

*Université Kasdi Merbah Ouargla*



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

*Département de production des hydrocarbures*

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

***SIAGH Chafia, HAMIDANI Chafiq***

-THEME-

---

***Étude et évaluation de Skin à partir d'une  
interprétation de tests de puits dans le champ de  
Hassi-Messaoud (MD119, MD634, MD227,  
OMPZ812, HGA1)***

---

Soutenu le : 23/ 05 /2016 devant la commission d'examen

### ***Jury:***

Président : CHELGHAM Fatiha

Examineur 1 : REMITA Abderaouf

Examineur 2 : DAEANE Abdelghafour

Encadreur : BRAHMIA Nabil

*Nous exprimons tout d'abord, nos profonds remerciements et louanges à D.F.E.U tout puissant, qui nous a guidés sur le droit chemin et nous a donnés le courage et la volonté de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

### *Remerciements*

*Nous remercions vivement les membres de jury  
Mme Chelgham Fatiha, Mr Remita Abderaouf et  
Mr Dadene Abdelghafour  
qui nous honorent en jugeant notre mémoire de Master.*

*Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre encadreur Mr Brahmia Nabil, pour son grand soutien au travail.*

*Nous n'oublions pas de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi - Messacud IRRARIA, et en particulier Mr Yahiaoui Halim qui nous a encadré, aidé et orienté, au cours de notre stage.*

*Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis de l'URMO qui sont nombreux et qui nous ont aidés et encouragés.*

# Dédicace

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:*

- *L'être le plus cher de ma vie ; ma mère.*
- *Mon père.*
- *Mon cher frère.*
- *Mes deux chères sœurs.*
- *Ma chère part de vie mon cousin et ami Seif Eddine qui a contribué d'une grande part à la réussite et l'achèvement de ces quatre ans.*
- *Mes meilleurs amis : Amir, Khaled et Khadidja.*
- *Mes amies avec lesquelles j'ai partagé cinq ans de ma vie universitaire : Hadjer, Nor, Amira, Imene, Rahma, Abla, et la douce Hadjer Haddar.*
- *Tous mes autres amis.*
- *Aux personnes qui ont contribué à effectuer mon stage : Mr Ahmed, Mr El-Hachmi.*
- *Tous ceux que j'aime et je respecte.*
- *Et sans oublier surtout ma sublime nièce :*

***Maram.***

***HAMIDANI Chafiq***

# Dédicace

Avec tout mon amour éternel et avec l'intensité de mes émotions, je dédie ce mémoire à :

*Ma mère*, qui a œuvré pour ma réussite de part son amour, son soutien, ses principaux conseils, son assistance et sa présence dans ma vie, elle reçoit à travers ce travail aussi modeste l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

*L'âme de mon cher père* source de mon inspiration j'espère qu'il habite le paradis.

*Mes frères et ma sœur* qui n'ont cessé d'être pour moi des exemples de persévérance et de courage.

*Mon petit neveu Mohammed Seghir* qui occupe une place grandiose dans mon cœur car il porte le prénom de mon père.

*Mes grands-parents*, mes oncles, mes tantes, mes cousins et mes cousines que j'adore et respecte.

*Mes professeurs* dans mon parcours scientifique et doivent voir dans ce travail la fierté d'un savoir bien acquis.

*Siagh Chafia*

**ملخص:**

تهدف هذه الدراسة إلى تحديد مصدر الضرر وأنواعه وتأثيره على إنتاجية أو ضخ الآبار خلال مختلف مراحل حياة البئر لدراسة القرارات المتخذة من قبل الشركة لمعالجة المشكلة أو اقتراح حلول أخرى. تم اختيار خمسة آبار تابعة لحقل حاسي مسعود وقدم التفسير من خلال برنامج (Saphir) لتحديد قيمة ضياع الحمولة، النفاذية، وعمق الطبقة المنتجة، الضغط، ... الخ وكذلك يتم استخدام البرنامج (Pipesim) لإعطاء نقطة التشغيل الفعلي للبئر وتأكيد النتائج التي تم الحصول عليها من قبل برنامج (Saphir)، بالإضافة إلى ان مختلف أشكال شبه ضياع الحمولة حسبت بعدة مقاربات و افتراضات قائمة على الصيغ النظرية. اثبت تفسير اختبار الآبار خلال الفترة (2006-2014) ان الآبار المتضررة (MD119، MD634، MD227) حيث ان العامل الأكثر تأثيرا في هذه الحالة هو عامل الاختراق الجزئي، كما يأخذ التضرر القيم الإيجابية او ما يسمى بتحفيز الآبار في الحالات (OMPZ812، HGA1) بسبب الاستنزاف الأفقي والكسر الذي يؤثر تأثيرا مباشرا على الآبار. هذه الدراسة تسمح لنا بالتفريق بين مختلف مصادر ضياع الحمولة و معرفة مساهمة كل أشكال شبه ضياع الحمولة في الضياع الكلي للحمولة في حاسي مسعود، كما ان الاختبار الجيد هو من بين أفضل الطرق لتحديد مختلف مشاكل البنية وحالة البئر وأنواع التدفق، بالإضافة إلى إعطائه لنموذج الخزان الذي يستخدم للتنبؤ بسلوكه في الحقل وفقا لظروف التشغيل. **الكلمات المفتاحية:** التضرر، ضياع الحمولة، شبه ضياع الحمولة، الاختراق الجزئي، برنامج (Saphir)، برنامج (Pipesim).

