans le cas d'une détérioration des caractéristiques pétrophysiques de la couche, une fracturation est souhaitable, en tenant compte bien entendu du plan d'eau.

➤ Au cours de la vie du puits et au fait du changement d'état des fluides, à cause de leur déplacement du gisement au fond du puits et du fond à la surface, le sel se dépose; il cause ainsi un rétrécissement du passage et souvent un bouchage de la colonne de production et des perforations. Le remède consiste à :

✚ Gratter le sel avec le WIRE-LINE.

✚ Injecter l'eau douce soit par bouchon, soit en continu en fonction de la vitesse de précipitation des sels. Le volume de ces bouchons est calculé de telle façon que le puits ne soit pas noyé. L'injection se fait à l'aide d'une pompe connectée à la tête de puits, le refoulement du volume d'eau injecté est assuré par la pression de gisement dans les puits éruptifs ou lifté par le gaz dans les puits à gas-lift, sinon on lifte par l'azote.

➤ L'injection d'eau dans le réservoir pour le maintien de pression n'est pas, sans doute, simple. Les caractéristiques de la roche réservoir ne sont pas les mêmes en tout point de gisement.

Ceci favorise un écoulement préférentiel dans certaines zones, ce qui provoque une arrivée d'eau dans les puits producteurs avant d'autre.

Le remède n'existe pas, du moins des solutions peuvent être envisagées individuellement tel que : isoler la couche productrice par un bouchon de ciment ou un packer d'isolement. Si le puits est totalement noyé, une étude de transformation en un puits injecteur sera étudiée.

## Chapitre 2 : Généralités sur La Théorie de well test

### Introduction

Pour faire une interprétation d'un test de puits, il est nécessaire d'effectuer des mesures de pression, temps à l'aide des outils spécifiés.

Un test de pression doit illustrer tous les régimes d'écoulement nécessaires pour déterminer les différents paramètres tels que : la perméabilité, le skin et l'effet de capacité de puits (wellbore storage), et donc ces essais consistent à faire varier le débit du puits, cette variation de débit provoque une perturbation des régimes d'écoulement existant dans le réservoir.

### 2.1 But des essais de puits

Les techniques employées en cours de forage ne donnent que des informations limitées à un faible rayon au tour du puits, par contre, les essais de puits permettent d'étendre ce rayon d'investigation à une large zone et de fournir des informations sur la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité et la compressibilité de la roche magasin.

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir pour estimer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation ; parmi ces renseignements on distingue :

*a)* Reconnaissance des qualités pétrophysiques de réservoir comme la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité. A partir de ces paramètres, on peut localiser les couches productrices et d'établir des corrélations entre elles.

*b)* Evaluation de la productivité du puits :

- Pour un puits à effluent liquide, les essais de puits servent à définir un indice de productivité, tandis que pour un puits à gaz, c'est de définir la courbe de débit potentiel.

- On en déduit le meilleur taux d'exploitation (nombre de puits, déclenchement d'une stimulation si le puits est colmaté,...).

*c)* Contribution à la connaissance du mécanisme de drainage de gisement :

L'évolution des pressions moyennes dans l'aire de drainage du puits et les rapports (gaz/huile) GOR et (eau/huile) WOR permettent d'estimer les volumes de diverses phases en place et de prévoir leur variation globale, et aussi on peut déduire des prévisions de production.

**d) Calage des pertes de charge dans le tubing :**

La mesure simultanée des pressions de fond et de tête permet d'estimer le gradient de la colonne statique et dynamique. Ces résultats sont précieux pour la vérification de calcul des pertes de charges dans le tubing.

**e) Efficacité de la complétion et de la stimulation :**

Les essais de puits permettent de juger l'efficacité de la complétion ou d'une stimulation et éventuellement, peuvent conduire à une modification des installations de fond et/ou de surface, afin de mieux les adapter aux conditions du puits.

**f) Estimation des réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.**

**g) 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 ).**

## 2.2 Types de well test

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 test à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; et les test à plusieurs puits (test d'interférence ; pulse test)

➤ Selon le type de puits : test des puits producteurs (build up ;drawdown ) et des test des puits injecteurs (injectivity test ;falloff).

➤ Selon le mode de test :

en fermant le puits (build up ;falloff)

en ouvrant le puits (drawdown ;injectivity test)

en plusieurs fermetures et ouvertures successives (dst ;interference test ;pulse test)

### 2.2.1 Test en débit (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.

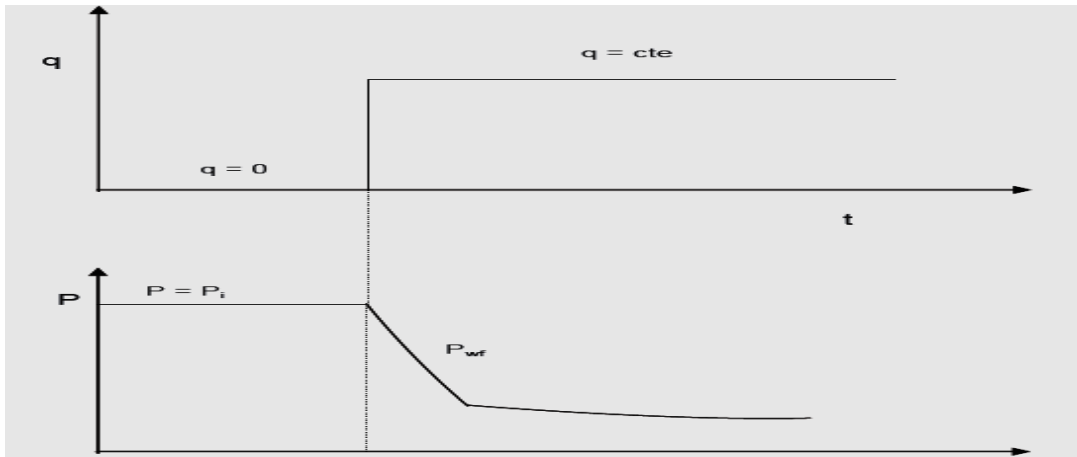


Figure 2-1 : Séquence d'un test en débit

Le test DRAW-DOWN est pratiquement applicable aux:

- Nouveaux puits.
- Quand les puits où le test BU(Build-Up) provoque une énorme manque à gagner en 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.

### 2.2.2 Test de remonté 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 à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression.

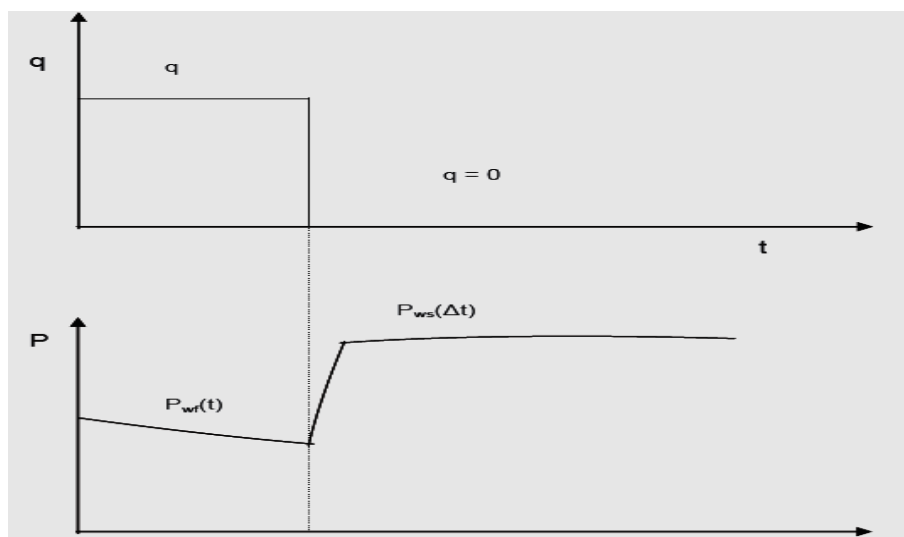


Figure 2-2 : Séquence d'un test de remonté de pression

### **Les avantages de 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 fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage)

### **Les inconvénients de 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.

### **2.2.3 Fall off test**

Ce type de test est réalisé aussi 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.

### **2.2.4 Test d'injectivité**

Ces tests ont pour objectif de déterminer la capacité d'absorption d'un puits. Il est réalisé sur les puits injecteurs. Ce test 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 Drawdown pour un puits producteur.

### **2.2.5 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 active (voir figure ci-dessous).

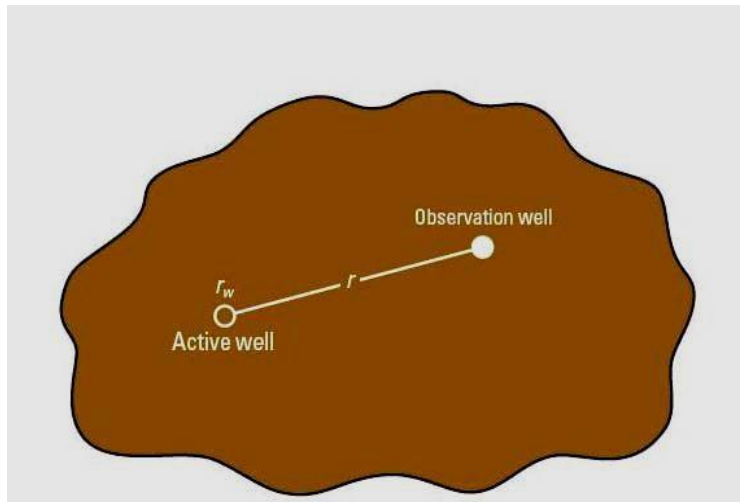


Figure 2-3 : Test d'Interférence entre deux puits

Comme son nom l'indique, un test d'interférence a pour but principale 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 storativity et la transmissibilité moyenne de la proportion testée du réservoir sont les paramètres estimés par ce type de test.

### 2.2.6 Autres tests

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

## 2.3 Equations fondamentales

L'Écoulement en milieu poreux est un phénomène très complexe et ne peuvent pas donc être décrit comme explicitement que le flux moyen de canalisations ou conduits, dans les milieux poreux, le débit est différent en ce sens il n'ya pas de claire voies d'écoulement qui se prêtent à la mesure.

L'analyse de l'écoulement des fluides en milieux poreux a évolué tout au long des années sur deux fronts: le groupe expérimental et le groupe analytique. Des physiciens, des ingénieurs et des hydrologues, etc. avons examiné expérimentalement les comportements de divers fluides quand ils traversent les milieux poreux. S'étendant du sable au verre de Pyrex

fondu. Sur la base de leurs analyses, ils ont tenté de formuler des lois et des corrélations qui peuvent ensuite être utilisées pour faire des prédictions analytiques pour des systèmes similaires.

L'objectif principal de cette partie est de présenter les relations mathématiques qui sont conçus pour décrire le comportement d'écoulement des fluides du réservoir. Les formes mathématiques de ces relations varient selon les caractéristiques du réservoir.

Les caractéristiques primaires de réservoir qui doit être considéré incluent :

- Types de fluides dans le réservoir.
- Régimes d'écoulement.
- Géométrie du réservoir.
- Nombre d'écoulement des fluides dans le réservoir.

### 2.3.1 Types de fluides

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

- fluides incompressibles.
- fluides peu compressibles.
- les fluides compressibles.

En termes de volume du liquide :  $c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p}$

En termes de masse volumique :  $c = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$

V: volume du fluide.

P : pression       $\rho$ : Masse volumique      C : compressibilité du fluide

#### 2.3.1.1 Fluides incompressibles

Un fluide incompressible est défini comme étant le liquide dont le volume (ou densité) ne change pas avec la pression :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad \text{et} \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0$$

#### 2.3.1.2 Fluides peu compressibles

Ces fluides compressibles exposent de petits changements du volume, ou la densité, avec des changements de pression. Connaissant le volume d'une  $V_{ref}$  d'un liquide peu compressible à une référence (initiale)  $P_{ref}$  pression, les changements du comportement

volumétrique de ce fluide en fonction de la pression  $p$  peuvent être mathématiquement décrits en intégrant l'équation montrée ci-dessus:

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

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

### 2.3.1.3 Fluides compressibles

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

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

## 2.3.2 Régimes d'écoulement

Il existe essentiellement trois types de régimes d'écoulement qui doit être reconnue pour décrire le comportement de l'écoulement du fluide et la distribution de la pression du réservoir en fonction du temps :

- régime d'écoulement permanent (steady state).
- régime d'écoulement transitoire (transient state).
- régime d'écoulement semi permanent (pseudo steady-state).

### 2.3.2.1 Ecoulement permanent (steady state flow)

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

$$\left( \frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0$$

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

### 2.3.2.2 Ecoulement transitoire (unsteady state)

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.



c'est à dire L'écoulement transitoire est défini comme l'état fluide à laquelle la variation de la pression est une fonction de temps et de l'espace.

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

### 2.3.2.3 Ecoulement semi permanent (Pseudosteady-state)

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo-permanent. c'est à dire Lorsque la pression à différents endroits dans le réservoir baisse linéairement en fonction du temps (un taux de déclin constant), l'état de fluide est caractérisé comme un écoulement semi permanent. Mathématiquement, cette définition indique que le taux de variation de la pression par rapport au temps, à chaque position est constant, donc :

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

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

### 2.3.3 La géométrie de l'écoulement dans le réservoir

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

- écoulement radial circulaire ;
- écoulement linéaire ;
- écoulement sphérique et hémisphérique.

#### 2.3.3.1 Ecoulement radial circulaire

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.

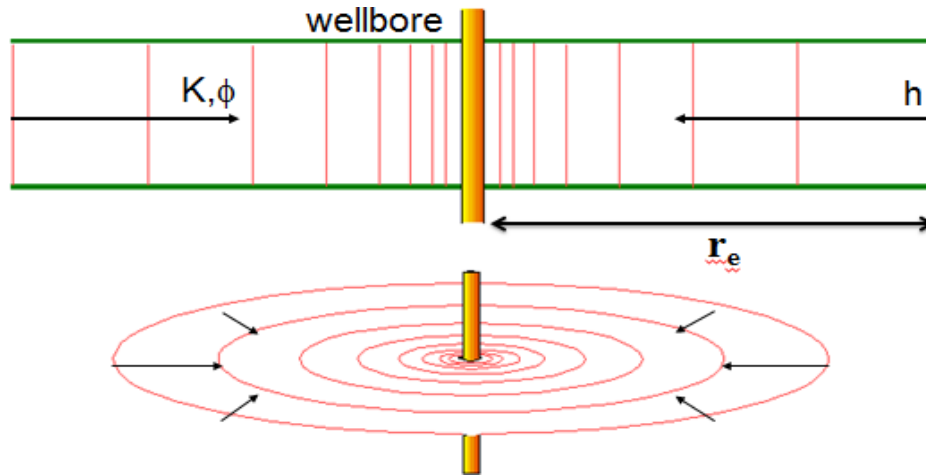


Figure 2-4 : Écoulement radial circulaire

### 2.3.3.2 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 dans la fracture artificielle.

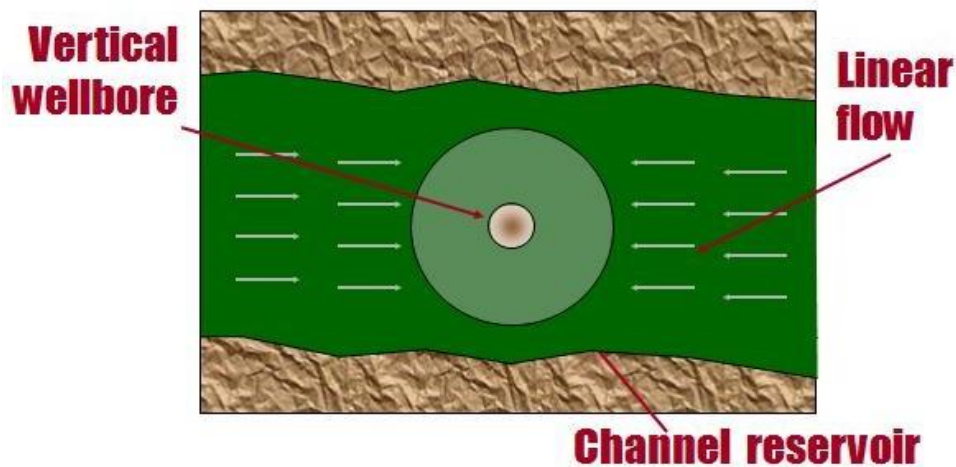


Figure 2-5 : Écoulement linéaire

### 2.3.3.3 Écoulement Sphérique et hémisphérique

Selon le type de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits. Un puits équipé d'un intervalle perforé limitée pourrait produire un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations comme illustré à la figure ci-dessous.

Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications de la figure (fig II-6) a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique. La condition a pu surgir là où le coning d'eau est important.

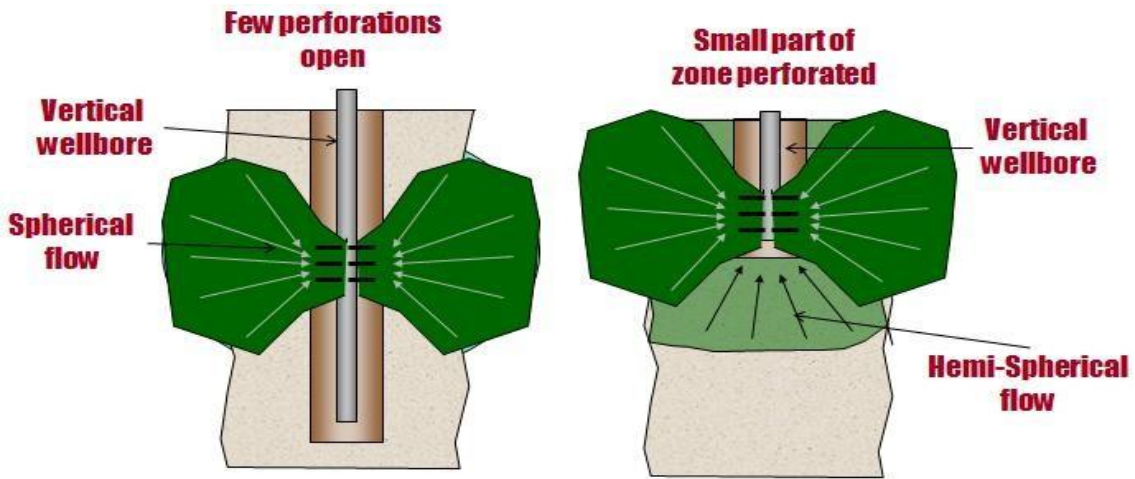


Figure 2-6 : Ecoulement sphérique et hémisphérique

### **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 ya généralement trois système d'écoulements :

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

### **2.3.4 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 :

#### **2.3.4.1 Loi de Darcy**

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements de fluides en milieu poreux. Elle exprime que le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

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

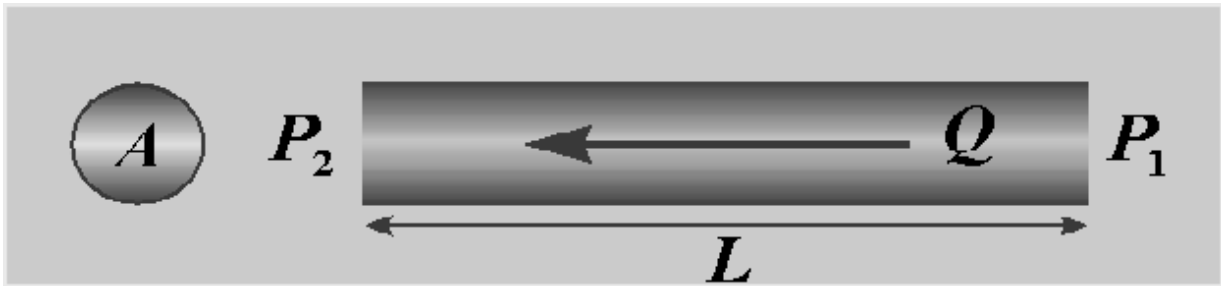


Figure 2-7 : Représentation de la loi de Darcy

La loi de Darcy s'applique à l'intérieur d'un intervalle de temps pendant lequel le débit et les différents paramètres sont constants.

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

#### Expression Vectorielle :

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

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} S \text{grad } p$$

#### Expression en écoulement radial circulaire :

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

$$\vec{v} = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial P}{\partial r}$$

Elle peut s'intégrer entre deux valeurs de la distance au puits  $r_w$  et  $r_e$  :

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_w - P_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}}$$

La loi de Darcy ne s'applique que lorsque les conditions suivantes sont réunies:

- écoulement laminaire.
- régime permanent.
- fluides incompressibles.
- formation homogène.
- pas de réaction entre fluide et formation.

### 2.3.4.2 Equation d'états des fluides

Cette loi exprime que la densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente du fluide mobile.

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

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

Dans un réservoir pétrolier, plusieurs entités sont compressibles : L'huile, Le gaz, L'eau et les pores.

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

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

### 2.3.4.3 Loi de conservation de Masse

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

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

Par la combinaison de ces trois équations et en moyennant deux hypothèses :

- Compressibilité des fluides faible et constante
- Gradients de pression faibles : c'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles.

On obtient l'équation de diffusivité ordinaire sous la forme :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

$$K = \frac{k}{\phi \mu C_t} \quad \text{Est appelé diffusivité hydraulique du milieu}$$

C'est le rapport entre la mobilité des fluides  $k/\mu$  et la capacité compressible du réservoir  $\phi C_t$ .

La forme générale de l'équation de diffusivité en écoulement radial circulaire est la suivante :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0$$

### 2.3.5 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 Permanent et Permanent.

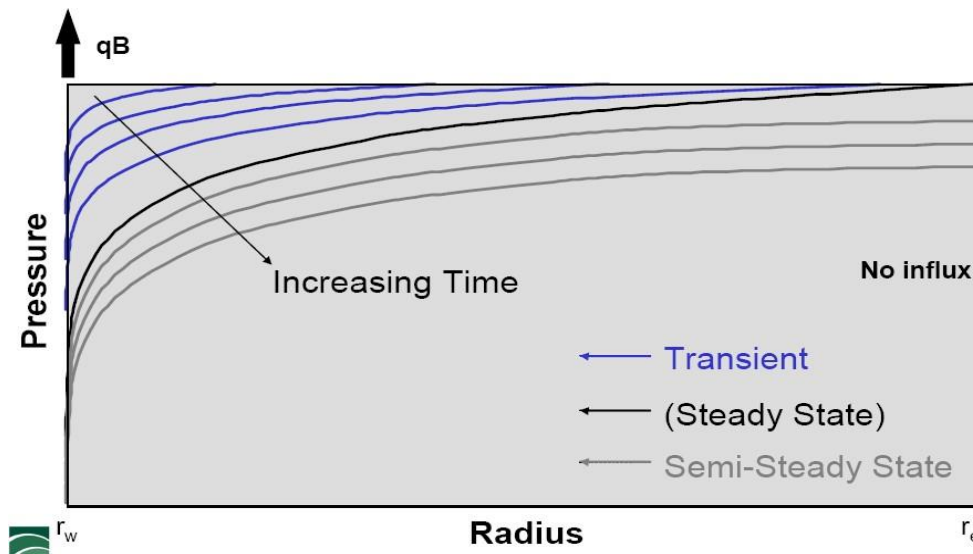


Figure 2-8 : les différents régimes d'écoulement

#### 2.3.5.1 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 :

- $P = P_i @ t = 0$  dans tous le réservoir  
(Pression initiale uniforme :  $P_i$ )
- $P = P_i @ r = \infty$  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 :

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

Où  $E_i(x)$  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 :

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

Dès que le rapport  $(-r_w^2/4*Kt < 10^{-2})$ , 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 :

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

En unités pratiques U.S et en tenons compte de l'endommagement du puits l'équation s'écrit sous la forme :

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

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

#### 2.3.5.2 Résolution dans un Ecoulement Pseudo Permanent

En utilisant les conditions aux limites suivantes :

$$\frac{\partial P}{\partial r} = 0 \text{ à } r = r_e \quad \text{et} \quad \frac{\partial P}{\partial t} = \text{constante} \text{ pour toutes } r \text{ et } t$$

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

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

#### 2.3.5.3 Ecoulement Permanent

En utilisant les conditions aux limites suivantes :

$$P = P_e = \text{constante} \text{ à } r = r_e \quad \text{et} \quad \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \text{ pour toutes } r \text{ et } t$$

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

$$P - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w}$$

#### 2.3.5.4 Grandeurs Sans Dimension

En utilisant les grandeurs sans dimension suivantes en unités S.I.

$$\text{Pression : } P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P \quad , \quad \text{Longueur : } r_D = \frac{r}{r_w} \quad , \quad \text{Temps : } t_D = \frac{k \Delta t}{\phi \mu c_r r_w^2}$$

L'équation de diffusivité en grandeurs sans dimension s'écrit :

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

En tenons compte de l'approximation logarithmique et le skin, l'équation devient :

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0,81 + 2 S)$$

## 2.4 Notion de la zone Compressible et du Rayon d'Investigation

### 2.4.1 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 :

$$q(r, t) = qB e^{\frac{-r^2}{4Kt}}$$

$q$  est le débit en tête de puits

$q(r,t)$  est le débit au fond du puits

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.

