

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**

Présenté Par :

**BOURAHLA Amer Salim, OULED SALEM Hocine**

-THEME-

---

**Interprétation des données d'un Test Build up par  
la méthode de HORNER et Saphir de kappa**

---

Soutenu le : 27 /05 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président:</b>	Mlle. CHOUICHA Samira	MA(A)	Univ. Ouargla
<b>Encadreur :</b>	M. HAMZIOUI Lounes	DO(A)	Univ. Ouargla
<b>Examineurs:</b>	M. ATLILI Med Elhadi	Ingénieur	SONATRACH
	Mme. BELMILOUD Fatima	MA(A)	Univ. Ouargla

# Remerciement

*Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Dieu tout puissant, qui nous a aidés à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.*

*Nous tenons exprimer nos remerciement les plus sincères à nos encadreur*

***M. HAMZIOUI Louaness.***

*Nous voudrions exprimer nos remerciements à monsieur **KHELIFA Merzokg**, ingénieur au sein de département réservoir Engineering /groupement berkine/ Hassi -Messaoud pour notre encadrement, son aide, ses orientations, ses conseils au cours de la période du stage*

*et pour son large soutient et le temps bénéfique qu'il nous a consacré.*

*Et Bien sûr à tous les enseignants du Département hydrocarbures. Sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.*

*Je tiens à remercier **Mlle. CHOUICHA Samira** pour l'honneur qu'elle m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **M. ATLILI Elhadi et***

***Mme. BELMILOUD Fatima*** Qui ont accepté d'examiner mon travail.

***Enfin***, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs et mes frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.

*Merci encore à tous...*



## *Dédicace*

*Nous dédions ce modeste travail de fin d'étude*

*A nos chers parents*

*Pour leur patience, leur amour, leur soutien et leurs encouragements.*

*A nos frères et nos sœurs.*

*A nos amis et nos camarades.*

*Sans oublier tout les professeurs que ce soit du primaire, du moyen,*

*Du secondaire ou de l'enseignement supérieur.*

# Résumé

Les tests des puits ont pour but, d'Obtenir des informations essentielles sur le puits et le Réservoir. C'est pourquoi, l'interprétation de ces mesures, est l'outil indispensable pour connaître l'état du système puits- réservoir, ainsi que les différents paramètres qui affectent la production, Ce sont la perméabilité, le skin et la pression de la couche....

L'interprétation par La méthode de courbe type est la plus utilisé parce que elle est simple, facile, les résultats obtenu par la méthode courbe type bien correcte et bien précisé.

**Mots-clés** : essais de puits, interprétation, perméabilité, skin, courbe types.

## الملخص:

الهدف من اختبار الابار البترولية هو الحصول على معلومات أساسية عن البئر و الخزان الارضي و لذلك فإن قراءة و تفسير هذه القياسات (الاختبارات) هي أداة لمعرفة حالة البئر و الخزان و كذلك المعايير المختلفة التي تؤثر على الانتاج مثل النفاذية, عامل الضرر.....

طريقة نوع المنحنى هي الأكثر استخداما في تفسير الاختبارات لأنها الابسط و الاسهل و نتائجها تكون صحيحة و اكثر دقة.

**كلمات مفتاحية:** اختبار الآبار, التفسير, النفاذية, عامل الضرر, نوع المنحنى.

## Abstract:

The well test is designed, to obtain essential information about the well and reservoir.

Therefore, the interpretation of these measures is an indispensable tool to know the state of Well-reservoir system, and the various parameters that affect production, these are the permeability, the skin and the pressure of layer....

The type curve method is most used because it is simple, easy, the result obtained by the Type curve method although very clear and correct.

**The key words:** well test, interpretation, permeability, skin, type curve

# *Table des matières*

<b>Remercîment</b>	<b>I</b>
<b>Dédicace</b>	<b>II</b>
<b>Résumé</b>	<b>III</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>VI</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>XI</b>
<b>Symboles –Notation- Abréviations</b>	<b>XIII</b>
<b>Introduction générale</b>	01

## **Chapitre I : Géologie de HASSI BERKINE**

1. Situation Géographique	02
2. Géologie de TAGI	03
3. Caractéristique du réservoir	05
4. Caractéristiques pétro physiques principales du réservoir	05

## **Chapitre II : Généralité sur les essais de puits et les méthodes d'interprétation**

Introduction	06
1. Equation de diffusivité	07
2. Résolution de l'équation de diffusivité	09
3. Regimes d'écoulements	12
4. Principe de superposition	13
5. Effet de capacité du puits (wellbore Storage)	14
6. Méthodes et étapes d'interprétation	14

## **Chapitre III: Généralité sur le Skin**

1. Définition	21
2. Skin infinitésimal	21
3. Skin d'épaisseur finie	21
4. Rayon effectif	22
5. Généralisation de la notion de Skin	22

## **Chapitre IV: Exemple d'interprétation par la méthode de HORNER et saphir de kappa**

introduction	29
1. Application au puits (HBNSE04) 12/09/2014	29
2. Application au puits (HBNSE04-28/11/2014)	32
3. Application au puits (HBNSE07-11/08/2009)	34
4. Application au puits (HBNSE07-28/08/2009)	37
5. Calcule de pseudo Skin	40

**Conclusion générale**

**Références bibliographiques**

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>page</b>
<b>Figure I. 1</b> : Situation géologique du bassin de Berkine	02
<b>Figure I. 2</b> : Situation géographique du bassin de Berkine	03
<b>Figure I. 3</b> : Les couches stratigraphiques du bloc404	04
<b>Figure II. 1</b> : Principe d'un essai de puits	06
<b>Figure II. 2</b> : Présentation de la loi de darcy	07
<b>Figure II. 3</b> : Outil de diagnostique de types d'écoulements	12
<b>Figure II. 4</b> : Historique quelconque des débits	13
<b>Figure II. 5</b> : Séquence d'un test en débit	16
<b>Figure II. 6</b> : Données réels d'un test de drawdown	16
<b>Figure II. 7</b> : MDH Semi-log plot (drawdown)	17
<b>Figure II. 8</b> : Séquence d'un test de remonté de pression	18
<b>Figure II. 9</b> : Horner Semi-log plot (build up)	19
<b>Figure III.1</b> : Notion du skin infinitésimal	21
<b>Figure III.2</b> : Notion du Skin d'épaisseur finie	22
<b>Figure IV.1</b> : Débit en fonction de pression (HBNSE04-12/09/2014)	29
<b>Figure IV.2</b> : Horner semi-log plot (build-up HBNSE04-12/09/2014)	30
<b>Figure IV.3</b> : hystory plot (HBNSE04-12/09/2014)	31
<b>Figure IV.4</b> : Log-log plot (HBNSE04-12/09/2014)	31
<b>Figure IV.5</b> : Horner semi-log plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)	32
<b>Figure IV.6</b> : hystory plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)	33
<b>Figure IV.7</b> : Log-log plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)	34
<b>Figure IV.8</b> : Débit en fonction de pression (HBNSE07-11/08/2009)	35
<b>Figure IV.9</b> : Horner semi-log plot (build-up HBNSE07-11/08/2009)	35
<b>Figure IV.10</b> : hystory plot (HBNSE07-11/08/2009)	36
<b>Figure IV.11</b> : Log-log plot (HBNSE07-11/08/2009)	36
<b>Figure IV.12</b> : Débit en fonction de pression (HBNSE07-28/08/2009)	37
<b>Figure IV.13</b> : Horner semi-log plot (build-up HBNSE07-28/08/2009)	38
<b>Figure IV.14</b> : hystory plot (HBNSE04-28/08/2009)	39
<b>Figure IV.15</b> : Log-log plot (HBNSE07-28/08/2009)	39

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>page</b>
<b>Tableau I.1:</b> caractéristiques du réservoir	05
<b>Tableau III.1 :</b> Constantes pour le calcul du Skin de perforation	24
<b>Tableau IV.1 :</b> données du puits HBNSE04	29
<b>Tableau IV.2 :</b> Résultat obtenue par méthode conventionnelle SE04-12/09/14	30
<b>Tableau IV.3 :</b> résultat obtenue par saphir HBNSE04-12/09/2014	32
<b>Tableau IV.4 :</b> Résultat obtenue par méthode conventionnelle SE04-28/11/14	33
<b>Tableau IV.5 :</b> résultat obtenue par saphir HBNSE04-28/11/2014	34
<b>Tableau IV.6 :</b> données du puits HBNSE07	34
<b>Tableau IV.7 :</b> Résultat obtenue par méthode conventionnelle SE07-11/08/09	36
<b>Tableau IV.8 :</b> résultat obtenue par saphir SE04-11/08/09	37
<b>Tableau IV.9 :</b> Résultat obtenue par méthode conventionnelle SE07-28/08/09	38
<b>Tableau IV.10 :</b> résultat obtenue par saphir SE07-28/08/2009	40
<b>Tableau IV.11 :</b> Pseudo Skin	40



## Liste des abréviations

API :	American Petroleum Institute
TAGI:	TRIAS Argilo Gréseux Inferieur
WOC:	Le contact huile eau
GOR:	Le rapport gas huile
BBL:	Barrel
SCF:	Standard cubic feet
Unite SI:	System international d'unités
Unite US:	Unités de mesure américaines
IPR:	Réponse de pression dans le réservoir
Bu:	Build up
DD:	Draw down
MDH:	Miller Dyes Hutchinson

## Notions et symboles

D :	Diamètre (ft)
P :	Pression (psia)
Pr :	Pression de réservoir (psia)
S :	Section (ft <sup>2</sup> )
Q :	Débit (stb/d)
k :	Perméabilité (md)
μ :	Viscosité (cp)
X :	Longueur (ft)
r :	Rayon (ft)
h :	Hauteur (ft)
r <sub>w</sub> :	Rayon de puits (ft)
r <sub>e</sub> :	Rayon de limite extérieur (ft)
P <sub>e</sub> :	La pression à la limite extérieure (psia)
c :	Compressibilité (psi <sup>-1</sup> )
ρ :	Densité (API)
t :	Temps (hr)
K :	Diffusivité hydraulique (md.psi/cp)
P <sub>i</sub> :	Pression initial (psia)
B :	Facteur volumétrique (stb/bbl)
E <sub>i</sub> :	La fonction exponentielle intégrale
P <sub>wf</sub> :	La pression de fond de puits (psia)
c <sub>t</sub> :	Compressibilité total (psi <sup>-1</sup> )
φ :	Porosité
P <sub>D</sub> :	Pression adimensionnel
r <sub>D</sub> :	Rayon adimensionnel
t <sub>D</sub> :	Temps adimensionnel
S :	Skin
r <sub>i</sub> :	Rayon d'investigation (ft)
C :	Coefficient de capacité (bbl /psi)
m :	Pente
P <sub>1h</sub> :	La pression de fond après une 1 heure de la fermeture de puits (psia)
t <sub>p</sub> :	Temps de production (hr)

## *Introduction général*

# *Introduction Générale*

Une fois, un puits de pétrole foré et complété, il est mis en production par déplétion naturelle c'est-à-dire à l'aide de la pression propre du gisement

Il demeure bien entendu qu'avec le temps, la pression du gisement vient à chuter de façon progressive et devient insuffisante pour faire extraire l'effluent en surface et au de la vers les installations de séparation, ce qui va provoquer un déclin considérable de production.

L'ingénieur de production doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

Pour cela, on impose une variation instantanée de débit en tête du puits et on mesure, en fonction du temps, l'évolution correspondante de la pression au fond du puits.

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de 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...) [01].

C'est dans ce contexte que nous venons présenter ce travail intitulé «Interprétation des données d'un Test Build up par la méthode de HORNER et Saphir de kappa», pour ce faire, le manuscrit est organisé

De la façon suivante :

Le premier chapitre présente la géologie de la région d'étude.

Le deuxième chapitre présente une généralité sur les essais des puits et les méthodes d'interprétations.

Le troisième chapitre montre une généralité sur le skin.

Le quatrième chapitre on a fait un exemple d'interprétation par la méthode conventionnelle et par saphir sur un test Build up.

*Chapitre I*  
*Géologie de HASSI BERKINE*

### 1. Situation géographique :

Le bassin de Berkine se présente comme étant un grand bassin intra-cartonique situé au nord de l'Afrique et constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Libye et au sud de la Tunisie.

Le Groupement (Sonatrach-Anadarko) est présent actuellement sur deux blocs (404 et 208), d'une superficie d'environ 22.500 Km<sup>2</sup>, qui sont destinés à l'exploration et à l'exploitation. Jusqu'à présent, les efforts déployés par le Groupement ont abouti à des résultats satisfaisants quant aux réserves récupérables de l'huile qui sont estimées approximativement à 2,8 milliards de barils.

Les puits qui font l'objet de la présente étude sont implantés au niveau du bloc 404 qui, découvert en février 1994, est situé à 1100 Km d'Alger, à 300 Km au Sud-Est de Hassi Messaoud, à 114 Km de la frontière Tunisienne et à 160 Km de la frontière Libyenne.

Le champ de HASSI BERKINE Nord-Sud (HBNS) est situé à 50 Km au Sud-ouest de l'Organisation Ourhoud, 60 Km de BRN ( Bir Rebaa Nord ), 140 Km de MLN (Menzel Ledjmet Nord).

