



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



**Université Amar Thelidji- Laghouat**

**FACULTE : TECHNOLOGIE**

**DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS**

## **MEMOIRE DE MASTER**

**Présenté par : MOULAY OMAR Aiman Errabi**

**BOUZIDI Alaa-Eddine**

**DOMAINE : Sciences et Technologies**

**FILIERE : Hydrocarbures**

**OPTION : Génie gazier**

### **Thème**

**Interprétation des données d'un Test Build up  
par la méthode de HORNER et Saphir de kappa  
(Champ Rhourd Nouss)**

#### **Jury de soutenance :**

<b>Nom et Prénom</b>	<b>Grade</b>	<b>Qualité</b>
ABD MOUAIZ Ahmed	MCB	Président
YOUCEFI Mohammed Riad	MCB	Examineur
HADJADJ Asma	MCB	Rapporteur

**Promotion : 2023/ 2024**

# Table des matières

**Dédicace**

**Résumé**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

**Symboles –Notation- Abréviations**

**Introduction générale** 01

## **Chapitre I : Géologie de Rhourde Nouss**

Introduction .....	02
I. Limite géologique .....	03
II. Historique de l'exploitation dans la région .....	03
III. Aperçu sur la géologie des chams de Rhourde Nouss .....	04
III.1. Aspect structural .....	04
III.2. Aspect stratigraphique .....	07
III.2.1. Le cénozoïque .....	07
III.2.2. Le mésozoïque .....	07
III.2.3. Le Paléozoïque .....	07
III.3. Stratigraphie des formation .....	08
IV. Aspect pétrolier .....	10

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

Introduction .....	11
I. Effet de capacité du puits (wellbore Storage) .....	13
II. Méthodes et étapes d'interprétation .....	13
II.1. Courbe type .....	13
II.2. Méthodes conventionnels .....	14
II.1.1. Test en débit (Drowdown) .....	14
II.1.2. Test de remonté de pression (build-up) .....	17
III. Degré d'endommagement (skin) .....	21
III.1. Skin infinitésimal.....	21
III.2. Skin d'épaisseur finie .....	21
III.3. Rayon effectif .....	22
IV. Généralisation de la notion de Skin .....	22
IV.1. Skin due aux perforations .....	24
IV.2. Skin d'inclinaison (skin de déviation) .....	25
IV.3. Skin d'un puits horizontal .....	25
IV.4. Skin dû a l'écoulement multiphasique .....	25
IV.5. Autres origines de skin .....	26

# **Chapitre III: L'interprétation par la méthode de HORNER et saphir de kappa**

Introduction .....	29
I. Application au puits ( RN52 ) .....	29
I.1. Données de puits (RN52) .....	29
I.2. Interprétation par la méthode conventionnelle (RN52).....	30
I.1.1. Test en débit .....	30
I.2.2. Diagnostic plot.....	31
I.2.3. Horner analysis (semi log plot).....	31
I.3. Interprétation par saphir (RN52).....	33
II. Application au puits ( RN108 ) .....	34
II.1. Données de puits (RN108).....	34
II.2. Interprétation par la méthode conventionnelle (RN108).....	35
II.2.1. Test en débit .....	35
II.2.2. Diagnostic plot .....	35
II.2.3. Horner analysis (semi log plot) .....	36
II.3. Interprétation par saphir (RN108).....	37

## **Conclusion générale**

## **Annexe**

## **Références bibliographique**

## Résumé

Les tests des puits ont pour but, d'obtenir les paramètres pétrophysiques du réservoir (perméabilité et le facteur d'endommagement) ainsi que leur pression statique ou moyenne et permet déterminer éventuellement les modèles du puits, réservoir et les frontières.

L'objectif principal de cette étude est d'appliquer la méthode build-up sur les puits RN52 et RN108 au champ de RHOUD NOUSS par l'utilisation de logiciel SAPHIR KAPPA.

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

### الملخص:

الغرض من اختبار الابار هو الحصول على المعلومات البتروفيزيائية للخران (النفاذية و عامل الضرر) او الضغط ويسمح بتحديد نماذج البئر والخران وحدود المكنن. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو تطبيق طريقة المنحنيات على البئر RN52 و RN108 في حقل غرد النص باستخدام برنامج SHAPHIR KAPPA.

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

### Abstract:

The aim of well tests is to obtain the petrophysical parameters of the reservoir (permeability and the damage factor as well as their static or avrage pressure and possibly determine the models of well, reservoir and the boundaries.

.the main objective of this stady is to apply the build up method on RN52 and RN108 wells at **Rhourd Nouss** feild using saphir kappa software..

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

## Liste des figures

<b>Figure</b>	<b>page</b>
<b>Figure I. 1</b> : Situation géographique de Rhourde Nouss	02
<b>Figure I. 2</b> : Aspect structural de Rhourde Nouss	05
<b>Figure I. 3</b> : Stratigraphie de Rhourde Nouss	09
<b>Figure II. 1</b> : Principe d'un essai de puits	11
<b>Figure II. 2</b> : Séquence d'un test en débit	15
<b>Figure II. 3</b> : Données réels d'un test de drawdown	15
<b>Figure II. 4</b> : MDH Semi-log plot (drawdown)	16
<b>Figure II. 5</b> : Séquence d'un test de remonté de pression	17
<b>Figure II. 6</b> : Horner Semi-log plot (build up)	18
<b>Figure II.7</b> : Notion du skin infinitésimal	21
<b>Figure II.8</b> : Notion du Skin d'épaisseur finie	22
<b>Figure III.1</b> : Débit en fonction de pression ( RN52 )	30
<b>Figure III.2</b> : Diagnostic Plot ( RN52 )	31
<b>Figure III.3</b> : Horner semi-log plot (build-up RN52 )	31
<b>Figure III.4</b> : hystory plot ( RN52 )	33
<b>Figure III.5</b> : Log-log plot ( RN52 )	33
<b>Figure III.6</b> : Débit en fonction de pression ( RN108 )	35
<b>Figure III.7</b> : Diagnostic Plot ( RN108 )	35
<b>Figure III.8</b> : Horner semi-log plot (build-up RN108 )	36
<b>Figure III.9</b> : hystory plot ( RN108 )	37
<b>Figure III.10</b> : Log-log plot ( RN108 )	37

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>page</b>
<b>Tableau I.1</b> : Historique de découvertes des champs en exploitation à Rhourde Nous	06
<b>Tableau I.2</b> : Caractéristiques pétrophysiques.	06
<b>Tableau I.3</b> : épaisseurs des couches de l'ordovicien	08
<b>Tableau II.1</b> : Constantes pour le calcul du Skin de perforation	24
<b>Tableau III.1</b> : données du puits RN52	29
<b>Tableau III.2</b> : Résultat obtenue par méthode conventionnelle RN52	32
<b>Tableau III.3</b> : résultat obtenue par saphir RN52	34
<b>Tableau III.4</b> : données du puits RN108	34
<b>Tableau III.5</b> : Résultat obtenue par méthode conventionnelle RN108	36
<b>Tableau III.6</b> : résultat obtenue par saphir RN108	38

## Liste des abréviations

API :	American Petroleum Institute
TAGS:	TRIAS Argilo Gréseux Superieur
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 extérieure (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

L'interprétation des données des tests de puits est un outil essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière pour évaluer les caractéristiques d'un réservoir et la performance d'un puits. Ils fournissent des paramètres essentiels qui aident les ingénieurs à : comprendre le comportement du réservoir, optimiser la production et planifier des interventions efficaces. Parmi les paramètres les plus importants provenus des tests de puits figurent le **skin**, la perméabilité et l'**indice de productivité**.

L'interprétation des données du well test implique l'analyse des courbes de pression et de débit pour extraire des informations clés sur le réservoir et la performance du puits. Ces courbes de pression et de débit sont obtenues soit à partir des méthodes conventionnelles, des méthodes modernes ou bien par des logiciels dédiés pour l'interprétation.

C'est dans ce contexte que nous présentons ce mémoire intitulée «Interprétation des données d'un Test Build up par la méthode d' HORNER et Saphir»,

De ce fait, notre mémoire est divisée en trois grands axes, le premier est une partie théorique basée sur la présentation de la géologie de la région d'étude. Une deuxième partie est consacrée à des généralités sur les essais des puits et les méthodes d'interprétation.

La troisième partie est une celle à l'aspect pratique qui consiste dans l'interprétation des données du test par la méthode conventionnelle build-up d'une part, et d'autre part par le logiciel Saphir (Kappa).

A la fin du mémoire, on présente une conclusion générale des principaux résultats obtenus après l'interprétation des données du test par la méthode conventionnel build-up d'une part et celle obtenu par le logiciel Saphir d'autre part sur deux puits RN52 et RN108 dans la région de Rhourde Nous.

---

**Chapitre I :**

**Généralité sur la région de Rhourde Nous**

---

### Introduction

La région de Rhourde Nouss fait partie de la Willaya d'ILLIZI et se positionne entre : 29°16' et 30° parallèles. 06°24' et 07° méridien. Elle est située à 350 km au Sud/Sud-est de OUARGLA, à 1200 km au Sud/Sud-est d'ALGER et à 270 km au Sud/Sud-est de HASSI MESSAOUD. Elle est reliée à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30km goudronnée.

L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer, son climat est désertique (sec avec un très faible taux d'humidité), la température maximale est de 50°C à l'ombre en été, Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).

La Direction Régionale de RHOURE NOUSS se trouve à la lisière de l'ERG ORIENTAL avec une alternance de HAMADA (ou GASSI) et d'ERG (ou SIOUF) de direction généralement Nord/Sud.

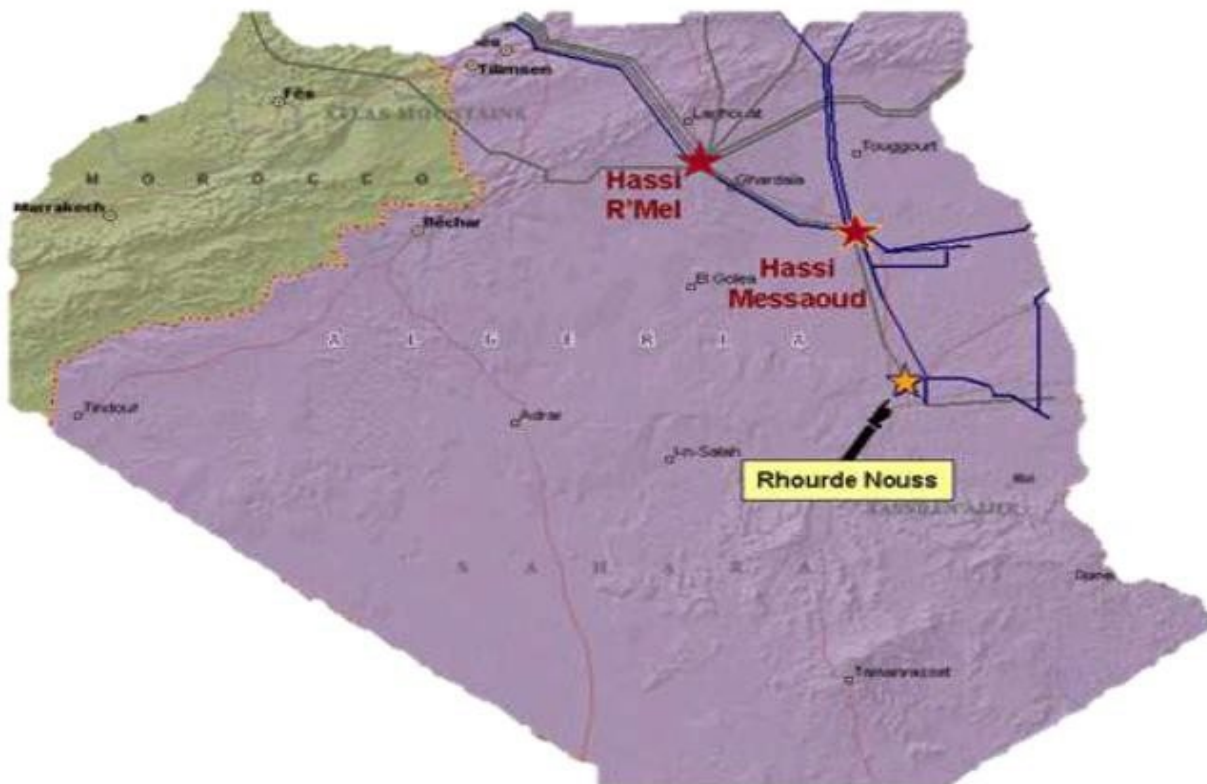


Figure I.1 Situation géographique de Rhourde Nouss

## I. Limites géologiques

La région de RHOURE NOUSS est située sur la bordure sud du bassin triasique. Elle est limitée :

A l'ouest, par la mole d'Amguid –El Biod au niveau de la faille de Ramade. Cette mole présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600Km allant d'Amguid au sud à RHOURE EL BAGUEL au Nord, au nord-est, par le bassin de Ghadamès vers lequel s'annoient les axes SO-NE des structures de RHOURE HAMRA et de RHOURE CHOUFF, au sud-est par la partie occidentale de la mole d'Ahara.