### 2.4.2 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.

Plusieurs définitions ont été donnés à la notion du rayon d'investigation dans le système international(SI), parmi lesquelles :

#### 2.4.2.1 Définition de Jones

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



$$r_i = 4 \sqrt{kt / \phi \mu c_t}$$

#### 2.4.2.2 Définition de Poettmann

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

$$r_i = 4,29 \sqrt{kt / \phi \mu c_t}$$

#### 2.4.2.3 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 :

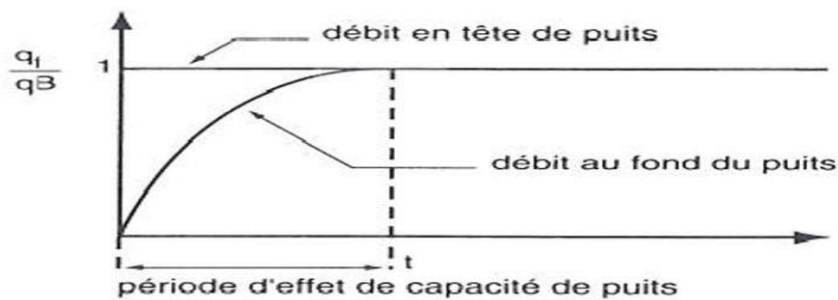
$$r_i = 2 \sqrt{kt / \phi \mu c_t}$$

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.

### 2.5 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.



Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête de puits est supposé passer instantanément de 0 à  $q_1$ . Le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à  $q^*B$ . La mise en production au fond se fait progressivement (figure précédente). Cette période pendant laquelle le débit fond évolue est appelée période d'effet de capacité de puits (Wellbore Storage effect).

La capacité du puits est définie par :

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

$\Delta V$  : Variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits.

$\Delta P$  : Variation de pression appliquée au puits.

### 2.5.1 Puits Eruptif

Dans un puits éruptif la variation de volume du fluide dépend de la compressibilité du fluide dans le puits :  $\Delta V = -c * V_w * \Delta P$

Donc  $C = c * V_w$

$V_w$ , 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.

### 2.5.2 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 :  $\Delta V = V_u * \Delta h$

$V_u$  est le volume du puits.

$\Delta h$ , 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) ;

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\Delta \rho g} \quad \text{donc} \quad C = \frac{V_u}{\Delta \rho g}$$

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 m<sup>3</sup>/bar
- Puits éruptif : 0.01 à 0.1 m<sup>3</sup>/bar
- Puits en pompage : 0.1 à 1 m<sup>3</sup>/bar

### 2.5.3 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.).

$$\Delta P = \frac{qBt}{24C}$$

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

### 2.5.4 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 :

$$q_f = q + \frac{24C}{B} \frac{dP}{dt}$$

### 2.5.5 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.

#### 2.5.5.1 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 :

$$t = \frac{(200000 + 12000S)C}{kh/\mu}$$

#### 2.5.5.2 Critère de Chen et Brigham :

Cette loi est donnée sous la forme :

$$t = \frac{170000 C e^{0.145}}{kh/\mu}$$

#### 2.5.5.3 Règle de pouce :

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

## Chapitre 3 :Le Skin et les Pseudo-Skins

### 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.
- Le réservoir qu'il serait, s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits (perméabilité notamment).

### 3.1 Skin d'endommagement

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits, la différence de perte de charge aux abords du puits 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

#### 3.1.1 Skin infinitésimal

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

$$\Delta P_{\text{skin}} = P_s - P_{wf} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} * S$$

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.

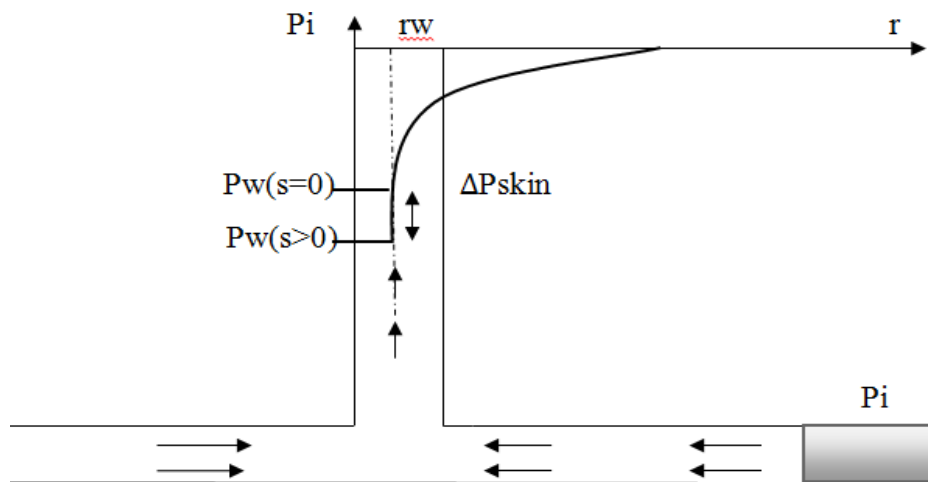


Figure 3-1 : Profil des pressions dans la formation

Le skin est un paramètre sans dimension caractérisant l'état du puits. Pour un puits endommagé  $S > 0$ , et pour un puits stimulé  $S < 0$ , où  $S$  s'exprime sous la forme suivant :

$$S = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{q \cdot B \cdot \mu} * \Delta P_{skin}$$

- ❖ Puits endommagé  $S > 0$  contact réservoir puits (mud-cack) perforation insuffisante, pénétration partielle ou zone envahie.
- ❖ Puits stimulé  $S < 0$  surface de contact réservoir puits élevée (fracture, puits horizontal) ou zone acidifiée.

### 3.1.2 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.

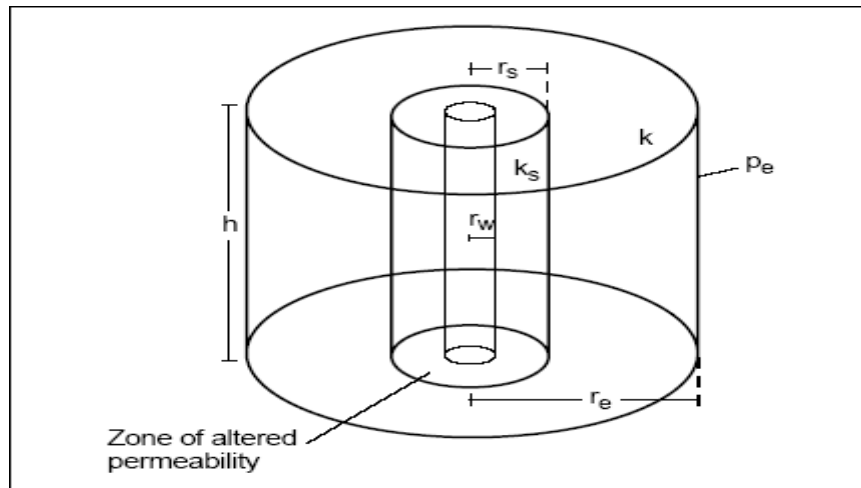


Figure 3-2 : Skin d'épaisseur finie

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 par la loi de Darcy comme suit :

$$\Delta p_s = p_{w,s} - p_{w,s=0} = \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k_s \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

En exprimant  $\Delta P_s$  à l'aide de l'équation précédente, on obtient :  $S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$

### 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.

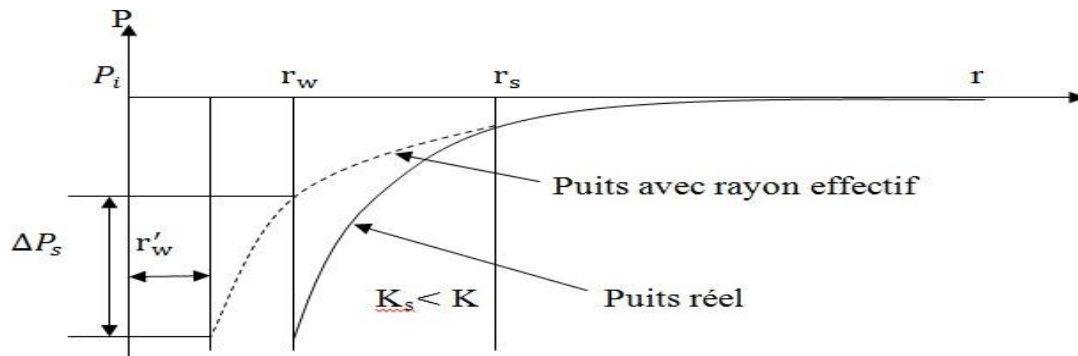


Figure 3-3 : Skin Rayon effectif

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:

$$\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k_s \cdot h} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} (\ln \frac{r_s}{r_w} + s)$$

On obtient:  $r'_w = r_w e^{-s}$

## 3.2 Type d'endommagement dans HBK

### 3.2.1 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.

### 3.2.2 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 entraînent 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.

### 3.3 les différentes origines de pseudo-skin

#### 3.3.1 Skin de perforation

##### 3.3.1.1 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.

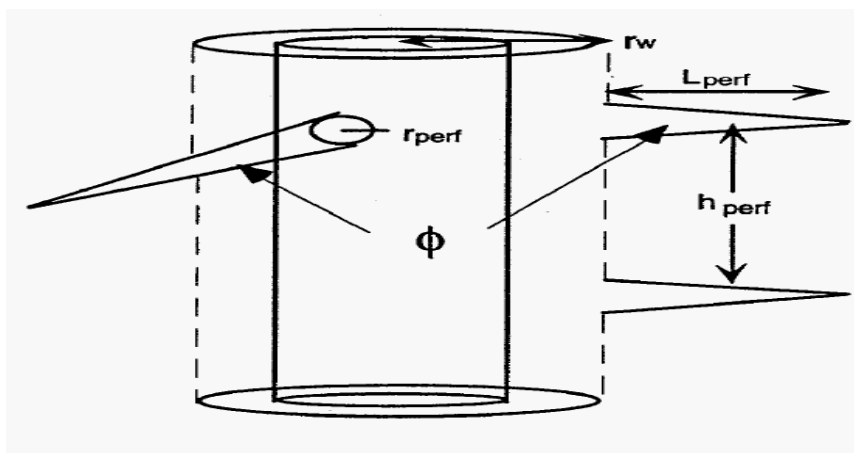


Figure 3-4 : skin de perforation

### 3.3.1.2 Ecoulement Radial Circulaire Autour Des Perforations

Juste après la mise en production, un écoulement radial Circulaire se développe autour du puits, sur une hauteur égale à la hauteur perforée ,Cet écoulement peut être masqué par l'effet de capacité du puits. Cet écoulement se manifeste par une variation logarithmique de la pression fond en fonction du temps.

### 3.3.1.3 Calcul de $S_p$

Le skin de perforation est trouvé par Tariq et Karakas (1988) sous l'expression :

$$S_p = S_H + S_v + S_{wb}$$

Où:

$S_p$  : Skin de perforation

$S_H$  : Skin de l'effet de plan

$S_v$  : Skin effet de convergence verticale

$S_{wb}$ : Skin de l'effet Wellbore

### 3.3.1.4 Estimation des différents termes du skin de perforation

#### Estimation de $S_H$

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)}$$

Avec  $r'_w(\theta)$  c'est le rayon de puits effectif en fonction de l'angle

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

La constante  $a_\theta$  dépend de l'angle de perforation qui peut être obtenue par la table III-1. Ce Skin effet est négatif dans le cas générale (excepte  $\theta \neq 0$ ).

#### Estimation de $S_v$

Pour obtenir  $S_v$ , deux variables sans dimension doivent être calculé :

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

Avec  $k_H$  et  $k_V$  sont respectivement la perméabilité horizontale et verticale

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



Le pseudo Skin vertical est donc :  $S_v = 10^a \cdot h_D^{b-1} \cdot r_D^b$

Avec :  $a = a_1 \log r_D + a_2$  Et  $b = b_1 r_D + b_2$

Les constantes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  et  $b_2$  sont aussi en fonction de l'angle de perforation et peuvent être obtenues dans la table III-1. Le Skin vertical  $S_v$  est généralement positif.

Table 3.1 : Constantes pour le calcul du Skin de perforation

Angle De perforation	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$b_1$	$b_2$	$c_1$	$c_2$
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	1.9 E-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

➤ **Estimation de  $S_{wb}$ :**

Pour l'estimation de  $S_{wb}$ , un paramètre sans dimension doit être calculé:

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w}$$

En suite :

$$S_{wb} = C_1 e^{C_2 r_{wD}}$$

Les constantes  $C_1$  et  $C_2$  peuvent être obtenues en utilisant la table 3-1.

### 3.3.2 Skin d'inclinaison du puits (skin de déviation)

#### 3.3.2.1 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 apporte des modifications à l'interprétation.

Trois paramètres ont une influence :

- L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage (angle  $\theta$  sur la figure III-5).
- L'anisotropie de perméabilité :  $k_v/k_H$ .
- Le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits :  $h_u/r_w$

L'inclinaison améliore les écoulements aux abords de puits, cette amélioration se traduit par un skin d'inclinaison négatif.

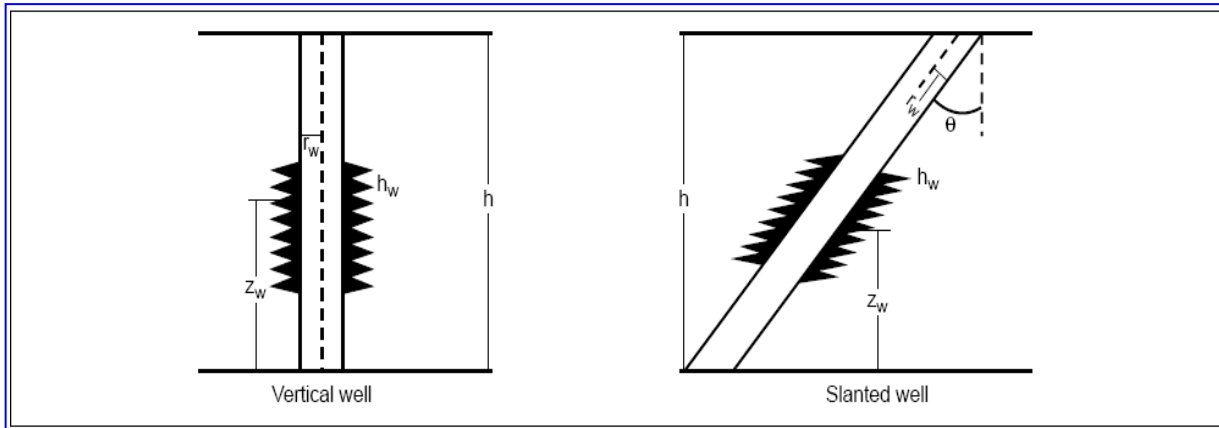


Figure 3-5 : skin d'inclinaison

### 3.3.2.2 Les Ecoulements autour d'un puits incliné

Deux écoulements successifs peuvent théoriquement être mis en évidence autour d'un puits incliné:

- un écoulement radial autour du puits.
- un écoulement pseudo-radial horizontal, après une période de transition.

L'effet de capacité de puits masque généralement le premier écoulement radial et la transition qui le suit.

Le premier écoulement radial n'est visible que pour des angles d'inclinaison très importants (supérieurs à 75°). Pour ces angles, le puits incliné a un comportement proche de celui d'un puits horizontal.

Quand seul l'écoulement pseudo-radial est visible, l'essai de puits s'interprète comme si le puits était vertical.

### 3.3.2.3 Calcul du skin d'inclinaison

H.Cinco et Al ont donné une expression permettant de calculer le skin d'inclinaison  $S_d$  :

$$S_d = - \left[ \frac{\theta'}{41} \right]^{2,06} - \left[ \frac{\theta'}{56} \right]^{1,865} * \log \left[ \frac{h_D}{100} \right]$$

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

$$\theta' = \text{Artg} \left[ \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \text{tg}\theta \right] \quad \text{Exprimé en degrés}$$

Cette expression est valable pour  $0 < \theta' < 75^\circ$ .

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  $\theta'$  est réduit.

### 3.3.3 Skin de pénétration partielle

#### 3.3.3.1 Présentation

IL y a pénétration partielle d'un puits chaque fois que le puits produit à une hauteur inférieure à la hauteur utile du réservoir.

La pénétration partielle du réservoir peut être choisie volontairement :

➤ Pour éviter les venues de fluides indésirables (**figure 3-6**) : 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.

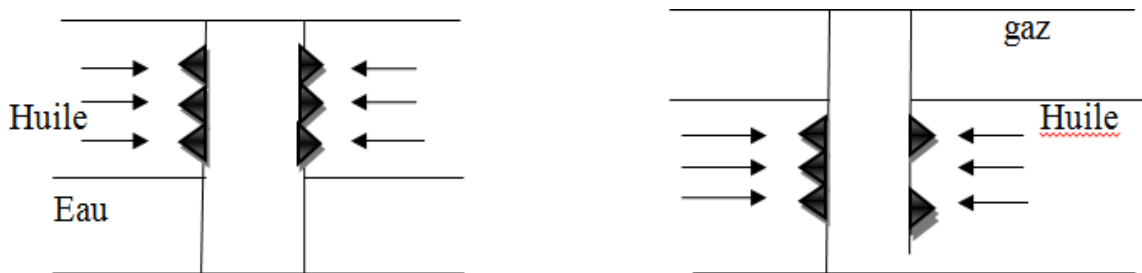


Figure 3-6 : Venue des fluides indésirable

➤ Pour produire par les zones de meilleures caractéristiques quand, 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 délimité par des zones estimées étanches, 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 3-7**).

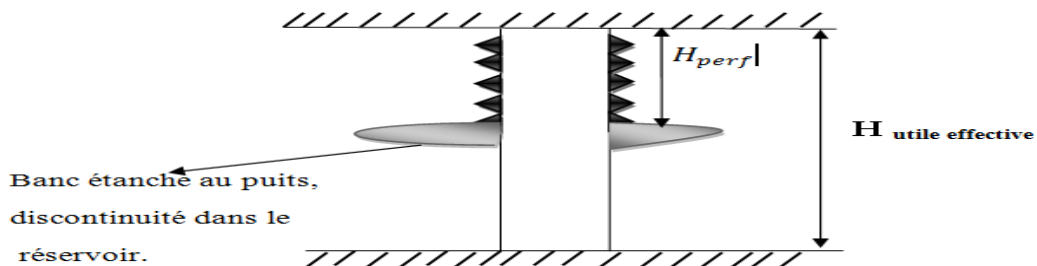


Figure 3-7 :la hauteur utile effective

Le Test d'un puits à perforation partielle avec un meilleur moyen de mesure de perméabilité verticale de réservoir donne un skin, dont ce dernier est la résultante de deux effets :

- Le skin du puits  $S_w$ .
- L'effet de perforation partielle. Elle provoque une restriction des lignes de courant aux abords du puits vertical par un skin positif  $S_{pp}$ .

Le skin de perforation partielle  $S_{pp}$  dépend de plusieurs éléments :

- La fracturation 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.

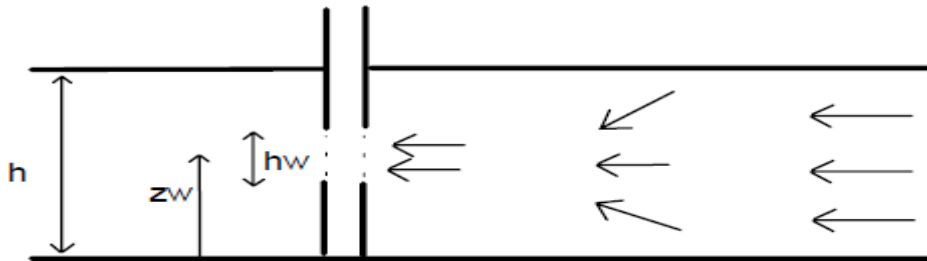


Figure 3-8 : skin de pénétration partielle

### 3.3.3.2 Les Ecoulements Autour D'un Puits à Pénétration Partielle

Considérons que le puits produit à débit constant et que l'effet de capacité du puits ne masque aucun écoulement.

#### Écoulement Radial Circulaire Au Niveau Des Perforations

Juste après la mise en production, un écoulement radial Circulaire se développe autour du puits, sur une hauteur égale à la hauteur perforée ,Cet écoulement peut être masqué par effet de capacité du puits. Cet écoulement se manifeste par une variation logarithmique de la pression de fond en fonction du temps.

#### Écoulement Sphérique

Quand le développement vertical de la zone compressible est significatif, l'écoulement des fluides devient sphérique. Il se manifeste en débit par une évolution linéaire de la pression de fond en fonction de l'inverse de la racine carrée du temps.

#### Écoulement Radial Circulaire Sur Tout La Hauteur Utile Du Réservoir

Quand la zone compressible a atteint l'ensemble de la hauteur utile du réservoir, l'écoulement devient radial circulaire. L'écoulement est analogue à celui existant autour d'un

puits perforé sur toute la hauteur du réservoir. Pendant cet écoulement, la pression suit en débit l'évolution logarithmique habituelle en fonction du temps.

La figure suivante montre les trois types d'écoulements autour d'une pénétration(perforations) partielle :

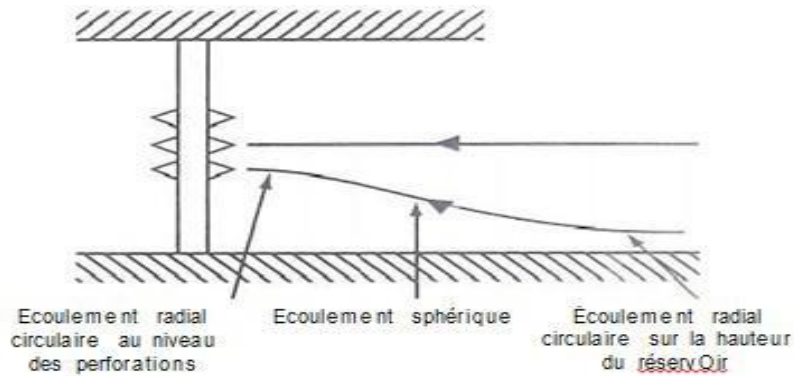


Figure 3-9 : Succession des écoulements autour de perforation partielle

### 3.3.3.3 Calcul de $S_{pp}$

$$S' = S_{pp} + S_w (h/h_p)$$

Lorsque le rapport de pénétration  $h_{pD} = \frac{h_p}{h}$ , et le groupe sans dimension.

Épaisseur anisotropie :  $r_D = \frac{r_w}{h} \left( \frac{k_v}{k_H} \right)^{1/2}$  ne sont pas trop petits,  $S_{pp}$  s'exprime :

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

$$A = \frac{1}{h_{1D} + h_{pD}/4}$$

$$B = \frac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4}$$

Où  $h_{1D} = \frac{1 - h_{pD}}{2}$  (par : Paul Papatzaco, 1987)

## 3.3.4 Skin dû à la fracturation hydraulique

### 3.3.4.1 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.

### 3.3.4.2 Types des fractures

Une fracture artificielle peut se développer suivant des plans horizontaux ou suivant 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.