**Résumé:**

Le présent travail a pour but de détecter l'origine de l'endommagement, ses types ainsi que leurs effets sur la productivité ou l'injectivité des puits, durant les différents phases de la vie du puits afin d'étudier les décisions prise par l'entreprise pour y remédier ou proposer d'autres solutions. Cinq puits appartenant au champ de Hassi-Messaoud ont été sélectionnés, l'interprétation a été faite par le biais du logiciel Saphir afin de déterminer le Skin, la perméabilité K, la hauteur utile de la couche productrice  $h_u$ , la pression, ... etc, en outre, le logiciel Pipesim est utilisé pour donner le point de fonctionnement réel du puits et confirmer les résultats obtenus par le Saphir, les différents Pseudo-Skin ont été calculés par plusieurs formules approximativement basées sur les suppositions théoriques. L'interprétation des tests aux puits pour la période 2006 jusqu'à 2014 ont montré des puits endommagé (MD119, MD634, MD227) dont la pénétration partielle est le facteur le plus influençant, où le Skin prend des valeurs positives et des puits stimulés (OMPZ812 ; HGA1) où le drain horizontal et la fracturation donnent un Skin négatif ce qui influe directement sur le potentiel des puits. Cette étude a permis de différencier les différentes origines de Skin, voir la contribution de chaque Pseudo-Skin dans le Skin total dans le champ de Hassi-Messaoud. Les tests de puits sont parmi les meilleurs outils permettant de déterminer les différents paramètres de la formation, l'état du puits et les types d'écoulement, le model du réservoir utilisés pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles.

**Mots clés :** L'endommagement, Skin d'endommagement, Pseudo-Skin, pénétration partielle, logiciel Saphir, logiciel Pipesim.

**Abstract:**

This work has for propose to detect the damage origin, it's types and their effects on productivity or injectivity of wells during the differents phases of the well's life to study decisions made by the company or propose other solutions. Five wells witch belong to Hassi Messaoud filed had being selected, the interpretation was executed by the software Saphir in order to determinate the Skin, permeability K, height of the productive layer  $h_u$ , pressure,... etc, otherwise, the software Pipesim is used to determinate the real operating point of the well and confirm results obtained by the Saphir, the differents Pseudo-Skin had being calculated with several formulas based approximately on theories suppositions. Well Tests interpretations for the period 2006 to 2014 showed that damaged wells (MD119, MD634, and MD227) had partial penetration for the most influencing factor, where the Skin has positives values and stimuled wells (OMPZ812, HGA1) where the horizontal drain and the fracture give a negative Skin which influence directly on wells potential. This study made possible to distinct differents Skin origins, the contribution of each Pseudo-Skin in the total Skin in Hassi Messaoud filed. Well Tests are one of the best tools allowing to determinate the differents parameters of the formation, the well's stat, flow types, reservoir model used to predict the filed behavior and its recovery, according to operating conditions.

**Key words:** damage, Skin damage, Pseudo-Skin, partial penetration, software Saphir, software Pipesim.

---

## Liste des figures :

<b>Figure1</b> : Schéma de l'organisation du mémoire.	03
<b>Figure I.1</b> Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.	04
<b>Figure I.2</b> : Coupe stratigraphique et les différentes phases de forage du champ de Hassi-Messaoud.	06
<b>Figure I.3</b> : Positions des puits testés dans les zones du champ de HMD.	07
<b>Figure II.1</b> : Principe des essais de puits.	08
<b>Figure II.2</b> : Séquence d'un test en débit.	09
<b>Figure II.3</b> : Séquence d'un test de remonté de pression.	09
<b>Figure II.4</b> : Outil de diagnostic des types d'écoulements (la pente).	11
<b>Figure II.5</b> : Écoulement radial circulaire.	11
<b>Figure II.6</b> : Les formes d'écoulement linéaire.	11
<b>Figure II.7</b> : Ecoulement bilinéaire.	12
<b>Figure II.8</b> : Ecoulement sphérique et hémisphérique.	12
<b>Figure II.9</b> : les différents régimes d'écoulement.	13
<b>Figure III.1</b> : Skin infinitésimal.	15
<b>Figure III.2</b> : Skin d'épaisseur finie.	15
<b>Figure III.3</b> : Skin de Rayon effectif.	16
<b>Figure III.4</b> : Skin de perforation.	17
<b>Figure III.5</b> : Skin de pénétration partielle.	19
<b>Figure III.6</b> : Skin d'inclinaison.	20
<b>Figure III.7</b> : Skin d'un puits Horizontal.	21
<b>Figure III.8</b> : Skin d'injection.	22
<b>Figure III.9</b> : Représentation de la fracture verticale.	23
<b>Figure III.10</b> : géométrie de la double porosité.	23
<b>Figure III.11</b> : Skin d'un réservoir bicouches communicantes.	24
<b>Figure III.12</b> : Skin d'anisotropie de Perméabilité.	25
<b>Figure VI.1</b> : Plan d'analyse du travail.	29
<b>Figure VI.2</b> : Plot d'historique DST2006 (pression [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ], débit [ $\text{m}^3/\text{h}$ ] vs temps [h]).	32
<b>Figure VI.3</b> : Plot log-log : $p-p@dt=0$ et la dérivative [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ] vs $dt$ [h] DST 2006.	32
<b>Figure VI.4</b> : Plot d'historique DST2014 (pression [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ], débit [ $\text{m}^3/\text{h}$ ] vs temps [h]).	33
<b>Figure VI.5</b> : Plot log-log : $p-p@dt=0$ et la dérivative [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ] vs $dt$ [h] DST 2014.	33
<b>Figure VI.6</b> : Plot log-log : $p-p@dt=0$ et la dérivative [ $\text{kg}/\text{cm}^2$ ] vs $dt$ [h] BU2014.	34