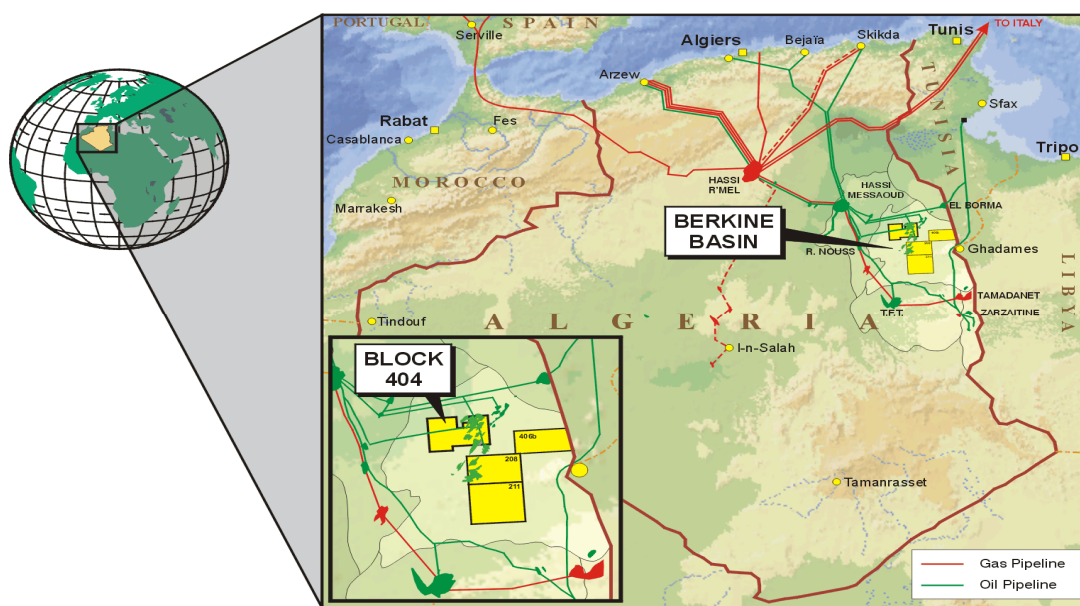


Figure I.1 : situation géographique du bassin de berkine

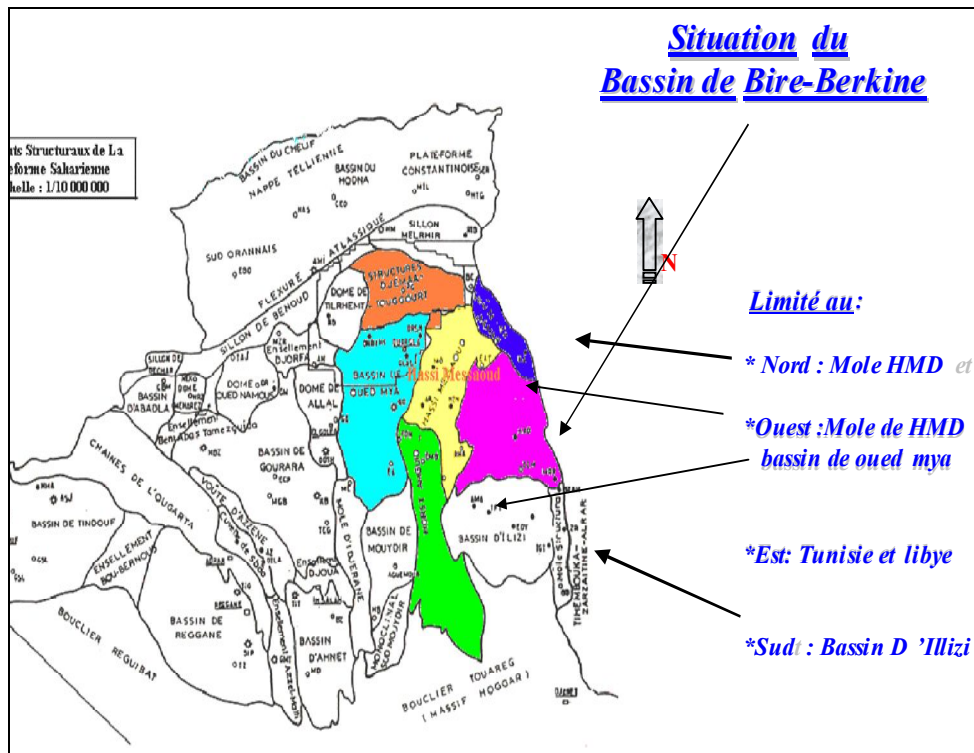


Figure I.2 : situation géographique du bassin de Berkine

## 2. Géologie du TAGI :

Le gisement de Berkine, localisé au niveau des blocs 404/208, contient une huile légère sous saturée, dans les grés du TRIAS Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui se trouve piégée dans une structure anticlinale de faille. Le réservoir possède des caractéristiques petro physiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir est le Trias Argilo gréseux Inférieur (TAGI), situé immédiatement au dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100 mètres .Le point le plus élevé de la structure se situe à -2772m/nm, et le contact Huile-Eau (WOC) est interprété à -3056m/nm. La hauteur utile moyenne est d'environ 31.5m.

Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200md. L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir, et à une densité de 0.8115 au stockage. La pression initiale du réservoir est de 348,1bars à la profondeur de référence de -2978m/nm et la température de gisement de 102°C.

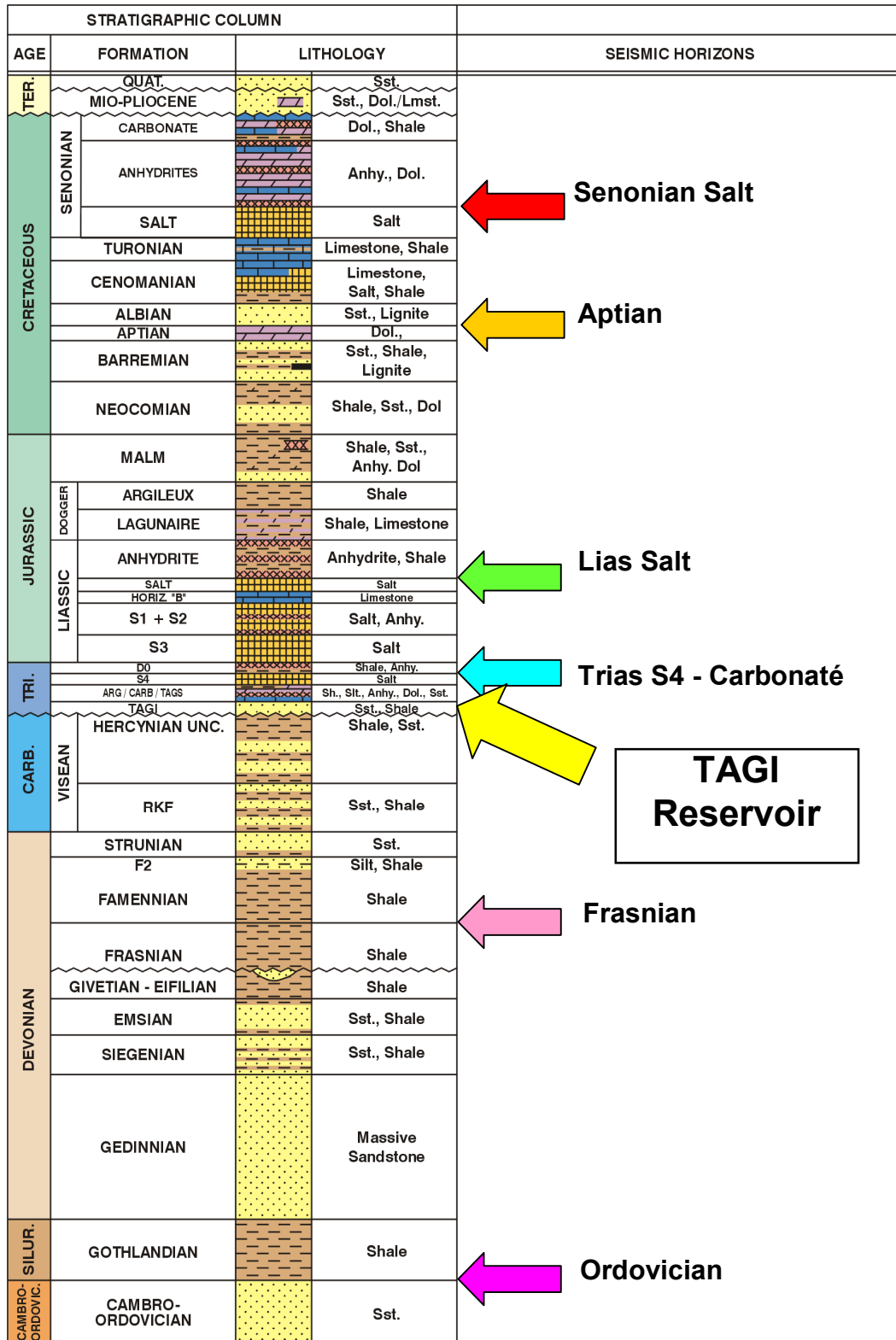


Figure I.3 : Les couches stratigraphiques du bloc404



### 3. Caractéristiques du réservoir :

**Tableau I.1 : caractéristiques du réservoir**

		min	max	moy
Epaisseur Totale (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	2.010	8.93	5.11
	Tagi moy	2.570	9.60	5.37
	Tagi inf	8.300	35.81	21.39
Epaisseur Utile (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	0.016	7.51	3.06
	Tagi moy	0.000	8.96	4.32
	Tagi inf	1.200	16.99	8.87
Porosité utile (moyenne et intervalle)	Tagi sup.	0.090	0.20	0.13
	Tagi moy	0.080	0.19	0.15
	Tagi inf	0.130	0.20	0.16
Perméabilité horizontale (moyenne et intervalle)	Tagi Sup.	5.000	1021.33	186.33
	Tagi moy	5.000	611.00	135.00
	Tagi inf	5.000	1101.00	244.00
Saturation en eau	/	0.150	0.50	0.25
Saturation en gaz	0.0%			
Rap du perméabilité moyenne (Kh/ Kv)	0.01			

### 4. Caractéristiques pétro physiques principales du réservoir :

Réservoir Producteur: Grès du TAGI.

Profondeur moyenne: 3180 m.

Pression du réservoir: 348 bars.

Température du réservoir: 102°C.

GOR de solution moyen :

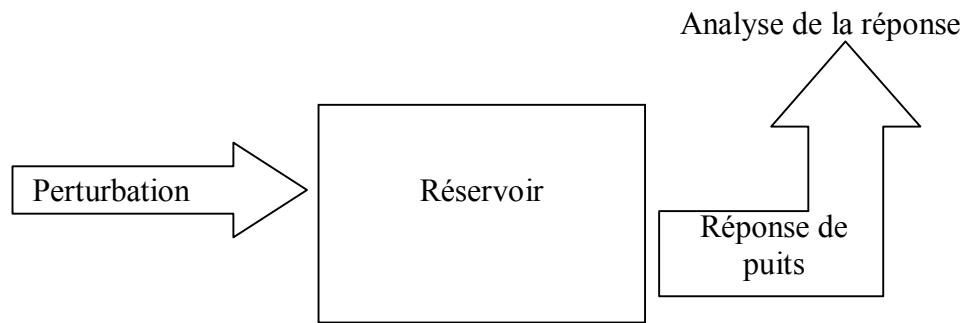
- HBNS → 1134 SCF/b
- HBNSE → 2150 SCF/b
- BKE → 12748 SCF/b
- BKNE → 3030 SCF/b
- HBN → 1134 SCF/b
- RBK et QBN → 475 SCF/b

## *Chapitre II*

### *Généralité sur les essais de puits et les méthodes d'interprétation*

**Introduction :**

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



**Figure II.1 : principe d'un essai de puits**

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

Cependant, les principaux objectifs d'un essai de puits sont parmi les suivants :

- Déterminer la nature et/ou les caractéristiques des fluides produits.
- Déterminer l'état du puits et son potentiel de production.
- Evaluer les caractéristiques du réservoir.
- Contrôler l'efficacité d'une complétion ou d'un traitement sur le réservoir (stimulation, ...).
- Suivre l'évolution des paramètres relatifs au puits ou au réservoir.

Pour cela, il est nécessaire :

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

D'une Façon générale, le but d'un test de puits est d'obtenir des renseignements sur Un puits et sur un réservoir, à savoir :

- ✓ Perméabilité du réservoir.
- ✓ Degré d'endommagement du puits (Skin).
- ✓ La pression du réservoir  $P_r$ .
- ✓ Les limites du réservoir.
- ✓ Le type du réservoir.
- ✓ Caractérisation d'une fracturation.
- ✓ Evaluer les communications entre les puits ...etc.