## II. Historique de l'exploitation dans la région

Les travaux de recherche sur cette région ont débuté en 1956 par la compagnie EL paso France Afrique avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra .Au cours de ce forage, un seul test effectué et ce dans le Barrémo –Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et Ordovicien.

Des lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs. Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-est, où la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962, le sondage RN#1 de 2100m de profondeurs a révélé du gaz dans le trias et le Gothlandien .A partir de cette découverte, plusieurs autres furent forées :

Rhourde Adra (1963) ; Rhourde Nouss Sud Est (1972) ;

Rhourde Nouss Sud-ouest(1973) ; Merksem(1975) ;

El Mouilah(1980), Rhourde Adra Sud (1982) ;

Donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par SONATRACH et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années, avec environ 8500Km de sismique postérieur

à 1970, et 197 forages au total, dont 79 d'exploration et 118 de développement sur ces puits, 42 tiennent les objectifs du Cambro-ordovicien.

### III. Aperçu sur la géologie du champ de Rhourde Nouss

#### III.1. Aspect structural

La structure de Rhourde Nouss est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums. On distingue deux familles, la première famille, de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est, Voir la **Figure I.2.**

Cette structure serait de dimension 40 x 30 km<sup>2</sup>, elle est composée de quatre structures différentes à savoir :

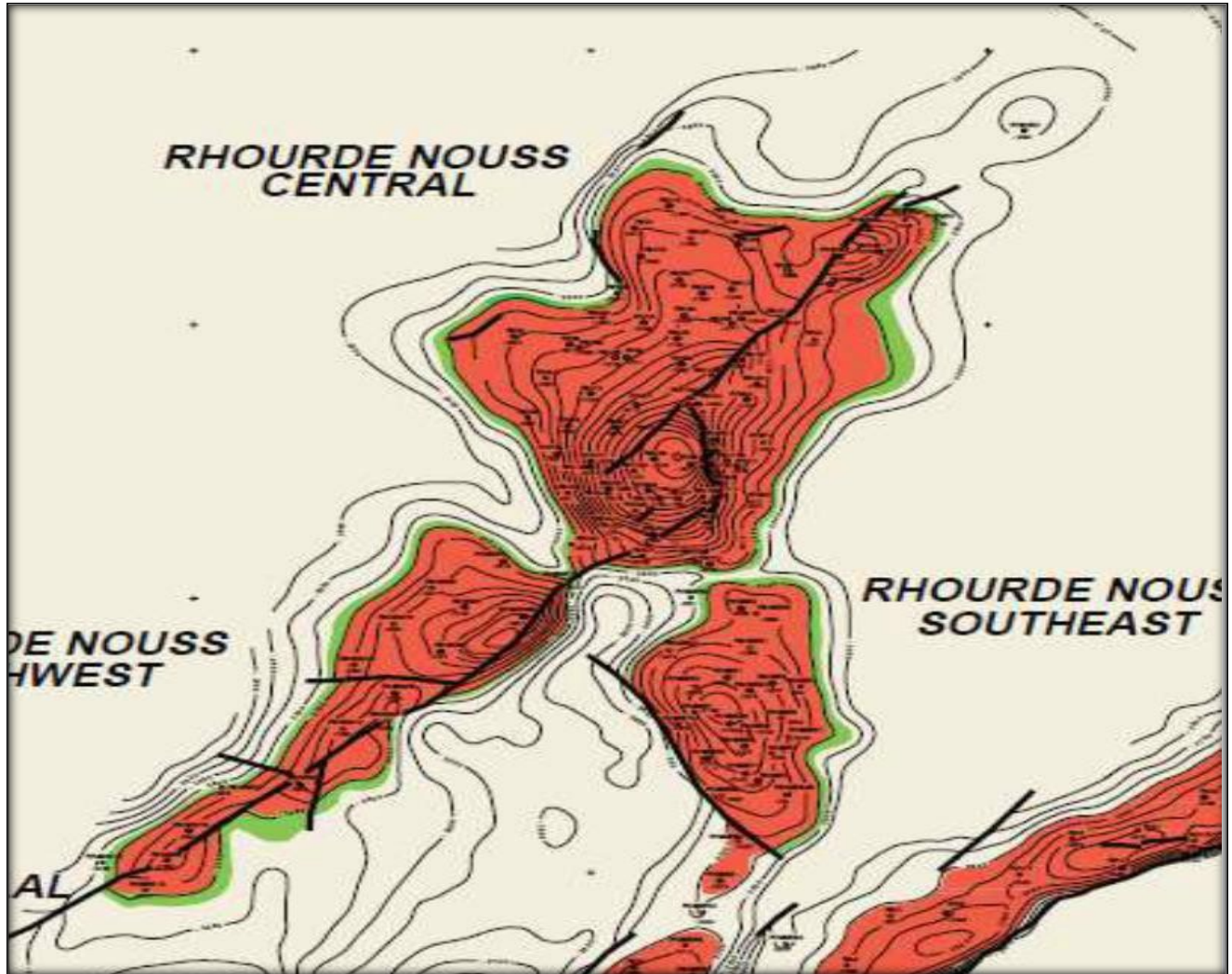


Figure I.2: Aspet structurale de Rhoude Nous.

➤ **Rhourde Nous Central (RNC)**

Cette structure est alignée Nord-Sud et s'étend sur environ de 16 x 8 km<sup>2</sup> avec une petite structure au Nord-est de 4 x 2,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir contient du gaz avec un anneau d'huile d'une trentaine de mètres dans lequel on a foré 64 puits.

➤ **Rhourde Nous Sud -Ouest (RNSW)**

Elle est alignée S-SW, N-NE sur une surface de 16 x 3,5 km<sup>2</sup>. Le réservoir est à gaz avec un anneau d'huile d'une vingtaine de mètres, le nombre de puits forés dans le réservoir est de 17 puits.

➤ **Rhourde Nous Sud -Est (RNSE)**

Cette structure est alignée Nord-Sud sur une surface de 8,5 x 4 km<sup>2</sup>. Le nombre de puits forés dans le réservoir est de 18 puits, dont 11 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS), qui est producteur de gaz, avec un anneau d'huile d'une dizaine de mètres, et 7 puits forés dans le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI), qui est producteur d'huile.

➤ **Rhourde Adra (RA)**

Elle est alignée SW-NE sur une surface de 23 x 2,5 Km<sup>2</sup>, le réservoir contient du gaz et le nombre de puits foré est égal à 17 puits.

**Tableau I.1: Historique de découvertes des champs en exploitation à Rhourde Nous**

Champ	Découvert	Date de mise en	Richesse (g/m <sup>3</sup> )	Nbre actuel des puits	Nbre actuel des puits injecteurs
RNC	1962-1963	1988	160	27	13
RNSE	19	1988	176	8	8
RNSW	1973-1974	1988	170	4	3
RA	19	1989	400	9	6
RHA	19	1992	240	4	0
RC	19	1992	130	3	0

**Tableau I.2 : Caractéristiques pétrophysiques.**

Champ	Pg initiale en (bars)	Porosité (%)	Hauteur utile moyenne (m)	Saturation en eau Sw (%)
RNC	323	14	182	20
RNSE	323	14	131	21
RNSW	323	14	185	20
RA	323	12	97	28-23
RHA	323	13	-	25-29
RC	323	12	-	29

### III.2. Aspect stratigraphique :

La série sédimentaire dans la région est représentée par les terrains cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques pour une épaisseur totale, supérieure à 4000m.

#### III.2.1. Le cénozoïque :

Il n'est représenté que par le Mio-Pliocène, qui a une épaisseur de 150 à 370m

#### III.2.2. Le mésozoïque

Il est représenté par le crétacé, le jurassique et le trias avec une épaisseur totale de 2621m

- **Le crétacé**

Il n'est représenté que par le sénonien, le turonien, le cénomaniens, l'albien et le néocomien, avec une épaisseur totale de 1273m.

- **Le jurassique**

Il est représenté avec tous ces termes, soient le dogger et le lias avec une épaisseur totale de 1012m

- **Le trias**

Considéré comme l'un des objectifs de ce forage, le trias dans la région est représenté par le TAGS, le trias intermédiaire II, le trias moyen l'intermédiaire I et le trias inférieure pour une épaisseur totale de 389m.

#### III.2.3. Le Paléozoïque

Le premier horizon paléozoïque, sous la discordance hercynienne et le Silurien Argilo-Gréseux (BL), le Dévonien et le carbonifère étant érodé. On note par ailleurs, la présence de tous les termes ordoviciens et siluriens, à l'exception du niveau B2 qui est érodé.

- **L'ordovicien**

**Tableau I.3 : épaisseurs des couches de l'ordovicien**

Structure	Épaisseur (m)
la dalle de m' krata	45
les argiles Micro-conglomératiques	34
les Grès de oued saret	241
les argiles d'azzel	64
les grés de ouargla	89
les quartzites de hamra	133

### III.3. Stratigraphies des formations (réservoirs)

Dans la région de Rhourde Nous on distingue, d'après la Figure (1.3) deux réservoirs importants à savoir :

- **Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI)**

Il repose sur une surface d'érosion suivie du trias intermédiaire I, essentiellement gréseux et quartzique fin à très grossier, comportant des niveaux argileux, dépôt attribué à un milieu marin peu profond.

- **Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS)**

Le réservoir TAGS est caractérisé par la superposition de 3 faciès.

- Des grés grossiers à moyens ont passées micro conglomératiques, galets, stratifications obliques et de couleur beige à blanchâtre. Leur contact basal est érosif et leur granulométrie diminue vers le sommet.
- Des grés fins beiges ou bruns parfois argileux.
- Des pyélites et des argiles rouges à versicolores, très localement gris sombre. Les deux premiers faciès se développent sur de fortes épaisseurs et constituent les principaux faciès réservoirs.

Le ciment peut être plus au moins siliceux ou carbonaté. Quelques niveaux dolomitiques sont présents soit sous forme de bancs continus soit sous forme de nodule. Vers le sommet de ces grés s'observe localement une cimentation hydraulique parfois abondante.