### 3.3.4.3 Description de la fracture

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

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

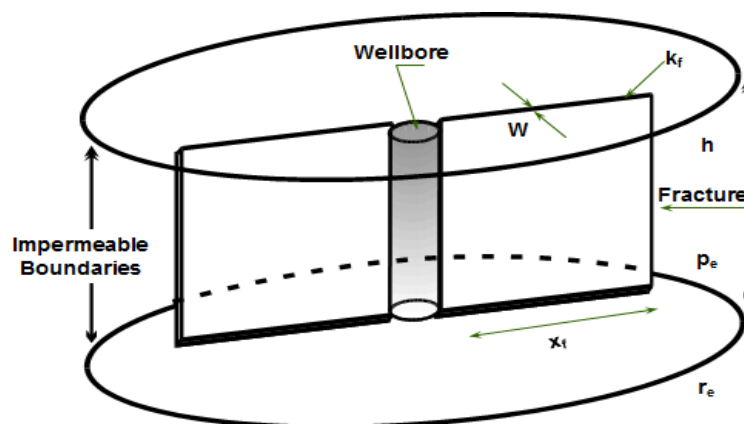


Figure 3-10 : Représentation de la fracture verticale

### 3.3.4.4 Les Ecoulements Autour D'un Puits Fracturé Artificiellement

La présence d'une fracture artificielle modifie considérablement les écoulements aux abords du puits.

#### Écoulement linéaire dans la fracture

Cet écoulement existe théoriquement au tout début de l'essai. Pendant cet écoulement la plupart des fluides produits au puits proviennent des phénomènes d'expansion dans la fracture. Cet écoulement est un écoulement linéaire. Comme pendant tout écoulement linéaire, la pression évolue linéairement en fonction de la racine carré du temps.

Cette écoulement est toujours masqué par l'effet de capacité du puits.

### Écoulement bilinéaire

Cet écoulement a été décrit pour la première fois par Cinco. Il a depuis été mis en évidence plusieurs fois sur champ.

Cet écoulement est appelé bilinéaire car il correspond à l'existence simultanée de deux écoulements linéaires:

- un écoulement linéaire incompressible dans la fracture;
- un écoulement linéaire compressible dans la formation.

L'écoulement bilinéaire dure tant que les extrémités de la fracture n'affectent pas les écoulements. Cet écoulement est caractérisé par une évolution linéaire de la pression en fonction de la racine quatrième du temps.

L'écoulement bilinéaire est rarement mis en évidence dans les tests. Il est le plus souvent masqué par l'effet de capacité de puits.

### Écoulement linéaire dans la formation

Cet écoulement est très souvent visible dans les tests de puits fracturés artificiellement. Il fait partie de la panoplie classique d'analyse de ces tests.

Les extrémités de la fracture ont désormais été atteintes. La dimension de la fracture a une influence sur les écoulements. Cet écoulement se traduit, comme tout écoulement linéaire, par une évolution linéaire de la pression en fonction de la racine carré du temps.

### Écoulement pseudo-radial

La présence de la fracture artificielle modifie considérablement les lignes de courant aux abords du puits. Les équipotentielles ne retrouvent une symétrie radiale qu'à une certaine distance du puits.

Quand la zone compressible atteint ces régions, l'écoulement devient radial circulaire: la pression suit une évolution logarithmique en fonction du temps. La présence de la fracture aux abords du puits se traduit par un skin géométrique.

La figure suivante montre la succession des écoulements autour d'une fracture:

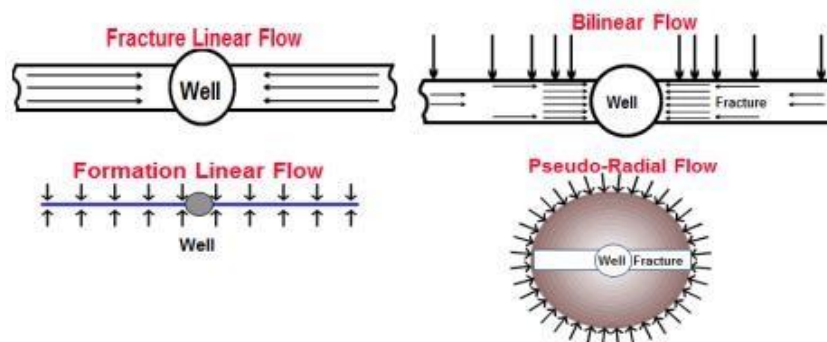


Figure 3-11 : Succession des écoulements autour de la fracture verticale

### 3.3.4.5 Calcul de $S_f$ :

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 :

$$\Delta p_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu \cdot w_s}{4 \cdot k \cdot h \cdot x_f} \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right)$$

Le skin est défini par :

$$\Delta p_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} S_f$$

D'où :

$$S_f = \frac{\pi w_s}{2 x_f} \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right)$$

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

$$X_f = 2 \cdot r_w \cdot e^{-s} \quad (\text{ft, m})$$

$$S_f = 0,81 - \ln \frac{X_f}{r_w}$$

## 3.3.5 Skin d'un puits horizontal

### 3.3.5.1 Présentation

Le puits horizontal est décrit par le schéma de la (**figure 3-12**) au-dessous. Le puits de rayon  $r_w$ , traverse horizontalement sur une longueur  $2L$ , le réservoir infini d'épaisseur  $h$ , limite par des épontes imperméable et le puits est situé à distance  $Z_w$  du mur du réservoir.

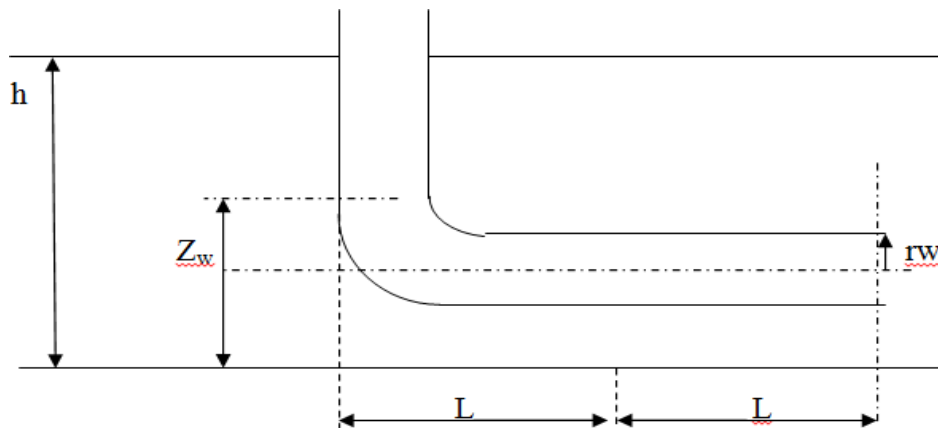


Figure 3-12 : Skin D'un puits Horizontal

### 3.3.5.2 Ecoulements Autour D'un Puits Horizontal

En supposant que l'effet de capacité du puits ou l'effet des limites de l'aire de drainage ne les masquent pas, deux périodes d'écoulement caractéristiques peuvent être distinguées lors du test d'un puits horizontal :



### Écoulement radial vertical

la zone compressible, générée par la variation de débit se développe d'abord dans un plan vertical perpendiculaire au puits. L'écoulement associé est un écoulement radial. Il se termine quand les épontes du réservoir sont atteintes ou quand l'effet des extrémités du puits se fait sentir sur les écoulements.

### Écoulement Pseudo-radial

une fois l'Écoulement radial vertical terminé, commence une période de transition. Après un certain délai, les équipotentielles deviennent des cylindres verticaux analogues à ceux que l'on observe autour d'un puits vertical. À partir de ce moment l'écoulement devient radial circulaire dans un plan horizontal. Cet écoulement est appelé pseudo-radial.

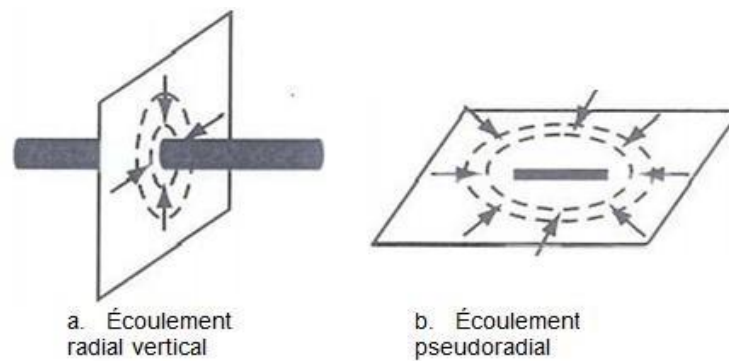


Figure 3-13 : Les écoulements autour d'un puits horizontal

#### 3.3.5.3 Calcul $S_{th}$ ; $S_z$

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

$$S_{th} = S_g + \frac{h}{2L} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} S_w$$

#### 3.3.5.4 Calcul skin géométrique $S_g$

Le skin géométrique  $S_g$  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 :

$$S_g = 0.81 + \ln \frac{L}{r_w} + S_{zt}$$

$$S_{zt} = -1.151 \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \frac{h}{L} \log \left[ \frac{\pi r_w}{h} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right) \sin \frac{\pi Z_w}{h} \right] - 0.5 \frac{k_H}{k_V} \frac{h^2}{L^2} \left( \frac{1}{3} - \frac{Z_w}{h} + \frac{Z_w^2}{h^2} \right)$$

### 3.3.5.5 Calcul du skin suivant les types d'écoulement

➤ Skin mesure pendant l'écoulement radial vertical  $S_{tv}$  :

$S_{tv}$  : Skin total mesure pendant l'écoulement radial vertical s'exprime en fonction du skin mécanique  $S_w$  et du skin d'anisotropie  $S_{ani}$  :

$$S_{tv} = S_w + S_{ani}$$

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

$$S'_{tv} = \sqrt{\frac{h}{2L} \frac{K_h}{K_v}} S_{tv}$$

➤ Skin mesuré pendant l'écoulement linéaire :

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

$$S_z = -1.151 \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \times \frac{h}{L} \times \log \left[ \frac{\pi r_w}{h} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_v}{k_H}} \right) \sin \left( \frac{\pi z_w}{h} \right) \right]$$

### 3.3.6 Skin produit par un réservoir double porosité

#### 3.3.6.1 Présentation

Lorsqu'un endommagement est présent à la surface des blocs matériels (Skin d'interporosité adimensionnel  $S_m$ ), l'écoulement de la matrice vers les fissures est appelé « restricted interporosity flow » (**figure 3-14**). On peut estimer  $S_m$  par la formule suivante :

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

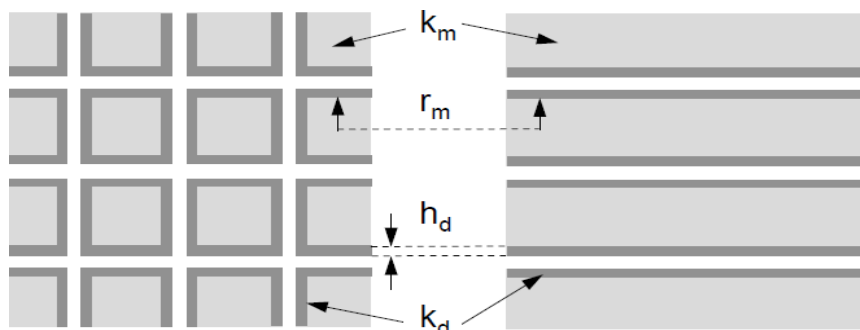


Figure 3-14 : Restricted interporosity flow

- $k_m$  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 caractérisée 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 cubiques (ou sphériques)

$n=2$  : pour les blocs allumettes.

$n=1$  : pour des feuilles.

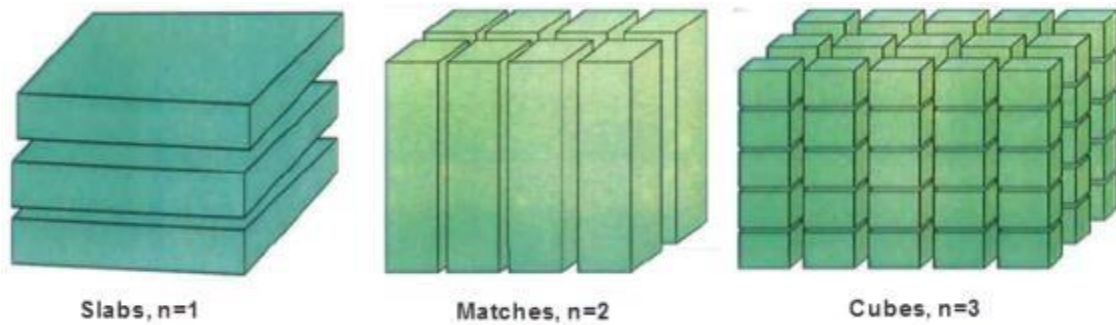


Figure 3-15 : Dimension des blocs matriciels

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  $\omega$  le calcul du skin donne une valeur surévaluée  $S_f$

$$S_f = S + 0.5 \ln (1/\omega)$$

Où  $\omega$  est la capacité des fissures telle que :

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

### 3.3.7 Skin d'injection (variation de mobilité)

L'injection d'un fluide dans un réservoir homogène détermine autour du puits deux zones de caractéristiques différentes. Les méthodes d'interprétation présentées ici supposent les deux zones concentriques.

Cette hypothèse est vérifiée quand le fluide injecté a une mobilité ( $k_w/\mu_w$ ) inférieure à la mobilité du fluide en place ( $k_o/\mu_o$ ). 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.

Le skin c'est un skin composite du au skin du puits  $S$  et a l'effet de l'injection  $S_{rc}$ .

$$S_{glob} = \frac{k_o k_w}{\mu_o \mu_w} S + \left[ \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w} - 1 \right] \ln \frac{r_i}{r_w}$$

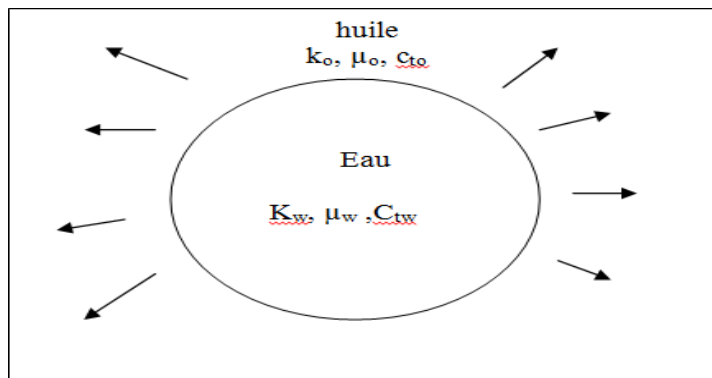


Figure 3-16 : Skin d'injection

Le deuxième terme dans l'expression de  $S_{glob}$  :  $S_{rc} = \left[ \frac{k_o \mu_w}{\mu_o k_w} - 1 \right] \ln \frac{r_i}{r_w}$ , explique les pertes de charge très important qui peut provoquer l'injection d'une eau **moins mobile** que l'huile dans un réservoir d'huile.

### 3.3.8 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)

#### 3.3.8.1 Présentation

Le réservoir bicouche est décrit par la **figure 3-17**, Il se compose de deux couches caractérisées par leurs paramètres suivantes:

- 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  $h_e$  et de perméabilité verticale  $k_{ve}$

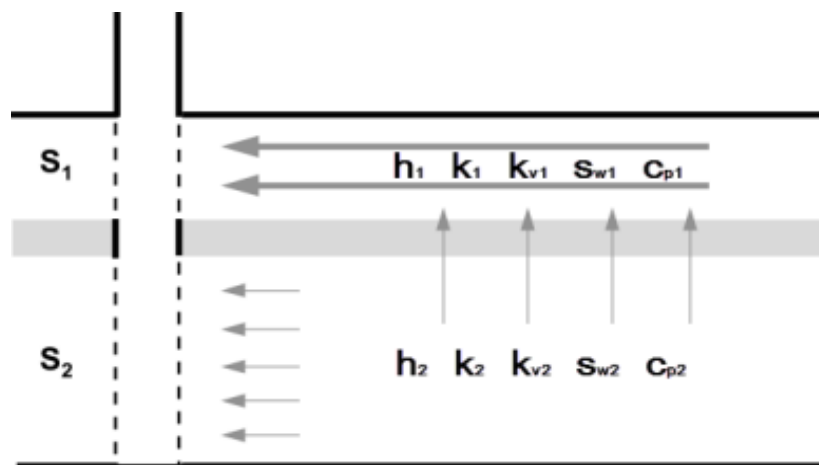


Figure 3-17 : skin d'un réservoir bicouche communicantes

### 3.3.8.2 Le modèle de D. Bourdet

Le modèle utilisé ici pour décrire le réservoir bicouche est celui mis au point par D.

Bourdet . Ce modèle repose sur les hypothèses suivantes:

- Les fluides s'écoulent Horizontalement dans chaque couche.
- L'écoulement vertical entre les deux couches est instantanément pseudo-permanent.

Ce modèle est voisin du modèle réservoir à double porosité pseudo-permanent utilisé pour décrire les réservoirs fissurés: deux systèmes réservoirs, de caractéristiques différentes, en communication. L'écoulement d'un système à l'autre est instantanément pseudo-permanent. Une différence importante existe toutefois avec ce modèle: le modèle à double porosité fait l'hypothèse que la perméabilité d'un des systèmes (porosité matricielle en réservoir fissuré) est faible devant celle de l'autre (perméabilité des fissures). Cette hypothèse n'est plus nécessaire dans le modèle de D. Bourdet. En ce sens, ce double modèle peut être qualifié de modèle à double porosité et double perméabilité. Il est utilisé pour décrire le réservoir bicouche.

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

➤ **La transmissivité totale du réservoir:**

$$kh = k_1 h_1 + k_2 h_2$$

➤ **Le contraste de la transmissivité entre les deux couches:** il est décrit par le paramètre  $\kappa$

$$\kappa = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$$

➤ **Le skin de chaque couche:**  $S_1, S_2$

➤ **La capacité totale du réservoir:**

$$(\phi C_t) = \frac{(h \phi C_t)_1 + (h \phi C_t)_2}{h_1 + h_2}$$

➤ **Le contraste de capacité entre les deux couches:** il est décrit par le paramètre  $\omega$

$$\omega = \frac{(h \phi C_t)_1}{h \phi C_t}$$

➤ **Le terme d'échange entre les deux couches:** il est décrit par le paramètre  $\lambda$ ,

Ce paramètre  $\lambda$  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:

$$\lambda = \frac{r_w^2}{k h} \frac{2}{\frac{2h_e}{k_{ve}} + \frac{h_1}{k_{v1}} + \frac{h_2}{k_{v2}}}$$

Le terme  $\lambda$  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  $h_2/k_{v2}$  ;  $\lambda$  permet d'apprécier la perméabilité verticale de l'écran

$$k_{ve} = \frac{k h}{r_w^2} h_e \lambda$$

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

$$\frac{k_v}{k_h} = \frac{1}{2} \frac{h^2}{r_w^2} \lambda$$

### 3.3.8.3 Calcul de $S_L$

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

$$S_L = 0.5 \sum \kappa_i \text{Ln} (\kappa/\omega)_i$$

- $\omega$  est le contraste de capacité entre les deux couches.
- $\kappa$  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 :

$$\bar{S} = \sum_{j=1}^n \frac{K_j \cdot h_j}{K_{htot}} S_j \quad \text{ou} \quad \bar{S} = \sum_{j=1}^n \kappa_j \cdot S_j$$

$$S_{global} = \bar{S} + S_L$$

### 3.3.9 Skin dû à l'écoulement multiphasique

#### 3.3.9.1 Présentation

Les méthodes d'interprétation exposées jusqu'ici traitent d'un écoulement monophasique de fluide. Cette paragraphe traite de l'interprétation des tests en présence d'un écoulement polyphasique dans le réservoir , Ces fluides sont supposés avoir une distribution uniforme: ceci signifie que les méthodes présentées ne s'appliquent pas à la venue(eau et gaz) dans la zone testée, de fluides différents, venant de niveaux différents.

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.

#### 3.3.9.2 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.

### 3.3.9.3 La Méthode De PERRINE

Dans la méthode de Perrine le fluide polyphasique est traité comme un **fluide monophasique équivalent** ayant des propriétés suivantes :

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

$$\frac{k}{\mu} = \left( \frac{k_o}{\mu_o} \right) + \left( \frac{k_w}{\mu_w} \right) + \left( \frac{k_g}{\mu_g} \right)$$

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:

$$q_{tf} = q_o B_o + q_w B_w + q_g B_g$$

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  $q_g B_g$  produit au fond s'exprime en fonction du débit  $q_{gf}$  mesuré en tête de puits par :

$$q_g B_g = (q_{gf} - q_o R_s) B_g$$

➤ **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.



### 3.3.9.4 Calcul de $S_m$

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.

$$S_m = \frac{16.2}{1 + 0.8^{wf}} \frac{p}{p_b} - 9 \quad (\text{Pour } \ln(r_e/r_w)=9)$$

### 3.3.10 Skin produit par l'anisotropie de perméabilité $S_{ani}$

#### 3.3.10.1 Présentation

une perméabilité horizontale moyenne est utilisée dans un modèle de réservoir isotopique équivalent. Les distances sont réparties dans les deux directions principale de perméabilité  $k_{max}$  et  $k_{min}$  (**figure 3-18**) avec :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{max}/k_{min}} \quad (\text{md}, \mu\text{m}^2)$$

$$X' = X \sqrt{\frac{\bar{k}}{k_{max}}} = X^4 \sqrt{\frac{k_{min}}{k_{max}}} \quad (\text{ft}, \text{m})$$

$$y' = \frac{\bar{k}}{k_{min}} = y^4 \sqrt{\frac{k_{max}}{k_{min}}} \quad (\text{ft}, \text{m})$$

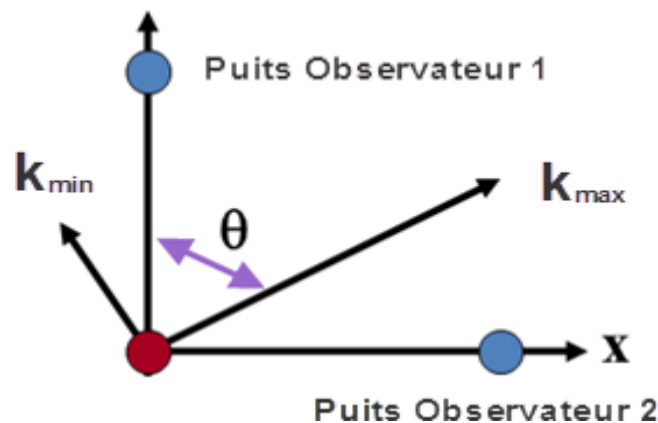


Figure 3-18 : skin d'anisotropie de Perméabilité

La section du puits est sous forme d'une ellipse dont la surface est identique à celle du puits, le puits elliptique se comporte comme cylindrique dont le rayon est le moyen du grand et du petit axe, produisant un skin apparent négatif.

### 3.3.10.2 Calcul de $S_{ani}$

$$r_{wa} = \frac{1}{2} r_w [\sqrt[4]{k_{min}/k_{max}} + \sqrt[4]{k_{max}/k_{min}}] \quad (\text{ft, m})$$

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

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

Où:

$$k_{max} = 0.5 \{k_x + k_y + [(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2]^{1/2}\} \quad (\text{md, } \mu\text{m}^2)$$

$$k_{min} = 0.5 \{k_x + k_y - [(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2]^{1/2}\} \quad (\text{md, } \mu\text{m}^2)$$

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

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

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

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

### 3.3.11 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 »

$$S' = S + D \cdot q$$

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  $\Delta P_{Prés}$  entre le période n et n-1 s'exprime :

$$S' = S + D (q_n + q_{n-1})$$

### 3.3.12 Skin géologique :

Le forage d'un puits dans une lentille mal alimentée peut se traiter en termes de skin :

- le réservoir aux caractéristiques des régions lointaines alimenté la lentille.
- le Skin reflète les caractéristiques de la lentille.