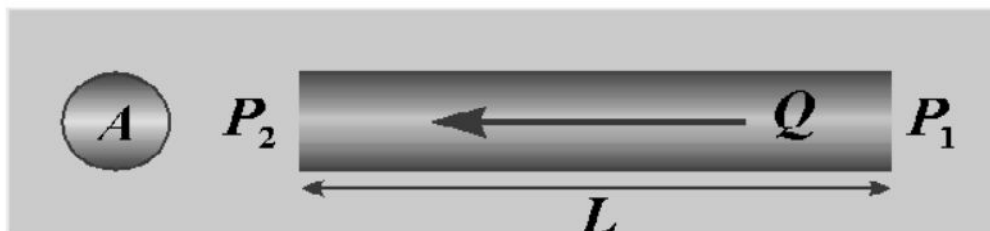
### 1. Equation de diffusivité [1]:

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 :

#### 1.1. Loi de Darcy :

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

- Au gradient de pression (faible)  $\frac{dP}{dx}$
- La section  $S$
- Et la mobilité du fluide  $\frac{k}{\mu}$



**Figure II.2 : représentation de la loi de darcy**

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

\* Expression vectorielle:

$$q = -\frac{k}{\mu} S \text{ grad } P \dots\dots\dots(1)$$

\* Expression en écoulement permanent linéaire:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{\mu}{k} \cdot \frac{Q}{S} \implies Q = \frac{k}{\mu} \cdot S \cdot \frac{P_1 - P_2}{x_1 - x_2} \dots\dots\dots(2)$$

(Q : constant)

\* Expression en écoulement radial circulaire:

La loi de DARCY en écoulement radial circulaire S'exprime par:

$$Q = \frac{k}{\mu} \cdot 2\pi r h \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots(3)$$

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

$$Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P_w - P_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}} \dots\dots\dots(4)$$

**1.2. 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.

$$c_e = \frac{1}{\rho} \cdot \left( \frac{d\rho}{dP} \right)_T \dots\dots\dots(5)$$

**1.3. 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 pendant l'intervalle de temps.

$$\text{div } \rho V + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(6)$$

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

- ✓ Compressibilité des fluides faible et constante (cas d'un liquide).

✓ Gradient de pression faible (réservoir à faible vitesse d'écoulement).

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

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{dP}{dt} = 0 \dots\dots\dots(7)$$

$$K = \frac{k}{\phi \mu c_t} \dots\dots\dots(8)$$

**K** : Est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

L'équation de diffusivité en écoulement radial circulaire pour un puits vertical s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(9)$$

## **2. Résolution de l'équation de diffusivité [1] :**

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 de pression au début de l'essai.
- ✓ les limites de 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.

### **2.1. Résolution en 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 :

- Pression initiale uniforme  $P_i$ .
- Réservoir infini.
- Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits est régit par l'équation suivante :

$$P_i - P(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{-r^2}{4Kt}\right) \dots\dots\dots(10)$$

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

$$-E_i(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots(11)$$

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 :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{-r_w^2}{4Kt}\right) \dots\dots\dots(12)$$

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

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \left( \ln \frac{Kt}{r_w^2} + 0.81 \right) \dots\dots\dots(13)$$

En unités pratiques U.S et en tenons compte de l'endommagement du puits l'équation(13) s'écrit sous la forme :

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left( \log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) . (14)$$

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

**2.2. Grandeurs sans dimension :**

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

Pression :  $P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} \Delta P \dots\dots\dots(15)$

Longueur :  $r_D = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots(16)$

$$\text{Temps : } t_D = \frac{0.000264k\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots(17)$$

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

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left[ \frac{r_D^2}{4t_D} \right] \dots\dots\dots(18)$$

En tenons compte de l'approximation logarithmique et le skin, l'équation **18** devient :

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.81 + 2S) \dots\dots\dots(19)$$

### **2.3. Notion de la zone Compressible et du Rayon d'Investigation :**

- **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 (3) et à partir de l'équation (10) qui décrit l'état des pressions :

$$q(r, t) = qB e^{\frac{r^2}{4Kt}} \dots\dots\dots(20)$$

q : est le débit en tête de puits

qb : 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.

- **Rayon d'investigation :**

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai.



Plusieurs définitions ont été données à la notion du rayon d'investigation mais la définition de J. Lee et Muskat c'est l'équation la plus applicable pour situer le rayon d'investigation D'un essai de puits.

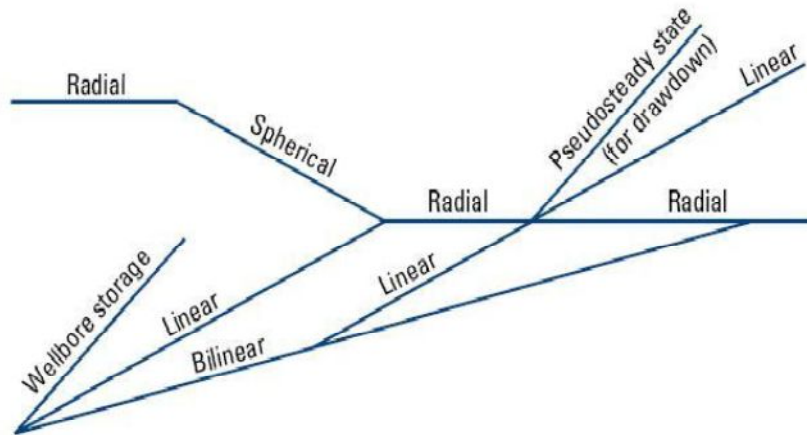
Le rayon d'investigation est l'endroit du réservoir où l'évolution de la pression est la plus grande :

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{Kt}{\phi \mu c_t}} \dots\dots\dots(21)$$

**3. Regimes d'écoulements [3] :**

Ils existent plusieurs régimes d'écoulement qui dépendent de la position de la zone Compressible. Le type du puits, la configuration réservoir puits, l'hétérogénéité du Réservoir et la nature des limites du réservoir influent sur le régime d'écoulement.

Chaque type d'écoulement est caractérisé par une droite caractéristique qui est Utilisé comme un outil de diagnostic pour caractériser les types d'écoulements (voir Figure ci-dessous).



**Figure II.3 : outil de diagnostic des types d'écoulements**

**3.1. Régime Transitoire (Transient Flow):**

C'est le régime qui caractérise l'écoulement avant que la zone compressible Atteint Les limites du réservoir.

**3.2. Régime Pseudo Permanent (Semi-Steady State flow):**

C'est le régime qui caractérise l'écoulement lorsque la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul.

**3.3. Régime Permanent (Steady State flow):**

C'est le régime qui caractérise l'écoulement lorsque la zone compressible atteint un ensemble de limites à pression constante.

Généralement, un essai de puits se déroule toujours en régime transitoire. Réservoir limit test est un test qui a pour objectif de situer les limites du réservoir, il dure généralement une longue période.

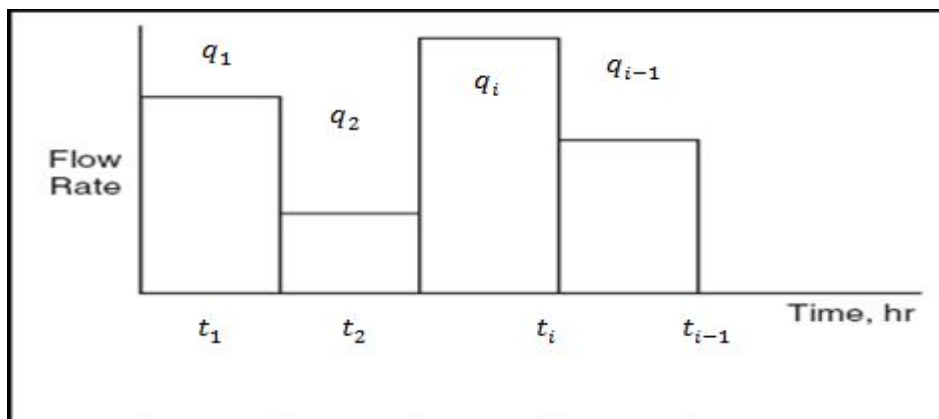
**4. Principe de Superposition [4]:**

Le principe de superposition permet de caractériser l'évolution de la pression dans le réservoir pour une multitude de variation de débit.

Le fait que l'évolution de la pression est linéaire en fonction du débit, l'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de pression dues à chacun des débits. C'est le principe de superposition.

L'équation générale de l'évolution de la pression pour un historique quelconque de débit est donnée par :

$$P_i - P(t) = \frac{B\mu}{2\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) P_D(t - t_{i-1}) \dots\dots\dots(22)$$



**Figure II.4 : Historique quelconque des débits.**

## 5. Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage) [4] :

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits à l'endroit de fermeture (généralement en tête de puits). Le débit de la formation par contre suit une évolution progressive due à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation au point de fermeture.

Cette période pendant laquelle le débit fond évolue est appelée période d'effet de capacité de puits (Well bore Storage effect).

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P} \dots\dots\dots(23)$$

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

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

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

## 6. Méthodes et étapes d'interprétation :

Les méthodes d'interprétation des essais de puits se divise en deux grandes Familles :

- Méthodes utilisant les courbes types.
- Méthode conventionnelles.

### 6.1. Courbe types :

Ces méthodes sont apparues dans les années 70 et se sont développé dans les années 80.

Les courbes type sont des plots Log-Log des paramètres sans dimension sur Lesquelles ont cale les données réel d'un essai de puits pour déterminer certaines Caractéristiques du réservoir.

Au début, la génération des courbes types était limitée par certains hypothèses, Avec le développement de l'outil informatique et l'amélioration des méthodes de Calculs, plusieurs types de courbes types ont étaient générées représentant plusieurs Type d'écoulement.

L'utilisation des courbes types ont été aussi améliorées par l'apparition de la Dérivée et son utilisation comme un outil de diagnostic.

L'avantage de l'utilisation des courbes types est d'interpréter d'un seul coup la Totalité des données de pression et de ça dérivé, ce qui permet de déterminer la Succession des écoulements visibles dans l'essai. Il peut donc apporter un diagnostic Sur le puits et le réservoir.

La détermination des différentes périodes d'écoulement permet d'appliquer les Méthodes conventionnelles d'interprétation à chaque écoulement [5].

### **6.2. Méthodes conventionnels [1] :**

Les méthodes conventionnelles ont été mise au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70 qui ont vue l'arrivée des courbes types.

Ces méthodes consistent à tracer les droites et pentes correspondant à chaque type d'écoulement ensuite utiliser les équations adéquates pour calculer les paramètres du puits et du réservoir. Le diagnostic du type d'écoulement est donc nécessaire.

Ils existent plusieurs types des essais de puits qui différent selon la nature du puits et le but recherché à travers l'essai de puits. Les plus courant sont les tests de remonté de pression communément appelé Build Up et les tests en débit appelé Draw Down.

#### **6.2.1. Test en débit (Drawdown):**

Un test en débit consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant  $q$ .

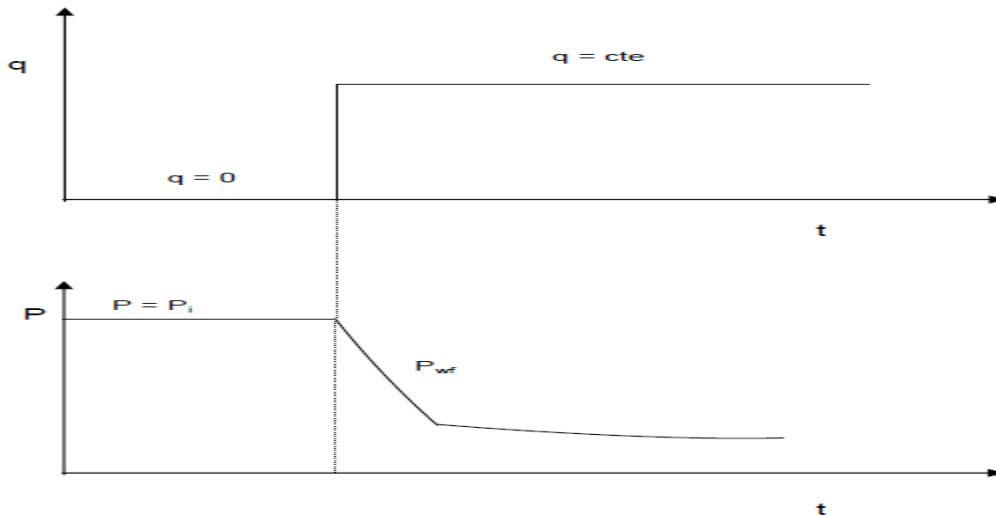


Figure II.5 : séquence d'un test en débit

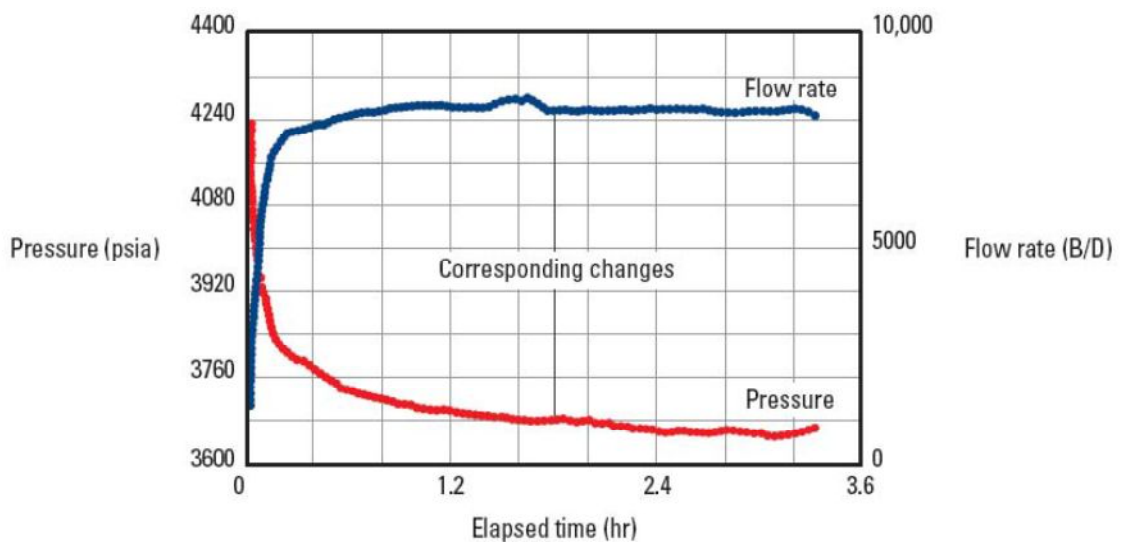


Figure II.6 : Données réels d'un test de Drawdown

L'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps est régit par L'équation suivante :