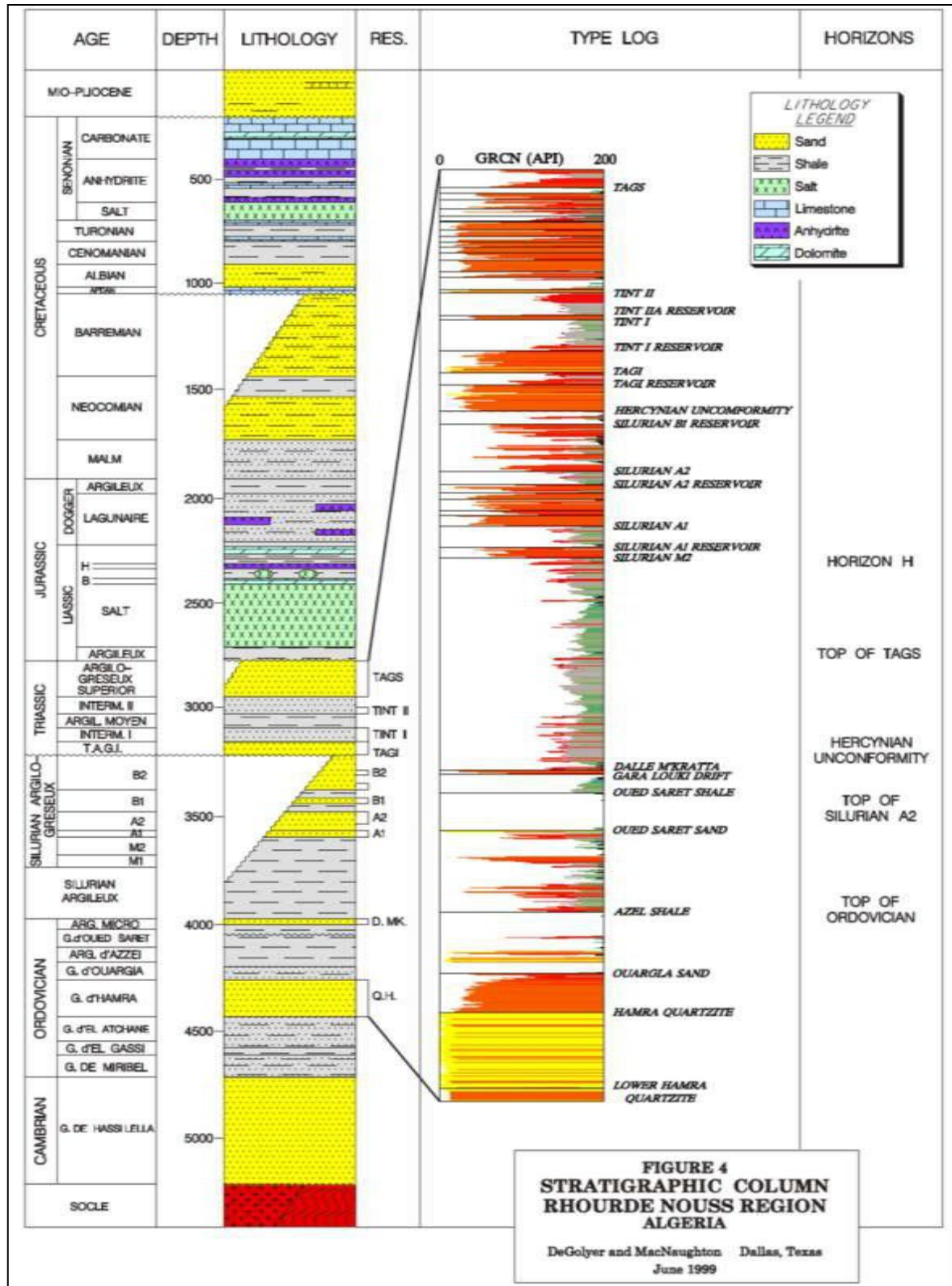


Figure I.3: Stratigraphie de Rhourde Nous

### **IV. Aspect pétrolier :**

Parmi les réservoirs qui existent à Rhourde Nouss, seul le TAGS, Quartzite Hamra, l'intermédiaire I; du trias carbonaté, sont intéressants et exploitables, mais le TAGS et Quartzite Hamra demeurent les principaux réservoirs à gaz, un anneau d'huile existe directement sur l'aquifère.

Les prospections géophysiques et géologiques ont permis de mettre en évidence des structures positives pouvant contenir des hydrocarbures.

### **Conclusion**

La région de Rhourde Nouss couvre une grande partie du bloc 246, d'après les prospections géophysiques et géologiques qui ont permis de mettre en évidence des structures positives pouvant contenir des hydrocarbures.

L'exploration sur la structure de HAMRA a permis de découvrir la présence du gaz au niveau de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra : puits Hamra2 en 1956).

Le forage profond du puits RN#101 sur la structure de Rhourde Nouss a confirmé l'existence du gaz riche en condensat au niveau de cette formation dont une trentaine de puits réalisés au niveau de la région de Rhourde Nouss et sur d'autres structures dont certains ont été positifs et qui ont confirmé l'importance de ce réservoir.

---

**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].

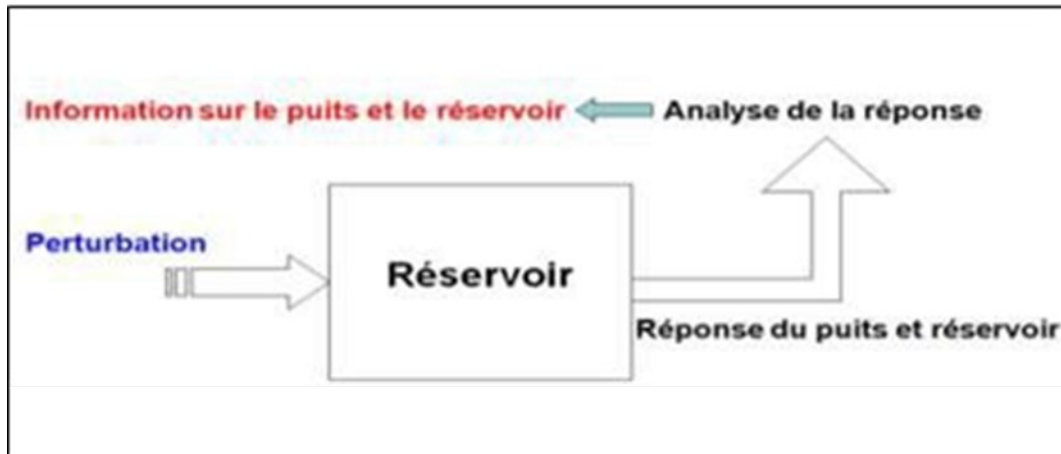


Figure II.1 : principe d'un essai de puits

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.

## I. 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).

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P} \dots\dots\dots(1)$$

$\Delta V$  : 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.

## II. 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.

### II.1. Courbe types :

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

Les courbes type sont des plots Log-Log des paramètres sans dimension sur lesquelles on cale les données réelles d'un essai de puits pour déterminer certaines caractéristiques du réservoir.

Au début, la génération des courbes types était limitée par certaines hypothèses, Avec le développement de l'outil informatique et l'amélioration des méthodes de calculs, plusieurs types de courbes types ont été générés représentant plusieurs types 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].

### **II.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 les 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.

#### **II.2.1. Test en débit (Drawdown):**

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

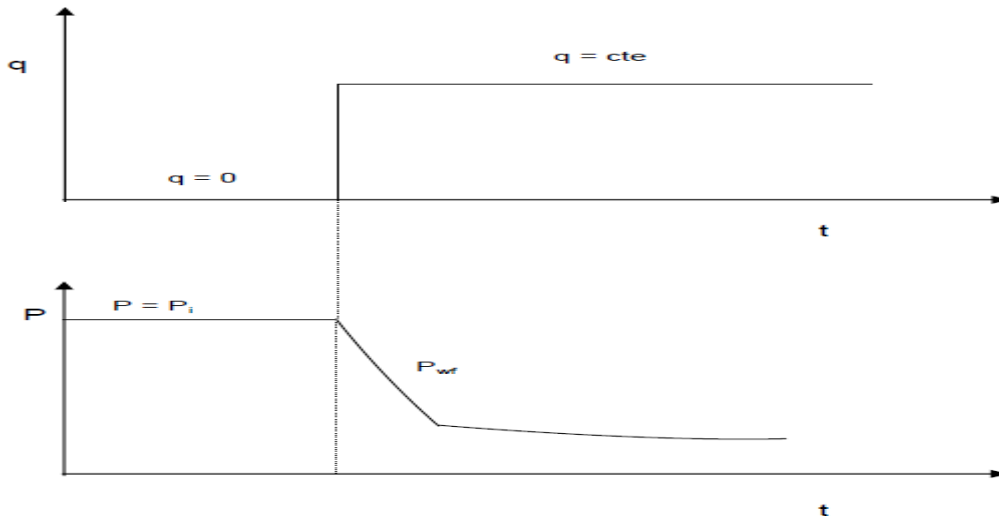


Figure II.2 : séquence d'un test en débit

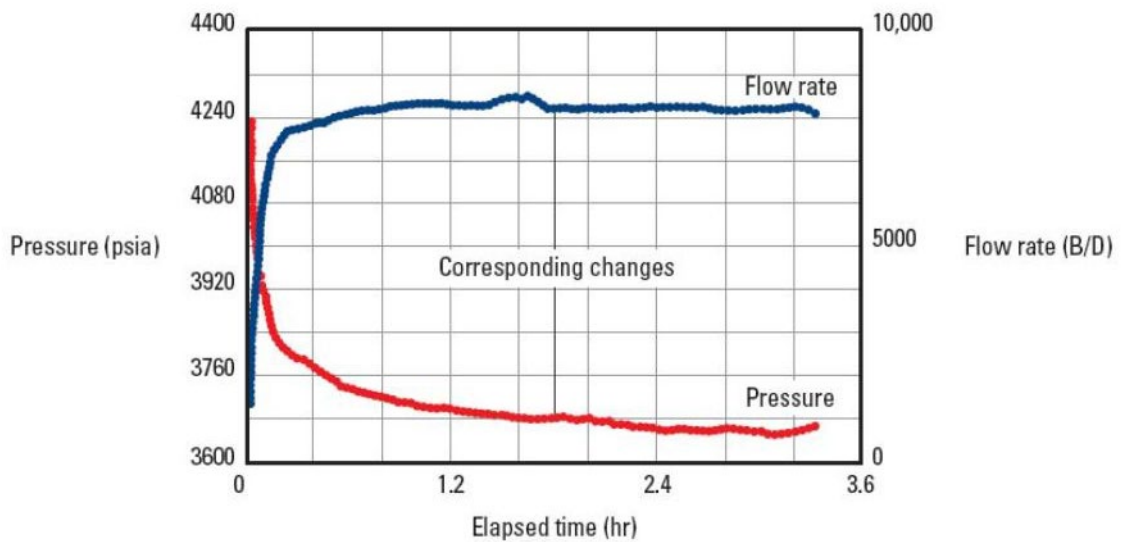


Figure II.3 : Données réels d'un test de Drawdown

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

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

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 :

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(3)$$

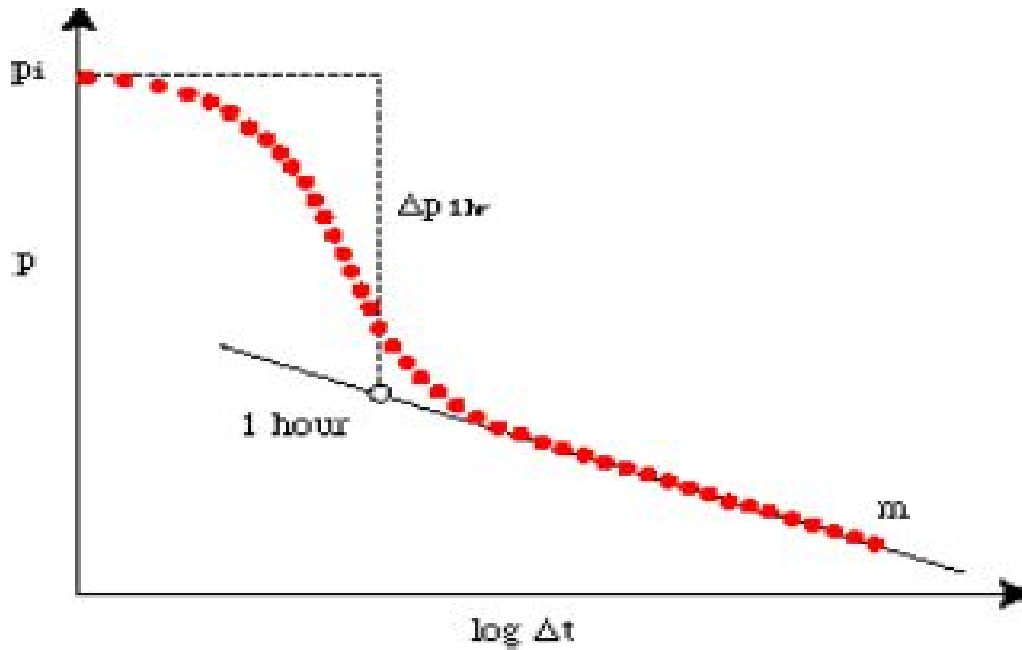


Figure II.4 : MDH semi-log plot (Drowdown)

➤ **Perméabilité de réservoir :**

A partir de l'équation (3), on peut calculer le **kh** du réservoir et déterminer ainsi La perméabilité de la formation :

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \dots\dots\dots(4)$$

➤ **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) :

$$S = 1.15 \left( \frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots(5)$$

**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.

### III.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.

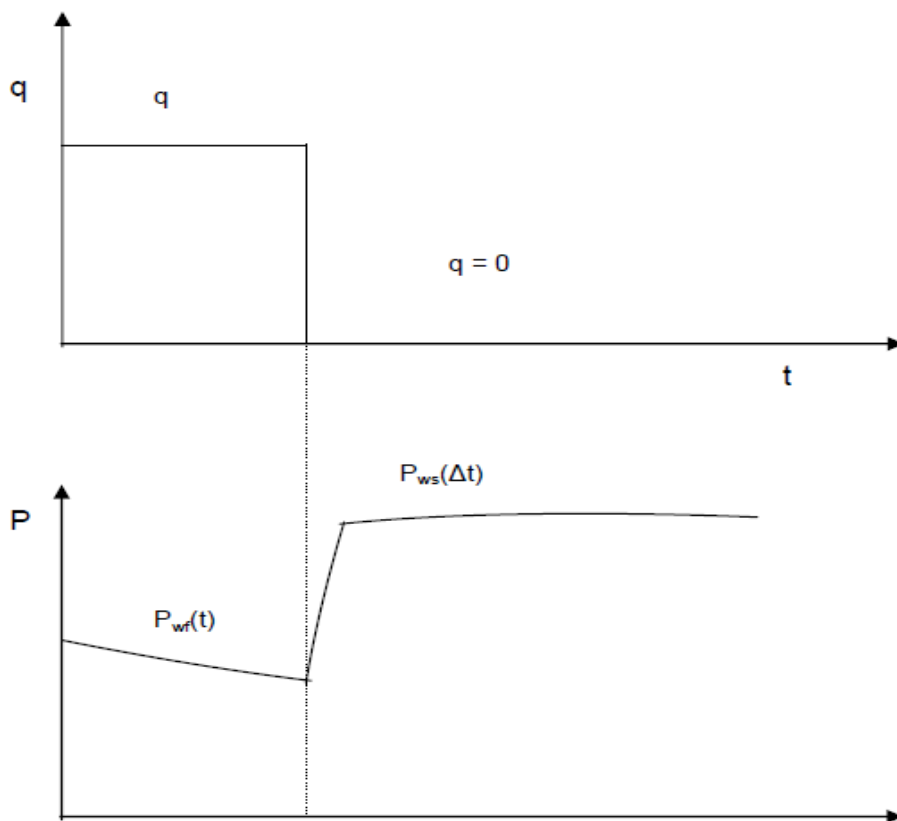


Figure II.5 : Séquence d'un test de remonté de pression

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 période de fermeture.