# Chapitre 4 :Interprétation et Analyse des Résultats

## 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 du test de puits est d'identifier le système (réservoir, limite, forme de la partie drainée...) en sachant seulement la pression.

Des 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, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement Écrin qui est la quatrième version développée par KAPPA, Ecrin v4,02,06 intègre toutes les applications de KAPPA, 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 puits à l'aide du software Saphir.

## 4.1 Description et utilisation du logiciel Saphir

Le SAPHIR est un logiciel d'interprétation équipé de plusieurs modèles de réservoir avec les effets de limites.

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

On fait rentrer les enregistrements du test ainsi que les caractéristiques du puits ( $\Phi$ , ct, h, q,  $\mu$ ...) déterminés 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, ( $dP = f(dt)$ ,  $dP = f(\sqrt{dt})$ ,  $dP = f(\sqrt[4]{dt})$ ),

$$dP = f(1/\sqrt{dt}) .$$

Saphir est un outil d'interprétation du well test basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production, On y trouve en plus de l'analytique, 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.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle, la génération de 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.

## 4.2 Résultats d'Interprétation des essais de puits

Pour analyser les phénomènes pseudo skin dans le champ de HBK, huit (08) puits de différents modèles ont été choisis dans le flanc est de la zone OKN. Les puits sélectionnés sont définis dans le tableau suivant :

Table 4.1 : les données de bases des puits sélectionnés

PUITS	Type	Complétion	Réservoir (drains)	Intervalle de perforation (m)
<b>BHRE 01</b>	Producteur d'huile (éruptif)	Liner $4^{1/2}$ , Tubing $4^{1/4}$	SI	3462.00 @ 3470.00 3474.00 @ 3479.00
<b>OKN 33</b>	Producteur d'huile et équipé par gaz lift simple (GLS)	Liner $4^{1/2}$ , tubing $4^{1/4}$ , Tubing $2^{7/8}$ à l'intérieure de Tubing $4^{1/2}$ (Chemisage)	SI	3464,23@3501,14
<b>OKN 67</b>	Producteur d'huile (éruptif)	Liner $4^{1/2}$ , Tubing $4^{1/4}$	T1	3458,50@3465,00 3466,50@3468,00
<b>OKN 71</b>	Producteur équipé par gaz lift simple (GLS)	Liner $4^{1/2}$ , tubing $4^{1/4}$ , Tubing $2^{7/8}$ à l'intérieure de Tubing $4^{1/2}$ (Chemisage)	SI	3497,50@3498,50 3502,50@3504,50 3508,00@3511,00 3513,00@3514,50 3517,50@3519,50 3520,00@3521,00 3522,00@3523,50
<b>OKN 551</b>	Producteur d'huile (éruptif)	Liner $4^{1/2}$ , Tubing $4^{1/4}$	SI	3508.00 @ 3512.50 3515.00 @ 3516.00 3517.00 @ 3518.50 3519.50 @ 3521.00 3528.00 @ 3530.00 3535.00 @ 3537.50

<b>OKN 630</b>	Producteur équipé par gaz lift simple (GLS)	Liner $4^{1/2}$ , tubing $4^{1/4}$ , Tubing $2^{7/8}$ à l'intérieure de Tubing $4^{1/2}$ (Chemisage)	T1	/
			SI	3508.50 @ 3512.00 3517.00 @ 3525.00 3527.50 @ 3528.50 3532.00 @ 3533.00
<b>OKN 631</b>	Producteur équipé par gaz lift simple (GLS)	Liner $4^{1/2}$ , tubing $4^{1/4}$ , Tubing $2^{7/8}$ à l'intérieure de Tubing $4^{1/2}$ (Chemisage)	SI	3 487,50@3 489,00 3490,00@3492,50 3499,00@3500,00 3510,00@3512,50 3513,50@3515,00 3516,00@3517,00 3520,50@3526,50 3526,50@3527,00

Les résultats d'interprétation des essais des puits sélectionnés sont présentés comme suite :

**Puits BKRE-1**

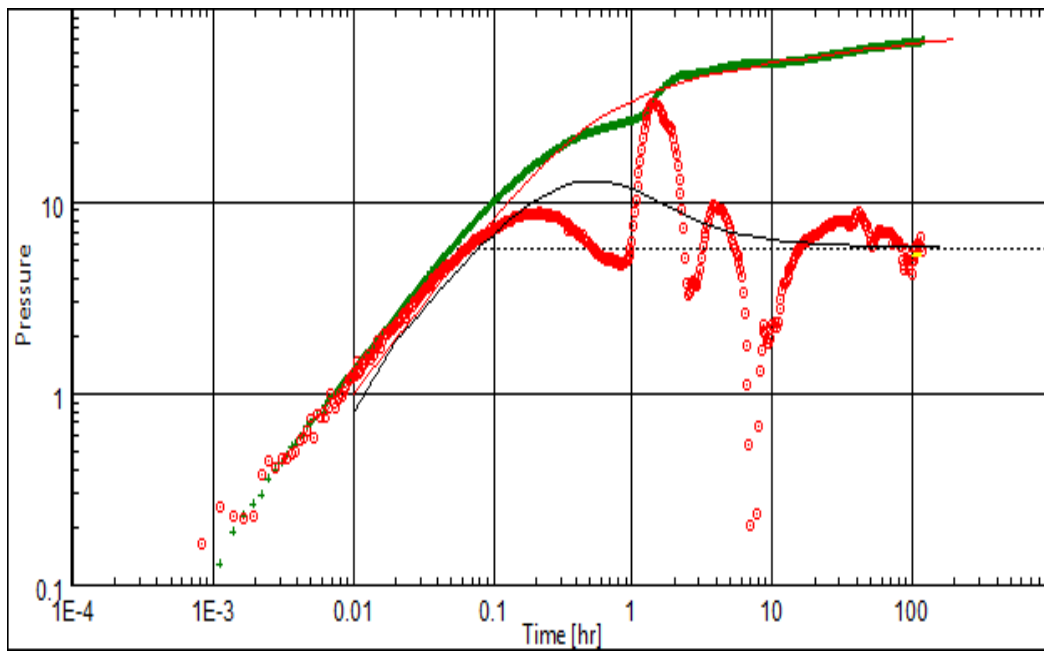


Figure 4-1 : log-log plot du puits BKRE-1

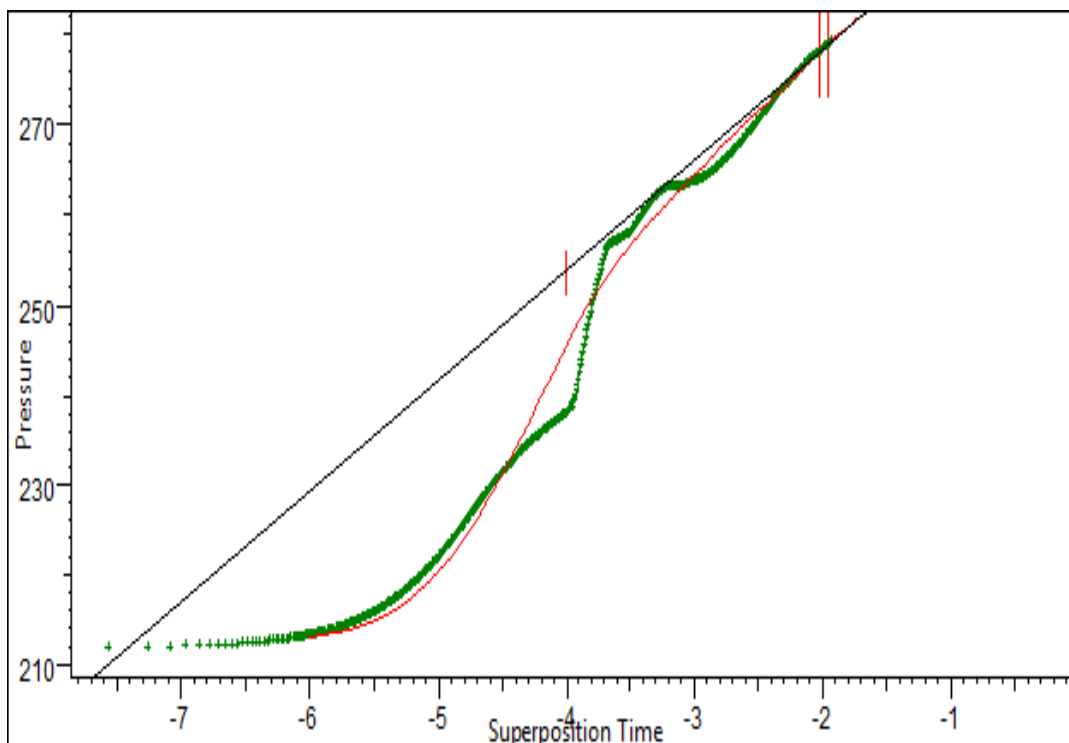




Figure 4-2 :semi-log plot du puits BKRE-1

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build Up	Field : HBK Test Name / # BKRE-1	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
Well		Vertical	
Reservoir		Radial composite	
Boundary		Infinite	
<b>Résultats sur log-log-plot</b>		<b>Résultats sur semi-log-plot</b>	
C =0.0617 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg Skin = -3.22 Pi =298.359 kg/cm <sup>2</sup> k.h =82.4 md.m k =5.68 md Ri =76.2 m M =0.962 D =0.944		Slope =12.261 kg/cm <sup>2</sup> P@1hr =253.684 kg/cm <sup>2</sup> k.h =89 md.m k =6.14 md p* =302.81 kg/cm <sup>2</sup> Skin = -3.07 Delta P Skin = -19.204 kg/cm <sup>2</sup>	

**Le puits OKN-33**

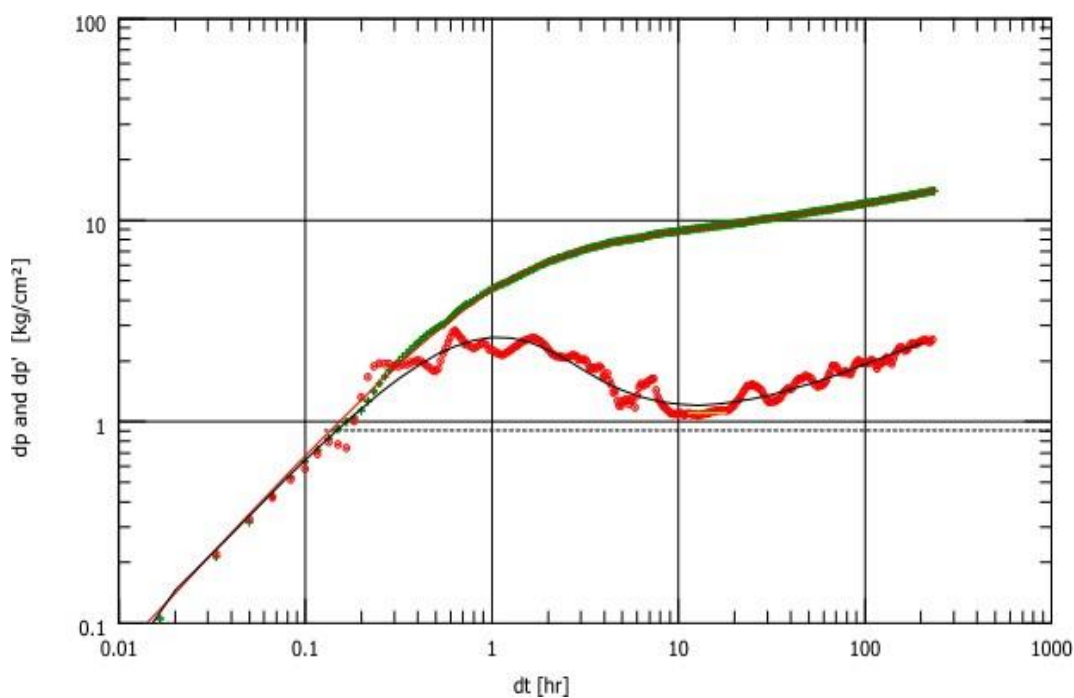


Figure 4-3 : log-log plot du puits OKN-33



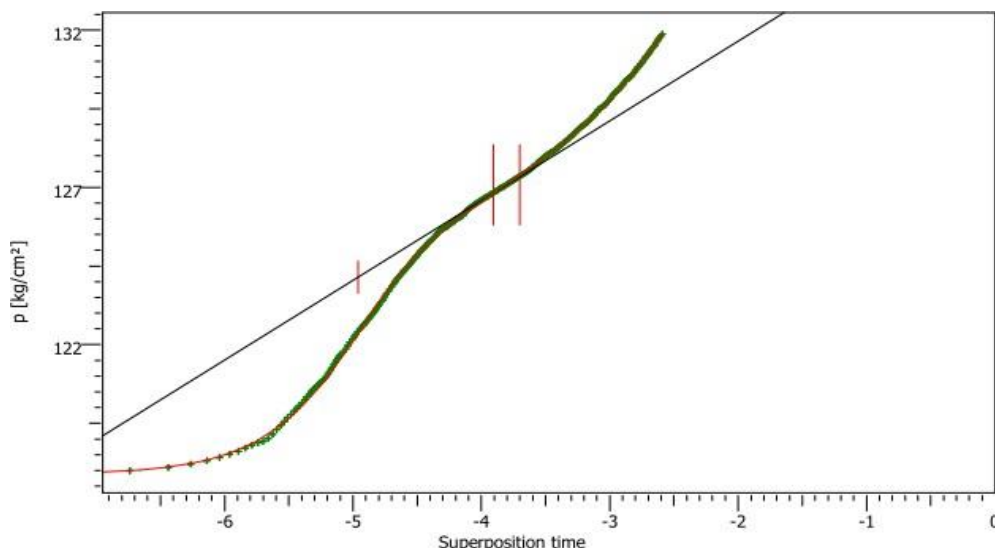




Figure 4-4 : semi-log plot du puits OKN-33

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 33	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
Well		Vertical	
WBS Type		Constant wellbore storage	
Reservoir		Two layers	
Boundary		Intersecting faults –Pi/N	
<b>Résultats sur log-log plot</b>		<b>Résultats sur semi-log plot</b>	
<p>                     C =0.497 m<sup>3</sup>cm<sup>2</sup>/kg                      Skin1 = -3.22                      Skin2 =11.4                      Pi =152.239 kg/cm<sup>2</sup>                      k.h =259 md.m                      k =11.8 md                      Omega =8.74E-5                      Lambda =1.11E-6                      Kappa =0.999                      L1 - No flow =301 m                      L2 - No flow =756 m                      Delta P (Total Skin) = -5.79442 kg/cm<sup>2</sup>                      Delta P Ratio (Total Skin) = -0.41333 %                 </p>		<p>                     Slope =2.53382 kg/cm<sup>2</sup>                      P@ 1hr =124.149 kg/cm<sup>2</sup>                      k.h =213 md.m                      k =9.69 md                      p* =136.716 kg/cm<sup>2</sup>                      Skin = - 4.1                      Delta P Skin = -9.03076 kg/cm<sup>2</sup> </p>	

**Le puits OKN-67**

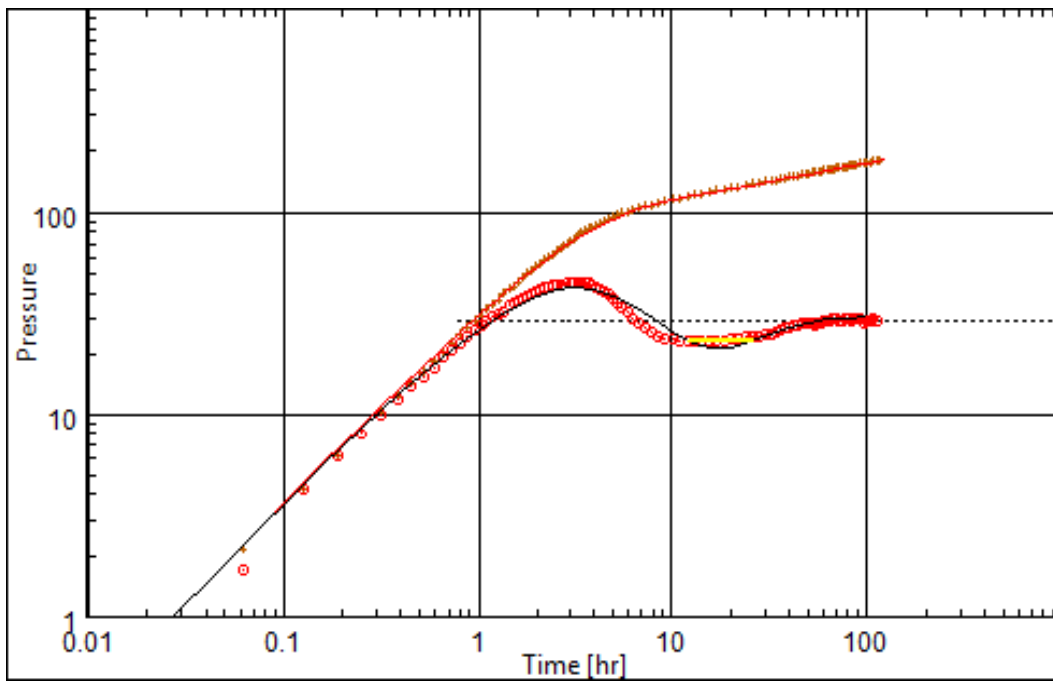


Figure 4-5 : log-log plot du puits OKN-67

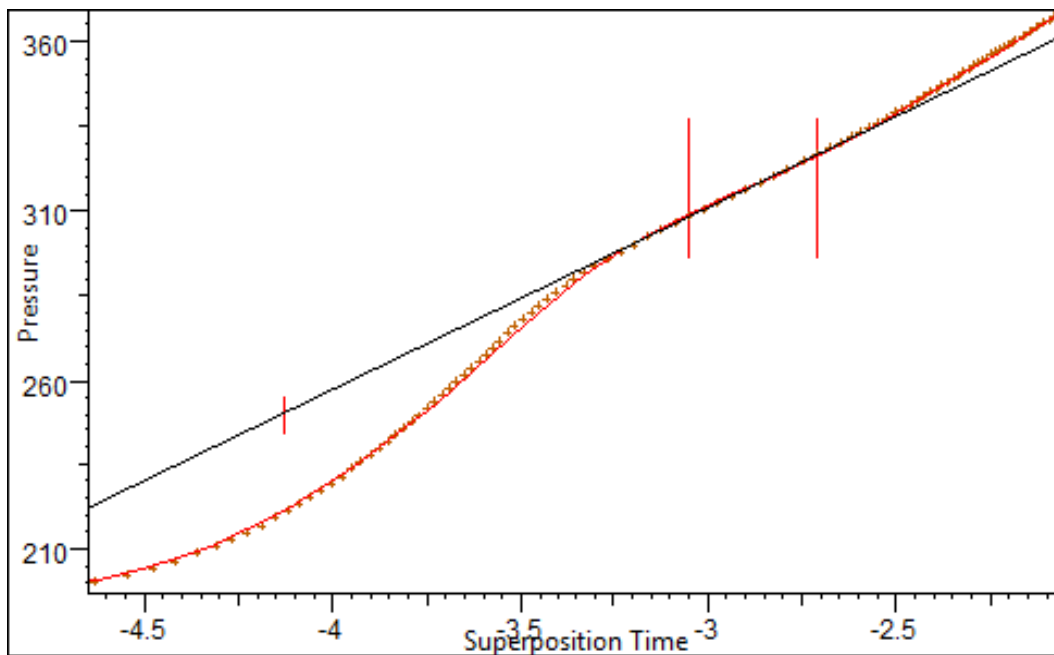




Figure 4-6 :semi-log plot du puits OKN-67

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 67	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
Well		Vertical	
WBS		Constant wellbore storage	
Reservoir		<i>Dual porosity PSS (Pseudo permanent).</i>	
Boundary		Infinite	
<b>Résultats sur log-log plot</b>		<b>Résultats sur Semi-Log plot</b>	
<p>C =0.0719 m<sup>3</sup>cm<sup>2</sup>/kg                  Skin = -4.1                  Pi =508.877 kg/cm<sup>2</sup>                  k.h =9.27 md.m                  k =0.713 md                  Omega =0.01                  Lambda =8.5E-6</p> <p>Delta P (Total Skin) = -239.008 kg/cm<sup>2</sup>                  Delta P Ratio (Total Skin) = -132.152 %</p>		<p>Slope =68.0189 kg/cm<sup>2</sup>                  P@1hr =227.697 kg/cm<sup>2</sup>                  k.h =9.15 md.m                  k =0.704 md                  p* =508.542 kg/cm<sup>2</sup>                  Skin = -4.17                  Delta P Skin = -246.19 kg/cm<sup>2</sup></p>	