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left( \log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \dots\dots(24)$$

Avec le tracé sur un graphique Semi-Log de la pression fond en fonction du temps, on observe une droite de pente m en unité U.S :

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(25)$$

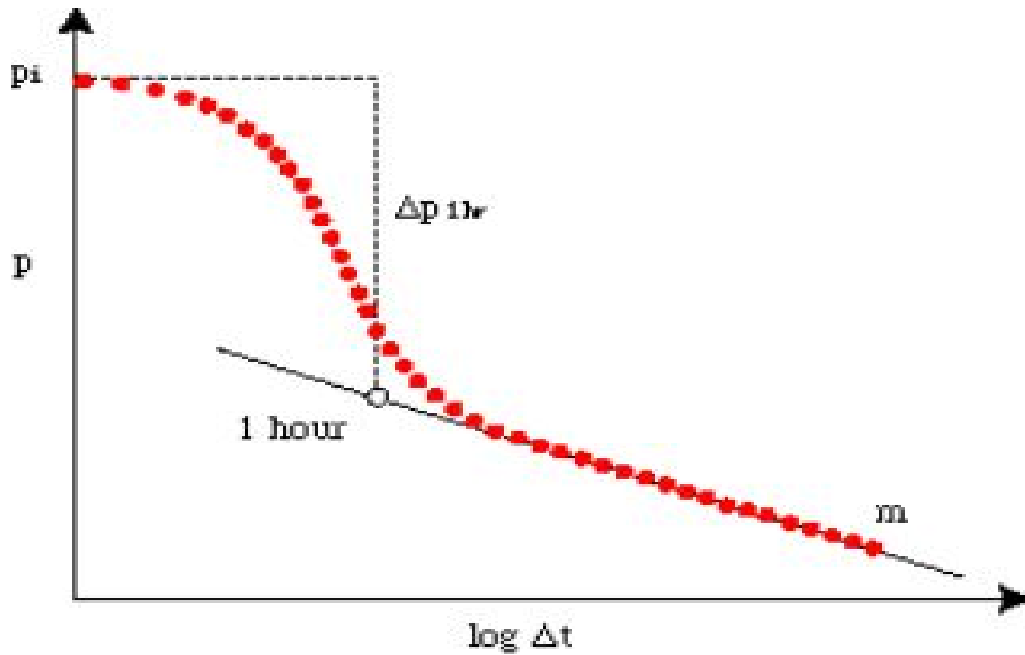


Figure II.7 : MDH semi-log plot (Drowdown)

➤ **Perméabilité de réservoir :**

A partir de l'équation (25), on peut calculer le **kh** du réservoir et déterminer ainsi la perméabilité de la formation :

$$kh = 162.6 \frac{qB\mu}{m} \dots\dots\dots(26)$$

➤ **Skin :**

La valeur du skin est alors calculer directement de l'équation(4). Mais Habituellement, cette valeur est calculée à partir de la mesure de la pression à une heure sur la droite semilog, pour ce point Log t = 0. L'équation du skin est donnée alors sous la forme (unité U.S) :

$$S = 1.15 \left( \frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3,23 \right) \dots\dots\dots(27)$$

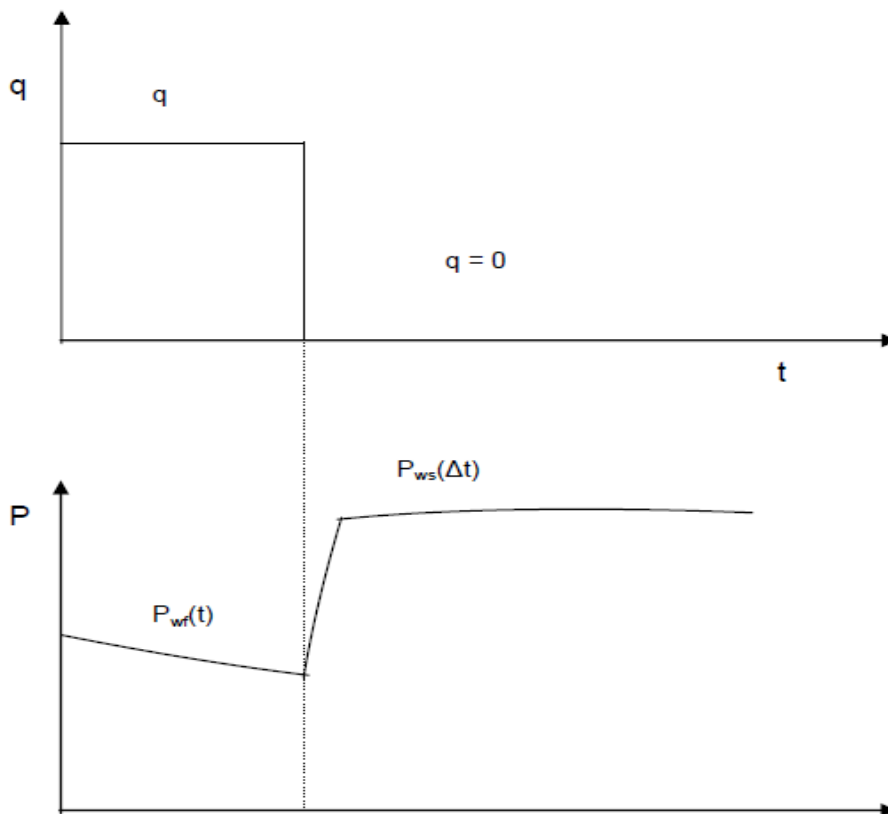
**Remarque :**

Après 1 heure d'ouverture, le puits peut être encore sous l'effet de capacité du puits, il est alors important de lire la pression sur la droite semilog et non pas par extrapolation des points de mesures.

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

### 6.2.2. Test de remonté de pression (Build Up) :

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



**Figure II.8 : Séquence d'un test de remonté de pression**

Un test de remonté de pression ne présente pas l'inconvénient de la difficulté de maintenir un débit constant car le deuxième débit est nul.

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 périodes de fermeture.

L'équation qui régit l'évolution de la pression est obtenue par le principe de superposition exposé dans l'équation (22) en considérant le deuxième débit comme étant nul :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = [P_i - P_{wf}(t_P + \Delta t)] - [P_i - P_{wf}(\Delta t)] \dots \dots \dots (28)$$

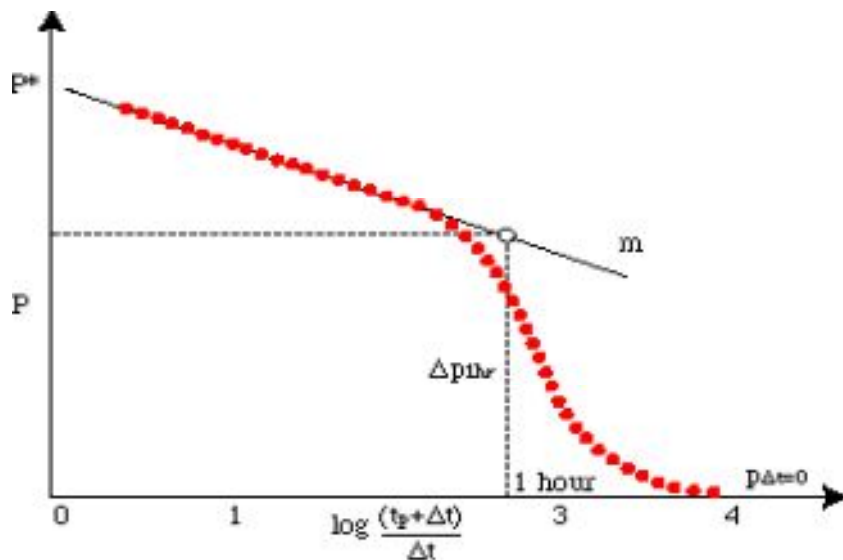
En utilisant l'approximation logarithmique et en considérant que l'effet de capacité de puits est terminé, l'équation (28) devient sous les unités U.S :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{t_P + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (29)$$

L'équation (29) montre que l'évolution de la pression fond en fonction de  $\log \frac{t_P + \Delta t}{\Delta t}$

Est une droite de pente  $m$ , en unité U.S elle est donnée sous la forme :

$$m = \frac{162.6 qB\mu}{kh} \dots \dots \dots (30)$$



**Figure II.9 : Horner semi-log plot (build-Up)**

➤ **Perméabilité de réservoir :**

Comme c'est le cas pour l'interprétation d'un test de débit, la connaissance de la pente sur le graphe semilog, permet de calculer le  $kh$  du réservoir et ainsi déterminer la perméabilité :

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \dots \dots \dots (31)$$



➤ **Skin :**

La valeur du skin est calculée à partir de la différence entre :

- La valeur de la pression relevée après 1 heure de remontée de pression sur la droite semilog :

$$P_i - P(1h) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_P + 1) \dots\dots\dots(32)$$

- Et la valeur de la pression au moment de la fermeture du puits :

$$P_i - P_{wf}(t_P) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left( \log t_P + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \dots\dots\dots(33)$$

En soustrayant l'équation (32) de l'équation (33) on obtient l'équation pour le calcul du skin de la forme suivante :

$$S = 1.15 \left( \frac{P_{1h} - P_{wf}(t_P)}{m} + \log \frac{t_P + 1}{t_P} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots(34)$$

Le terme  $\log \frac{t_P + 1}{t_P}$  est généralement négligeable devant les autres termes.

➤ **Pression extrapolée :**

Lors des essais initiaux la quantité de fluide produite avant la fermeture est négligeable devant les quantités en place.

Au bout d'un certains temps de fermeture qui dépend des caractéristiques du réservoir, la pression sera très proche où à la limite égale à la pression initiale.

Cette pression peut être lue sur le graphe semilog et correspond à la valeur de La pression

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{P(t_P + \Delta t) - P_{wf}(t_P)}{\Delta t} = 1, \text{ soit } \Delta t = \infty.$$

➤ **Rayon d'investigation d'un Build-Up :**

Le rayon d'investigation théorique d'un Build Up ne dépend que de la durée de la remontée de pression.

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \dots\dots\dots(35)$$

Le rayon d'investigation du build up est théoriquement indépendant de la durée De la période de débit et de la valeur de ce dernier. Pratiquement ce rayon est limité par la sensibilité des capteurs de pression (gauges).

Pour accroître le rayon d'investigation pratique d'un Build Up, il est recommandé de :

- Augmenter la sensibilité des capteurs.
- Augmenter le débit du puits.
- Augmenter la période de débit.

Il est à noter qu'une période de débit trop longue peut interférer avec les autres puits et il sera erroné d'interpréter ce puits comme un simple Build Up.

*Chapitre III*  
*Généralité sur le Skin*

**1. Définition :**

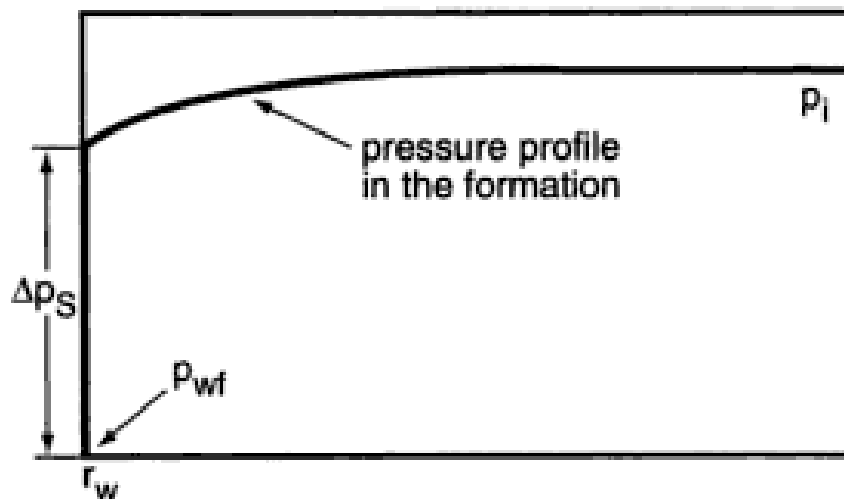
Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que ça valeur est positive ou négative [1].