---

<b>Figure VI.7 :</b> Pression [kg/cm <sup>2</sup> ] vs temps [h].	35
<b>Figure VI.8 :</b> Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm <sup>2</sup> ] vs dt [h] DST <sub>1</sub> 2010.	35
<b>Figure VI.9:</b> Pression [kg/cm <sup>2</sup> ] vs temps [h].	36
<b>Figure VI .10 :</b> Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm <sup>2</sup> ] vs dt [h] DST <sub>2</sub> 2010.	36
<b>Figure VI.11 :</b> Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm <sup>2</sup> ] vs dt [h] BU2008.	37
<b>Figure VI.12 :</b> Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm <sup>2</sup> ] vs dt [h] BU2007.	38
<b>Figure VI.13 :</b> Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm <sup>2</sup> ] vs dt [h] BU2013.	39

---

## Liste des tableaux

<b>Tableau III.1</b> : Constantes pour le calcul du Skin de perforation.	18
<b>Tableau VI.1</b> : Calcule du Skin de perforation.	30
<b>Tableau VI.2</b> : Calcule du Skin d'inclinaison.	30
<b>Tableau VI.3</b> : Calcule du Skin de pénétration partielle.	31
<b>Tableau VI.4</b> : Calcule du Skin horizontal.	31
<b>Tableau VI.5</b> : Calcule du Skin de fracturation.	31
<b>Tableau VI.6</b> : Résumé des calculs après interprétation.	40

---

## Symboles – Abréviations

<b>A</b> : Surface	<b>K<sub>S</sub></b> : Perméabilité de la zone endommagée.
<b>a<sub>1</sub>, a<sub>2</sub>, a<sub>θ</sub></b> : Constantes en fonction de l'angle de perforation.	<b>K<sub>V</sub></b> : Perméabilité verticale.
<b>B</b> : Fracture volumétrique.	<b>L</b> : Distance ou longueur d'un drain horizontal.
<b>BU</b> : Build up.	<b>L<sub>perf</sub></b> : Longueur des perforations.
<b>C</b> : La capacité du puits (Well bore storage).	<b>m</b> : La pente.
<b>C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub></b> : Constantes en fonction de l'angle de perforation.	<b>M</b> : Rapport des mobilités (zone interne/zone externe.).
<b>C<sub>t</sub></b> : La compressibilité totale.	<b>MDH</b> : Miller Dyes Hutchinson
<b>D</b> : Coefficient d'écoulement turbulent.	<b>n</b> : Nombre de direction de plan des fissures ou coefficient de turbulence.
<b>d<sub>0</sub></b> : La densité d'huile.	<b>OFM</b> : Oil Field Manager.
<b>DST</b> : Drill Stem Test.	<b>P</b> : Pression.
<b>e</b> : Fonction exponentielle (2.7182).	<b>P<sub>b</sub></b> : Pression de bulle.
<b>GOR</b> : Gaz Oil Ratio.	<b>PFD</b> : Pression de fond dynamique.
<b>h</b> : Epaisseur.	<b>P<sub>i</sub></b> : Pression initiale.
<b>h<sub>d</sub></b> : L'épaisseur de la couche entre les blocs matricielle.	<b>PLT</b> : Production Logging Tool.
<b>h<sub>perf</sub></b> : La distance entre les perforations.	<b>P<sub>p</sub></b> : Pression de pipe.
<b>h<sub>pd</sub></b> : Rapport de pénétration.	<b>P<sub>S</sub></b> : Pression de séparation.
<b>h<sub>w</sub></b> : La hauteur perforée.	<b>P<sub>tête</sub></b> : Pression de tête.
<b>IP</b> : Indice de productivité.	<b>PVT</b> : Pression volume température.
<b>IPR</b> : Inflow performance relation ship.	<b>P<sub>wf</sub></b> : Pression dans le fond du puits.
<b>K</b> : Perméabilité.	<b>Q</b> : Débit.
<b>K<sub>d</sub></b> : Perméabilité de la couche ente les blocs matriciels.	<b>Q<sub>g</sub></b> : Débit de gaz.
<b>k<sub>E</sub></b> : Perméabilité du puits.	<b>Q<sub>o</sub></b> : Débit d'huile.
<b>k<sub>f</sub></b> : Perméabilité d'une fracture ou d'une fissure.	<b>Q<sub>w</sub></b> : Débit d'eau.
<b>K<sub>H</sub></b> : Perméabilité horizontal.	<b>r</b> : rayon.
<b>K<sub>m</sub></b> : Perméabilité de la matrice.	<b>r<sub>e</sub></b> : rayon de puits réel.
<b>K<sub>min</sub></b> : Perméabilité minimale.	<b>r<sub>i</sub></b> : rayon d'investigation.
<b>K<sub>max</sub></b> : Perméabilité maximuale.	<b>r<sub>m</sub></b> : la taille caractérise les blocs matriciels.
	<b>r<sub>s</sub></b> : rayon d'endommagement.
	<b>r<sub>w</sub></b> : rayon du puits.