**Le puits OKN-71**

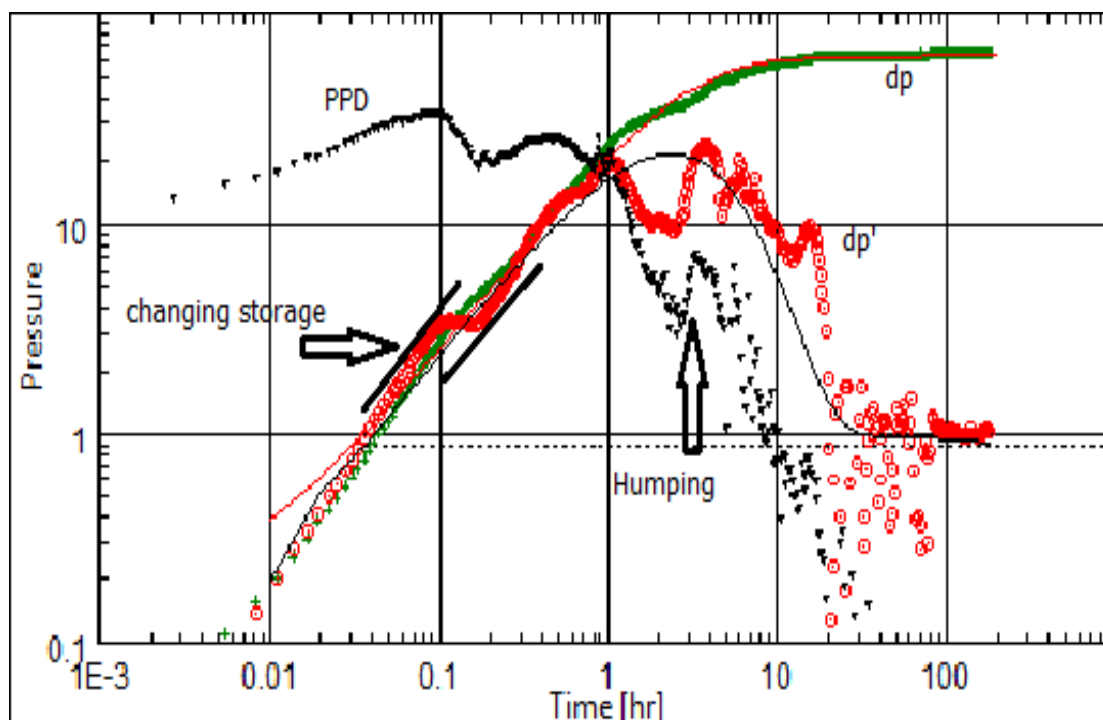


Figure 4-7 : log-log plot du puits OKN-71

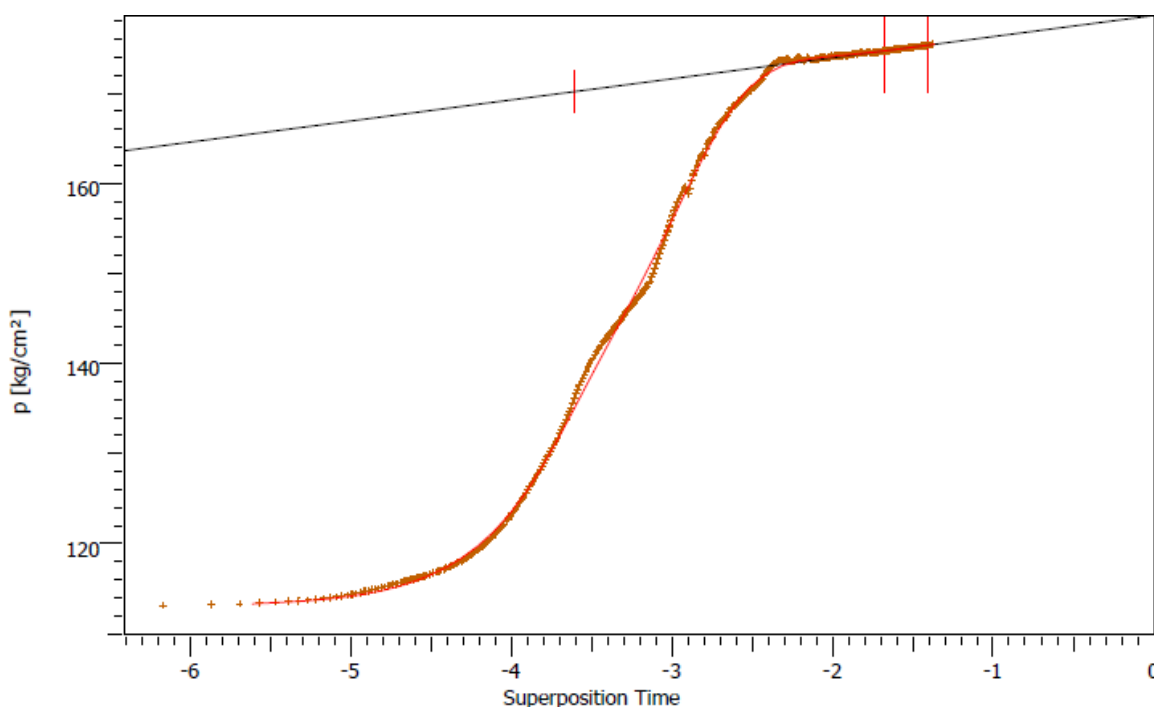




Figure 4-8 : semi-log plot du puits OKN-71

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 71	
<b>Modèle retenue</b>			
Model		Standard model	
WBS		Changing storage	
Well		Vertical	
Reservoir		Two porosity slab	
Boundary		infinite	
<b>Résultats sur log-log-plot</b>		<b>Résultats sur semi-log plot</b>	
C =0.324 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg Total Skin =21.8 k.h, total =270 md.m k, average =22.5 md Pi =178.715 kg/cm <sup>2</sup> Ci/Cf =0.506 Alpha =86000 Omega =9.99E-4 Lambda =3.78E-7 Delta P (Total Skin) =44.7637 kg/cm <sup>2</sup> Delta P Ratio (Total Skin) =0.717239 %		Slope =2.34359 kg/cm <sup>2</sup> P@ 1hr =170.168 kg/cm <sup>2</sup> k.h =273 md.m k =22.7 md p* =178.628 kg/cm <sup>2</sup> Skin =22 Delta P Skin =44.843 kg/cm <sup>2</sup>	

**Le puits OKN-551**

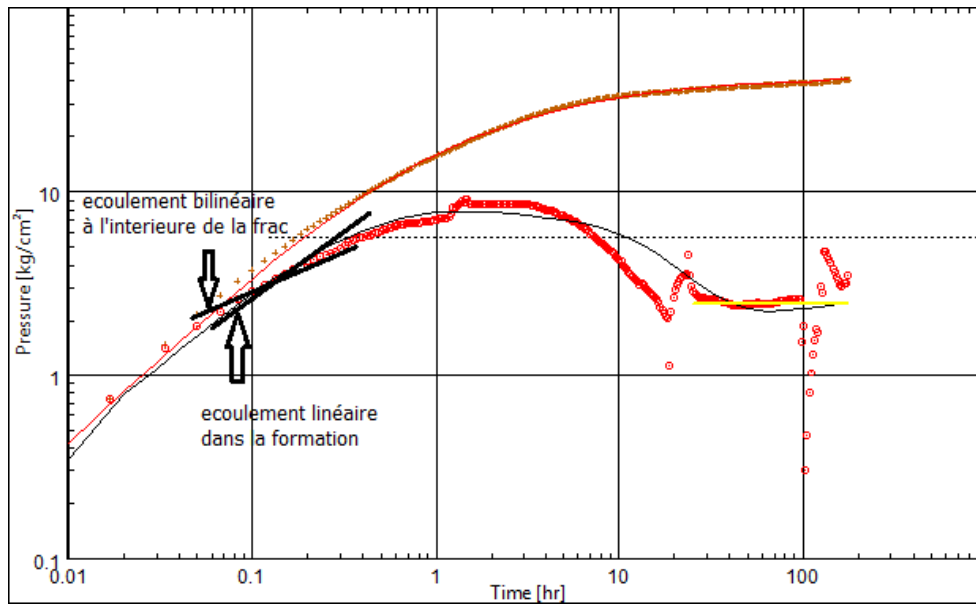


Figure 4-9 : log-log plot du puits OKN-551

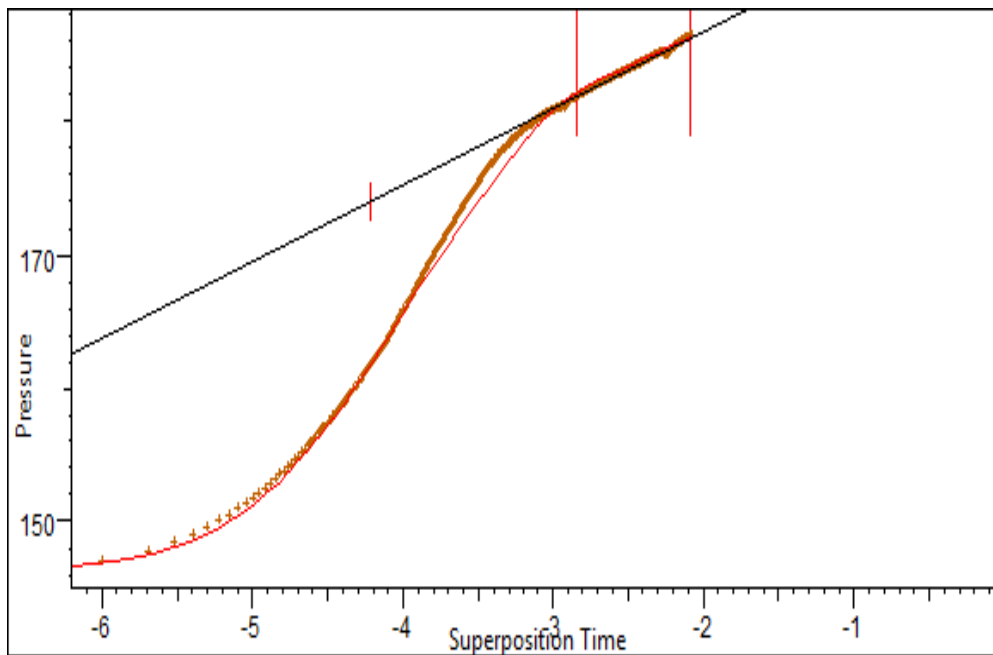




Figure 4-10 : semi-log plot du puits OKN-551

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 551	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
WBS		Constant wellbore storage	
Well		Fracture – Finite Conductivity	
Reservoir		Radial composite	
Boundary		Infinite	
<b>Résultats sur log-log plot</b>		<b>Résultats sur semi-log plot</b>	
C =0.131 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg Skin =0 Geometrical Skin = -3.51 Xf =6.11 m Fc =152 md.m Pi =203.858 kg/cm <sup>2</sup> k.h =77.5 md.m k =2.98 md Ri =61 m M =0.693 D =5.48 Delta P (Total Skin) = -39.8203 kg/cm <sup>2</sup> Delta P Ratio (Total Skin) = -96.9662 %		Slope =5.70488 kg/cm <sup>2</sup> P@ 1hr =173.996 kg/cm <sup>2</sup> k.h =177 md.m k =6.82 md p* =198.059 kg/cm <sup>2</sup> Skin = -0.142 Delta P Skin = -0.702594 kg/cm <sup>2</sup>	

**Le puits OKN 630 :**

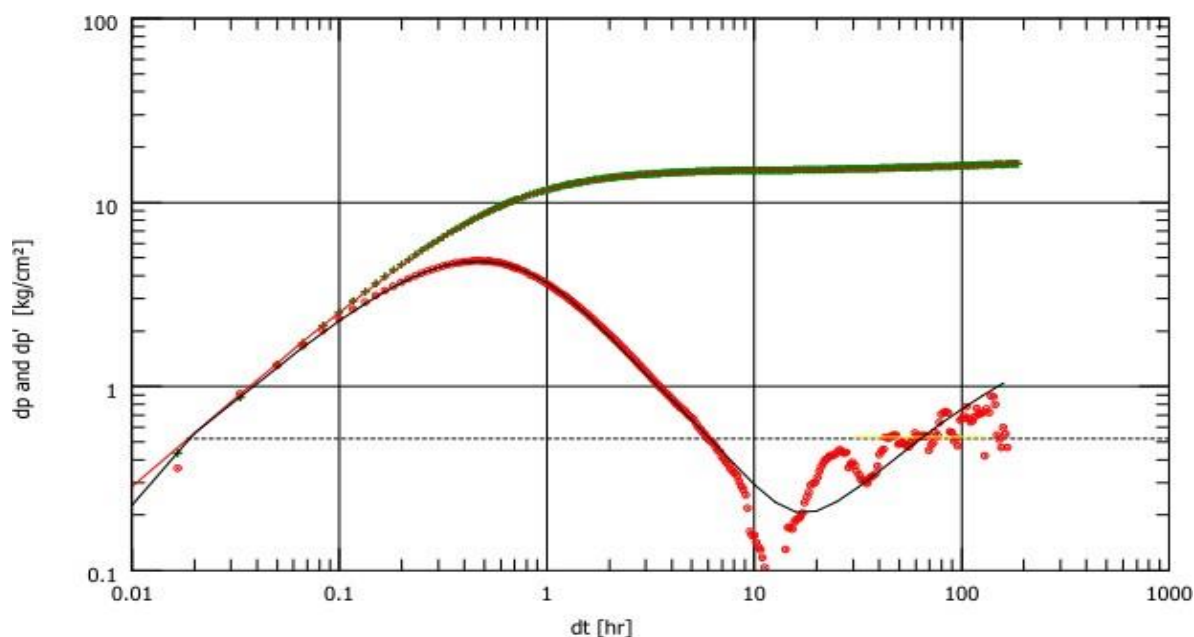


Figure 4-11 : log-log plot du puits OKN-630

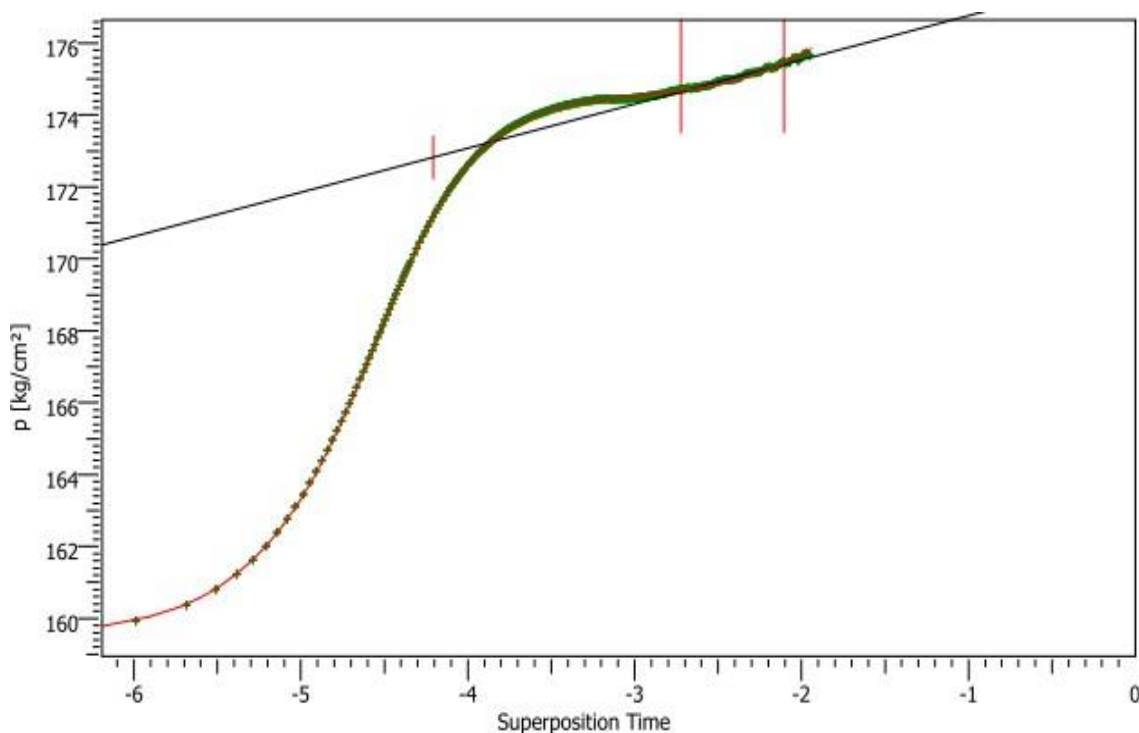




Figure 4-12 : semi-log plot du puits OKN-630

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 630	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
Well		Vertical	
WBS		Constant wellbore storage	
Reservoir		Two porosity PSS	
Boundary		Rectangle	
<b>Résultats sur le plot log-log</b>		<b>Résultats sur Semi-Log plot</b>	
<p>C =0.0421 bbl/psi                  Total Skin =5.54                  k.h, total =308 md.m                  k, average =22.8 md                  Pi =230 kg/cm<sup>2</sup>                  Omega =0.033                  Lambda =1.1E-7                  S - No flow =2490 m                  E - No flow =154 m                  N - No flow =2490 m                  W - No flow =144 m                  Delta P (Total Skin) 5.7712 kg/cm<sup>2</sup>                  Delta P Ratio (Total Skin) 0.353132 %</p>		<p>Slope =1.22615 kg/cm<sup>2</sup>                  P@ 1hr =172.824 kg/cm<sup>2</sup>                  k.h =301 md.m                  k =22.3 md                  p* =177.983 kg/cm<sup>2</sup>                  Skin =6.46                  Delta P Skin =6.88182 kg/cm</p>	

**Le puits OKN-631**

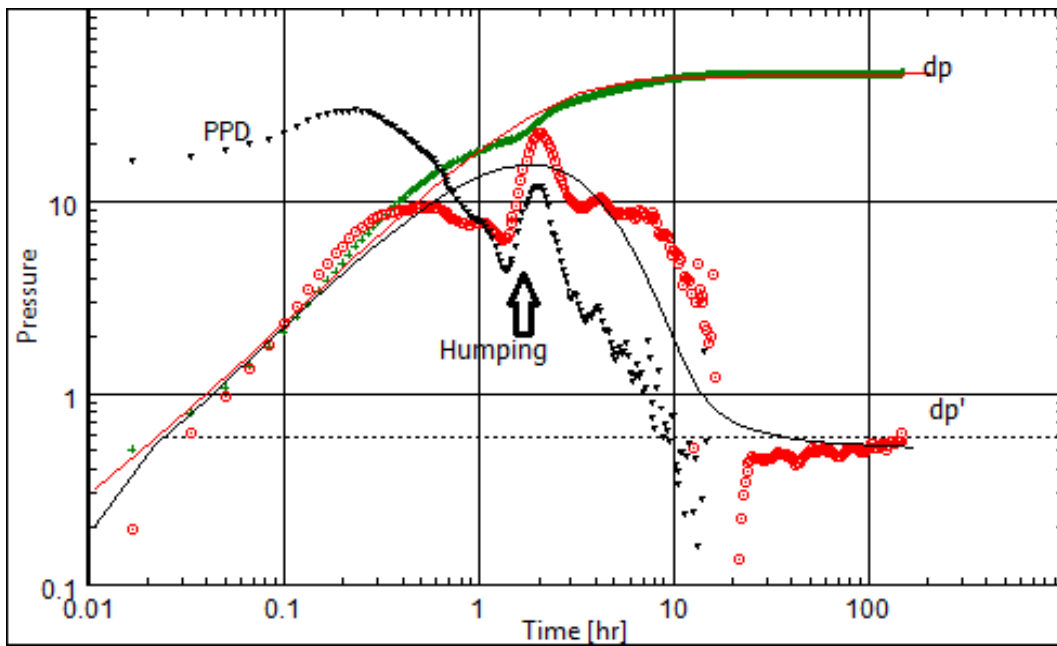


Figure 4-13 : log-log plot du puits OKN-631

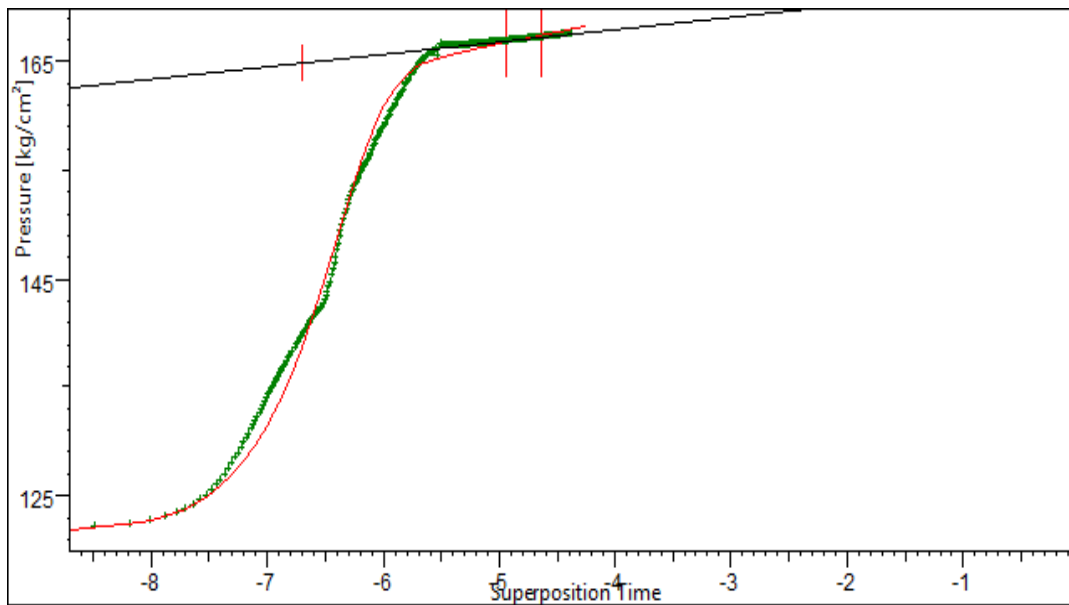




Figure 4-14 : semi-log plot du puits OKN-631



	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HBK Test Name / # OKN 631	
<b>Modèle retenu</b>			
Model		Standard Model	
WBS		Changing storage	
Well		Vertical	
Reservoir		Hemogenous	
Boundary		One fault	
<b>Résultats sur le plot log-log</b>		<b>Résultats sur le plot semi-log</b>	
C 0.233 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg Ci/Cf 0.29 Skin 40.4 Pi 176.885 kg/cm <sup>2</sup> k.h 812 md.m k 41.5 md L - No flow 381 m Delta P (Total Skin) 35.5891 kg/cm <sup>2</sup> Delta P Ratio (Total Skin) 76.4113 %		Slope =1.13189 kg/cm <sup>2</sup> P@1hr =164.891 kg/cm <sup>2</sup> k.h =728 md.m k =37.2 md p* =172.476 kg/cm <sup>2</sup> Skin =38.3 Delta P Skin =37.6577 kg/cm <sup>2</sup>	

### 4.3 Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins

A partir des équations de chapitre III, le calcul des différents pseudo-skins donne des résultats suivants :

Table 4.2 : Pseudo-Skin de perforation

PUITS	rw	I perfo	q	a(q)	r'(q)	SH	Kh/Kv	h perf	r perf	hD	rD	a1	a2	b1	b2	a	b	SV	Rwd	C1	C2	Swb	Sp
	ft	ft	degre	-	ft	-	-	1/shot/ft	ft	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>BKRE-1</b>	0,250	2,550	60,000	0,813	2,276	<b>-2,209</b>	<b>1,000</b>	0,167	0,013	0,065	0,002	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,178	1,652	<b>0,973</b>	0,089	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-1,235</b>
<b>OKN-33</b>	0,250	2,140	60,000	0,813	1,943	<b>-2,051</b>	<b>1,000</b>	0,167	0,013	0,078	0,002	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,138	1,652	<b>1,077</b>	0,105	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-0,973</b>
<b>OKN-67</b>	0,250	2,550	60,000	0,813	2,276	<b>-2,209</b>	<b>1,643</b>	0,167	0,013	0,084	0,002	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,069	1,652	<b>1,104</b>	0,089	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-1,105</b>
<b>OKN-71</b>	0,250	3,000	60,000	0,813	2,642	<b>-2,358</b>	<b>2,752</b>	0,167	0,014	0,092	0,003	-1,898	0,102	1,365	1,649	4,853	1,653	<b>1,093</b>	0,077	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-1,265</b>
<b>OKN-551</b>	0,250	2,420	60,000	0,813	2,171	<b>-2,161</b>	<b>1,660</b>	0,167	0,013	0,089	0,002	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,080	1,652	<b>1,150</b>	0,094	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-1,011</b>
<b>OKN-630</b>	0,250	2,550	60,000	0,813	2,276	<b>-2,209</b>	<b>3,574</b>	0,167	0,013	0,124	0,003	-1,898	0,102	1,365	1,649	4,874	1,653	<b>1,332</b>	0,089	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-0,876</b>
<b>OKN-631</b>	0,250	2,140	60,000	0,813	1,943	<b>-2,051</b>	<b>1,042</b>	0,167	0,013	0,079	0,002	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,130	1,652	<b>1,088</b>	0,105	0,000	7,509	<b>0,001</b>	<b>-0,962</b>

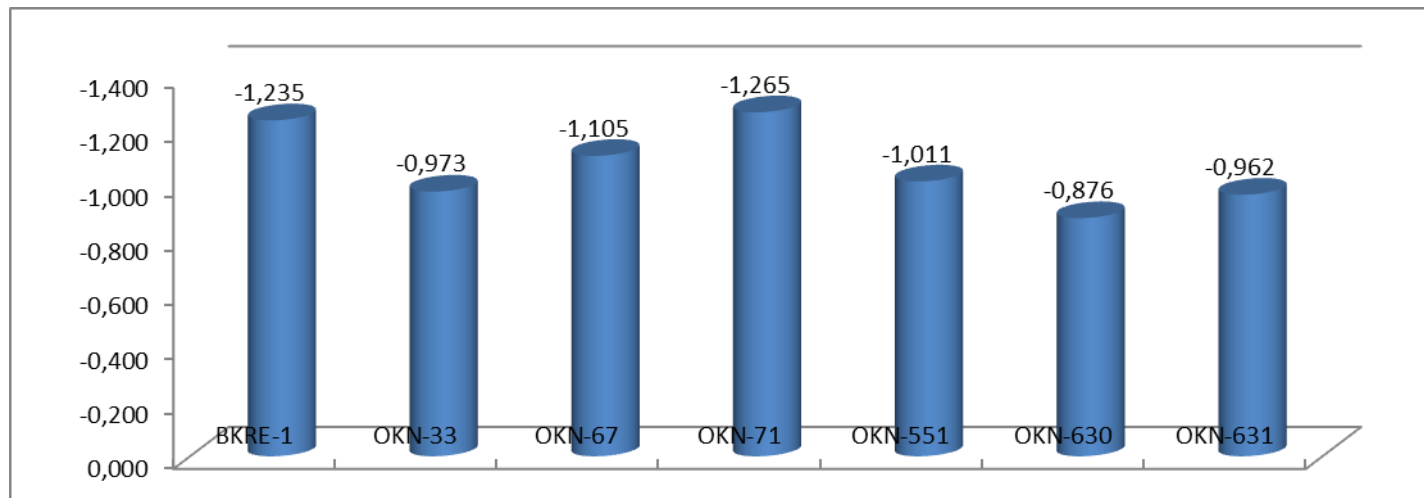


Figure 4-15 :pseudo-skin de perforation

Table 4.3 : Pseudo-Skin de pénétration partielle

PUITS	htu(m)	hp(m)	rw	Kh/Kv	rD	hpD	h1D	A	B	Spp
<b>BKRE-1</b>	14,500	13,00	0,250	1,000	0,017	0,897	0,052	3,625	1,381	<b>0,289</b>
<b>OKN-33</b>	22,000	15,10	0,250	1,000	0,011	0,686	0,157	3,045	1,489	<b>1,307</b>
<b>OKN-67</b>	10,000	8,00	0,250	1,643	0,020	0,800	0,100	3,333	1,429	<b>0,590</b>
<b>OKN-71</b>	26,900	12,00	0,250	2,752	0,006	0,446	0,277	2,574	1,635	<b>4,201</b>
<b>OKN-551</b>	26,000	13,00	0,250	1,660	0,007	0,500	0,250	2,667	1,600	<b>3,152</b>
<b>OKN-630</b>	24,500	13,50	0,250	3,574	0,005	0,551	0,224	2,761	1,568	<b>2,868</b>
<b>OKN-631</b>	42,500	23,00	0,250	1,042	0,006	0,541	0,229	2,742	1,574	<b>2,922</b>