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

La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de trois façons :

**2. Skin infinitésimal :**

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



**Figure III.1 : Notion du skin infinitésimal**

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

$$\Delta p_s = \frac{141.2q\mu}{kh} S \dots\dots\dots(1)$$

**3. Skin d'épaisseur finie :**

Dans cette approche, les pertes de charges sont supposées être localisées Dans une zone de rayon  $r_s$  et de perméabilité  $k_s$  autour du puits (figure III.2) [1].

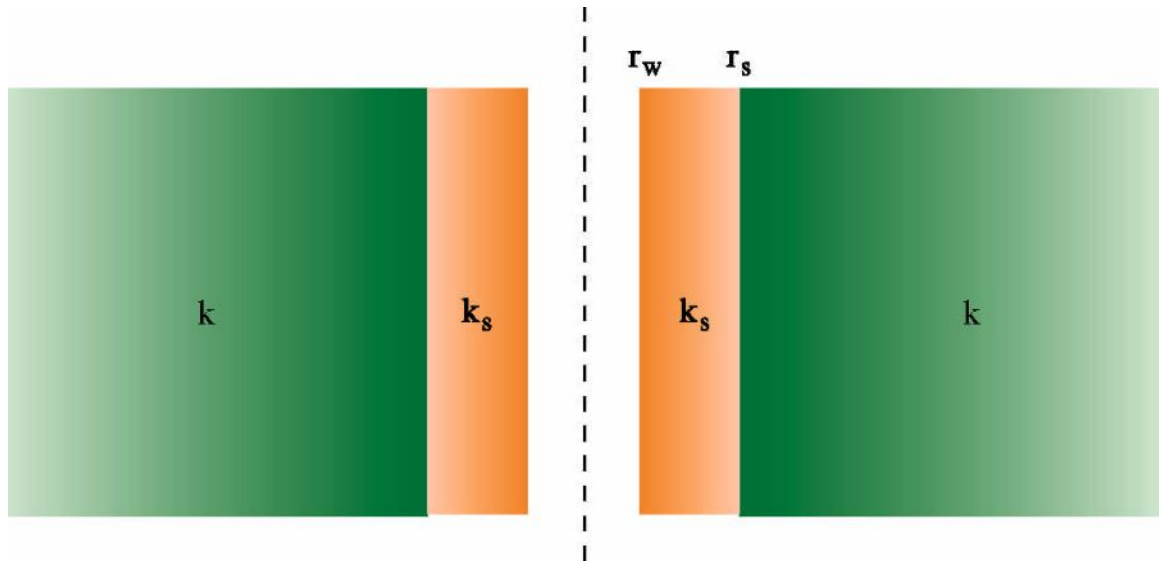


Figure III.2 : Notion du Skin d'épaisseur finie

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à de la loi de Darcy par :

$$\Delta P_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(2)$$

En exprimant  $\Delta P_s$  à l'aide de l'équation (1), on obtient :

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(3)$$

**4. Rayon effectif :**

La méthode du 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 [1].

$$r'_w = r_w e^{-s} \dots\dots\dots(4)$$

**5. Généralisation de la notion de skin :**

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Cette perte de charge peut être causée par de multiples paramètres, parmi lesquelles on peut citer :

### 5.1. Skin due aux perforations :

Ce skin englobe plusieurs phénomènes :

- Restriction aux écoulements apportés par le trou de la perforation.
- Poinçonnement du réservoir par les perforations (mini fracture).
- Le fait que sur un ensemble de perforations seules quelques une sont actives.

Ces différents phénomènes ne sont généralement pas dissociés de l'effet D'endommagement du puits [1].

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

$$s_p = S_H + S_V + S_{wb} \dots\dots\dots(5)$$

- **Estimation de  $S_H$  :**

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'_w(\theta)} \dots\dots\dots(6)$$

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

$$r'_w(\theta) = \begin{cases} \frac{I_{perf}}{4} & -\theta = 0 \\ a_\theta (r_w + I_{perf}) & -\theta \neq 0 \end{cases} \dots\dots\dots(7)$$

La constante  $a_\theta$  dépende de l'angle de perforation qui peut être obtenue par le tableau 1. Ce Skin effect est négative (excepte  $\theta = 0$ ), mais sa contribution au Skin total est généralement faible [6].

- **Estimation de  $S_V$  :**

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

$$h_D = \frac{h_{perf}}{I_{perf}} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots(8)$$

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

$$r_D = \frac{r_{\text{perf}}}{2h_{\text{perf}}} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right) \dots\dots\dots(9)$$

Le pseudo Skin vertical est donc :

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots(10)$$

Avec :

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \dots\dots\dots(11)$$

Et

$$b = b_1 r_D + b_2 \dots\dots\dots(12)$$

Les constantes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  et  $b_2$  sont aussi fonction de l'angle de perforation et peuvent être obtenues du tableau III.1. Le Skin vertical  $S_V$  est potentiellement le facteur qui contribué le plus dans  $S_P$  Pour une densité de perforation faible [6].

**Tableau III.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 :

$$r_{wD} = \frac{r_w}{I_{\text{perf}} + r_w} \dots\dots\dots(13)$$

En suite :

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \dots\dots\dots(14)$$

**5.2. Skin dû a la pénétration partielle :**

La perforation d'une partie du réservoir provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits.

L'interprétation de l'écoulement radial circulaire sur toute la hauteur utile nous permis de déterminer [1] :

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

Ce skin est la résultante de deux effets :

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

$S_{pp}$  s'exprime :

$$S_{pp} = \left( \frac{1}{h_{pp}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_d} + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left( \frac{h_{pD}}{2+h_{pD}} \left( \frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right) \dots\dots\dots(15)$$

Ou :

$$A = \left( \frac{1}{h_{1D}+h_{pp}/4} \right) , \quad B = \left( \frac{1}{h_{1D}+3h_{pD}/4} \right) , \quad r_d = \frac{r_w}{h_t} \left( \frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2}$$

$$h_{pD} = \frac{h_p}{h_t} , \quad h_{1D} = \frac{1-h_{pD}}{2}$$

(Par : Paul Papatzaco, 1987).

**5.3. Skin d'inclinaison (skin de déviation) :**

La plupart des puits traversent le réservoir avec un angle plus ou moins grand par rapport à la normale au pendage [6].



L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Elle contribue à un skin négatif [1].

H.CINCO et al donne une expression permettant de calculer le skin d'inclinaison  $S_d$  :

$$S_d = - \left[ \frac{\theta'}{41} \right]^{2.06} - \left[ \frac{\theta'}{56} \right]^{1.865} * \log \left[ \frac{h_D}{100} \right] \dots\dots\dots(16)$$

Avec :

$$\theta' = \text{Artg} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} \text{tg}\theta \right]$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}$$

[1]

**5.4. Skin dû a l'écoulement multiphasique :**

Dans un puits de pétrole qui produit en dessous de point de bulle sans haut 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.

$$S_m = \frac{16.2}{1+0.8 \frac{p_{wf}}{p_b}} - 9 \dots\dots\dots(17)$$

**5.5. Skin d'un puits horizontal :**

La valeur du skin géométrique dépend fortement de l'anisotropie de perméabilité du réservoir. Le skin géométrique est négatif, c'est-à-dire que le puits horizontal apporte une amélioration aux écoulements près du puits, tant que  $L*k_v k_H$  est supérieur à  $k_H*h$  (L : longueur du drain horizontal) [6].

- **Skin d'anisotropie :**

$$S_a = \ln \left[ (k_H/k_V)^{1/4} \frac{2}{1+\sqrt{k_H/k_V}} \right] \dots\dots\dots(18)$$

- **Skin géométrique :**

$$S_g = \ln \frac{4r_w}{L} + \frac{h}{L} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w \sin \left[ \frac{\pi z_w}{h} \right]} (k_V/k_H)^{1/4} \right) \dots\dots\dots(19)$$

- **Skin total (global) :**

L'interprétation du régime pseudo radial nous donne un skin global S', tel que :

$$S' = S_g + \frac{h}{L} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots(20)$$

Le skin S est la somme du skin puits S<sub>w</sub> et du skin d'anisotropie S<sub>a</sub>. On obtient S à travers de l'interprétation de l'écoulement radial vertical [6].

**5.6. Autres origines de skin :**

- **Skin de fracturation :**

La fracturation hydraulique améliore considérablement les écoulements aux abords du puits. Elle conduit à un skin négatif.

- **Skin d'injection :**

Le skin d'un puits injecteur S' est un skin composite dû au skin du puits S et à l'effet d'injection S<sub>i</sub>.

Le terme S<sub>i</sub> correspond à la perte de charge supplémentaire aux abords du puits due au fait que le fluide injecté a une mobilité différente de celle du fluide en place[1].

Ce terme  $S_i$  explique les pertes de charge très importantes que peut provoquer l'injection d'une eau moins mobile que l'huile dans un réservoir d'huile.

Inversement, une eau plus mobile que l'huile se traduit par un skin négatif.

- **Skin géologique :**

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

- Le réservoir a les caractéristiques des régions lointaines alimentant la lentille.
- Le skin reflète les caractéristiques de la lentille.

- **skin d'un puits à gaz :**

Dans un puits à gaz, la vitesse du fluide aux abords du puits est souvent importante. L'écoulement ne suit plus 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 global dans un puits à gaz est écrit :

$$S_{\text{global}} = S + (q_n + q_{n-1})D \dots \dots \dots (21)$$

D est appelé coefficient d'écart à la loi de Darcy.

Pour connaître ce coefficient et déterminer le skin réel S du puits, il est nécessaire de mesurer le skin global à plusieurs débits.

En portant le skin global en fonction de  $(q_n + q_{n-1})$  on obtient une droite :

- De pente D.
- D'ordonnée à l'origine S [1].

- **Skin produit par une variation de mobilité :**

Avec un modèle radial composite, le puits est au centre d'une zone circulaire de rayon r, le skin géométrique du réservoir composite en fonction de rapport de mobilité M et le rayon d'interface  $r_i$ :

$$S_{RC} = \left(\frac{1}{M} - 1\right) \ln r_D \dots \dots \dots (22)$$

## *Chapitre IV*

*Exemple d'interprétation par la méthode de  
HORNER et saphir de kappa*

**Introduction :**

Le bassin de berkine est constitué d'un certain nombre de blocs dont celui qui porte le numéro 404. Ce dernier est subdivisé en sept champs : HBN, HBNSE, RBK, QBN, BKNE, ORD et HBNS qui est le principal.

**1. Application au puits (HBNSE04) 12/09/2014 :**

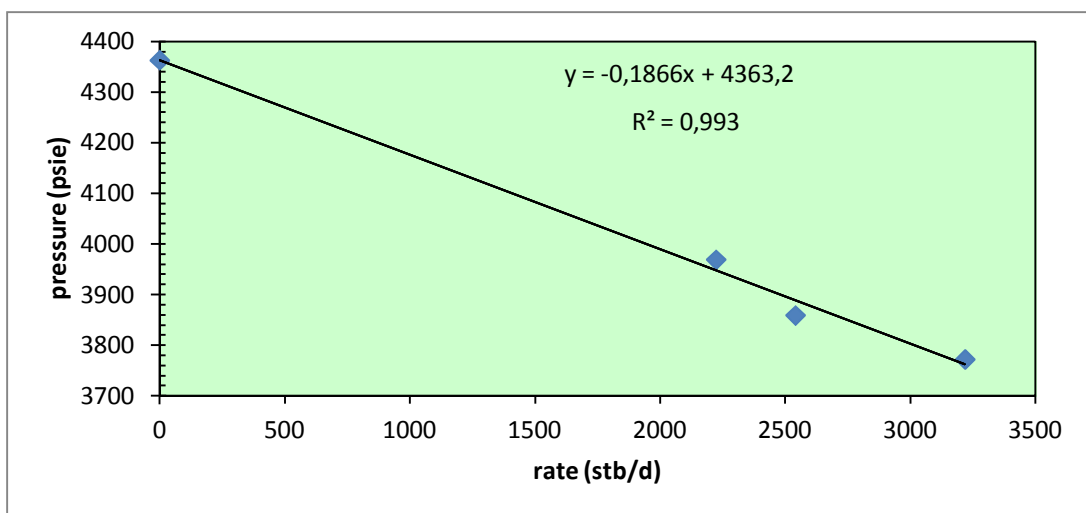
**1.1. Données du puits :**

**Tableau IV.1 : données du puits HBNSE04**

Fluid type	Porosité (%)	Rw (ft)	h (ft)	B <sub>o</sub> (b /stb)	Viscosity (cp)	Ct (Psi <sup>-1</sup> )
oil	18,6	0,3	36,74	2,2	0,21	3.1E-5

**1.2. Interprétation par méthode conventionnelle :**

**1.2.1. Test en débit :**



**Figure IV.1 : Débit en fonction de pression (HBNSE04-12/09/2014)**

Généralement Avant chaque build up on fait un test en débit pour calculer l'index de productivité et la pression de réservoir estimé.