---

$r'_w$  : Rayon du puits effectif.  
 $S$  : Coefficient de Skin.  
 $S'$  : Skin dû à l'écart de darcy.  
 $S_{ani}$  : Skin d'anisotropie de perméabilité.  
 $S_{dp}$  : Skin double porosité.  
 $S_f$  : Skin dû à la fracturation hydraulique.  
 $S_g$  : Saturation en gaz.  
 $S_L$  : Skin résultant de l'effet des couches.  
 $S_m$  : Skin de matrice.  
 $S_m$  : Skin multiphasique.  
 $S_o$  : Saturation d'huile.  
 $S_p$  : Skin de perforation.  
 $S_{pp}$  : Skin de pénétration partielle.  
 $S_{rc}$  : Skin de variation de mobilité.  
 $S_t$  : Skin total.  
 $S_{th}$  : Skin horizontal.  
 $S_v$  : Skin de l'effet de convergence verticale.  
 $S_w$  : Saturation de l'eau.  
 $S_{wb}$  : Skin de l'effet de well bore.  
 $T$  : La température.  
 $t$  : Le temps.  
 $T_h$  : La température d'huile.  
**WBS** : Well bore Storage.  
 $X_f$  : Longueur de la fracture.  
 $\phi$  : La porosité.  
 $\mu$  : La viscosité cinématique.  
 $\omega$  : Capacité des fissures.  
 $\kappa$  : Le contraste de la transmissivité entre deux couches.  
 $\theta$  : Angle entre  $k_{max}$  et  $k_{min}$ .  
 $\emptyset$  : Diamètre de duse.  
 $\lambda$  : Coefficient d'échange entre deux couches.  
 $\varphi$  : Angle de perforation.

---



### **Introduction :**

Le système le plus important dans l'exploitation pétrolière est l'étude du réservoir, il constitue une image complète sur le gisement d'hydrocarbures [1]. L'étude de ce dernier, fait appel à des techniques d'analyse de comportement pour une meilleure acquisition des données afin de construire un modèle de réservoir, d'optimiser le gisement et d'établir un projet de développement du champ et la récupération des hydrocarbures.

Les tests de puits sont l'outil de diagnostic et d'interprétation utilisé pour déterminer le type et modèle du réservoir étudié, ainsi que les changements survenus au cours de la vie des puits et les facteurs influençant sur l'exploitation et le développement de ce dernier avec le temps 'la perméabilité  $K$ , la hauteur utile de la couche productrice  $h_u$ , la pression  $P$ ,... et surtout ce qui nous intéresse le plus et le but de notre étude : le facteur Skin avec ses différentes composantes'.

Cette étude est faite par le biais de logiciels informatiques tel que le Saphir 'les courbes types et dérivées' et le Pipesim 'point de fonctionnement du puits'.

Le gisement du champ de Hassi-Messaoud a connu des problèmes influençant sur la productivité ou l'injectivité des puits. Certains de ces problèmes sont liés soit au Skin d'endommagement ou pseudo Skin ou les deux en même temps. Dans le cadre de ce travail on s'intéresse plus particulièrement à l'étude et évaluation de Skin à partir de l'interprétation des tests de puits dans le gisement de Hassi-Messaoud, c'est pourquoi il est indispensable de détecter et définir avec précision le type, l'origine et l'importance du Skin en procédant à l'interprétation des différents tests de puits. Ce travail présente les résultats d'un stage pratique dans le cadre du projet de fin d'étude du 01/03/2016 à 06/04/2016 à Sonatrach division production et engineering.

### **Problématique de la recherche :**

Le gisement du champ de Hassi-Messaoud présente plusieurs problèmes qui influent sur la productivité et l'injectivité des puits. L'effet du Skin qui par conséquent est une perte de charge supplémentaire entraîne une diminution de l'index de productivité et/ou d'injectivité et cause plusieurs phénomènes tels que : les dépôts de sel, colmatages asphaltés, l'effet de la perforation  $S_p$ , l'endommagement par la boue de forage, la pénétration partielle  $S_{pp}$ , la déviation  $S_d$  ...etc.