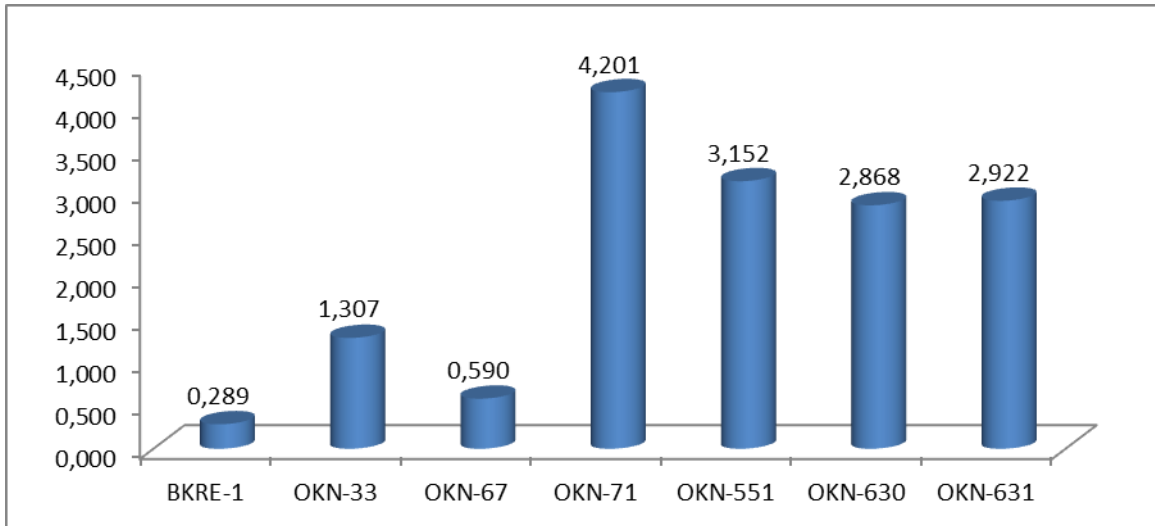


Figure 4-16 :pseudo-skin de pénétration partielle

Table 4.4 : Pseudo-Skin de multiphasique

PUITS	Pg(kg/cm <sup>2</sup> )	Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	Pwf (kg/cm <sup>2</sup> )	Sm
<b>BKRE-1</b>	278,16	190,000	210,610	<b>-0,414</b>
<b>OKN-33</b>	132,18	190,000	116,560	<b>1,867</b>
<b>OKN-67</b>	368,05	190,000	185,220	<b>0,102</b>
<b>OKN-71</b>	175,46	190,000	112,740	<b>1,985</b>
<b>OKN-551</b>	185,35	190,000	145,180	<b>1,054</b>
<b>OKN-630</b>	174,62	190,000	134,690	<b>1,337</b>
<b>OKN-631</b>	156,05	190,000	120,740	<b>1,740</b>

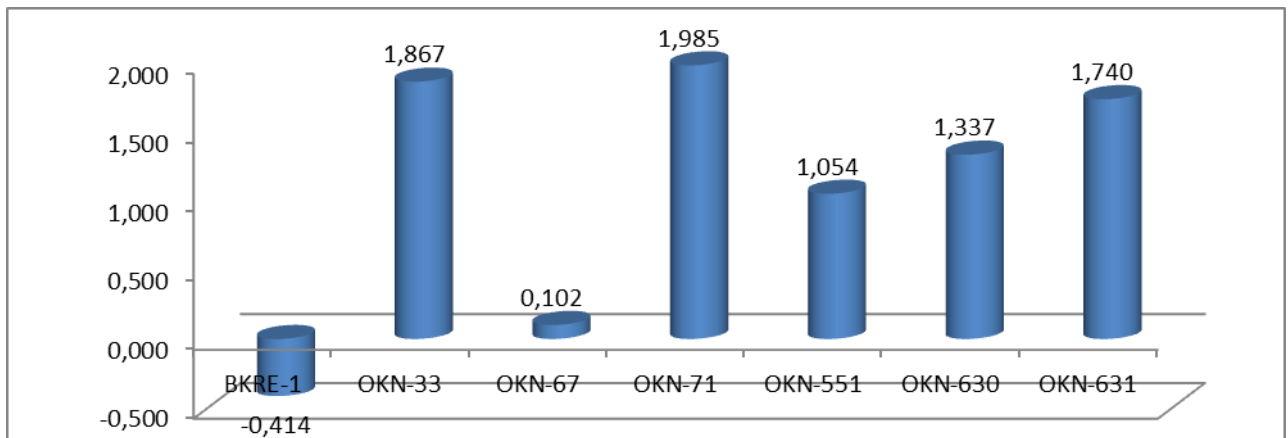


Figure 4-17 :pseudo-skin de multiphasique

Table 4.5 : Pseudo-Skin de fracturation hydraulique

puits	rw	Xf	Sf
<b>OKN-551</b>	0,250	20,040	<b>-3,574</b>

Table 4.6 : Pseudo-Skin dû à la différentes mobilité (injection)

puits	Ri(ft)	Rw(ft)	rD	M=Mw/Mo	Src
<b>BKRE-1</b>	250,000	0,250	1000,000	0,962	<b>0,273</b>
<b>OKN-551</b>	200,130	0,250	800,520	0,693	<b>2,962</b>

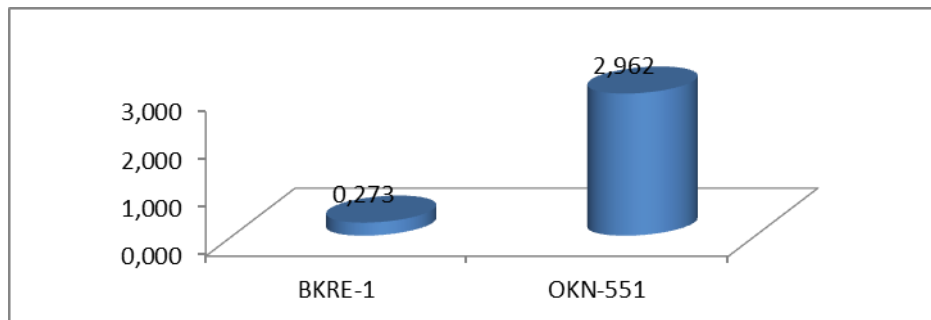


Figure 4-18 :pseudo-skin de différentes mobilités

Table 4.7 : Pseudo-Skin d'un réservoir fissuré (double porosité)

puits	$\omega$	Sdp
<b>OKN-67</b>	0,010	<b>2,303</b>
<b>OKN-71</b>	0,001	<b>3,454</b>
<b>OKN-630</b>	0,033	<b>1,706</b>

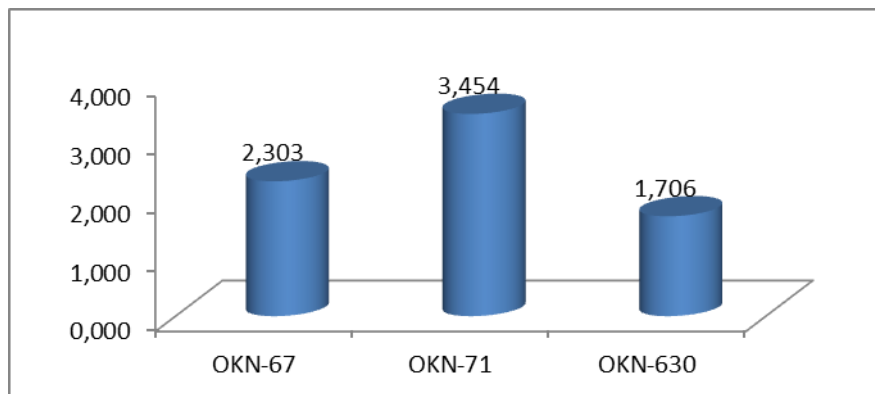


Figure 4-19 :pseudo-skin du réservoir fissuré

Table 4.8 : Pseudo-Skin de multicouche(cas d'une bicouche)

puits	$\kappa_1$	$\kappa_2$	$\omega_1$	$\omega_2$	S1	S2	SI	Smoy	Sglob
<b>OKN-33</b>	0,999	0,001	0,000	1,000	-3,220	11,400	<b>4,664</b>	<b>-3,205</b>	<b>1,459</b>

#### 4.4 Calcul du Skin d'endommagement

Plusieurs d'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.

$$S_t = S_w + S_p + S_d + S_f + S_{ani} + S_L + S_m + S_f$$

$$S_t = S_w + \sum \text{pseudo-skin}$$

Donc 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 :

Table 4.9 :skins total et d'endommagement et les pseudo-skins

puits	reservoir model	skin	$S_p$	$S_{pp}$	$S_m$	$S_f$	$S_{rc}$	$S_{dp}$	$S_L$	$S_w$
		total	perforation	pénétration partielle	multiphasique	fracturation	injection	fissuré	multicouche	endommagement
<b>BKRE-1</b>	<b>Radial Composite</b>	<b>-3,070</b>	-1,235	0,289	-0,414	0,000	0,273	0,000	0,000	<b>-1,983</b>
<b>OKN-33</b>	<b>Two Layers</b>	<b>-4,100</b>	-0,973	1,307	1,867	0,000	0,000	0,000	4,664	<b>-10,964</b>
<b>OKN-67</b>	<b>Double Porosity (PSS)</b>	<b>-4,170</b>	-1,105	0,590	0,102	0,000	0,000	2,303	0,000	<b>-6,060</b>
<b>OKN-71</b>	<b>Double porosity (Slab)</b>	<b>22,000</b>	-1,265	4,201	1,985	0,000	0,000	3,454	0,000	<b>13,624</b>
<b>OKN-551</b>	<b>Radial Composite</b>	<b>-0,142</b>	-1,011	3,152	1,054	-3,574	2,962	0,000	0,000	<b>-2,725</b>
<b>OKN-630</b>	<b>Double Porosity (PSS)</b>	<b>6,460</b>	-0,876	2,868	1,337	0,000	0,000	1,706	0,000	<b>1,425</b>
<b>OKN-631</b>	<b>homogene</b>	<b>38,300</b>	-0,962	2,922	1,740	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>34,600</b>

## 4.5 Analyse des résultats obtenus

### Le puits BKRE-1(testé du 16/02/2012 au 22/02/2012)

Le puits BKRE1a été foré du 05 Aout 2005 au 16 Novembre 2005, dans le Trias Argileux gréseux. Il a été complété dans le réservoir SI, et mis en service le 22 Février 2009. Après une période de production le puits a été fermé pour l'enregistrement d'une remontée de pression de 6 jours.

La configuration du système Puits-Réservoir la plus appropriée à l'enregistrement de la remontée de pression de BKRE1 est celle d'un réservoir qui se comporte comme celui d'un radial composite. L'interface entre les deux zones se trouve à 76.2 m du puits ( $R_i$ ), les rapports de mobilité  $M=0,962$  et de diffusivité  $D=0,944$  légèrement inférieures à 1 indiquent que la zone externe renferme des caractéristiques plus mieux que la zone interne, la capacité d'écoulement du fluide dans la formation est de l'ordre de 89 md.m, soit une perméabilité moyenne de 6.14 md.

Le déclin de la dérivée à la fin de la période du wellbore storage et la ligne radial n'est pas observée .Cela est dû au phénomène de Humping (au moment de la fermeture du puits des bulles de gaz migrent vers le haut et forment une colonne de gaz et la pression passe par un pic sur le graphe de remontée de pression).

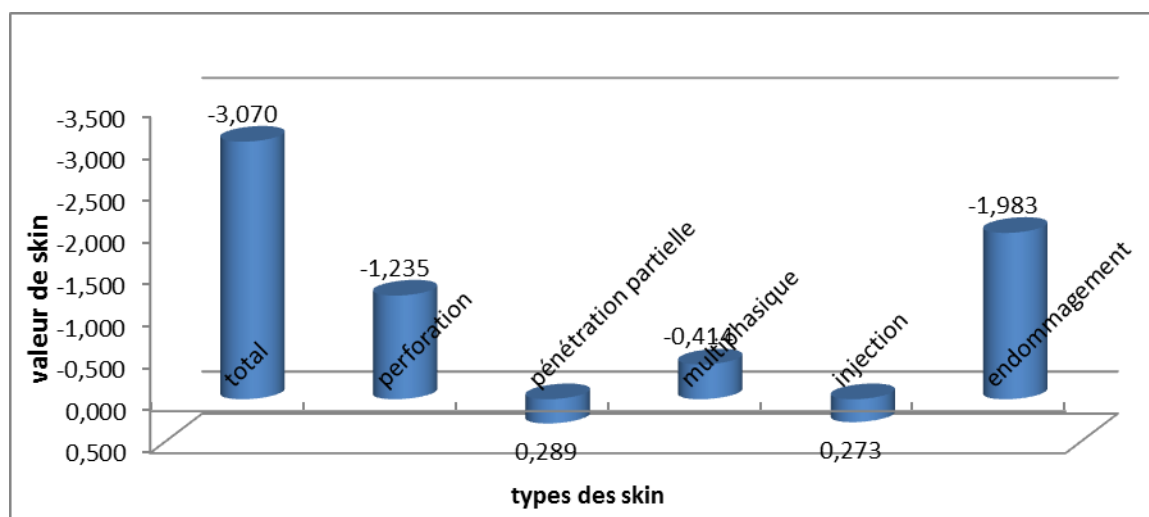


Figure 4-20 :les skins du puits BKRE-1

Les résultats du calcul donnent des Pseudo-skins faibles. Soient Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -1.23$ ), cette valeur est expliquée par la perforation en Underbalance, Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp}=0.28$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité plus de 89 %, Pseudo-skin de multiphasique négative ( $S_m = -0.41$ ) parce que la pression de gisement et la pression de fond dynamique sont supérieures à la pression de bulle ( $P_b=190$

kg/cm<sup>2</sup>,  $P_g=278.16$  kg/cm<sup>2</sup> et  $P_{wf}=210.61$  kg/cm<sup>2</sup> d'après PFS et PFD de même test), donc un dégazage se fait au niveau de la colonne de production à 500 m de la surface, et Pseudo-skin de différentes mobilités ( $S_{rc}=0.27$ ) du probablement à un léger changement des caractéristiques petrophysiques du réservoir(permeabilité).

le résultat de PLT effectué le 12/04/2009(Annexe D) montre que la majorité de débit de production provient principalement du deuxième banc (participation de 94,24 %) parmi les deux bancs perforés avec un débit de 3m<sup>3</sup>/h, ils sont stimulés le reservoir par une operation d'acidification le 05/12/2011, le résultat des paramètres de production obtenus à partir de test sur séparateur mobile (Annexe B) du 16/12/2011 donne un débit d'huile de 4,602 m<sup>3</sup>/h, soit un gagne positive de 1.602 m<sup>3</sup>/h, Cette augmentation du débit est due à l'effet de l'opération d'acidification .ces résultats sont confermeés par le well test qui a donné un skin total negative( $S_t= -3.07$ ) et skin d'endommagement aussi negative( $S_w= -1.98$ ).

### **Le puits OKN-33(testé du 15/04/2013 au 27/04/2013)**

Le puits OKN33 a été foré en 1977, au niveau du Trias Argileux Gréseux, dans le cadre du développement de la zone sud-est du champ de Haoud Berkaoui. Le puits a été équipé d'une complétion GLC(gas-lift conventionnel) puis il a été converti en complétion GLS(gas-lift simple) le 13/10/1993 , les caractéristiques pétrophysiques de la partie sommitale du réservoir sont médiocres.

L'objectif de cet essai est de faire un diagnostic sur l'état des abords du puits(skin), de déterminer le type du réservoir ainsi que les limites avoisinant le puits. et par la même occasion voir l'évolution de la pression du réservoir dans le temps en la comparant aux anciennes mesures.

Un test de long build-up a été réalisé sur ce puits et le modèle de calage approprié pour ce puits est celui d'un réservoir bicouches « Two layers » délimités par deux failles sécantes (intersecting faults Pi/N).

Suite au calage du modèle, les résultats suivants sont obtenus :

Deux barrières de perméabilité ont été décelés à distance de 301 m et 756 m du puits, qui représentent des failles étanches.

La capacité d'écoulement du fluide dans la formation est de l'ordre de 259 md.m, soit une perméabilité moyenne de 11.8 md pour une hauteur utile de 22 m.

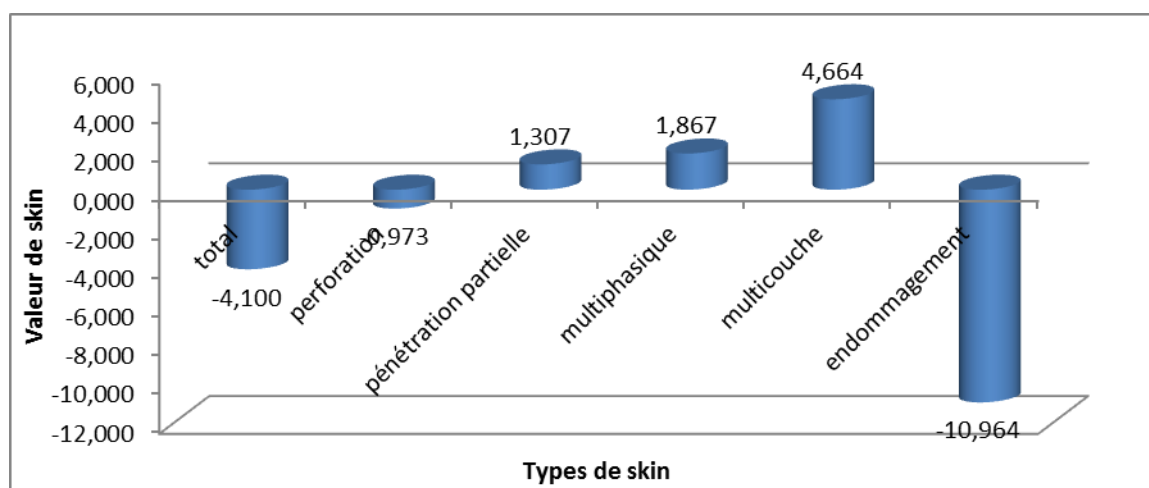


Figure 4-21 : les skins du puits OKN-33

Le skin total est déterminé par la droite semi-log ( $S_t = -4.1$ ) qui donne un skin d'endommagement négative ( $S_w = -10.96$ ), ces deux skins négatives dues à une intervention sur le puits par une opération d'acidification (22/11/2012). Il en résulte un Pseudo-Skin positive de pénétration partielle ( $S_{pp} = 1.31$ ); s'explique que la hauteur des perforations représente 69% de la hauteur totale utile. Un Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -0.97$ ), cette faible valeur expliquer par la perforation en Underbalance. La faiblesse de la valeur de la pression de gisement ( $P_g = 132.18$  kg/cm<sup>2</sup> selon la mesure d'Avril 2013) devant la pression de bulle ( $P_b = 190$  kg/cm<sup>2</sup>) cette dernière provoque un Pseudo-skin multiphasique ( $S_m = 1.87$ ).

La combinaison des résultats de PLT (Annexe D) et l'essai de puits montre que le puits produit la majorité de son potentiel par deux bancs parmi sept (07) couche ( $S_1 = -3.22$  pour le banc N 02 et  $S_2 = 11.4$  pour le banc N 05), Ceci signifie qu'on a un bouchage partiel des perfos des autres bancs qui provoque un skin positive entre les deux bancs ( $S_L = 4.66$ ).

#### **Le puits OKN-67 (testé du 30/03/2011 au 05/04/2011)**

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. Etant un puits de délimitation de la partie Nord-Est de la zone OKN, la série inférieure (SI) est presque totalement dans une zone à eau.

Le puits commence à produire avec un débit constant environ de 2,77 m<sup>3</sup>/h de mai jusqu'à novembre 2010, ensuite il est passé à une moyenne d'environ 2 m<sup>3</sup>/h à partir de décembre 2010; soit une perte brusque de 28,57% du débit. Suite à cette chute de production le puits a été fermé pour cette Remontée de Pression (SBU).

La configuration du système Puits-Réservoir la plus appropriée à l'enregistrement de la remontée de pression d'OKN67 est celle d'un réservoir à double porosité (réservoir fissuré), à des limites infinies avec constante wellbore storage.



Le résultat de calage de ce modèle donne une conductivité moyenne  $kh = 9.27$  md.m et une perméabilité très faible de 0.713 md.

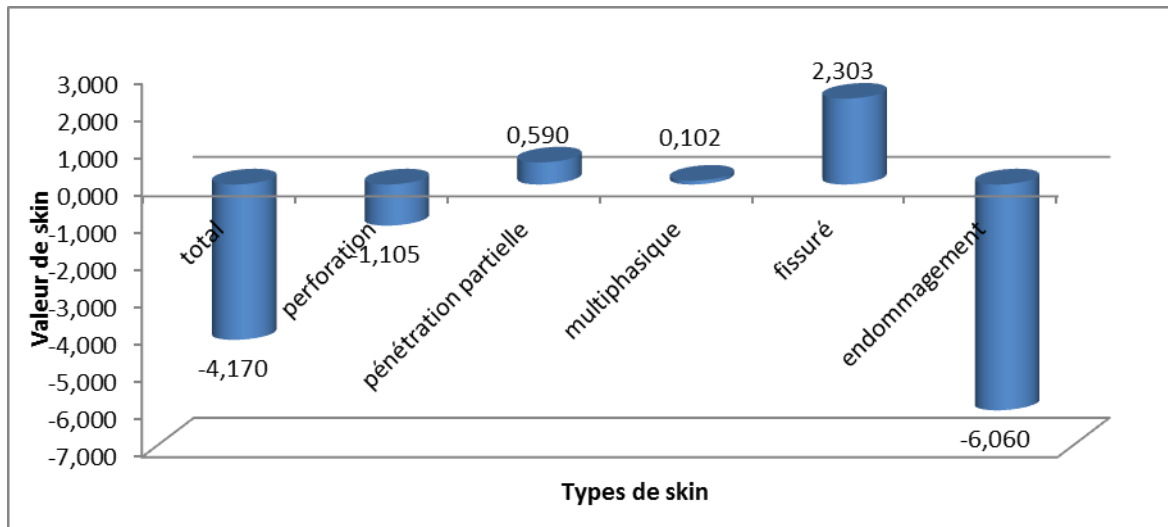


Figure 4-22 : les skin du puits OKN-67

L'analyse semi-log donne un Skin total négative ( $S_t = -4.17$ ). Le calcul donne deux Pseudo-Skins faibles et un Pseudo-Skin positif important et l'autre négatif, soit un Pseudo-skin de multiphasique ( $S_m = 0.101$ ) parce que la pression de gisement est fortement supérieure à la pression de bulle ( $P_b = 190$  kg/cm<sup>2</sup>) et la pression de fond dynamique est proche de la pression de bulle, donc le dégazage se fait au niveau des abords du puits ( $P_g = 368$  kg/cm<sup>2</sup> et  $P_{wf} = 185.22$  kg/cm<sup>2</sup> d'après PFS et PFD de même test), Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -1.104$ ), donc on a une bonne perforation, Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp} = 0.59$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité de 80% ; et Pseudo-Skin d'une formation fissuré (skin double porosity  $S_{dp} = 2.303$ ) qui on peut expliquer par la valeur de Omega ( $\omega = 0.01$ ) qui est étant moyenne, la participation de la matrice à l'écoulement n'est pas important ; le réservoir produit à travers les fissures. Et comme la perméabilité est très faible ( $k = 0.713$  md) donc il est probablement cas de bouchage des fissures.