Cette figure montre l'évolution de la pression due à plusieurs débits, la pente de la droite est de 0.186, et la pression quand le débit égal a 0 stb/d égale a 4363 psia (pression de réservoir).

$$IP = \frac{1}{\text{pente}} = 5.359 \text{ (stb/d)/psi}$$

Le coefficient de détermination ( $R^2$ ) est un indicateur qui permet de juger la qualité d'une régression linéaire, simple ou multiple.

### 1.2.2. Horner analysis (semi log plot) :

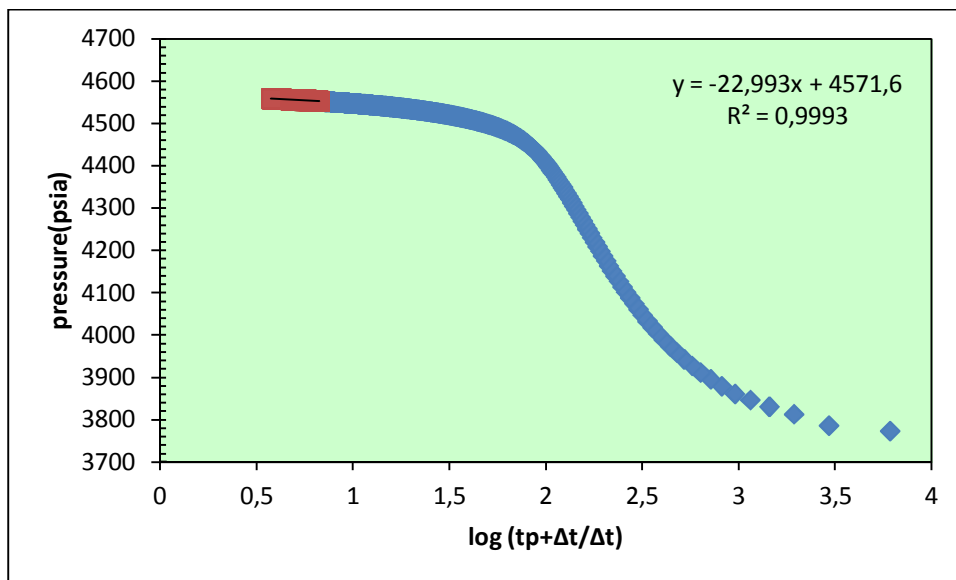


Figure IV.2 : Horner semi-log plot (build-up HBNSE04-12/09/2014)

$$p_{wf} = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

$$T_p = 7,8667 \text{ hr}$$

Tableau IV.2 : Résultat obtenus par méthode conventionnelle (HBNSE04-12/09/2014)

Q	m	Pwf	P <sub>1h</sub>	Pr	Kh	k	Skin	Ip
Stb/d		psia	psia	psia	md.ft	md	total	(Stb/d)/psi
3218	23	3772,9836	4548,866	4570	10510	286	31,75	4.037

Après l'interprétation par la méthode de HORNER on remarque que le skin est positif (augmentation des pertes de charges entre le réservoir et le fond du puits) qui influe sur l'index de productivité ce la confirme l'endommagement du puits, c'est-à-dire, le taux des sels et les asphaltin provoquent le bouchage du puits.

### 1.3. Interprétation par saphir :

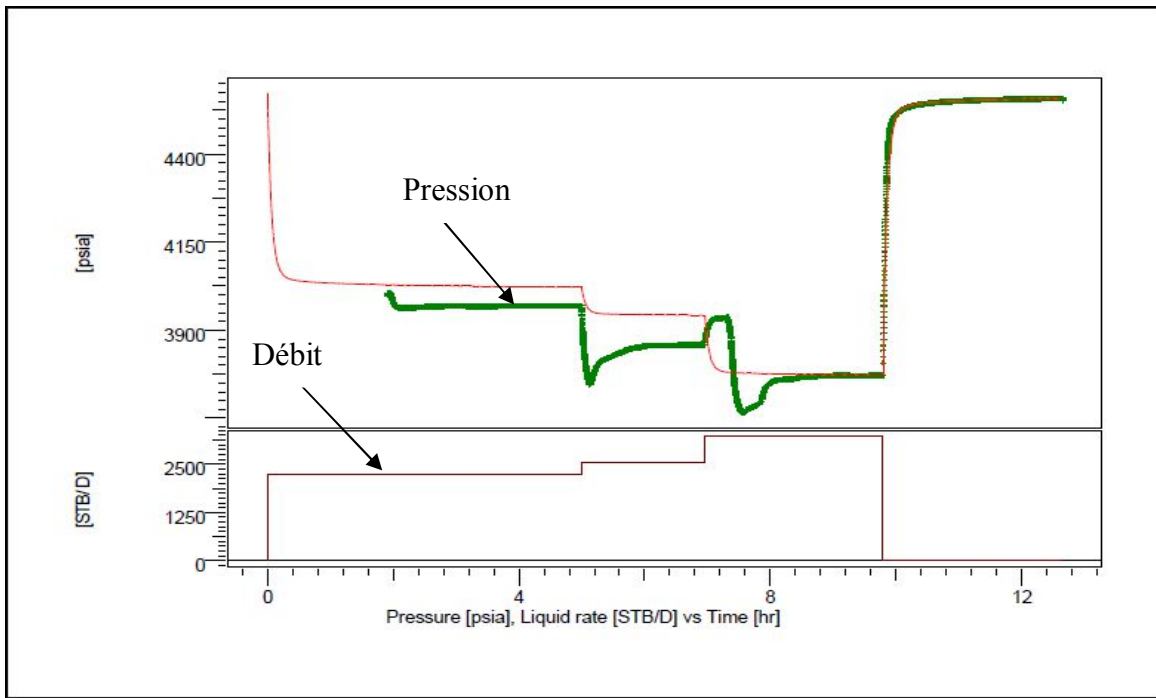


Figure IV.3 : history plot (HBNSE04-12/09/2014)

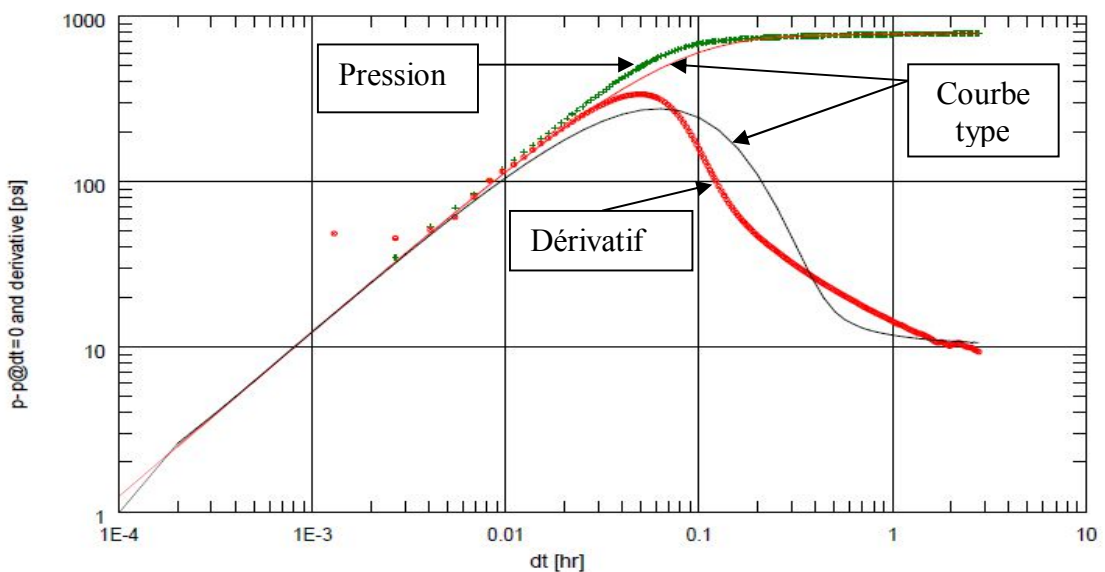


Figure IV.4 : Log-log plot (HBNSE04-12/09/2014)

**Tableau IV.3 : résultat obtenus par saphir (HBNSE04-12/09/2014)**

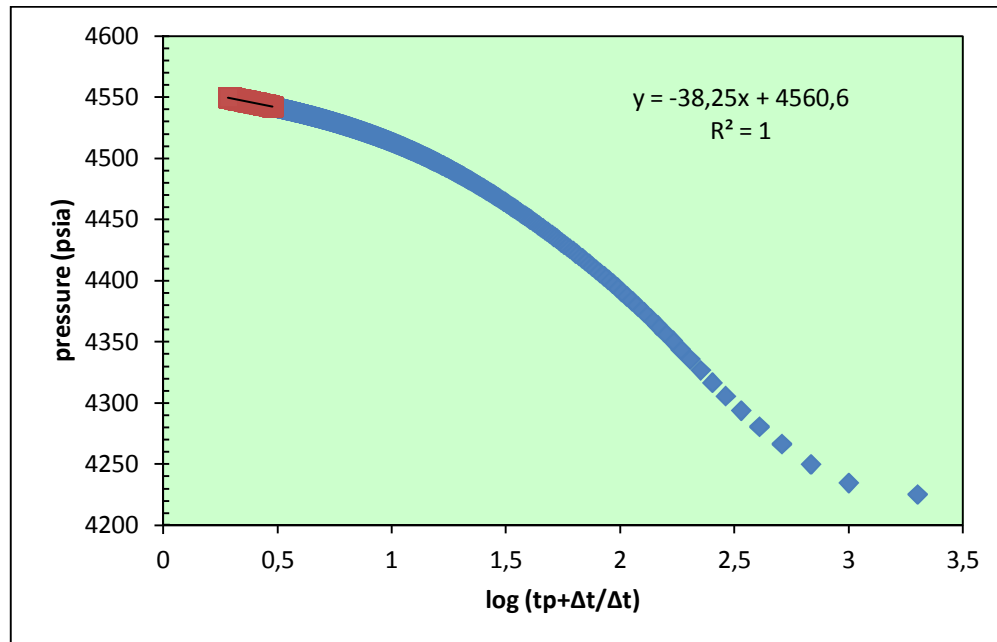
S	k.h md.ft	k md	Pi psia	C bbl/psi	Ip (Stb/d)/psi	ri ft
32	10500	287	4571.39	0.0238	4.02	747

Les résultats obtenue par L'interprétation à l'aide de saphir sont presque les mêmes résultats obtenue à l'aide de méthode de HORNER mais la seul différence c'est que l'interprétation par saphir est plus simple, facile et rapide par ce que le saphir calcule a l'aide des courbe type.

**Remarque :** avec le saphir on peut caractériser le régime d'écoulement et si il ya des boundary dans le réservoir ce qui est impossible avec la méthode conventionnelle

## 2. Application au puits (HBNSE04-28/11/2014):

### 2.1. Interprétation par méthode conventionnelle :



**Figure IV.5 : Horner semi-log plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)**

$$p_{wf} = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right), T_p = 2.78 \text{ hr}$$

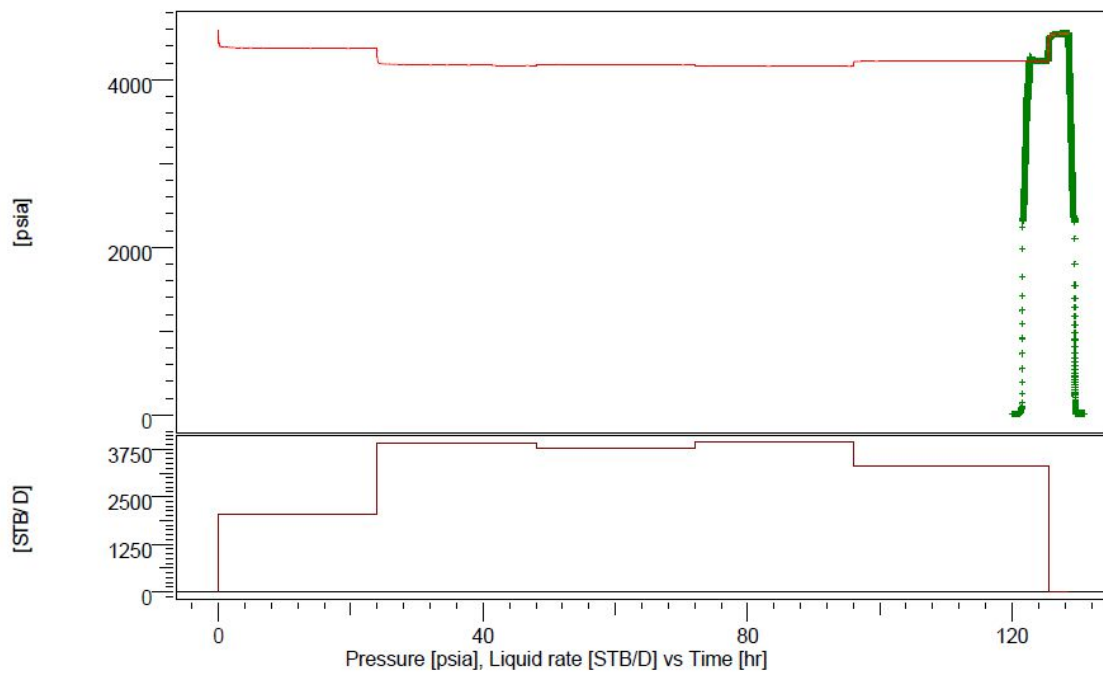


**Tableau IV.4 : Résultat obtenus par méthode conventionnelle (HBNSE04-28/11/2014)**

Q Stb/d	m	Pwf psia	P <sub>1h</sub> psia	Pr psia	Kh md.ft	k	Skin total	Ip (Stb/d)/psi
4154	38.25	4219.76	4538.0478	4560	8158.26	222	2.72	12.20

L'interprétation de build up par la méthode de HORNER Après l'acidification et le nettoyage par l'eau douce du HBNSE04 Montre que le Skin est diminué mais toujours positive la perméabilité a diminué aussi sa veut dire que le puits est endommagé, peut être que l'opération d'acidification n'a pas réussi ou ya toujours un bouchage provoqué par les sels est les asphaltins.