Ce travail s'intègre dans la volonté de mieux comprendre l'origine et type du Skin à partir de l'interprétation des essais de puits en vue de trouver une solution à cette perte de charge.

### **Objectifs de la recherche :**

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- Détecter l'endommagement ainsi que son origine en utilisant le logiciel Saphir pour l'interprétation des différents tests (Build Up, DST, Draw Down, Fall Off...).
- L'utilisation du logiciel Pipesim, pour donner le point de fonctionnement réel du puits à partir des données fournies par le Saphir et évaluer l'influence du Skin.
- Etudier les solutions prises pour remédier à la chute de pression et de débit, tel que l'acidification et la fracturation hydraulique... etc.

### **Méthodologie du travail :**

La méthodologie qu'on va suivre pour atteindre nos objectifs de recherche est la suivante :

- Définition des tests de puits (DST, Build Up, Draw down, Fall Off...) ainsi que les régimes d'écoulements dans le gisement de Hassi-Messaoud.
- Définition du paramètre d'endommagement (Skin d'endommagement et pseudo Skin).
- Présentation d'un plan d'analyse des données conforme aux objectifs de notre travail.

### **Organisation du mémoire :**

Le mémoire commence par une introduction qui s'appuie sur le contexte de l'endommagement du puits, problématique et objectifs du travail par la suite nous avons :

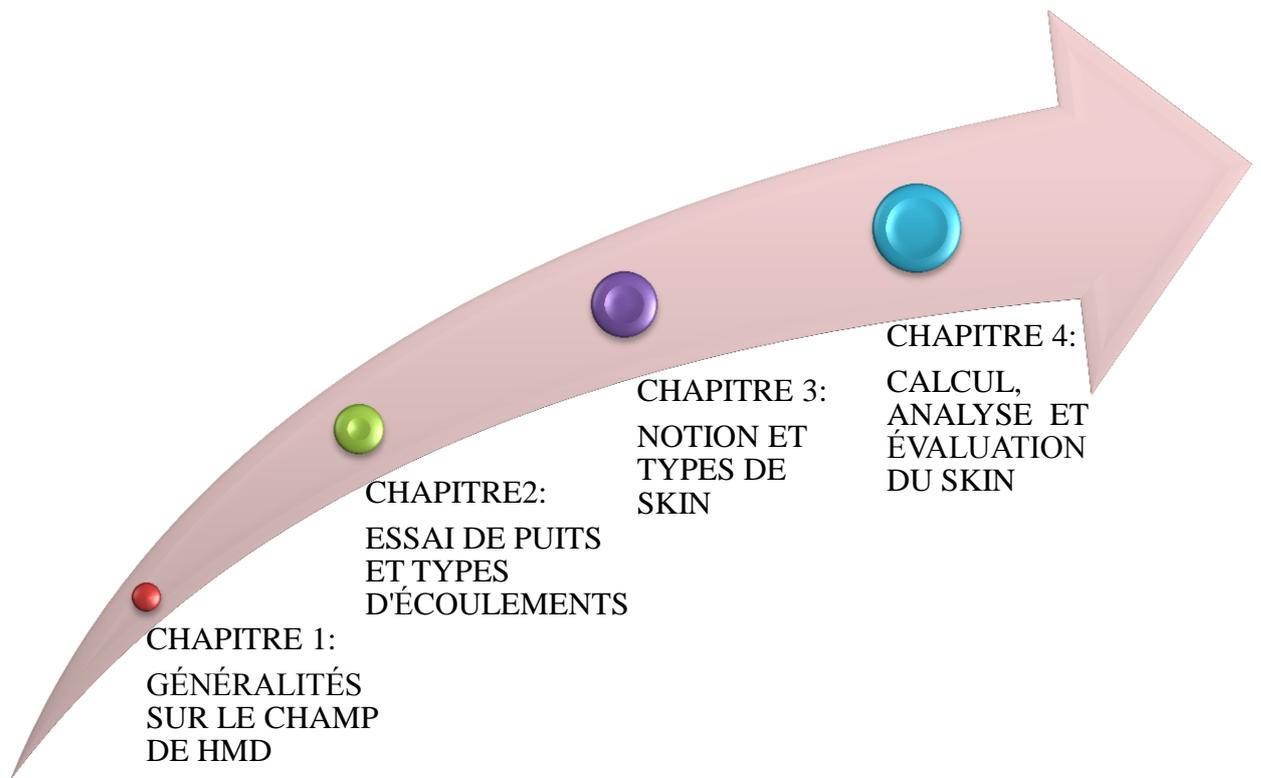
**Chapitre I :** Consacré à la présentation du champ de Hassi-Messaoud.

**Chapitre II :** Destiné aux généralités sur les essais du puits et les écoulements.

**Chapitre III :** Dans ce chapitre nous avons fait une synthèse bibliographique sur l'effet du Skin et ses différents types.

**Chapitre VI :** Ce chapitre est destiné à l'analyse et l'interprétation des essais aux puits sélectionnés.

Enfin ce mémoire se termine par une conclusion qui rappelle les résultats obtenue à partir de cette étude et les recommandations qui permettent d'éviter certains problèmes, réduire l'endommagement et maintenir les puits dans les meilleures conditions de performance.