En fin nous avons aboutir à un skin d'endommagement négative ( $S_w = -6.06$ ) qui indique la bonne état des abords du puits mais une différence de pression très élevé entre le réservoir et le fond du puits ( $\Delta P = P_g - P_{wf} = 368 - 185.22 = 182.78$  kg/cm<sup>2</sup>), la chute du débit du puits peut être expliquée par un bouchage des fissures avec le charriage des minéraux mais leur déplacement pourrait avoir lieu uniquement dans la zone lointaine de la formation, de sorte à provoquer des bouchages partiels des fissures.

**Le puits OKN-71(testé du 18/03/2011 au 26/03/2011)**

Le puits OKN71 a été prévu initialement comme injecteur d'eau pour le maintien de pression de la série inférieure notamment la zone de production délimitée par les puits fortement déplétés. Actuellement, ce puits est exploité comme producteur d'huile.

Le model de réservoir le plus proche à cette remontée de pression au niveau de ce puits est celui d'un réservoir double porosité(slab) avec une changement de la capacité du puits et des limites infinies (infinite) qui ne sont pas bien clair à cause de courte durée du test.

l'effet de changement de la capacité du puits est affecté par le phénomène de changing wellbore storage. Ce phénomène est dû à la présence du gaz dans la colonne de production (Voir l'allure croissante de la PPD Figure IV-19). Il est caractérisé par le changement de la capacité du puits d'une valeur initiale à une autre valeur finale  $C_i/C_f= 0.506$  m<sup>3</sup>.cm<sup>2</sup>/kg

Les résultats du calage de ce modèle donnent un  $k.h = 270$  md.m, soit une permeabilité moyenne de 22.7 md.

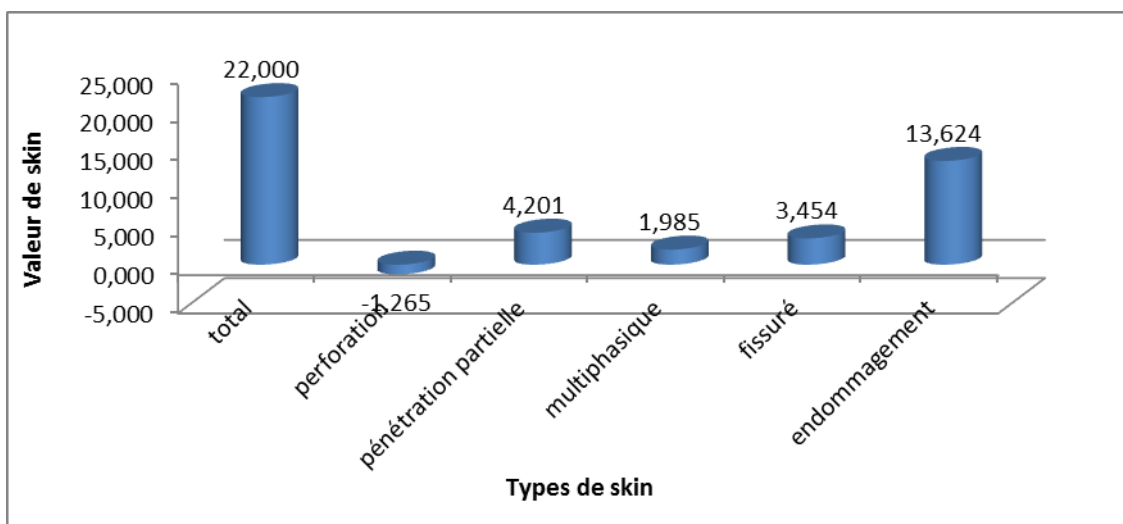


Figure 4-23 :les skins du puits OKN-71

Le calcul donne des Pseudo-Skins faibles, soit un Pseudo-skin de multiphasique ( $S_m = 1.98$ ) parce que la pression de gisement ( $P_g = 175.46$  kg/cm<sup>2</sup> d'après PFS de même test) inférieure de la pression de bulle ( $P_b = 190$  kg/cm<sup>2</sup>), un Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -1.26$ ), cela signifie que la manière des perfos est bonne. Par contre on a des Pseudo-Skins positives importants, soit un Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp} = 4.2$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité de 44.6% ;et un Pseudo-Skin d'une formation fissuré (skin double porosity  $S_{dp} = 3.45$ ) qui on peut expliquer par un bouchage des fissures crée par la migration des particules fines.

l'analyse semi-log donne un skin total ( $S_t = 22$ ) qui engendre un Skin d'endommagement ( $S_w = 13.62$ ). cette valeur élevée de  $S_w$  explique par la chute du débit du puits ( $Q_o = 3.078$  m<sup>3</sup>/h en 02/01/2011 et  $Q_o = 2.006$  m<sup>3</sup>/h en 17/03/2011).

### **Le puits OKN-551 (testé du 03/02/2009 au 11/02/2009)**

Le puits OKN551 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.

A cause de faible productivité, le puits a été **fracturé** le 29/12/2004, cette fracturation est de type "Finite Conductivity" où les pertes de charge à l'intérieur de la fracturation sont considérables.

Le modèle le plus approprié pour ce puits est fracturé (finite conductivity), le réservoir est Radial composite parce que il est situé au centre de trois autres puits injecteurs d'eau (OKN54, OKN56 et OKN65), et les limites infinies malgré que le puits se situe entre deux failles parallèles, la durée du test n'était pas suffisante pour sentir ces limites.

Le résultat de calage de ce modèle donne une conductivité moyenne  $kh = 177$  md.m et une perméabilité moyenne de 6.82 md.

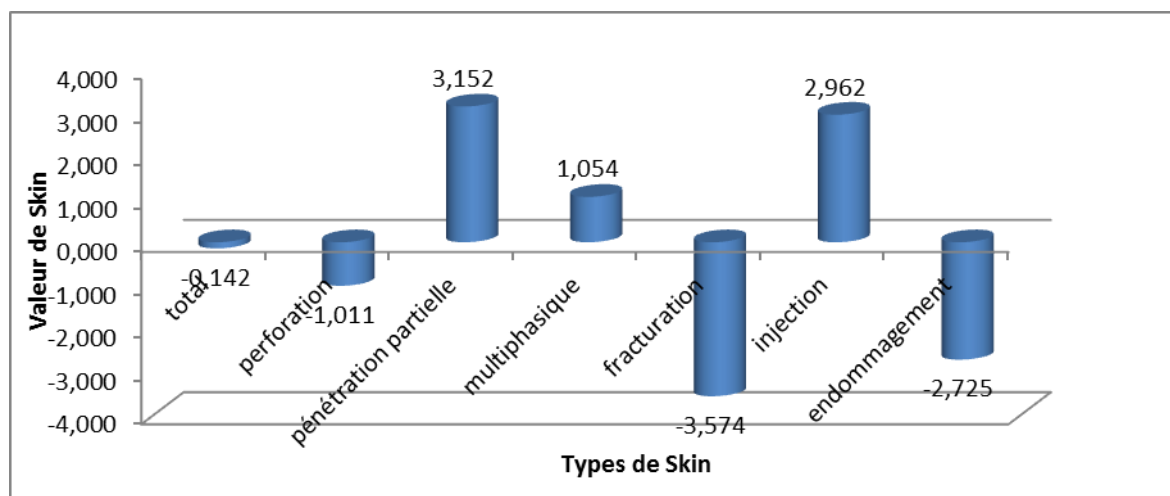


Figure 4-24 : les skins du puits OKN-551

Le calcul des Pseudo-Skins donne des résultats suivantes :

un Pseudo-skin de multiphasique ( $S_m = 1.054$ ) parce que la pression de gisement est proche à la pression de bulle ( $P_b = 190$  kg/cm<sup>2</sup>) et la pression de fond dynamique est inférieure et très loin de la pression de bulle, donc le dégazage se fait au niveau du réservoir ( $P_g = 185.35$  kg/cm<sup>2</sup> et  $P_{wf} = 145.18$  kg/cm<sup>2</sup> d'après PFS et PFD de même test), Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -1.01$ ), l'opération de perforation a été faite en Underbalance, Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp} = 3.15$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité de 50% ; skin géométrique négatif ( $S_g = - 3.51$ ); le skin total du système (skin géométrique +

skin de la fracture) ( $S_t = -0.142$ ) (obtenu du graphe semi-log) qui caractérise la zone voisin du puits, et pseudo-Skin d'injection (variation de mobilité) ( $S_{rc}=2.96$ ) avec le rapport de mobilité ( $M=0.693$ ) inférieur à l'unité montre que la zone lointaine a de bonnes caractéristiques que la zone interne.

L'analyse semi-log donne un Skin total négative ( $S_t = -4.17$ ) qui donne un skin d'endommagement aussi négative ( $S_w = -2.72$ ). le résultat est interpréter par l'intervention sur puits par une opération d'acidification (16 et 17/07/2008) qui donne un gain de débit positive de 0.489 m<sup>3</sup>/h ( $Q_o=4.289$  m<sup>3</sup>/h en 03/02/2009 donné par test de séparateur et  $Q_o= 3.8$  m<sup>3</sup>/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.

### **Le puits OKN630 (testé du 20/02/2009 au 01/03/2009)**

Le puits OKN630 a été implanté comme puits injecteur dans la Série inférieure pour le développement de cette partie du gisement et aussi pour mieux définir la structure et l'extension des réservoirs T1 et SI. Après la fin du sondage du 27/04/2005, le puits a été jaugé le 21/11/2005 et il produisait 1.85 m<sup>3</sup>/hr d'huile sur une duse de 9.92 mm, et il est actuellement exploité comme producteur d'huile.

La configuration du reservoir-puits converge vers un modele de type réservoir fissuré (double porosity PSS), constant wellbore storage qui a l'allure d'une droite de pente égale à 1 au début de la remontée.

Les limites du drainage du réservoir ne sont pas vraiment claires car la durée du SBU n'est pas assez longue pour les éclaircir. Néanmoins, le model de limite le plus proche du réservoir qui match bien avec la pression initiale est rectangle avec les distances suivantes: S- No flow 2490 m, E- No flow 154 m, N- No flow 2490 m, et W- No flow 144 m.

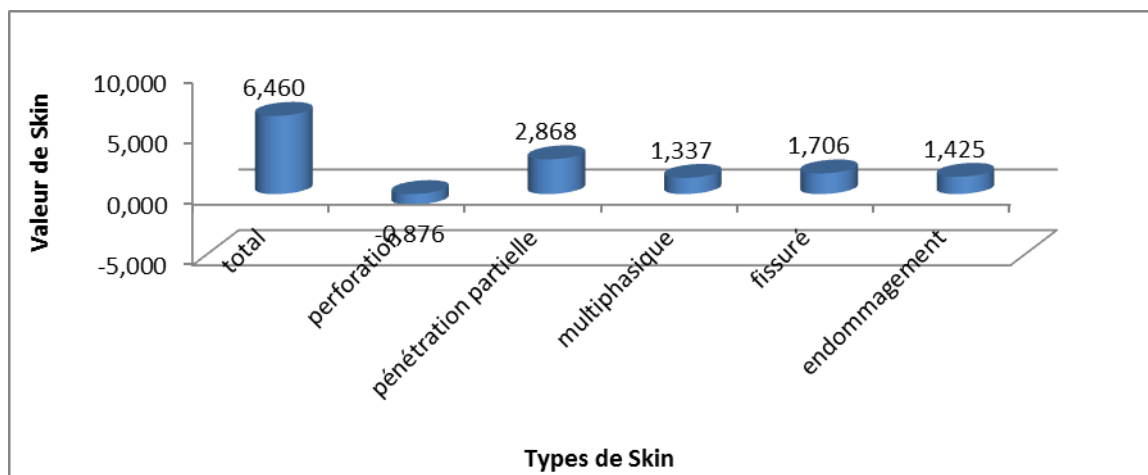


Figure 4-25 :les skins du puits OKN-630

Le calcul des Pseudo-Skins donne des valeurs positives moyennes qui sont :

Pseudo-skin de multiphasique ( $S_m = 1.337$ ) parce que la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle ( $P_b = 190 \text{ kg/cm}^2$ ) et la pression de fond dynamique est inférieure et très loin de la pression de bulle, donc le dégazage se fait au niveau du réservoir ( $P_g = 174.62 \text{ kg/cm}^2$  et  $P_{wf} = 134.69 \text{ kg/cm}^2$  d'après PFS et PFD de même test), Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -0.87$ ), cette valeur due à l'opération qui est été convenablement, Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp} = 2.86$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité plus de 55%, et pseudo-Skin d'une formation fissuré ( $S_{dp} = 1.705$ ), ceci expliquer probablement par un bouchage partielle de la formation, La capacité de stockage de la matrice est moyenne comme l'indique la valeur de storativity ( $\Omega = 3.3 \text{ E-}2$ ), et le coefficient d'échange entre fissures et matrice ( $\Lambda = 1.1 \text{ E-}7$ ) qui est aussi moyen.

L'analyse semi-log donne un Skin total positive ( $S_t = 6.46$ ) qui donne un skin d'endommagement ( $S_w = 1.42$ ). le skin total est affecté par les différents Pseudo-Skins. Le skin d'endommagement est expliqué par la stabilité du puits qui produit presque par le même débit d'huile ( $Q_o = 4.017 \text{ m}^3/\text{h}$  en 12/03/2008 et  $Q_o = 4.019 \text{ m}^3/\text{h}$  en 12/05/2010, les deux résultats donner par l'Annexe B) et La mise en service du puits injecteur voisin OKN740 en septembre 2008 n'a pas encore joué un rôle important dans le maintien de pression dans cette zone.

#### **Le puits OKN 631 (testé du 12/02/2009 au 19/02/2009)**

Le puits OKN631 est un puits producteur d'huile implanté dans la zone OKN, complété par un Liner cimenté perforé.

Un test SBU a été réalisé sur ce puits, l'analyse d'essai de puits se comporte comme un modèle du réservoir homogène avec changement dans la capacité du puits dû à la présence d'un volume important dans le réservoir et la présence de gaz dans le fond du puits donne l'effet de ségrégation (Humping effect) qui influe sur la reponse et la qualité des données, le match du model détecte une faille étanche à une distance de 381 m.

Les résultats de calage de ce modèle donnent le produit  $k.h = 728 \text{ md.m}$  qui donne une perméabilité moyenne  $k = 37.2 \text{ md}$ .

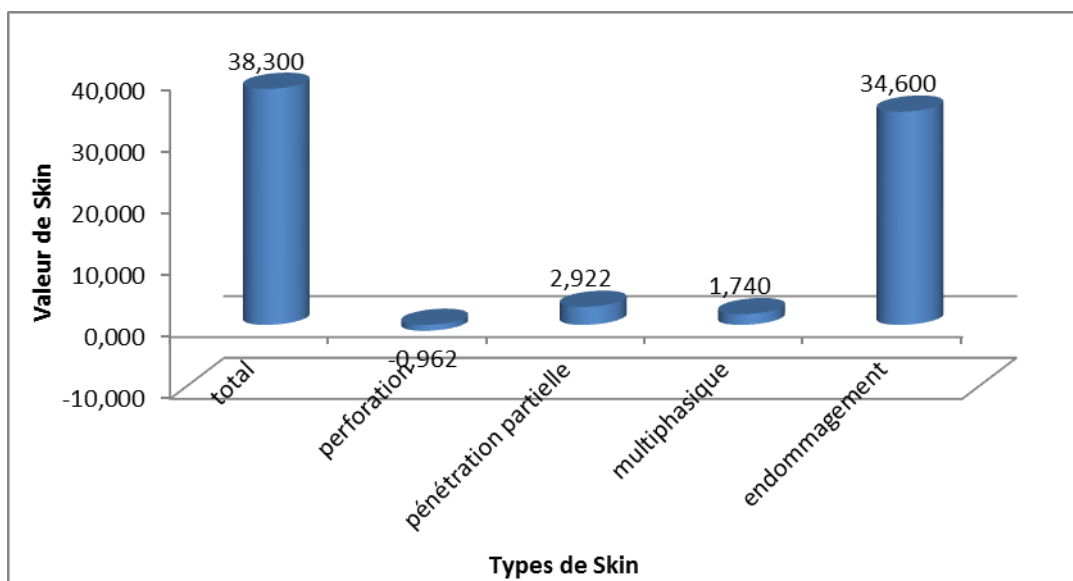


Figure 4-26 :les skins du puits OKN-631

Le calcul des Pseudo-Skin donne des valeurs suivantes :Pseudo-skin de multiphasique ( $S_m = 1.74$ ) parce que la pression de gisement est inférieure à la pression de bulle ( $P_b = 190$  kg/cm<sup>2</sup>) et la pression de fond dynamique est inférieure et très loin de la pression de bulle, donc un dégazage important se fait au niveau du réservoir ( $P_g = 156.05$  kg/cm<sup>2</sup> et  $P_{wf} = 122.63$  kg/cm<sup>2</sup> d'après PFS et PFD de même test), Pseudo-Skin de perforation ( $S_p = -0.96$ ), cette valeur est expliquée par la perforation en Underbalance, Pseudo-Skin de pénétration partielle ( $S_{pp} = 2.92$ ) dû à la hauteur perforer qui présente un taux d'efficacité plus de 54% et la convergence de l'écoulement qui crée des pertes de charges supplémentaires aux abords du puits.

L'analyse semi-log donne un Skin total positive ( $S_t = 38.3$ ) qui donne un skin d'endommagement aussi positive ( $S_w = 34.59$ ). ces valeurs montre un endommagement très élevé aux abords du puits, due essentiellement à l'opération de Snubing pour grattage des sel dans tubing après neutralisation du puits et la diminution considérable de la pression du réservoir. En outre, les résultats de PLT fait le 01/03/2009 indique que la production provient à partir d'une seule banc parmi sept(07) et les autres sont presque totalement endommagés.

## Conclusion Générale

Cette étude nous a permis de voir la contribution de chaque phénomène de pseudo-skin dans le skin total dans le champs de **Haoud Berkaoui**, analyser ces phénomènes et tirer des conclusions qui sont les suivantes :

- Le skin de perforation a des valeurs négatives pour tous les puits, parce que l'opération de perforation se fait en Underbalance .
- Le skin d'endommagement et le skin de pénétration partielle ont des valeurs importantes dans le skin total.
- Le skin multiphasique (turbulence) prend des valeurs positives pour une pression de fond inférieure à la pression de bulle et une valeur négative pour une pression de fond supérieure à la pression de bulle(BKRE-1).
- Le skin de fracturation prend une valeur négative(OKN-551)qui donne un effet positif sur la production et amélioration de l'écoulement.
- Le skin du réservoir fissuré(double porosité) prend des valeurs positives, ceci signifie probablement qu'on a un bouchage partiel des fissures.
- Selon la perméabilité donnée par les essais du puits on peut diviser le Flanc en trois catégories des puits (voir annexe A),qui permet de faire un bon design des prochains puits:
  - ✓ La première catégorie des puits avec une très faible perméabilité de l'ordre de 0,704 md (le puits OKN 67).
  - ✓ La deuxième catégorie des puits avec une perméabilité moyenne à bonne de l'ordre de 27,4 md en moyenne(les puits OKN 71,OKN 630,OKN 631).
  - ✓ Les autres zones du Flanc avec une faible perméabilité de l'ordre de 8,1 md(les autres puits).

En général, dans la région de Haoud berkaoui, chaque puits se présente comme un cas particulier : Le type et la sévérité d'endommagement pourraient varier considérablement, les origines de pseudo-skin pourraient différer. Pour cela, on ne peut pas généraliser cette étude sur tous les puits de gisement.

---

## Recommandations

⇒ Un test d'interférence est nécessaire dans le champ de HBK pour mesurer les perméabilités directionnelles  $k_x$  et  $k_y$  ce qui sert à calculer le pseudo-skin d'anisotropie.

⇒ la solution idéale pour éviter le phénomène de HUMPING est la fermeture au fond du puits. Pour avoir une interprétation représentative de la remontée de pression.

⇒ Il est préférable, dès que possible, de faire un test de longue durée qui pourra donner plus d'informations sur les limites du réservoir.

⇒ Faire une corrélation entre les puits injecteurs et les puits producteurs pour s'assurer la bonne communication entre les deux types de puits, Si non prévoir des autres puits injecteurs pour le maintien de pression.

⇒ une opération d'acidification et de nettoyage du fond avec de l'eau traitée au CTU pourrait probablement améliorer le skin d'endommagement dans les puits OKN33, OKN71, OKN630 et OKN631.

⇒ Etudier la candidature des puits OKN33, OKN67, OKN551, et BKRE1 à une éventuelle opération de fracturation hydraulique pour améliorer la conductivité.

⇒ Forer ,dès que possible, les deux couches du réservoir (T1 et SI) avec des boues de différentes densités pour minimiser le colmatage de formation.

⇒ Programmer des mesures périodique de PLT afin de suivre l'évolution du profil de production de chaque puits et connaitre l'effet des opérations d'interventions sur les puits.



## Bibliographies

- 1) Paul papatzacos, approximate partiel-penetration pseudo-skin for infinite-conductivity Wells. SPE 13956.
- 2) D. Malekzadeh, analytical and statistical analyses of pseudo-skin factors horizontal wells/JCPT 1999.
- 3) G.BOURDAROT essais de puits: méthodes d'interprétation, EDITIONS TECHNIP année 1996 .
- 4) Dr.John P.Spivey Phoenix réservoir engineering.
- 5) Michel J.Daniel Hill. Petroleum production-systemes, chapitre 5.
- 6) J.K. Pucknell and Clifford, Calculation of total Skin factors. SPE23100
- 7) Heber Cinco-ley. Pseudo Skin factor for partially-penetrating directionally-drilled wells wells.SPE5589
- 8) D.BOURDET, Well Testing and Interprétation D.B.W 2001 .
- 9) Tariq and Karkas, Semi analytical productivity models for perforated completion (feb.1991) SPE 18247.