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

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = [P_i - P_{wf}(t_p + \Delta t)] - [P_i - P_{wf}(\Delta t)] \dots\dots\dots(6)$$

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 :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots\dots\dots(7)$$

L'équation (7) montre que l'évolution de la pression fond en fonction  $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$  est un droit de pente m, en unité U.S elle est donnée sous la forme :

$$m = \frac{162.6 qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(8)$$

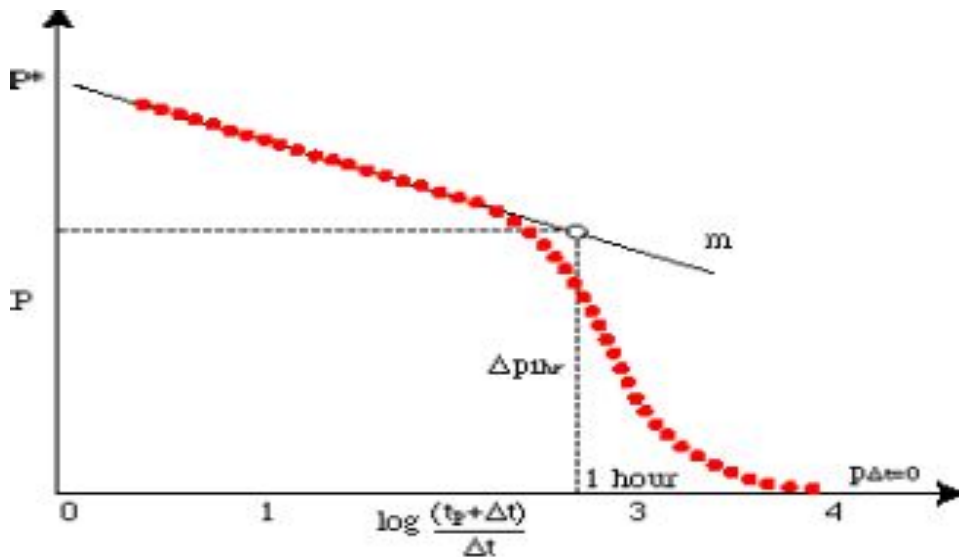


Figure II.6 : Horner semi-log plot (build-Up)

➤ **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 :

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \dots\dots\dots(9)$$

➤ **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 :

$$P_i - P_{1hr} = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p + 1) \dots\dots\dots(10)$$

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

$$P_i - P_{wf}(t_p) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \left( \log t_p + \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \dots\dots(11)$$

En soustrayant l'équation (10) de l'équation (11) on obtient l'équation pour le calcul Du skin de la forme suivante :

$$S = 1.15 \left( \frac{P_{1hr} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} + 3.23 \right) \dots\dots\dots(12)$$

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

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \frac{P_p + \Delta t}{\Delta t} = 1, \text{ soit } \Delta t = \infty.$$

➤ **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.

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{Kt}{\phi \mu C_t}} \dots\dots\dots(13)$$

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.

### III. Degrés de l'endommagement (skin) :

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

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

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

#### III.1. Skin infinitésimal :

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

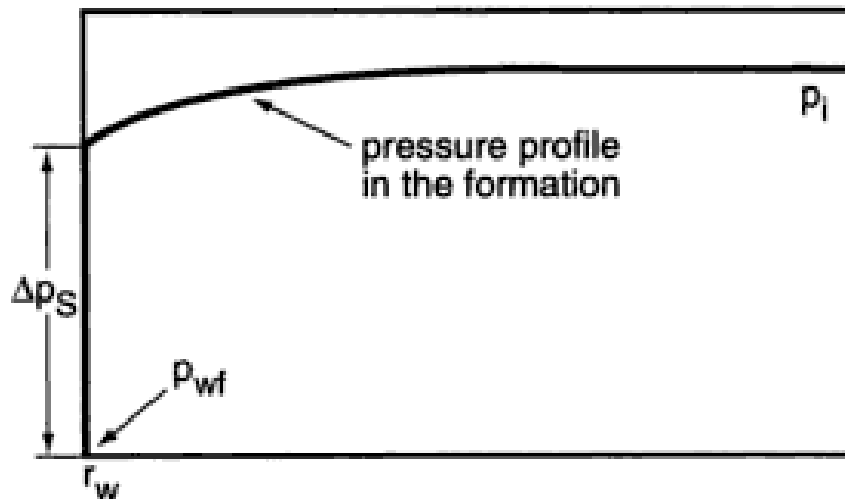


Figure II.7 : Notion du skin infinitésimal

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

$$\Delta P_s = \frac{141.2q\mu}{kh} S \dots\dots\dots(14)$$

#### III.2. 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 II.8) [1].

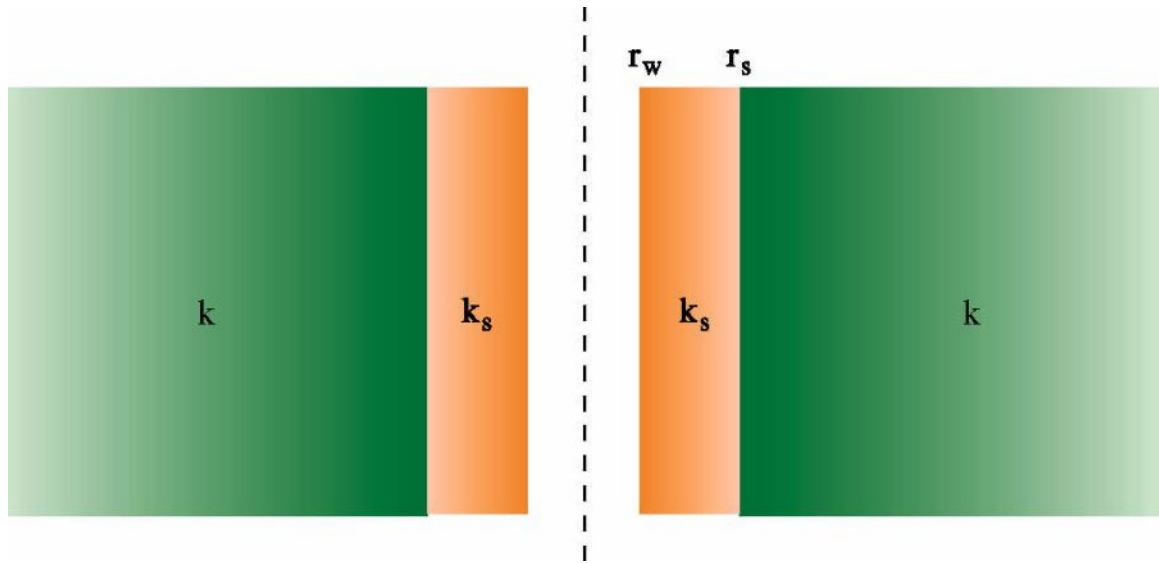


Figure II.8 : Notion du Skin d'épaisseur finie

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 :

$$\Delta P_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(15)$$

En exprimant  $\Delta P_s$  à l'aide de l'équation (13), on obtient :

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(16)$$

### III.3. 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].

$$r'_w = r_w e^{-S} \dots\dots\dots(17)$$

### IV. 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 :

### IV.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:

$$s_p = s_h + s_v + s_{wb} \dots\dots\dots(18)$$

- **Estimation de  $S_h$  :**

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'_{w(\theta)}} \dots\dots\dots(19)$$

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

$$r'_{w(\theta)} = \begin{cases} \frac{I_{perf}}{4} & \theta = 0 \\ a_\theta (r_w + I_{perf}) & \theta \neq 0 \end{cases} \dots\dots\dots(20)$$

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 :

$$h_D = \frac{h_{perf}}{I_{perf}} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \dots\dots\dots(21)$$

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

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right) \dots\dots\dots(22)$$

Le pseudo Skin vertical est donc :

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \dots\dots\dots(23)$$

Avec :

$$a = a_1 \log r_D + a_2 \dots\dots\dots(24)$$

Et

$$b = b_1 \log r_D + b_2 \dots\dots\dots(25)$$

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 II.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 II.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 :

$$r_{wD} = \frac{r_w}{I_{perf} + r_w} \dots\dots\dots(26)$$

En suite :

$$S_{wb} = C_1 e^{C_2 r_{wD}} \dots\dots\dots(27)$$

**IV.2. 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  $S_d$  :

$$S_d = - \left[ \frac{\theta'}{41} \right]^{2.06} - \left[ \frac{\theta'}{56} \right]^{1.865} * \log \left[ \frac{h_D}{100} \right] \dots\dots\dots(28)$$

Avec :

$$\theta' = \text{Artg} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_h} \text{tg}\theta} \right] \quad , \quad h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad [1]$$

**IV.3. 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.

$$S_m = \frac{16.2}{1+0.8 \frac{P_{wf}}{P_b}} - 9 \dots\dots\dots(29)$$

**IV.4. 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 :**

$$S_a = \ln \left[ (k_H/k_V)^{1/4} \frac{2}{1+\sqrt{k_H/k_V}} \right] \dots\dots\dots(30)$$

- **Skin géométrique :**

$$S_g = \ln \frac{4r_w}{L} + \frac{h}{L} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \ln \left( \frac{h}{2\pi r_w \sin \left[ \frac{\pi z_w}{h} \right]} (k_V/k_H)^{1/4} \right) \dots\dots\dots(31)$$

- **Skin total (global) :**

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

$$S' = S_g + \frac{h}{L} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \dots\dots\dots(32)$$

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].

#### IV.5. 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 :

$$S_{\text{global}} = S + (q_n + q_{n-1}) \dots \dots \dots (33)$$

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].

---

Chapitre III

**Interprétation par la méthode de HORNER  
et saphir de kappa**

---

### Introduction :

Cette partie est consacré à l'interprétation des résultats obtenus par la méthode conventionnelle et celle obtenue par le logiciel Saphir (KAPPA) sur deux puits RN52 et RN108

La région de Rhourde Nouss couvre une grande partie du bloc 246, d'après les prospections géophysiques et géologiques qui ont permis de mettre en évidence des structures positives pouvant contenir des hydrocarbures.

- **Présentation du logiciel utilisé :**

Dans cette partie, on a utilisé le logiciel Saphir pour l'interprétation des données du Build up.