**Figure 1** : Schéma de l'organisation du mémoire.

**C H A P I T R E**

**I**

**GENERALITE SUR LE  
CHAMP DE HASSI-  
MESSAOUD**

### I.1. Introduction :

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes et les plus importants au monde. Par sa superficie et ses réserves en place qui sont estimés à  $7075,73 \cdot 10^6$  stdm<sup>3</sup>, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie avec 1800 puits producteur et injecteur. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. La rentabilité de l'investissement du champ de HMD est liée à l'importance de la production extraite de ce gisement dans les dernières années est estimée à  $946,9710^6$  stdm<sup>3</sup>, ce paramètre est en fonction des caractéristiques du gisement, des fluides et des drains traversés.

### I.2. Situation géographique :

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85Km du chef lieu d'Ouargla, à 850 Km au Sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma (Figure I.1).

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante [2].

$$X = 790,000 - 840,000 \text{ Est.}$$

$$Y = 110,000 - 150,000 \text{ Nord.}$$



**Figure I.1** Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

### I.3. Caractéristiques du gisement:

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise par sa formation (cambro-ordovicien), sa profondeur (entre 3100 et 3380 m), son épaisseur (jusqu'à 200 m), la légèreté de son huile (API=45,4), sa pression initiale élevée (482 kg/cm<sup>2</sup>) pour un point de bulle entre 140 et 200 kg/cm<sup>2</sup>, la température du réservoir est de l'ordre de 118 °C [2].

Le type de drainage a été en premier lieu pour l'ensemble du champ de Hassi-Messaoud, la déplétion naturelle, caractérisée par : Une forte pression initiale, un écart important de cette pression avec la pression de bulle et une forte compressibilité.

### I.4. Caractéristiques des fluides et de la roche:

- Huile légère.
- Densité moyenne en surface :  $d_o = 0,8$  ; (API = 45,4).
- La pression de gisement variable :  $P_g = 120$  à 400 Kgf/cm<sup>2</sup>.
- La température de gisement est de :  $T = 118^\circ\text{c}$ .
- Le GOR de dissolution est variable :  $\text{GOR} = 100$  à 5000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
- La porosité moyenne est de :  $\Phi = 5$  à 10%.
- La perméabilité est très variable :  $K = 0$  à 1 Darcy.
- La viscosité :  $\mu_o = 0,2$  Cp.
- Le facteur volumétrique de fond moyen :  $B_o = 1,7$  stdm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> [3].

### I.5. Subdivisions du réservoir de HMD :

Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés en quatre unités,  $R_i$ ,  $R_a$ ,  $R_2$  et  $R_3$  où :

- **Zone  $R_i$**  : Grés fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone  $R_a$**  : Grés anisométrique, qui sont le réservoir principal de Hassi-Messaoud (68% des réserves) [3]. Ce niveau se divise en trois zones :
  - **Zone grossière supérieure** : ou Drain  $D_4$ .
  - **Zone médiane** : ou aussi Drain  $D_3$ .
  - **Zone grossière inférieure** : est subdivisée en 3 drains :  $D_1$ , ID (l'inter drain),  $D_2$ .
- **Zone  $R_2$**  : Grés grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir dans sa partie supérieure (19% des réserves). Il se divise en deux sous niveaux : le  $R_{2c}$  qui est susceptible de contenir l'aquifère et le  $R_{2ab}$  avec une meilleure perméabilité.
- **Zone  $R_3$**  : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (Figure I.2).