# Annexes A :les cartes du champs HBK

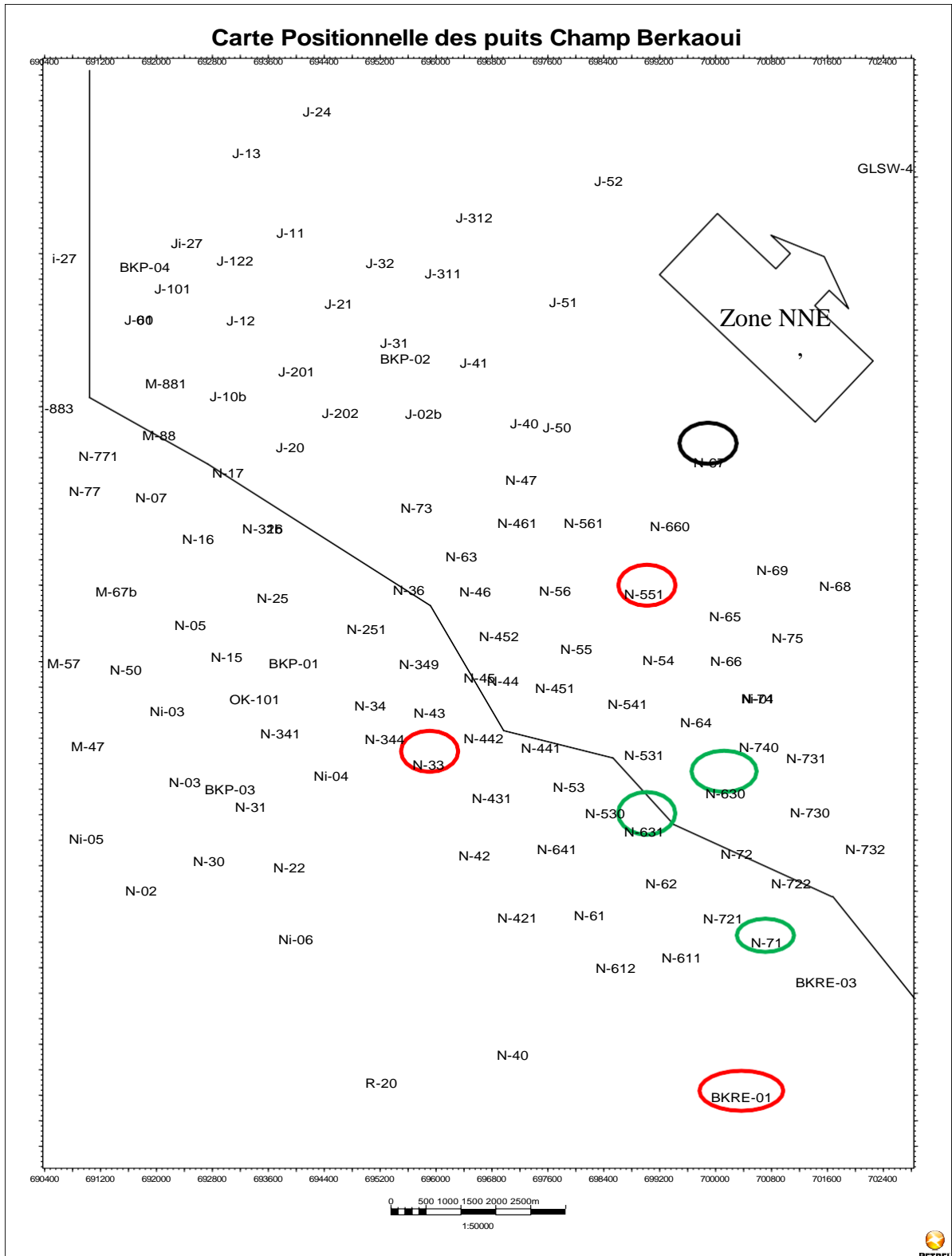


Figure Annexe A-1 :carte positionnelle des puits sélectionnés



## Annexes B :les Résultats de Jaugeage par séparateur des puits

### Le puits BKRE-1(testé du 16/02/2012 au 22/02/2012)

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité H	Qoil	Qw	Qg	Wat.Cut	GOR <sub>form</sub>
	(Kgf/cm <sup>2</sup> )	(Kgf/cm <sup>2</sup> )	(mm)	(mg/l)	(m <sup>3</sup> /h)	(L/h)	(m <sup>3</sup> /h)	(%)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
16/03/11	19.9	11	9.13	12	2.317	0	268.5	0	116
16/12/11	38.8	11.4	9.13	64	4.602	0	588	0	128

### Le puits OKN-33(testé du 15/04/2013 au 27/04/2013)

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité	BSW		Qo	Qw	Qgr	WC	GLR <sub>form</sub>
				huile	E	EE					
	Kgf/cm <sup>2</sup>	Kgf/cm <sup>2</sup>	mm	mg/l	%	(m <sup>3</sup> /h)	(L/h)	(m <sup>3</sup> /h)	%	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
11/10/12	24.52	18.53	12.7	23	0	0	2.54	0	420.96	0	76
14/04/13	23.9	19.1	12.7	164	0	0.35	2.25	6.04	959.31	0.26	316

### Le puits OKN-67(testé du 30/03/2011 au 05/04/2011)

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité H	Qoil	Qw	Qg	Wat.Cut	GOR <sub>form</sub>
	(Kgf/cm <sup>2</sup> )	(Kgf/cm <sup>2</sup> )	(mm)	(mg/l)	(m <sup>3</sup> /h)	(L/h)	(m <sup>3</sup> /h)	(%)	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
24/04/10	26	10,5	9,92	23	3,556	0	435,355	0	122
06/05/10	26	15,6	9,92	134	3,382	1,28	524,493	0,04	155
19/06/10	20,8	14,7	9,92	30	2,727	0	220,696	0	81
27/12/10	19,65	14,65	9,92	70	2,095	0,79	248,981	0,04	119
21/03/11	19,3	15	9,92	534	1,984	0	238	0	120

### Le puits OKN-71(testé du 18/03/2011 au 26/03/2011)

DATE	P.tête	P. pipe	Duse	Salinité	BSW		Q.Huile	Q.Eau	Wat.c	GAZ.Rec	GLR.F
	kg/cm <sup>2</sup>	kg/cm <sup>2</sup>	(m/m)	(mg/l)	E	EE	scm3/h	l/h	%	(m3/h)	(m3/m3)
02/01/11	21.85	15.8	12.7	398	0	0	3.078	19.89	0.64	689.265	168
17/03/11	24	17.5	12.7	42	0	0	3.006	0	0	765.282	197

### Le puits OKN-551(testé du 03/02/2009 au 11/02/2009)

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité huile	BSW		Qoil	Qginj	Qgt	WC	GLR <sub>form</sub>
					E	EE					
	Kgf/cm <sup>2</sup>	Kgf/cm <sup>2</sup>	mm	mg/l	%	(m <sup>3</sup> /h)	(m <sup>3</sup> /h)	(m <sup>3</sup> /h)	%	(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
03/02/2009	17	6.5	12	398	0	0	4.289	0	1522.9	0	118

**Le puits OKN630(testé du 20/02/2009 au 01/03/2009)**

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité huile	BSW		Qoil	QW	Qginj	Qgt	WC	GLR <sub>form</sub>	GLR <sub>T</sub>
	Kgf/cm <sup>2</sup>	Kgf/cm <sup>2</sup>	mm	mg/l	E	EE							
12/03/2008	26.2	15.2	12.7	30	0	0.5	4.017	15.33	336	755	0.38	187	104

**Le puits OKN 631(testé du 12/02/2009 au 19/02/2009)**

Date	Ptête	Ppipe	Duse	Salinité huile	BSW		Qoil	Qginj	Qgrec	WC	GORT
	Kgf/cm <sup>2</sup>	Kgf/cm <sup>2</sup>	mm	mg/l	E	EE					
11/07/2006	21.1	17.3	18.26	340	0	0.3	9.47	0.00	665	0.23	70
28/11/2006	21.5	17.0	18.26	134	0	0.1	9.07	0.00	1289	0.08	142
22/05/2007	19.5	17.0	18.26	89	0	0.0	5.67	0.00	776	0.00	137
24/01/2008	23.6	16.3	19.05	78	0	0.2	7.03	385	1503	0.15	213
12/02/2009	25.4	16.3	14.00	85	0	0.0	4.97	258	3481	0.00	234

## Annexes C :les données des PFS et PFD des puits

### Le puits BKRE-1(testé du 16/02/2012 au 22/02/2012)

Pression et température de fond dynamiques					
Profondeur	PFD		GPD	TFD	GTD
(m)	(Psi)	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(kgf/cm <sup>2</sup> /m)	(°C)	(°C/100 m)
0	511,26	35,95	---	24,89	---
500	740,66	52,07	0,0322	29,48	0,918
1000	1023,17	71,94	0,0397	46,96	3,496
1500	1361,10	95,70	0,0475	63,53	3,314
2000	1744,09	122,62	0,0538	76,62	2,618
2500	2157,88	151,71	0,0581	85,83	1,842
3000	2599,36	182,75	0,0620	93,25	1,484
3450	2995,62	210,61	0,0619	96,63	0,751

Pression et température de fond statiques					
Profondeur	PFS		GPS	Température	GTS
(m)	(Psi)	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(kgf/cm <sup>2</sup> /m)	(°C)	(°C/100)
0	1047,94	73,68	---	25,93	---
500	1180,02	82,96	0,0185	45,41	3,896
1000	1680,87	118,18	0,0704	54,08	1,734
1500	2163,90	152,14	0,0679	63,64	1,912
2000	2636,70	185,38	0,0664	76,89	2,650
2500	3097,89	217,80	0,0648	86,70	1,962
3000	3553,32	249,82	0,0640	94,07	1,474
3450	3956,34	278,16	0,0629	98,72	1,033

### Le puits OKN-33(testé du 15/04/2013 au 27/04/2013)

Pression et température de fond dynamiques				
Profondeur	PFD	GPD	Température	GTD
(m)	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(°C)	(°C/100 m)
0	20,70	---	26,49	---
500	21,99	0,003	39,17	2,54
1000	28,73	0,013	50,39	2,24
1500	40,48	0,024	61,69	2,26
2000	52,63	0,024	73,27	2,32
2500	67,84	0,030	83,81	2,11
3000	95,05	0,054	91,56	1,55
3450	116,56	0,048	99,78	1,83

Pression et température de fond statiques				
Profondeur	PFS	GPS	Température	GTS
(m)	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(kgf/cm <sup>2</sup> )	(°C)	(°C/100 m)
0	23,92	---	32,67	---
500	25,41	0,003	49,74	3,41
1000	26,6	0,002	58,99	1,85
1500	27,79	0,002	69,57	2,12
2000	35,22	0,015	73,74	0,83
2500	68,83	0,067	85,25	2,30
3000	101,55	0,065	92,53	1,46
3450	132,18	0,068	99,51	1,55

**Le puits OKN-67(testé du 30/03/2011 au 05/04/2011)**

<b>Pression et température de fond dynamiques</b>					
<b>Profondeur</b>	<b>PFD</b>		<b>GPD</b>	<b>TFD</b>	<b>GTD</b>
<b>(m)</b>	<b>(Psi)</b>	<b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>(kgf/cm<sup>2</sup>/m)</b>	<b>(°C)</b>	<b>(°C/100 m)</b>
0	274,94	19,33	---	27,85	---
500	408,25	28,70	0,0187	38,58	2,146
1000	582,64	40,96	0,0245	49,77	2,238
1500	854,94	60,11	0,0382	59,98	2,042
2000	1262,47	88,76	0,0573	73,92	2,788
2500	1718,53	120,83	0,0641	84,45	2,106
3000	2188,94	153,90	0,0661	92,66	1,642
3430	2643,45	185,22	0,0728	99,83	1,667

<b>Pression et température de fond statiques</b>					
<b>Profondeur</b>	<b>PFS</b>		<b>GPS</b>	<b>TFS</b>	<b>GTS</b>
<b>(m)</b>	<b>(Psi)</b>	<b>(kgf/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>(kgf/cm<sup>2</sup>/m)</b>	<b>(°C)</b>	<b>(°C/100 m)</b>
0	1813,55	127,51	---	32,00	---
500	2208,44	155,27	0,0555	33,63	0,326
1000	2709,16	190,47	0,0704	46,18	2,510
1500	3197,50	224,81	0,0686	55,97	1,958
2000	3664,82	257,66	0,0657	68,47	2,500
2500	4149,76	291,76	0,0681	82,27	2,760
3000	4604,06	323,70	0,0638	90,18	1,582
3430	5234,95	368,05	0,1031	97,58	1,721

**Le puits OKN-71(testé du 18/03/2011 au 26/03/2011)**

<b>Mesures de Pressions et Températures Dynamiques</b>				
<b>Profondeur</b>	<b>PFD</b>	<b>GPD</b>	<b>Température</b>	<b>GTD</b>
<b>(m)</b>	<b>(kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>(kg/cm<sup>2</sup>/m)</b>	<b>(°C)</b>	<b>(°C/100m)</b>
<b>0</b>	24,36	-	40,34	-
<b>500</b>	31,37	0,0140	50,42	2,0160
<b>1000</b>	39,71	0,0167	60,13	1,9420
<b>1500</b>	51,05	0,0227	70,74	2,1220
<b>2000</b>	61,31	0,0205	83,12	2,4760
<b>2500</b>	72,86	0,0231	89,66	1,3080
<b>3000</b>	86,94	0,0282	96,5	1,3680
<b>3475</b>	112,74	0,0543	98,89	0,5032

<b>Mesures de Pressions et Températures Statiques</b>				
<b>Profondeur</b> (m)	<b>PFS</b>	<b>GPS</b>	<b>Température</b>	<b>GTS</b>
	(kg/cm <sup>2</sup> )	(kg/cm <sup>2</sup> m)	(°C)	(°C/100m)
<b>0</b>	58,26	-	26,39	-
<b>500</b>	61,37	0,0062	30,6	0,8420
<b>1000</b>	64,43	0,0061	42,43	2,3660
<b>1500</b>	67,42	0,0060	55,54	2,6220
<b>2000</b>	72,93	0,0110	62,8	1,4520
<b>2500</b>	109,35	0,0728	74,1	2,2600
<b>3000</b>	144,32	0,0699	87,16	2,6120
<b>3475</b>	175,46	0,0656	98,96	2,4842

**Le puits OKN-551(testé du 03/02/2009 au 11/02/2009)**

<b>Pressions et températures de fond dynamiques</b>				
<b>Profondeur</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient de pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient de température</b>
<b>0</b>	18,13	-	17,250	-
<b>500</b>	25,86	0,01545	40,170	4,58
<b>1000</b>	38,24	0,02476	53,790	2,72
<b>1500</b>	52,73	0,02899	65,620	2,37
<b>2000</b>	70,08	0,03469	77,280	2,33
<b>2500</b>	92,01	0,04386	86,320	1,81
<b>3000</b>	116,75	0,04947	93,850	1,51
<b>3498</b>	145,18	0,05709	99,940	1,22

<b>Pressions et températures de fond statiques</b>				
<b>Profondeur</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient température</b>
<b>0</b>	5,37	-	45,510	-
<b>500</b>	5,71	0,00069	53,920	1,68
<b>1000</b>	14,29	0,01715	60,090	1,23
<b>1500</b>	51,08	0,07359	67,560	1,49
<b>2000</b>	86,43	0,07069	78,110	2,11
<b>2500</b>	120,53	0,06820	88,580	2,09
<b>3000</b>	153,50	0,06594	95,050	1,29
<b>3498</b>	185,35	0,06396	99,680	0,93

**Le puits OKN630(testé du 20/02/2009 au 01/03/2009)**

<b>Pressions et températures de fond dynamiques</b>				
<b>Profondeur(m)</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient température</b>
<b>0</b>	24,13	-	14,380	-
<b>500</b>	33,35	0,018449	32,080	3,54
<b>1000</b>	44,21	0,021712	50,340	3,65
<b>1500</b>	58,08	0,027755	61,770	2,29
<b>2000</b>	72,66	0,029152	72,770	2,20
<b>2500</b>	89,79	0,034256	82,310	1,91
<b>3000</b>	109,15	0,038717	89,760	1,49
<b>3500</b>	134,69	0,051093	98,700	1,79



<b>Pressions et températures de fond statiques</b>				
<b>Profondeur(m)</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient température</b>
<b>0</b>	8,59	-	40,150	-
<b>500</b>	9,37	0,001540	50,660	2,10
<b>1000</b>	10,24	0,001744	57,980	1,46
<b>1500</b>	39,70	0,058931	64,890	1,38
<b>2000</b>	74,92	0,070434	74,580	1,94
<b>2500</b>	109,20	0,068566	86,160	2,32
<b>3000</b>	142,52	0,066640	92,860	1,34
<b>3500</b>	174,62	0,064201	98,780	1,18

**Le puits OKN 631(testé du 12/02/2009 au 19/02/2009)**

<b>Pressions et températures de fond dynamiques</b>				
<b>Profondeur</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient température</b>
<b>0</b>	25.42	-	16.210	-
<b>500</b>	34.84	0.019	38.700	4.498
<b>1000</b>	43.07	0.016	56.430	3.546
<b>1500</b>	55.90	0.026	66.160	1.946
<b>2000</b>	66.09	0.020	75.680	1.904
<b>2500</b>	80.77	0.029	83.590	1.582
<b>3000</b>	97.94	0.034	91.580	1.598
<b>3477</b>	121.36	0.049	98.500	1.451

<b>Pressions et températures de fond statiques</b>				
<b>Profondeur</b>	<b>Pression</b>	<b>Gradient pression</b>	<b>Température</b>	<b>Gradient</b>
<b>0</b>	14.67	-	31.990	-
<b>500</b>	16.83	0.004	48.380	3.278
<b>1000</b>	18.94	0.004	57.850	1.894
<b>1500</b>	33.46	0.029	66.030	1.636
<b>2000</b>	68.45	0.070	77.480	2.290
<b>2500</b>	102.49	0.068	88.070	2.118
<b>3000</b>	135.77	0.067	94.340	1.254
<b>3477</b>	166.52	0.066	98.590	1.077

## Annexes D :Les données de PLT des puits

### Le puits BKRE-1(testé du 16/02/2012 au 22/02/2012)

Perforations (m)			PLT du 20/02/2013 (Duse 12.70 mm)					PLT du 12/04/2009 (Duse 10.00 mm)				
			Qoil (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Qw (m <sup>3</sup> /h)	Qgas (m <sup>3</sup> /h)	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	Qoil (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Qw (m <sup>3</sup> /h)	Qgas (m <sup>3</sup> /h)	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )
SI	B1	3462,00 – 3470,00	2.70	70.50	0,00	482.2	167.20	0.17	5.69	0.00	32.03	188.10
	B2	<b>3474,00 – 3479,00</b>	<b>1.12</b>	<b>29.50</b>	<b>0,00</b>	<b>365.7</b>	<b>167.90</b>	<b>2.82</b>	<b>94.31</b>	<b>0.00</b>	<b>524.3</b>	<b>189.84</b>
<b>Total</b>			<b>3.83</b>	<b>100</b>	<b>0,00</b>	<b>847.9</b>		<b>2.99</b>	<b>100</b>	<b>0.00</b>	<b>556.3</b>	

### Le puits OKN-33(testé du 15/04/2013 au 27/04/2013)

Résultats de l'interprétation du PLT du 06/03/2011 (Conditions Surface)						
Rsv	Bancs	Perforations (m)	Q oil (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Qw (m <sup>3</sup> /h)	Qg (m <sup>3</sup> /h)
SI	N°1	3464,3 @ 3466,0	0,001	0,03	0,000	184,79
	N°2	<b>3467,0 @ 3470,0</b>	<b>1,320</b>	<b>46,96</b>	<b>0,000</b>	<b>114,81</b>
	N°3	3475,0 @ 3477,0	0,260	9,25	0,000	253,82
	N°4	3478,3 @ 3480,0	0,150	5,34	0,000	420,05
	N°5	<b>3483,0 @ 3485,0</b>	<b>0,850</b>	<b>30,24</b>	<b>0,210</b>	<b>75,21</b>
	N°6	3491,0 @ 3493,0	0,230	8,18	0,087	20,16
	N°7	3499,0 @ 3501,7	0,000	0,00	0,000	0,00
<b>Totaux</b>			<b>2,811</b>	<b>100,00</b>	<b>0,297</b>	<b>1068,84</b>

### Le puits OKN-71(testé du 18/03/2011 au 26/03/2011)

Résultats de l'interprétation du PLT du 28/04/2012 (Cond. Surf)						
Réservoir	Bancs	Perforations (m)	Q oil (m <sup>3</sup> /h)	Taux (%)	Q w (m <sup>3</sup> /h)	Q gas (m <sup>3</sup> /h)
SI	N°1	3497.50 @ 3498.50	0.24	4.00	0.06	25.25
	N°2	3502.50 @ 3504.50	0.002	0.03	0.00	0.00
	N°3	<b>3508.00 @ 3511.00</b>	<b>5.75</b>	<b>95.99</b>	<b>0.13</b>	<b>1056.29</b>
	N°4	3513.00 @ 3514.50	----	----	----	----
	N°5	3517.50 @ 3519.50	----	----	----	----
	N°6	3520.00 @ 3521.00	----	----	----	----
	N°7	3522.00 @ 3523.50	----	----	----	----
<b>Totaux</b>			<b>5.99</b>	<b>100</b>	<b>0.19</b>	<b>1081.54</b>

### Le puits OKN-551(testé du 03/02/2009 au 11/02/2009)

Résultats de l'interprétation du PLT du 25/07/2008 (Cond. Surf)					
Réservoir	Bancs	Perforations	Q oil	Q water	Q gas
SI	N°1	<b>3508.00 @ 3512.50</b>	<b>3.37</b>	<b>0.00</b>	<b>555.53</b>
	N°2	3515.00 @ 3516.00	0.18	0.00	29.03
	N°3	3517.00 @ 3518.50	0.16	0.047	26.59
	N°4	3519.50 @ 3521.00	0.04	0.079	7.13
	N°5	3528.00 @ 3530.00	0.05	0.16	8.25
	N°6	3535.00 @ 3537.50	0.00	0.17	0.18
<b>Total</b>			<b>3.80</b>	<b>0.45</b>	<b>626.71</b>

**Le puits OKN630(testé du 20/02/2009 au 01/03/2009)**

<b>Résultats de l'interprétation du PLT du 27/07/2008 (Cond. Surf)</b>						
<b>Réservoir</b>	<b>Bancs</b>	<b>Perforations</b>	<b>Q oil</b>	<b>Taux (%)</b>	<b>Q water</b>	<b>Q gas</b>
<b>SI</b>	N°1	3508.5 - 3512	0.98	17,66	0	161.83
	N°2	3517 - 3525	0.59	10,63	0	97.42
	N°3	<b>3527.5 –</b>	<b>2.62</b>	<b>47,21</b>	<b>0</b>	<b>432.42</b>
	N°4	3532 - 3533	1.35	24,32	1.62	223.52
<b>Total</b>			<b>5.55</b>	<b>100,00</b>	<b>1.62</b>	<b>915.20</b>

<b>Résultats de l'interprétation du PLT du 25/12/2010 (Cond. Surf)</b>						
<b>Réservoir</b>	<b>Bancs</b>	<b>Perforations</b>	<b>Q oil</b>	<b>Taux (%)</b>	<b>Q water</b>	<b>Q gas</b>
<b>SI</b>	N°1	3508.5 - 3512	0.27	5.66	0	27.08
	N°2	3517 - 3525	0.73	15.30	0	78.61
	N°3	<b>3527.5 – 3528.5</b>	<b>2.18</b>	<b>45.70</b>	<b>0</b>	<b>243.21</b>
	N°4	<b>3532 - 3533</b>	<b>1.58</b>	<b>33.12</b>	<b>0.095</b>	<b>176.22</b>
<b>Total</b>			<b>4,77</b>	<b>100</b>	<b>0.095</b>	<b>525.12</b>

**Le puits OKN 631(testé du 12/02/2009 au 19/02/2009)**

<b>Résultats de l'interprétation du PLT du 01/03/2009 (Cond. Surf)</b>						
<b>Réservoir</b>	<b>Bancs</b>	<b>Perforations</b>	<b>Q oil</b>	<b>Taux (%)</b>	<b>Q water</b>	<b>Q gas</b>
<b>SI</b>	N°1	3487.50 - 3489.00	0.20	4,454343	0.00	32.15
	N°2	3490.00 - 3492.50				
	N°3	3499.00 - 3500.00	0.002	0,0445434	0.00	2.38
	N°4	3510.00 - 3512.50	0.91	20,267261	0.00	127.25
	N°5	3513.50 - 3515.00	0.23	5,1224944	0.00	31.61
	N°6	3516.00 - 3517.00				
	N°7	<b>3420.50 - 3527.00</b>				
<b>Total</b>			<b>4,49</b>	<b>100</b>	<b>0.05</b>	<b>730.84</b>