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

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

### I. Application au puits ( RN52 ) :

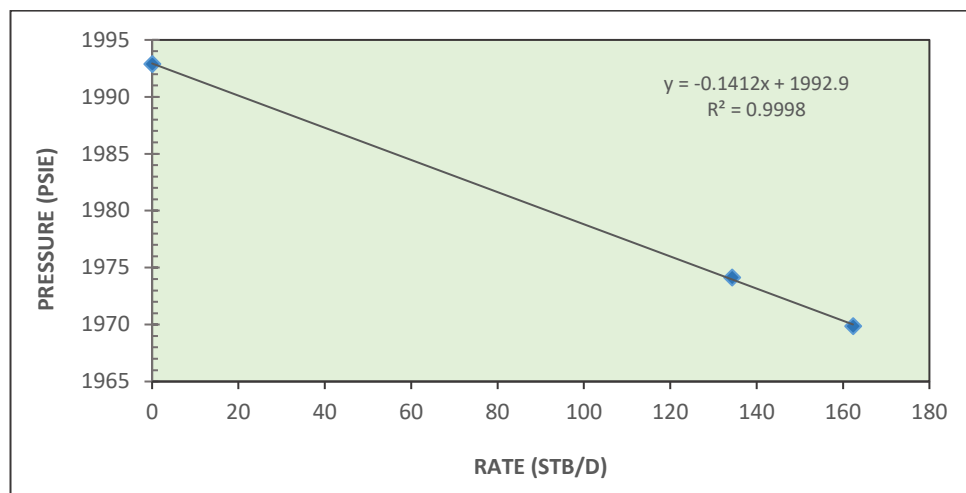
#### I.1. Données du puits :

Tableau III.1 : données du puits ( RN52 )

Reservoir	Fluid type	Porosité (%)	Rw (ft)	h (ft)	B <sub>o</sub> (b /stb)	Viscosity (cp)	Ct (Psi <sup>-1</sup> )
TAGS	Gas	14	0,3	659,44	1,58	0,016	3E-6

**I.2. Interprétation par méthode conventionnelle :**

**I.2.1. Test en débit :**



**Figure III.1 : Débit en fonction de pression (RN52)**

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 0.1412, et la pression quand le débit égal a 0 stb/d égale a 1992.9 psia (pression de réservoir).

$$IP = \left( \frac{1}{\text{Pente}} \right) , \quad IP = 7.0821 \quad (\text{STB/D})/\text{psi}$$

**I.2.2. Diagnostic Plot :**

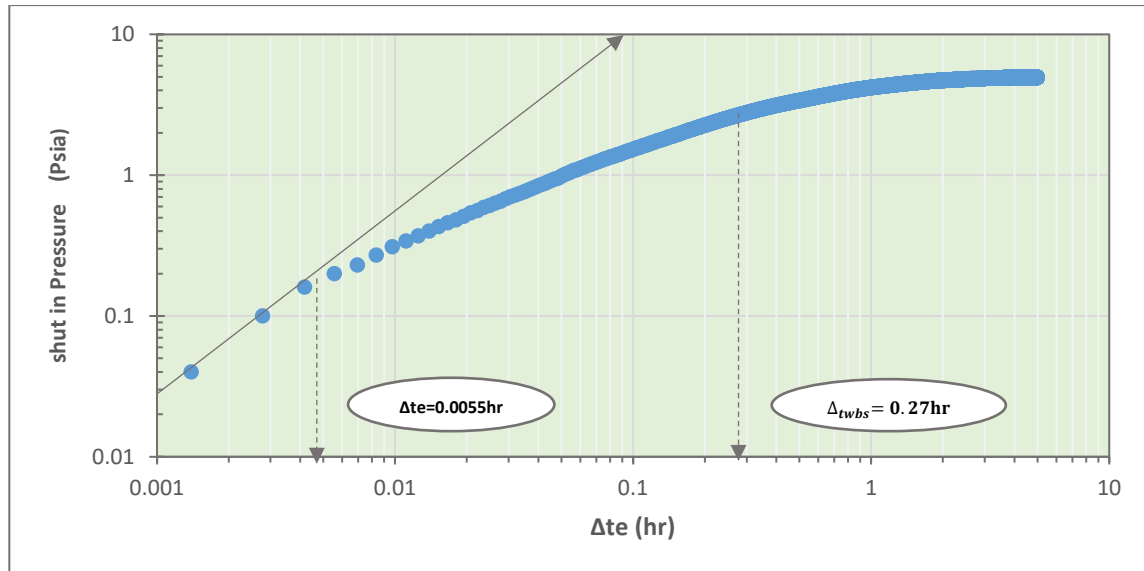


Figure : III.2 Diagnostic Plot (RN52)

La courbe de des données build-up (Fig.IV.2) est obtenue par la méthode conventionnelle pour estimer le temps du l'effet de well bore Storage ( $\Delta_{twbs}$ ) . A travers cette courbe on arrive à identifier le MTR (Middle Time Region),  $\Delta_{twbs} = 0.2776$  hr

**I.2.3. Horner analysis (semi log plot) :**

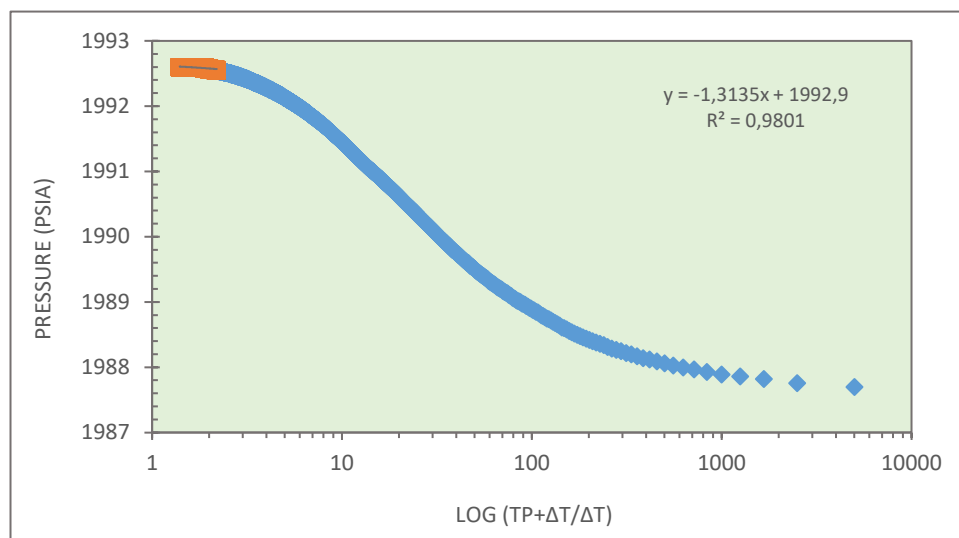


Figure : III.3 Horner semi-log plot ( Build-up RN52 )

$$P_{wf} = f \left( \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) , \quad t_p = 6.9541 \text{ hr}$$

**Tableau : III.2 Résultat obtenus par méthode conventionnelle (RN52)**

m	Pwf psia	P <sub>1h</sub> psia	Pr psi a	Kh md.ft	k md	Skin total	Ip (Stb/d)/psi
1.313	1969.85	1991.74	1992.06	58031.5	88	12.58	7.165

**Les débit des fluides produisant :**

- Débit d'oïl (condensat) : 162.296 STB/D
- Débit de gaz : 668618 M<sup>3</sup>/D

Total : 672185 M<sup>3</sup>/D

Après les résultats obtenus par la méthode conventionnelle, on remarque que le skin est positif (augmentation des pertes de charges) qui influe sur l'index de productivité cela confirme l'endommagement du puits, c'est-à-dire, le taux des sels et les asphaltin provoquent le bouchage du puits. Et le problème de ce dernier c'est l'arrivée de la aquifère au bord de puits

I.3. Interprétation par saphir :

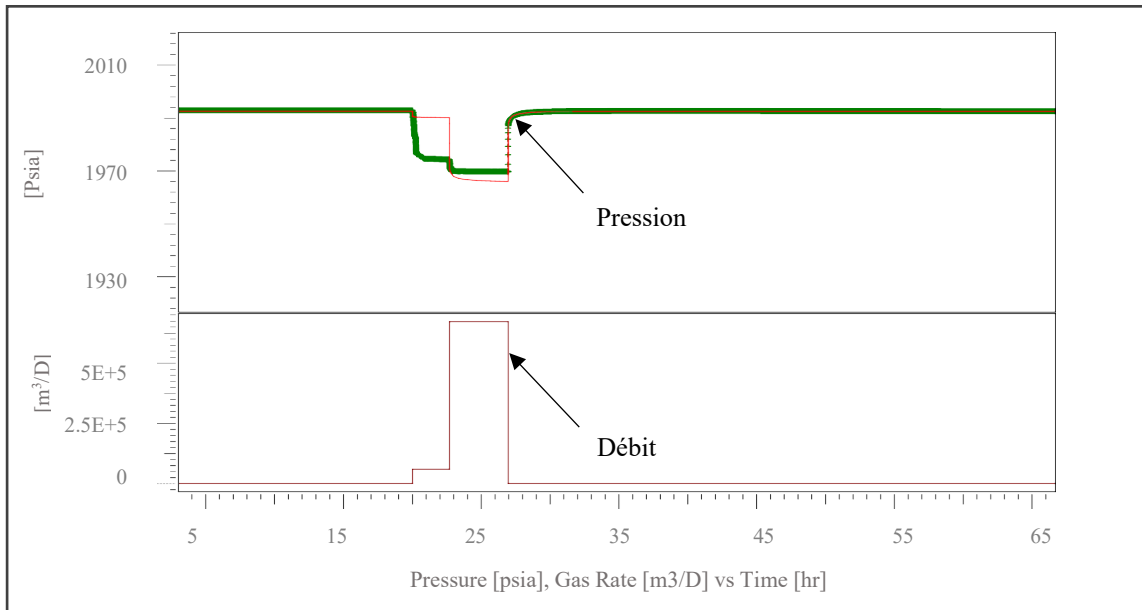


Figure : III.4 hystory plot ( RN52 )

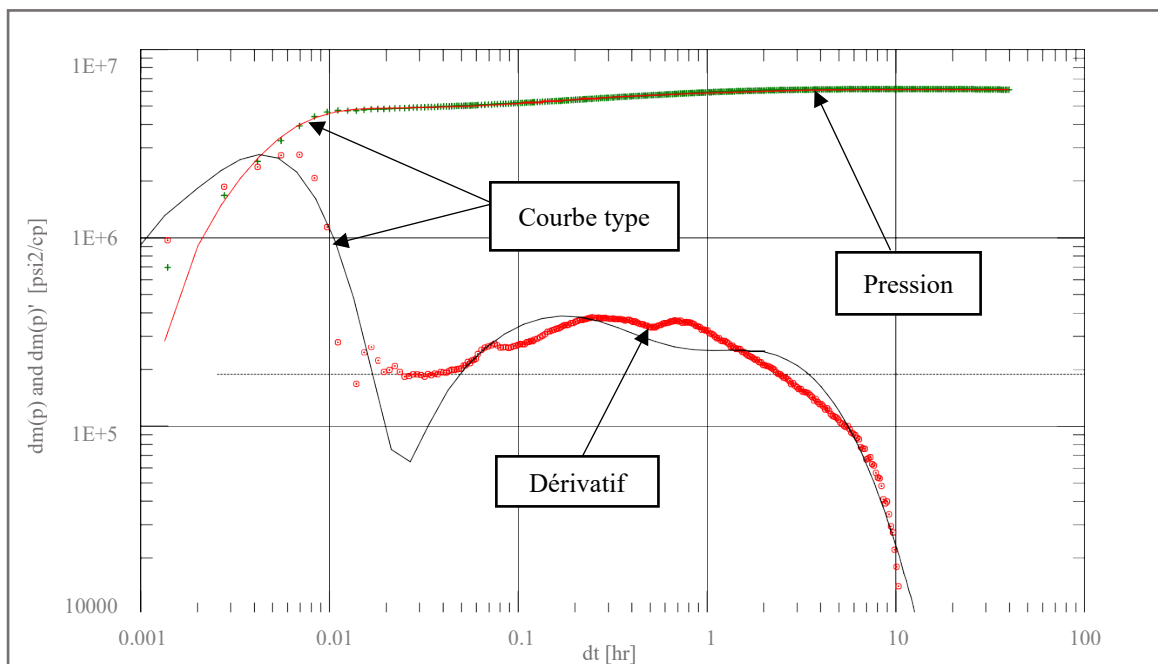


Figure : III.5 Log-log plot ( RN52 )

**Tableau III.3 : résultat obtenus par saphir ( RN52 )**

S	k.h	k	Pi	C	Ip	ri
total	md.ft	md	psia	bbf/psi	(Stb/d)/psi	ft
12	58100	88.1	1992.5	5.24	7.21	400

Les résultats obtenus par le logiciel Saphir (tableau III. 3) sont presque identiques aux celles obtenues par la méthode conventionnelle (Tableau III. 2) ce qui montre la précision de nos résultats.