## 2.2. Interprétation par saphir :



**Figure IV.6 : hystory plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)**

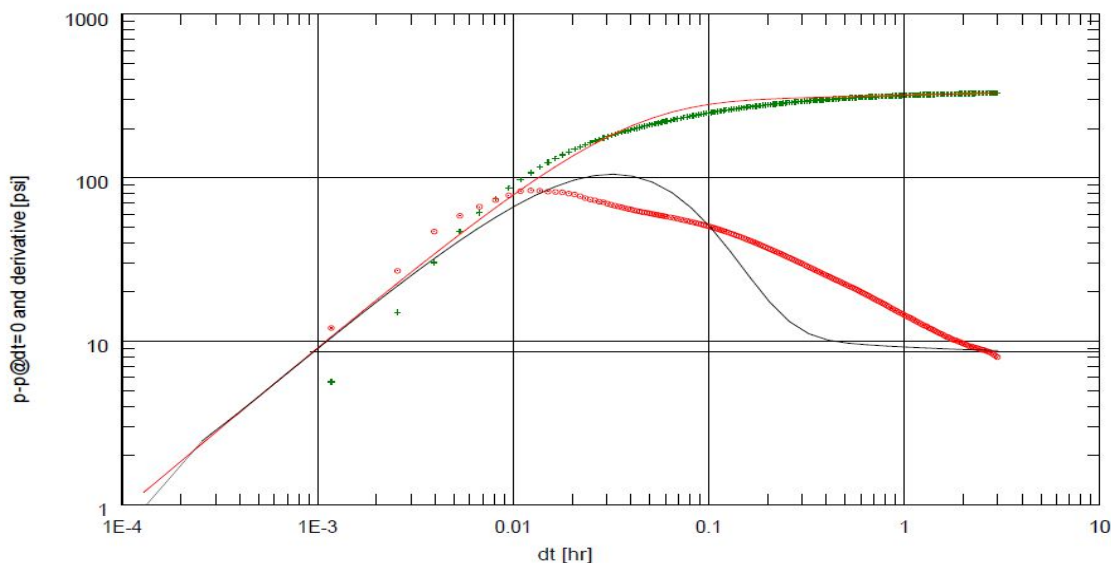


Figure IV.7 : Log-log plot (build-up HBNSE04-28/11/2014)

Tableau IV.5 : résultat obtenus par saphir (HBNSE04-28/11/2014)

S	k.h md.ft	k md	Pi psia	C bbl/psi	Ip (Stb/d)/psi	ri ft
11.2	12600	630	4582.97	0.0327	9.10	1160

Le tableau des résultats obtenue par saphir montre que le skin est de 11,2 la perméabilité augmente après l'acidification et l'index de productivité a augmenté aussi mais sa ne preuve pas que le puits n'est pas endommagé par ce que le skin est positive.

### 3. application au puits (HBNSE07) 11/08/2009 :

#### 3.1. Donnes du puits :

Tableau IV.6 : donnes du puits HBNSE07

Fluid type	Porosité %	Rw (ft)	h (ft)	B <sub>o</sub> (b/stb)	Viscosity (cp)	Ct Psi <sup>-1</sup>
oil	16,5	0,3	47,57	2,2	0,21	3.15E-5

### 3.2. Interprétation par méthode conventionnelle :

#### 3.2.1. Test en débit :

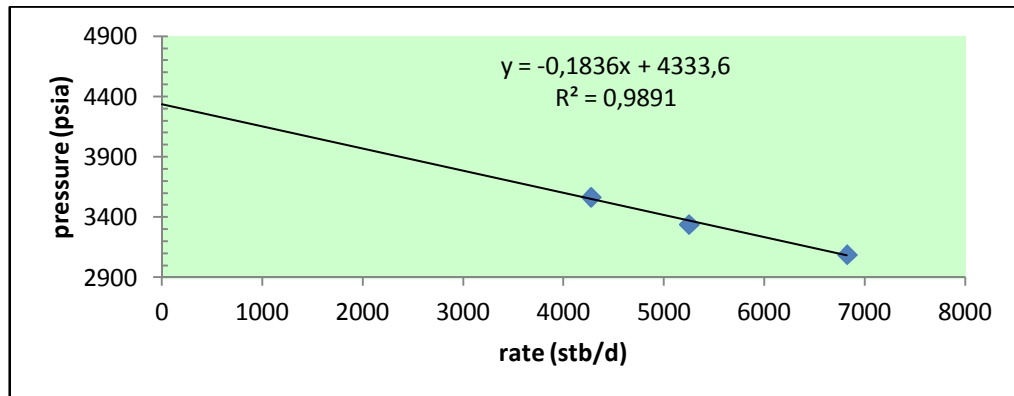


Figure IV.8 : Débit en fonction de pression (HBNSE07-11/08/2009)

Pente = 0.1836

IP = (1/pente) = 5.44 (stb/d)/psi

La pression de réservoir calculer avant le bu est 4333 psia

#### 3.2.2. Horner analysis (semi log plot) :

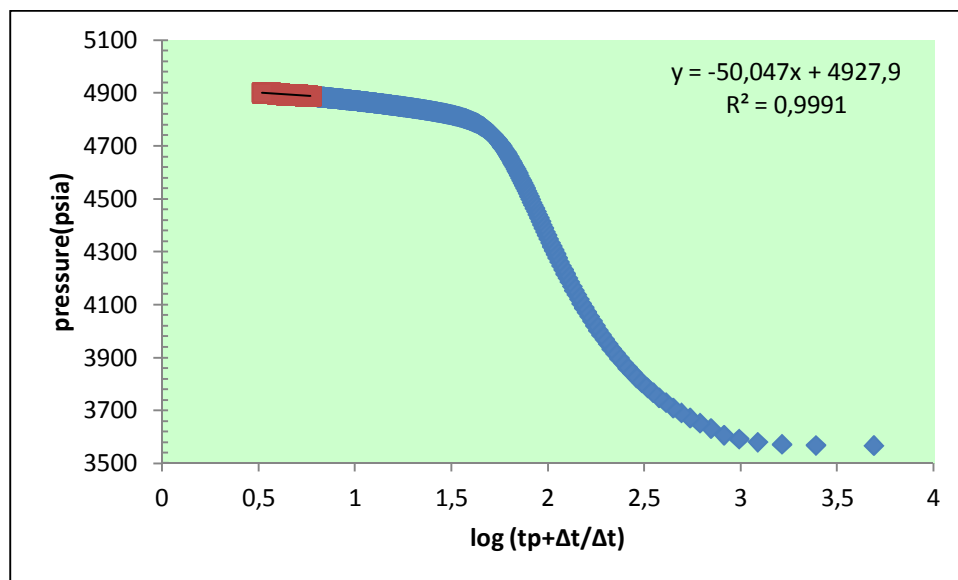


Figure IV.9 : Horner semi-log plot (build-up HBNSE07-11/08/2009)

$$p_{wf} = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

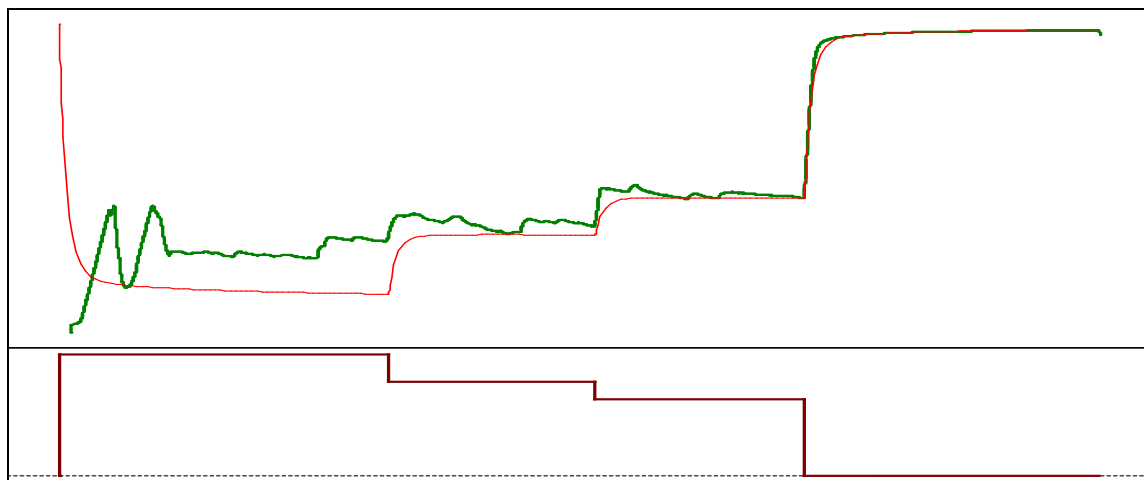
$T_p = 6,765277$  hr

**Tableau IV.7 : Résultat obtenus par méthode conventionnelle (HBNSE07-11/08/2009)**

Q Stb/d	m	Pwf psia	P <sub>1h</sub> psia	Pr psia	Kh md.ft	K md	Skin total	Ip (Stb/d)/psi
4271	50	3567,76	4881,38	4927.9	6416.85	135	23.5	3.14

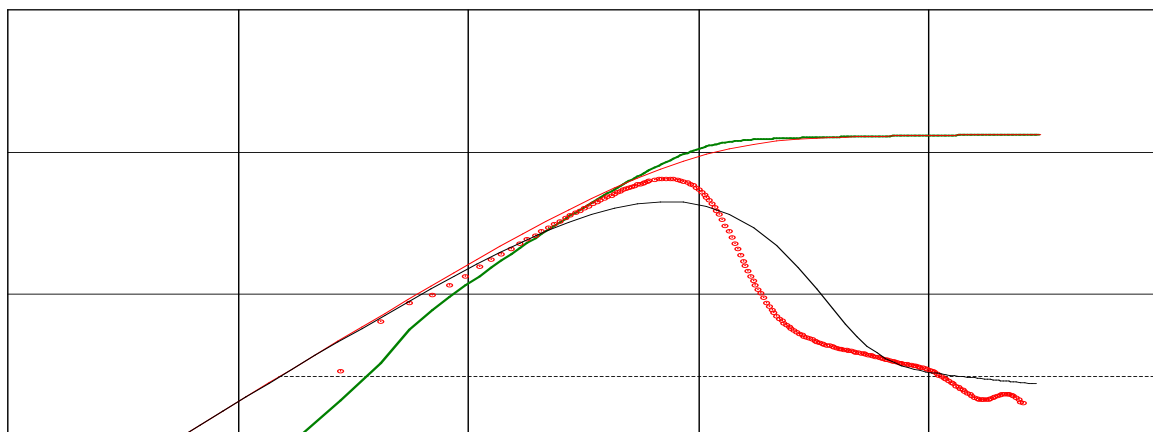
D'après les résultats du tableau on remarque que le Skin est très élevée (augmentation des pertes de charges entre le réservoir et le fond du puits) qui influe sur l'index de productivité ce la confirme l'endommagement du puits, c'est-à-dire, le taux des asphaltins et les sels provoquent le bouchage du puits.

### 3.3. Interprétation par saphir :



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

**Figure IV.10 : hystory plot (HBNSE07-11/08/2009)**



Log-Log plot:  $p-p@dt=0$  and derivative [psi] vs dt [hr]

**Figure IV.11 : Log-log plot (HBNSE07-11/08/2009)**

**Tableau IV.8 : résultat obtenus par saphir (HBNSE07-11/08/2009)**

S	k.h md.ft	k md	Pi psia	C bbl/psi	Ip (Stb/d)/psi	ri ft
21	5300	111	4952	0.0215	2.88	2611

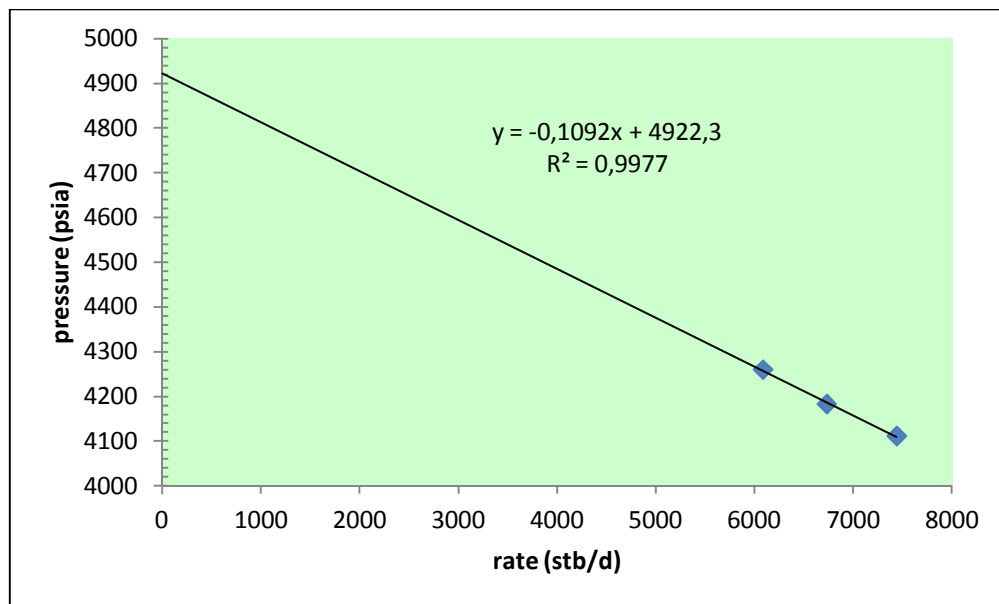
Le tableau des résultats obtenus par Saphir montre presque les mêmes résultats obtenus par la méthode de HORNER sauf une petite différence dans la perméabilité et l'index de productivité.