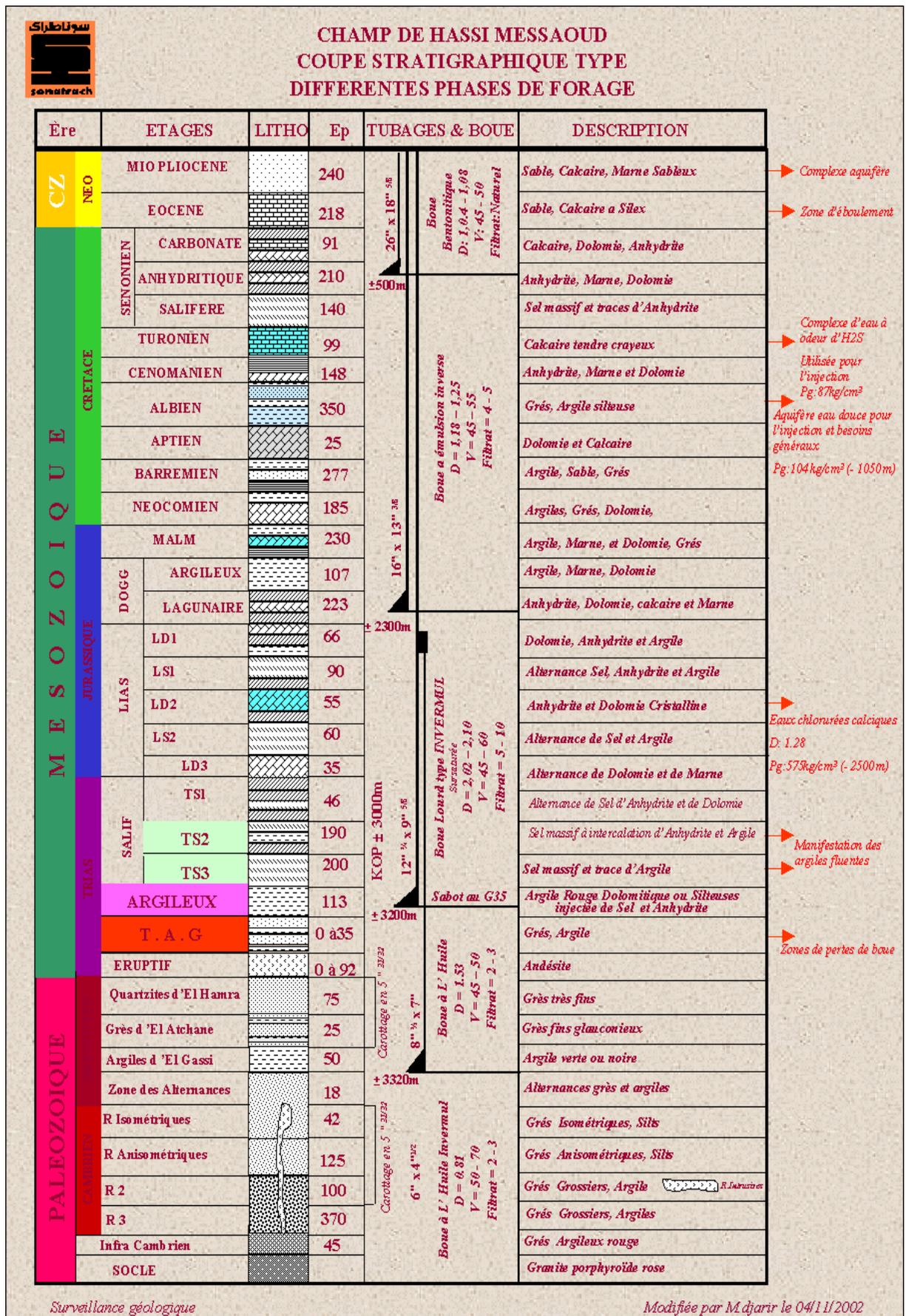
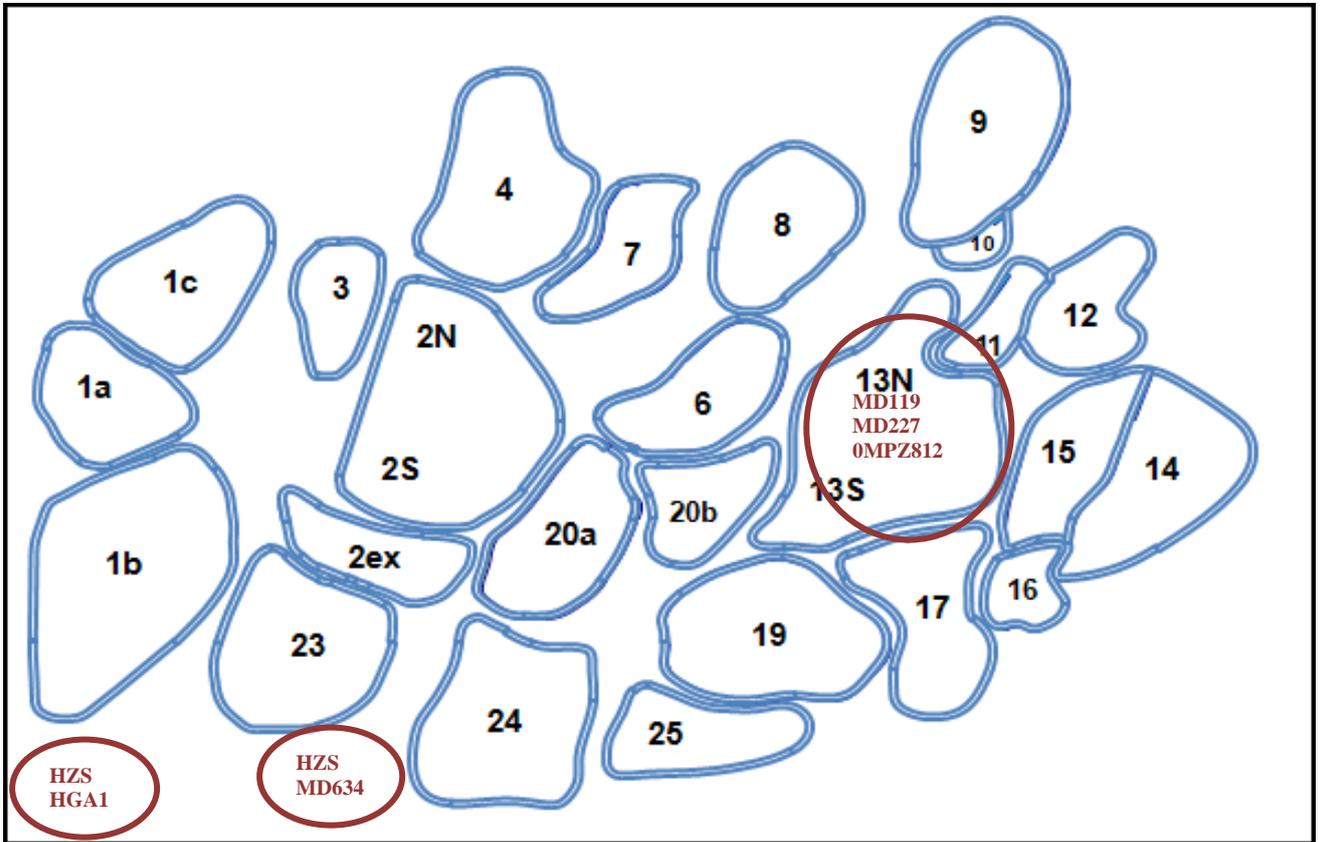