## **II. application au puits ( RN108 ):**

### **II.1. Données du puits :**

Le tableau ci-dessous représente les données de test obtenues de puits à gaz RN108 dans la région Rhourde Nouss lors d'une opération du well testing.

**Tableau III.4 : données du puits ( RN108 )**

Reservoir	Fluid type	Porosité %	Rw (ft)	h (ft)	Bo (b /stb)	Viscosity (cp)	Ct Psi <sup>-1</sup>
Quartz Hamra	Gas	05	0,24	114,829	2,61	0,19	3E-6

**Remarque :** Quartzite El Hamra considérée comme un réservoir non conventionnelle ( Tighite réservoir )

II.2. Interprétation par méthode conventionnelle :

II.2.1. Test en débit :

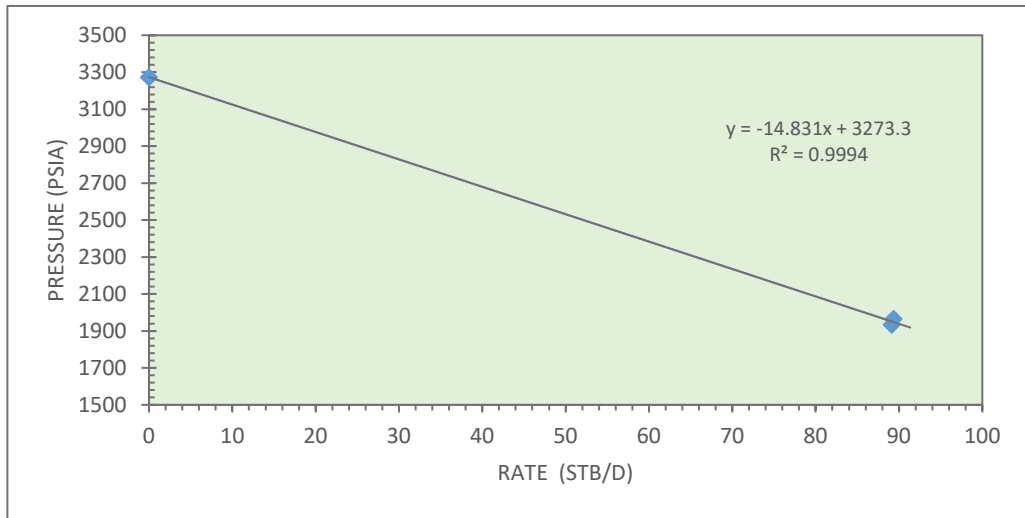


Figure III.6 : Débit en fonction de pression ( RN108 )

Pente = 14.831

IP = (1/pente) = 0.0674 (stb/d)/psi

II.2.2. Diagnostic plot :

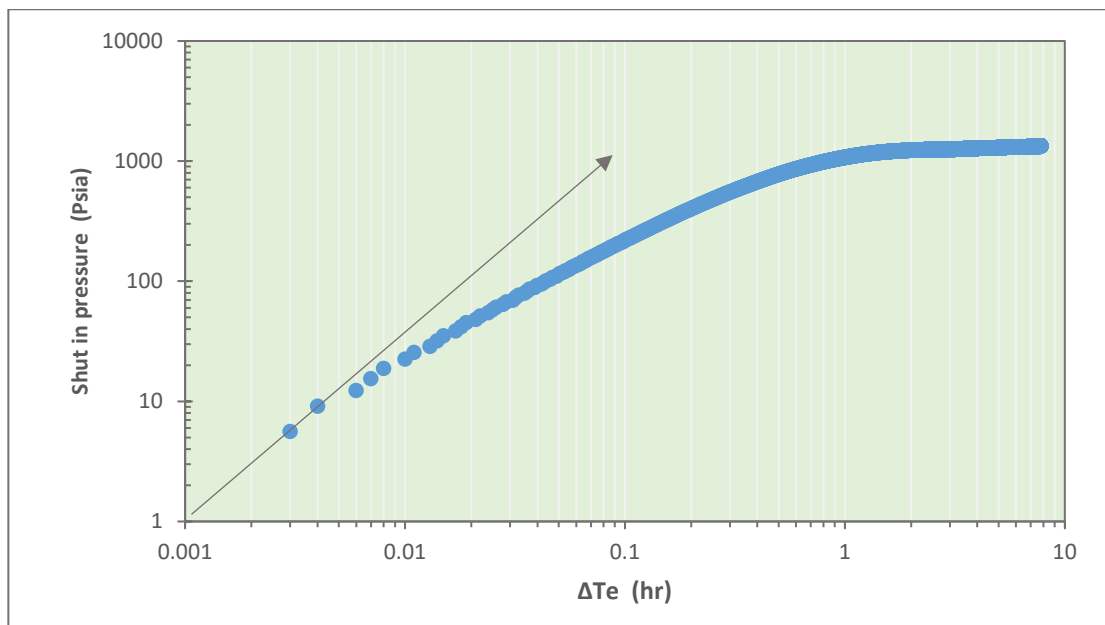


Figure III.7 : Diagnostic Plot ( RN108 )

$\Delta t_e = 0.0059 \text{ hr}$  ,  $\Delta t_{wbs} = 0.299 \text{ hr}$

II.2.3. Horner analysis (semi log plot) :

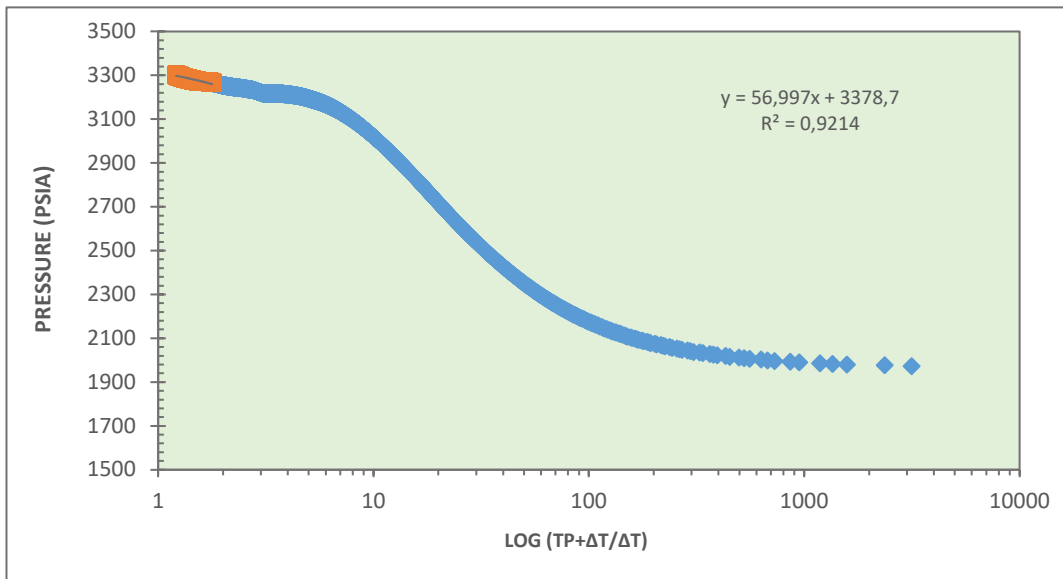


Figure III.8 : Horner semi-log plot (build-up - RN108)

$$P_{wf} = f\left(\log \frac{tp + \Delta t}{\Delta t}\right) , \quad Tp = 9.4389 \text{ hr}$$

Tableau III.5 : Résultat obtenus par méthode conventionnelle ( RN108 )

m	P <sub>wf</sub> psia	P <sub>lh</sub> psia	P <sub>r</sub> psia	Kh md. ft	K md	Skin	I <sub>p</sub> (Stb/d)/psi
57	1970.62	3003.28	3300	1.116	0.009	8.31	0.0656

Les débit des fluides produisant :

- Débit d'oil ( condensat ) : 89.359 STB/D
- Débit de gaz : 2.96685 Mscf/D

Total : 75.1141 Mscf/D

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.

II.3. Interprétation par saphir :

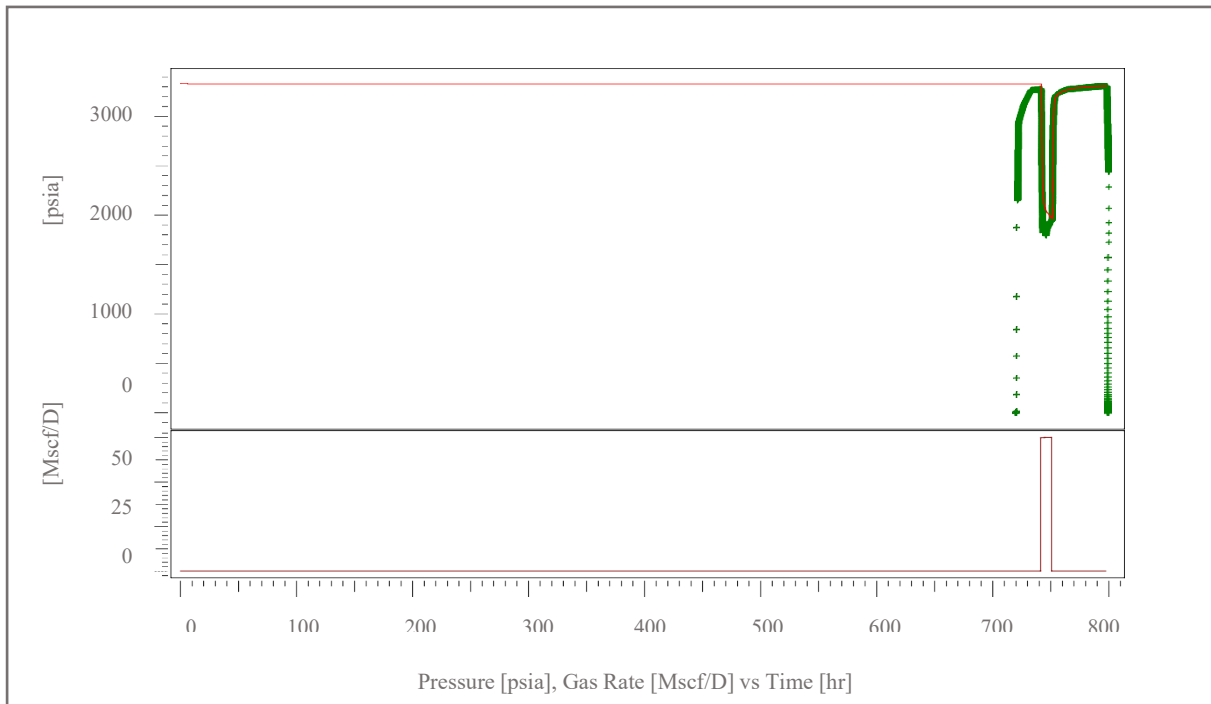


Figure III.9 : hystory plot (RN108)