La figure IV.11 montre que ya 2 boundary (faulle) la premier avec une pression nulle et la deuxième avec une pression constant.

#### 4. application au puits (HBNSE07) 28/08/2009 :

##### 4.1. Interprétation par méthode conventionnelle :

##### 4.1.1. Test en débit :



**Figure IV.12 : Débit en fonction de pression (HBNSE07-28/08/2009)**

Pente = 0.1092

IP = (1/pente) = 9.15 (stb/d)/psia

4.2.2. Horner analysis (semi log plot) :

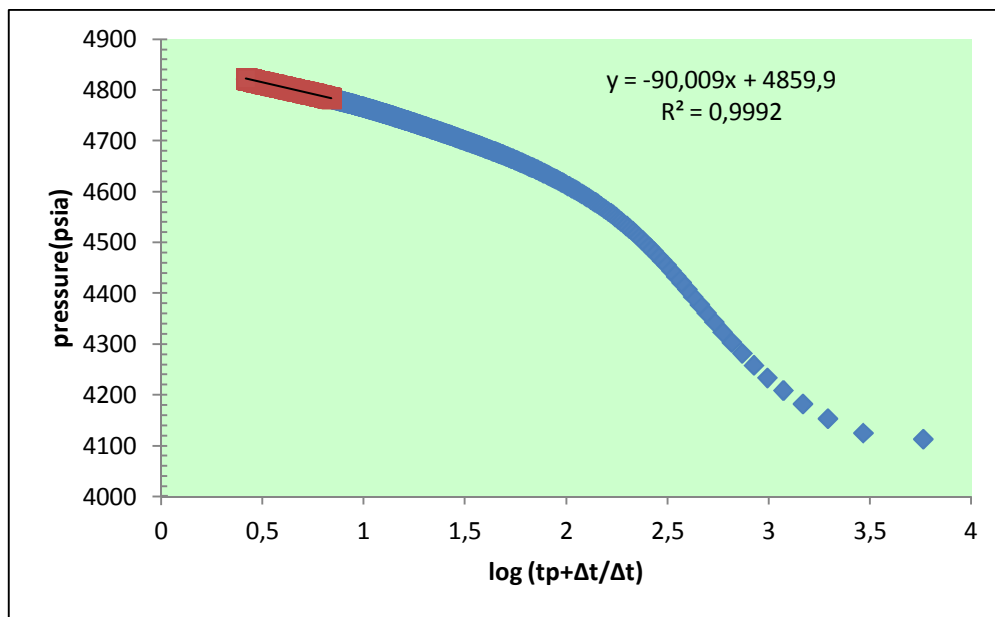


Figure IV.13 : Horner semi-log plot (build-up HBNSE07-28/08/2009)

$$p_{wf} = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

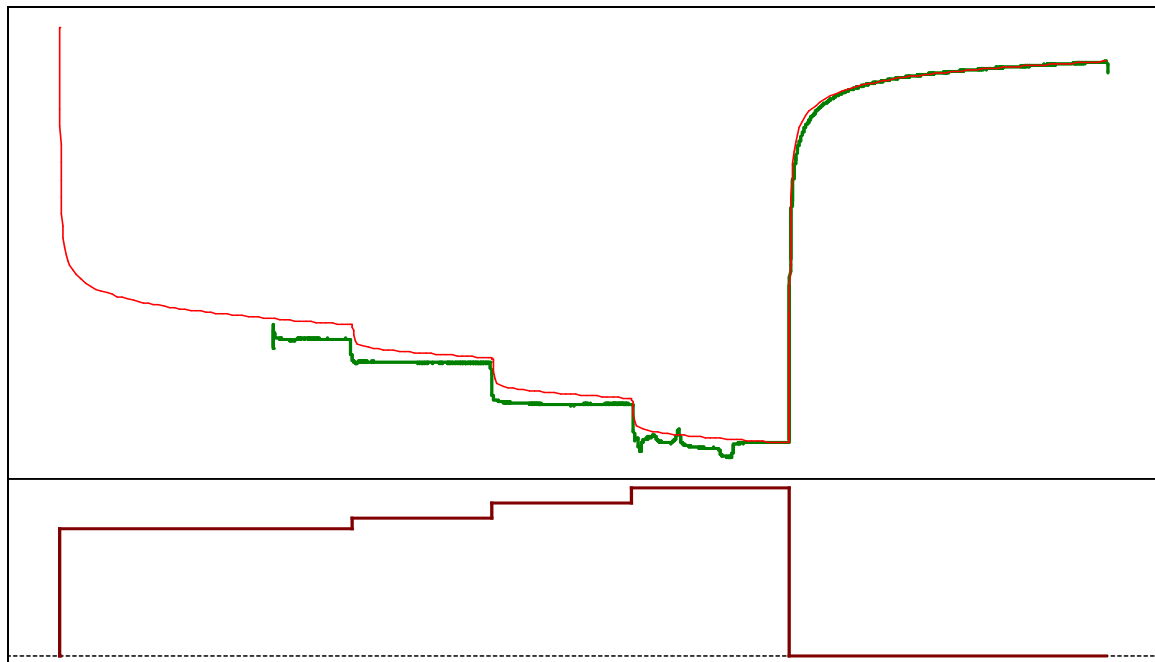
$$T_p = 8.1972 \text{ hr}$$

Tableau IV.9 : Résultat obtenus par méthode conventionnelle (HBNSE07-28/08/2009)

Q Stb/d	m	P <sub>wf</sub> psia	P <sub>1h</sub> psia	Pr psia	Kh md.ft	k	Skin total	I <sub>p</sub> (Stb/d)/psi
7441	90	4111.61	4770.95	4859.9	6210.85	130.56	1.7	9.94

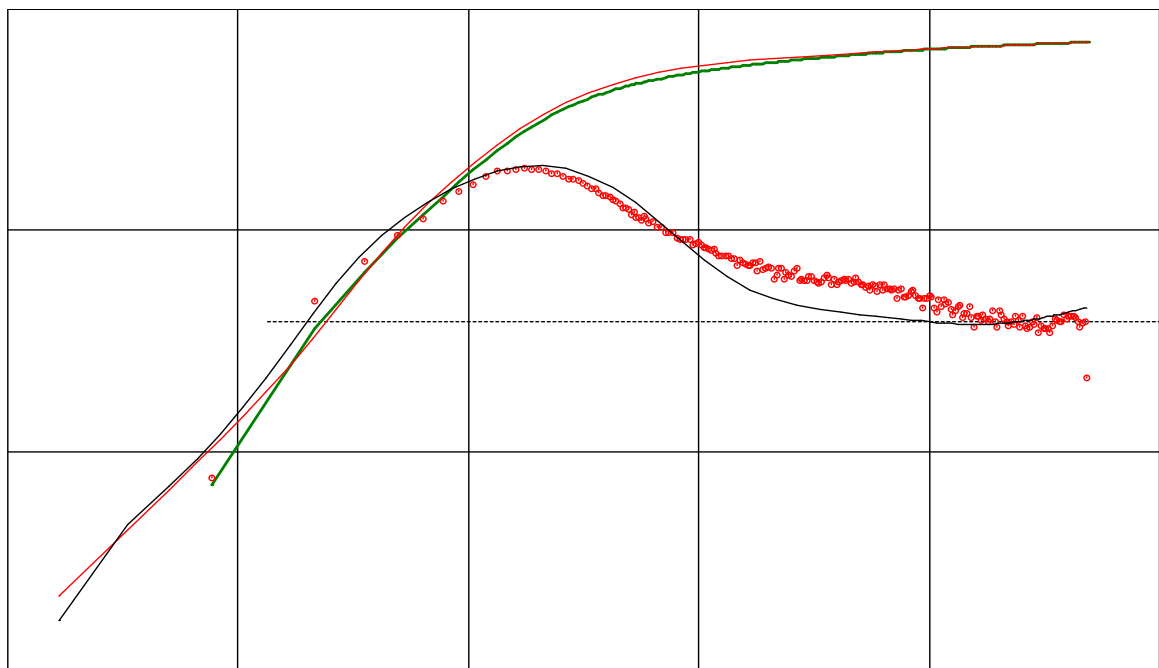
L'interprétation de build up par la méthode de HORNER Après l'acidification du HBNSE07 Montre que le Skin et diminué mais toujours positive la perméabilité a diminué aussi sa veut dire que le puits est endommagé .

4.3. Interprétation par saphir :



History plot (Pressure [psia], Liquid Rate [STB/D] vs Time [hr])

Figure IV.14 : hystory plot (HBNSE07-28/08/2009)



Log-Log plot:  $p-p@dt=0$  and derivative [psi] vs dt [hr]

Figure IV.15 : Log-log plot (HBNSE07-28/08/2009)

**Tableau IV.10 : résultat obtenue par saphir (HBNSE07-28/08/2009)**

S	k.h md.ft	k md	Pi psia	C bbl/psi	Ip (Stb/d)/psi	ri ft
2	6280	132	4872	0.0311	10.21	3487

Le tableau des résultats obtenue par saphir montre que le skin est de 2 la perméabilité augmente après l'acidification et l'index de productivité a augmenté aussi mais sa ne preuve pas que le puits n'est pas endommagé par ce que le skin est positive.

**5. calcule de pseudo Skin :**

**Tableau IV.11 : Pseudo Skin**

<b>puits</b>	<b>St</b>	<b>Spp</b>	<b>Sp</b>	<b>Sf</b>	<b>Src</b>	<b>Sw</b>	<b>Sm</b>
HBNSE04	32	/	9.62	/	-7.98	22.37	-3.857
HBNSE07	21.3	/	7.126	/	-8.126	14.147	-3.687



## *Conclusion générale*

Un essai de puits est une opération délicate qui doit être préparée avec soin afin d'obtenir le maximum d'informations sûres.

A partir de l'interprétation des essais de puits des remèdes divers peuvent être envisagés (traitement de la couche, réduction de débit, abandon d'une zone, changement de zone, fermeture du puits, activation, maintien de pression, ...).

Enfin, à partir des résultats trouvés nous avons conclu que :

Après notre application par la méthode conventionnelle (HORNER semilog) on trouve des difficultés pour l'appliquer et cette méthode consomme beaucoup de temps et les résultats trouvés ne sont pas toujours corrects, mais l'interprétation par la méthode de courbes types est simple et facile et donne des résultats et des informations logiques et presque réelles sur le réservoir et le puits. On a conclu aussi que l'acidification est une opération efficace pour le problème des sels et l'asphaltin.

L'avantage de l'utilisation des courbes types est d'interpréter d'un seul coup la totalité des données de pression et de ce qui en dérive, ce qui permet de déterminer la succession des écoulements visibles dans l'essai. Il peut donc apporter un diagnostic sur le puits et le réservoir.

Les méthodes conventionnelles présentent certains inconvénients :

- Difficultés de diagnostiquer un écoulement.
- Plusieurs données ne sont pas prises en compte.
- Difficulté de tracer la bonne droite.

La méthode de courbe type est la plus utilisée parce qu'elle est plus simple, plus facile, le résultat obtenu par la méthode courbe type est bien correct et bien précisé.

## *Références bibliographiques*

- [1] G.bourdarot, “ Essais de puits : méthodes d’interprétation ”, Editions Technip. 1996.
- [2] D.perrin, “ les Essais de puits : objectifs, matériel de base et déroulement général”, ENSPM formation industrie-Ifp training. 2006.
- [3] L.P.Dake, “ fundamentals of reservoir engineering ”, ELSEVIER science B.V.1978.
- [4] G.Stewart, “Well test design and analysis”, pen Well corporation.2011.
- [5] D. Bourdet, “Well Test analysis: The use of advenced interpretation models”, ELSEVIER science B.V.2002.
- [6] H.ELhafed, B.Amor, “Essais de puits: Analyse des Phénomènes des pseudo Skin dans le champs HASSI-MESSAOUD ”, ENSPM formation industrie-SONATRACH.2001.