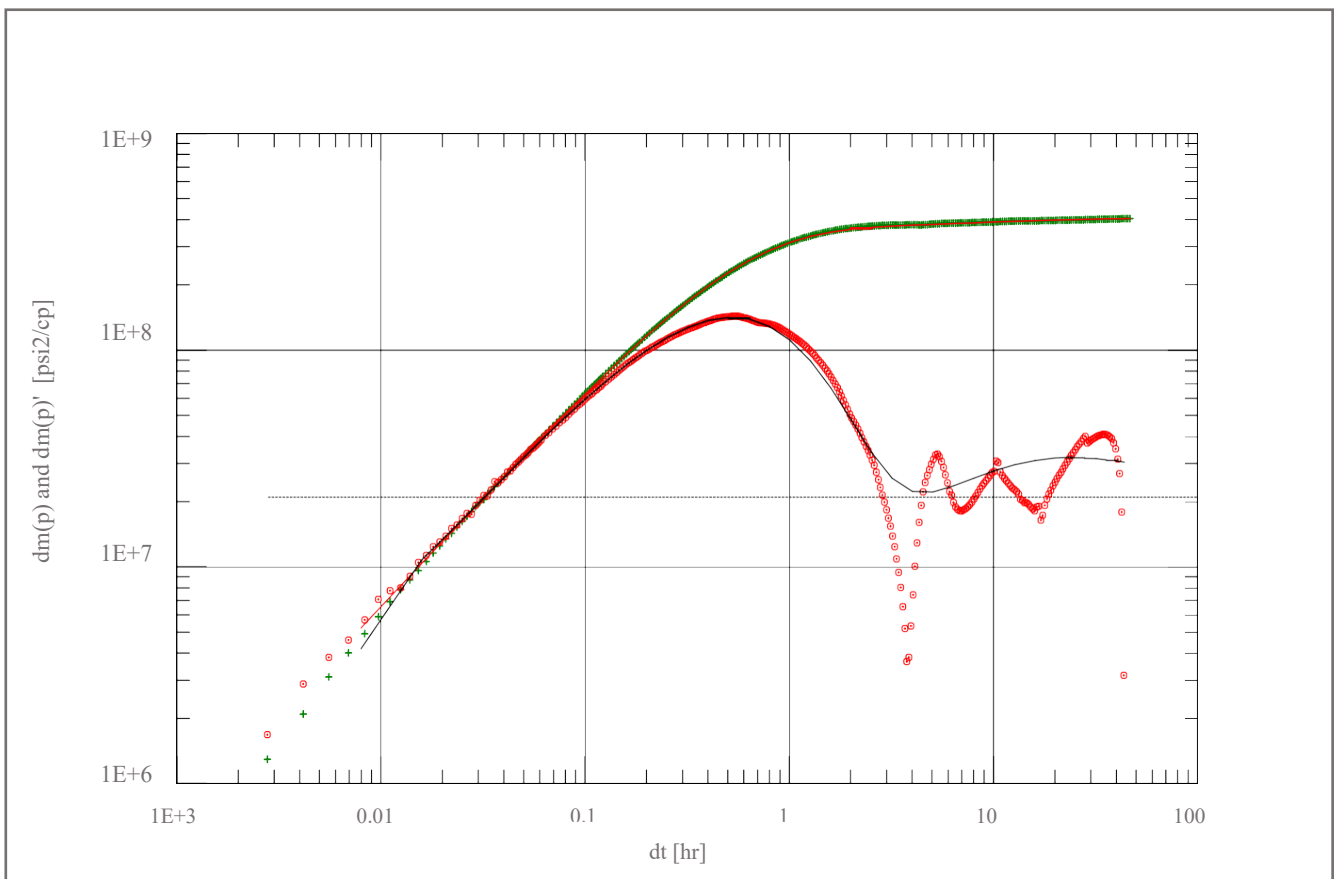


Figure III.10 : Log-log plot ( RN108 )

Tableau III.6 : résultat obtenus par saphir ( RN108 )

Skin Total	Skin Géom	Xf ft	Fc md.ft	k.h md.ft	k md	Pi psia	C bbl/psi	Ip (Stb/d)/psi
5.14	-3.22	12.7	310	1.49	0.013	3331.4	8.98E-5	0.0672

**Avec :**

**Xf** = fracture half-length, (ft),

**Fc** = fracture conductivity, (md. ft).

Les résultats obtenus par Saphir (tableau IV.6) sont presque identiques aux celles obtenus par la méthode de conventionnelle (tableau IV.5) mise a par une légère différence au niveau de la perméabilité et l'index de productivité.

L'analyse de la figure IV.10 montre la présence d'une Fracture (Xf), Finite conductivity , changing storage (changement de capacité de stockage) et Double porosity PSS dua a un fracturation .

# Conclusion générale

Dans le cadre de ce travail de mémoire, nous avons entrepris une étude sur l'interprétation des essais aux puits sur deux puits situés dans la région de Rhourde Enouss, un vertical (RN52) et l'autre horizontal (RN108), considéré comme un outil très puissant pour évaluer les performances des réservoirs et optimiser les stratégies de la production du champ.

Nous avons appliqué deux techniques sur chaque puits, dans un premier temps nous avons employé la méthode conventionnelle du Build-up (HORNER) ensuite nous avons usé la technique classique en utilisant le logiciel commercial Saphir (KAPPA), puis les deux résultats obtenus (le skin et l'indice de productivité IP) ont été évalués à titre de confrontation.

Ainsi, les résultats obtenus sur le puits (RN52) par les méthodes sont similaires ( $S=12$  et  $IP=7.16$  (Stb/d)/psi).

Une valeur de skin positif ( $S > 0$ ) suggère des endommagements autour du puits, réduisant la productivité. D'où la nécessité de faire appel à des techniques de stimulation, comme l'acidification ou la fracturation, peuvent être envisagées pour améliorer la productivité.

Quand au puits horizontal (RN108), on a remarqué une légère différence entre les valeurs du skin [ $S=5.14$  et  $IP=0.067$  (Stb/d)/psi ].

L'association de la méthode conventionnelle du Build-up et le logiciel Saphir (KAPPA) se complète en réduisant les incertitudes associées à la caractérisation du réservoir. Les données conventionnelles nous ont fourni une base solide, qu'on a greffé au logiciel Saphir afin d'accueillir des informations supplémentaires et des analyses plus détaillées.

# Annexe

- Puits (RN52) :

KAPPA		Pressure Listings				Analysis 18					
		Company		Field							
		Well Tested well		Test Name / #							
Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr
1992.9	19.0556	1992.9	19.1333	1992.9	19.2111	1992.9	19.2889	1992.9	19.3667	1992.9	19.3667
1992.9	19.0569	1992.9	19.1347	1992.9	19.2125	1992.9	19.2903	1992.9	19.3681	1992.9	19.3681
1992.9	19.0583	1992.9	19.1361	1992.9	19.2139	1992.9	19.2917	1992.9	19.3694	1992.9	19.3694
1992.9	19.0597	1992.9	19.1375	1992.9	19.2153	1992.9	19.2931	1992.9	19.3708	1992.9	19.3708
1992.9	19.0611	1992.9	19.1389	1992.9	19.2167	1992.9	19.2944	1992.9	19.3722	1992.9	19.3722
1992.9	19.0625	1992.9	19.1403	1992.9	19.2181	1992.9	19.2958	1992.9	19.3736	1992.9	19.3736
1992.9	19.0639	1992.9	19.1417	1992.9	19.2194	1992.9	19.2972	1992.9	19.3750	1992.9	19.3750
1992.9	19.0653	1992.9	19.1431	1992.9	19.2208	1992.9	19.2986	1992.9	19.3764	1992.9	19.3764
1992.9	19.0667	1992.9	19.1444	1992.9	19.2222	1992.9	19.3	1992.9	19.3778	1992.9	19.3778
1992.9	19.0681	1992.9	19.1458	1992.9	19.2236	1992.9	19.3014	1992.9	19.3792	1992.9	19.3792
1992.9	19.0694	1992.9	19.1472	1992.9	19.2250	1992.9	19.3028	1992.9	19.3806	1992.9	19.3806
1992.9	19.0708	1992.9	19.1486	1992.9	19.2264	1992.9	19.3042	1992.9	19.3819	1992.9	19.3819
1992.9	19.0722	1992.9	19.15	1992.9	19.2278	1992.9	19.3056	1992.9	19.3833	1992.9	19.3833
1992.9	19.0736	1992.9	19.1514	1992.9	19.2292	1992.9	19.3069	1992.9	19.3847	1992.9	19.3847
1992.9	19.0750	1992.9	19.1528	1992.9	19.2306	1992.9	19.3083	1992.9	19.3861	1992.9	19.3861
1992.9	19.0764	1992.9	19.1542	1992.9	19.2319	1992.9	19.3097	1992.9	19.3875	1992.9	19.3875
1992.9	19.0778	1992.9	19.1556	1992.9	19.2333	1992.9	19.3111	1992.9	19.3889	1992.9	19.3889
1992.9	19.0792	1992.9	19.1569	1992.9	19.2347	1992.9	19.3125	1992.9	19.3903	1992.9	19.3903
1992.9	19.0806	1992.9	19.1583	1992.9	19.2361	1992.9	19.3139	1992.9	19.3917	1992.9	19.3917
1992.9	19.0819	1992.9	19.1597	1992.9	19.2375	1992.9	19.3153	1992.9	19.3931	1992.9	19.3931
1992.9	19.0833	1992.9	19.1611	1992.9	19.2389	1992.9	19.3167	1992.9	19.3944	1992.9	19.3944
1992.9	19.0847	1992.9	19.1625	1992.9	19.2403	1992.9	19.3181	1992.9	19.3958	1992.9	19.3958
1992.9	19.0861	1992.9	19.1639	1992.9	19.2417	1992.9	19.3194	1992.9	19.3972	1992.9	19.3972
1992.9	19.0875	1992.9	19.1653	1992.9	19.2431	1992.9	19.3208	1992.9	19.3986	1992.9	19.3986
1992.9	19.0889	1992.9	19.1667	1992.9	19.2444	1992.9	19.3222	1992.9	19.4	1992.9	19.4
1992.9	19.0903	1992.9	19.1681	1992.9	19.2458	1992.9	19.3236	1992.9	19.4014	1992.9	19.4014
1992.9	19.0917	1992.9	19.1694	1992.9	19.2472	1992.9	19.3250	1992.9	19.4028	1992.9	19.4028
1992.9	19.0931	1992.9	19.1708	1992.9	19.2486	1992.9	19.3264	1992.9	19.4042	1992.9	19.4042
1992.9	19.0944	1992.9	19.1722	1992.9	19.25	1992.9	19.3278	1992.9	19.4056	1992.9	19.4056
1992.9	19.0958	1992.9	19.1736	1992.9	19.2514	1992.9	19.3292	1992.9	19.4069	1992.9	19.4069
1992.9	19.0972	1992.9	19.1750	1992.9	19.2528	1992.9	19.3306	1992.9	19.4083	1992.9	19.4083
1992.9	19.0986	1992.9	19.1764	1992.9	19.2542	1992.9	19.3319	1992.9	19.4097	1992.9	19.4097
1992.9	19.1	1992.9	19.1778	1992.9	19.2556	1992.9	19.3333	1992.9	19.4111	1992.9	19.4111
1992.9	19.1014	1992.9	19.1792	1992.9	19.2569	1992.9	19.3347	1992.9	19.4125	1992.9	19.4125
1992.9	19.1028	1992.9	19.1806	1992.9	19.2583	1992.9	19.3361	1992.9	19.4139	1992.9	19.4139
1992.9	19.1042	1992.9	19.1819	1992.9	19.2597	1992.9	19.3375	1992.9	19.4153	1992.9	19.4153
1992.9	19.1056	1992.9	19.1833	1992.9	19.2611	1992.9	19.3389	1992.9	19.4167	1992.9	19.4167
1992.9	19.1069	1992.9	19.1847	1992.9	19.2625	1992.9	19.3403	1992.9	19.4181	1992.9	19.4181
1992.9	19.1083	1992.9	19.1861	1992.9	19.2639	1992.9	19.3417	1992.9	19.4194	1992.9	19.4194
1992.9	19.1097	1992.9	19.1875	1992.9	19.2653	1992.9	19.3431	1992.9	19.4208	1992.9	19.4208
1992.9	19.1111	1992.9	19.1889	1992.9	19.2667	1992.9	19.3444	1992.9	19.4222	1992.9	19.4222
1992.9	19.1125	1992.9	19.1903	1992.9	19.2681	1992.9	19.3458	1992.9	19.4236	1992.9	19.4236
1992.9	19.1139	1992.9	19.1917	1992.9	19.2694	1992.9	19.3472	1992.9	19.4250	1992.9	19.4250
1992.9	19.1153	1992.9	19.1931	1992.9	19.2708	1992.9	19.3486	1992.9	19.4264	1992.9	19.4264
1992.9	19.1167	1992.9	19.1944	1992.9	19.2722	1992.9	19.35	1992.9	19.4278	1992.9	19.4278
1992.9	19.1181	1992.9	19.1958	1992.9	19.2736	1992.9	19.3514	1992.9	19.4292	1992.9	19.4292
1992.9	19.1194	1992.9	19.1972	1992.9	19.2750	1992.9	19.3528	1992.9	19.4306	1992.9	19.4306
1992.9	19.1208	1992.9	19.1986	1992.9	19.2764	1992.9	19.3542	1992.9	19.4319	1992.9	19.4319
1992.9	19.1222	1992.9	19.2	1992.9	19.2778	1992.9	19.3556	1992.9	19.4333	1992.9	19.4333
1992.9	19.1236	1992.9	19.2014	1992.9	19.2792	1992.9	19.3569	1992.9	19.4347	1992.9	19.4347
1992.9	19.1250	1992.9	19.2028	1992.9	19.2806	1992.9	19.3583	1992.9	19.4361	1992.9	19.4361
1992.9	19.1264	1992.9	19.2042	1992.9	19.2819	1992.9	19.3597	1992.9	19.4375	1992.9	19.4375
1992.9	19.1278	1992.9	19.2056	1992.9	19.2833	1992.9	19.3611	1992.9	19.4389	1992.9	19.4389
1992.9	19.1292	1992.9	19.2069	1992.9	19.2847	1992.9	19.3625	1992.9	19.4403	1992.9	19.4403
1992.9	19.1306	1992.9	19.2083	1992.9	19.2861	1992.9	19.3639	1992.9	19.4417	1992.9	19.4417
1992.9	19.1319	1992.9	19.2097	1992.9	19.2875	1992.9	19.3653	1992.9	19.4431	1992.9	19.4431



Main Results

Analysis 18



Company  
Well Tested well

Field  
Test Name / #

Test date / time		Selected Model	
Formation interval		Model Option	Standard Model
Perforated interval		Well	Vertical, Changing Storage (Heg)
Gauge type / #		Reservoir	Radial composite
Gauge depth		Boundary	Circle, No flow
TEST TYPE	Standard	Main Model Parameters	
Porosity Phi (%)	14	TMatch	196 [hr]-1
Well Radius rw	0.354167 ft	PMatch	2.65E-6 [psi <sup>2</sup> /cp]-1
Pay Zone h	659.449 ft	C	5.24 bbl/psi
Water Salt (ppm)	10000	Total Skin	12
Form. compr.	3E-6 psi-1	k,h, total	58100 md.ft
Reservoir T	189.356 °F	k, average	88.1 md
Reservoir P	1992.06 psia	Pi	1992.5 psia
FLUID TYPE	Gas - Condensate m(p)	Model Parameters	
Separator		Well & Wellbore parameters (Tested well)	
1st st. sep. P	673.76 psia	C	5.24 bbl/psi
1st st. sep. T	115 °F	Ci/Cf	0.0735
1st st. sep. GOR	3.51563E+5 scf/stb	Alpha	1030
1st st. sep. gravity	0.651	Skin	12
Tank		Reservoir & Boundary parameters	
Tank GOR	374.004 scf/stb	Pi	1992.5 psia
Tank gravity	1.29211	k,h	58100 md.ft
API gravity	54.6842	k	88.1 md
Dew pressure@ Tr	4025.21 psia	Ri	400 ft
		M	0.312
		D	600
		Re - No flow	700 ft
Sour gas composition		Derived & Secondary Parameters	
Hydrogen sulphide	0	P @ dt=0	1970 psia
Carbon dioxide	0.0047	Prod. Index	29689.5 [m <sup>3</sup> /D]/psia
Nitrogen	0.0051	Delta P (Total Skin)	16.7494 psi
Temperature	189.356 °F	Delta P Ratio (Total Skin)	0.632926 Fraction
Pressure	1992.06 psia	Pbar	1992.5 psia
Properties	@ Reservoir T&P		
CGR prod.	1.5591 bbl/MMcf		
Oil			
Bo	1.58653 B/STB		
Muo	0.235361 cp		
Rhoo	0.617955 g/cc		
co	3.13739E-6 psi-1		
L.D.O.	0.00170961 Fraction		
Gas			
Bg	0.00812765 cf/scf		
Mug	0.016672 cp		
Rhog	0.0986995 g/cc		
cg	5.20971E-4 psi-1		
Total Compr. ct	5.23086E-4 psi-1		
Connate Water (%)	0		

Puits (RN108) :

KAPPA		Pressure Listings				Analysis 11					
Company		Well Tested well		Field		Test Name / #					
Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr	Data psia	Time hr
3191.6	729.333	3193.39	729.411	3195.21	729.489	3197.02	729.567	3198.8	729.644		
3191.63	729.335	3193.45	729.413	3195.22	729.49	3197.03	729.568	3198.85	729.646		
3191.62	729.336	3193.45	729.414	3195.28	729.492	3197.07	729.569	3198.88	729.647		
3191.7	729.337	3193.54	729.415	3195.28	729.493	3197.12	729.571	3198.91	729.649		
3191.73	729.339	3193.53	729.417	3195.34	729.494	3197.15	729.572	3198.96	729.65		
3191.75	729.34	3193.58	729.418	3195.37	729.496	3197.2	729.574	3198.98	729.651		
3191.8	729.342	3193.6	729.419	3195.41	729.497	3197.19	729.575	3199.03	729.653		
3191.81	729.343	3193.64	729.421	3195.44	729.499	3197.27	729.576	3199.05	729.654		
3191.86	729.344	3193.67	729.422	3195.46	729.5	3198	729.578	3199.08	729.656		
3191.91	729.346	3193.69	729.424	3195.49	729.501	3197.32	729.579	3199.12	729.657		
3191.91	729.347	3193.73	729.425	3195.52	729.503	3197.35	729.581	3199.13	729.658		
3191.95	729.349	3193.75	729.426	3195.56	729.504	3197.37	729.582	3199.18	729.66		
3191.99	729.35	3193.79	729.428	3195.61	729.506	3197.42	729.583	3199.2	729.661		
3192.01	729.351	3193.82	729.429	3195.63	729.507	3197.42	729.585	3199.22	729.662		
3192.04	729.353	3193.85	729.431	3195.67	729.508	3197.47	729.586	3199.28	729.664		
3192.08	729.354	3193.89	729.432	3195.68	729.51	3197.5	729.588	3199.32	729.665		
3192.14	729.356	3193.93	729.433	3195.74	729.511	3197.51	729.589	3199.33	729.667		
3192.16	729.357	3193.94	729.435	3195.77	729.513	3197.55	729.59	3199.35	729.668		
3192.19	729.358	3193.99	729.436	3195.8	729.514	3197.57	729.592	3199.39	729.669		
3192.22	729.36	3194.01	729.438	3195.81	729.515	3197.59	729.593	3199.43	729.671		
3192.25	729.361	3194.06	729.439	3195.85	729.517	3197.64	729.594	3199.49	729.672		
3192.29	729.363	3194.1	729.44	3195.89	729.518	3197.7	729.596	3199.51	729.674		
3192.31	729.364	3194.1	729.442	3195.9	729.519	3197.76	729.597	3199.51	729.675		
3192.34	729.365	3194.13	729.443	3195.95	729.521	3197.74	729.599	3199.54	729.676		
3192.37	729.367	3194.19	729.444	3195.98	729.522	3197.8	729.6	3199.59	729.678		
3192.38	729.368	3194.2	729.446	3196.01	729.524	3197.86	729.601	3199.64	729.679		
3192.46	729.369	3194.26	729.447	3196.05	729.525	3197.86	729.603	3199.67	729.681		
3192.47	729.371	3194.27	729.449	3196.1	729.526	3197.89	729.604	3199.67	729.682		
3192.5	729.372	3194.32	729.45	3196.12	729.528	3197.91	729.606	3199.74	729.683		
3192.53	729.374	3194.33	729.451	3196.13	729.529	3197.93	729.607	3199.76	729.685		
3192.57	729.375	3194.38	729.453	3196.19	729.531	3197.97	729.608	3199.78	729.686		
3192.59	729.376	3194.41	729.454	3196.2	729.532	3198	729.61	3199.83	729.688		
3192.63	729.378	3194.42	729.456	3196.24	729.533	3198.05	729.611	3199.85	729.689		
3192.65	729.379	3194.48	729.457	3196.27	729.535	3198.08	729.612	3199.88	729.69		
3192.72	729.381	3194.48	729.458	3196.26	729.536	3198.11	729.614	3199.92	729.692		
3192.74	729.382	3194.56	729.46	3196.35	729.538	3198.15	729.615	3199.95	729.693		
3192.74	729.383	3194.58	729.461	3196.37	729.539	3198.15	729.617	3199.97	729.694		
3192.8	729.385	3194.6	729.463	3196.41	729.54	3198.2	729.618	3200.03	729.696		
3192.8	729.386	3194.63	729.464	3196.44	729.542	3198.25	729.619	3200.02	729.697		
3192.86	729.387	3194.67	729.465	3196.47	729.543	3198.28	729.621	3200.07	729.699		
3192.9	729.389	3194.66	729.467	3196.51	729.544	3198.33	729.622	3200.11	729.7		
3192.93	729.39	3194.72	729.468	3196.54	729.546	3198.3	729.624	3200.14	729.701		
3192.95	729.392	3194.78	729.469	3196.57	729.547	3198.36	729.625	3200.15	729.703		
3192.97	729.393	3194.78	729.471	3196.59	729.549	3198.4	729.626	3200.2	729.704		
3193.02	729.394	3194.81	729.472	3196.65	729.55	3198.42	729.628	3200.24	729.706		
3193.04	729.396	3194.85	729.474	3196.65	729.551	3198.47	729.629	3200.27	729.707		
3193.07	729.397	3194.87	729.475	3196.69	729.553	3198.5	729.631	3200.29	729.708		
3193.11	729.399	3194.93	729.476	3196.73	729.554	3198.53	729.632	3200.35	729.71		
3193.16	729.4	3194.95	729.478	3196.75	729.556	3198.56	729.633	3200.36	729.711		
3193.2	729.401	3194.99	729.479	3196.8	729.557	3198.59	729.635	3200.4	729.712		
3193.21	729.403	3195.04	729.481	3196.82	729.558	3198.61	729.636	3200.43	729.714		
3193.24	729.404	3195.05	729.482	3196.86	729.56	3198.64	729.638	3200.45	729.715		
3193.26	729.406	3195.1	729.483	3196.9	729.561	3198.68	729.639	3200.49	729.717		
3193.29	729.407	3195.1	729.485	3196.92	729.562	3198.7	729.64	3200.5	729.718		
3193.35	729.408	3195.16	729.486	3196.94	729.564	3198.76	729.642	3200.55	729.719		
3193.37	729.41	3195.16	729.488	3196.99	729.565	3198.78	729.643	3200.57	729.721		



## Main Results

## Analysis 11



Company  
Well Tested well

Field  
Test Name / #

Test date / time		Selected Model	
Formation interval		Model Option	Standard Model
Perforated interval		Well	Fracture - Finite conductivity, Ch
Gauge type / #		Reservoir	Two porosity PSS
Gauge depth		Boundary	Parallel faults
TEST TYPE	Standard	Main Model Parameters	
Porosity Phi (%)	5	TMatch	0.0726 [hr] <sup>-1</sup>
Well Radius rw	0.25 ft	PMatch	2.39E-8 [psi <sup>2</sup> /cp]-1
Pay Zone h	114.829 ft	C	8.98E-5 bbl/psi
Water Salt (ppm)	10000	Total Skin	5.14
Form. compr.	3E-6 psi <sup>-1</sup>	k.h, total	1.49 md.ft
Reservoir T	125 °F	k, average	0.013 md
Reservoir P	3300 psia	Pi	3331.48 psia
FLUID TYPE	Gas - Condensate m(p)	Model Parameters	
Separator		Well & Wellbore parameters (Tested well)	
1st st. sep. P	664 psia	C	8.98E-5 bbl/psi
1st st. sep. T	111 °F	Ci/Cf	11.3
1st st. sep. GOR	33199 scf/stb	Alpha	92.1
1st st. sep. gravity	0.738	Skin	8.36
Tank		Geometrical Skin	-3.22
Tank GOR	890.263 scf/stb	Xf	12.7 ft
Tank gravity	1.40884	Fc	310 md.ft
API gravity	57.1667	Theta	90 °
Dew pressure@ Tr	5262.64 psia	Reservoir & Boundary parameters	
Sour gas composition		Pi	3331.48 psia
Hydrogen sulphide	0	k.h	1.49 md.ft
Carbon dioxide	0.0617	k	0.013 md
Nitrogen	0.0023	Omega	0.999
Temperature	125 °F	Lambda	1.55E-11
Pressure	3300 psia	S - No flow	5 ft
Properties	@ Reservoir T&P	N - No flow	40 ft
CGR prod.	5.47952 bbl/MMcf	Derived & Secondary Parameters	
Oil		Delta Q	75.1 Mscf/D
Bo	2.61774 B/STB	P @ dt=0	1970 psia
Muo	0.192183 cp	Prod. Index	0.0550143 [Mscf/D]/psia
Rhoo	0.535672 g/cc	Delta P (Total Skin)	705.12 psi
co	6.96212E-7 psi <sup>-1</sup>	Delta P Ratio (Total Skin)	0.526494 Fraction
L.D.O.	0.0212665 Fraction		
Gas			
Bg	0.0039526 cf/scf		
Mug	0.0275787 cp		
Rhog	0.254407 g/cc		
cg	2.1328E-4 psi <sup>-1</sup>		
Total Compr. ct	2.11759E-4 psi <sup>-1</sup>		
Connate Water (%)	0		

# 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.