Figure I.2 Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du champ de HMD.

**I.6. Zonation du champ du Hassi-Messaoud :**

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices[2]. Une zone de production se définit comme un ensemble des puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement (Figure I.3).



**Figure I.3 :** Positions des puits testés dans les zones du champ de HMD.

**I.7. Conclusion :**

Le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite, hétérogène sur le plan vertical et horizontal, anisotrope par la présence de silts et discontinu par l'écoulement des fluides. Ce gisement se caractérise par sa formation d'âge cambro-ordovicien, son épaisseur est de l'ordre de 200 m.

**CHAPITRE**

**II**

**ESSAIS DE PUIITS ET  
TYPES D'ÉCOULEMENTS**

### II.1. Introduction :

Pour faire une interprétation d'un test de puits, il est nécessaire d'effectuer des mesures de pression en fonction du temps à l'aide des outils spécifiés [4].

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

### II.2. Principe des essais de puits :

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et enregistrer la réponse transitoire de pression [5]. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante:

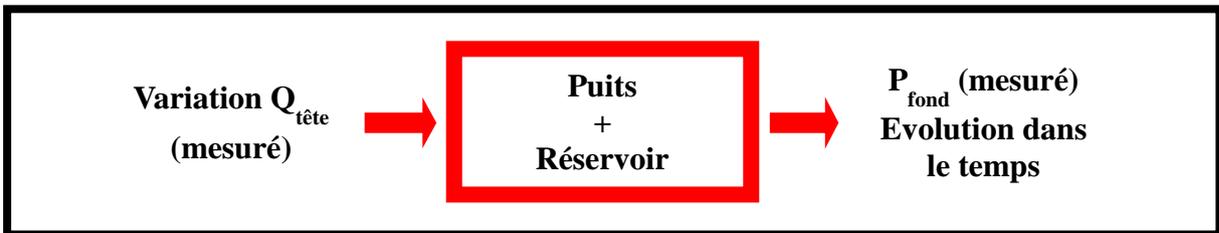


Figure II.1 : Principe des essais de puits.

### II.3. But des essais de puits :

Le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir pour estimer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation [6].

Chaque test de puits doit être suivi par une interprétation pour en tirer les informations nécessaires pour le Réservoir Engineering ; à savoir [7]:

- La perméabilité moyenne du réservoir aux fluides mobiles.
- La productivité de puits (**IP**).
- Le Skin.
- L'aire de drainage.
- La pression moyenne du réservoir.
- L'anisotropie des perméabilités.
- L'efficacité d'écoulement.
- Les limites de réservoir.
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits.
- La configuration de puits et réservoir.

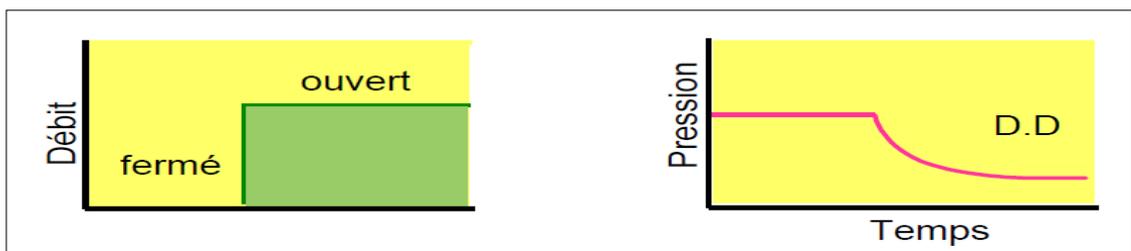
**II.4. Les différents Types de well test:**

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères [8]:

- *Selon la chronologie de test* : Les tests initiaux (Drill Stem Test), tests potentiels, et tests périodiques.
- *Selon le nombre de puits rentrant dans le test* : Les tests à un seul puits (Build Up ; Draw Down ; Fall Off), et les tests à plusieurs puits (Test d'interférence ; Pulse Test)
- *Selon le type de puits* : Les tests des puits producteurs (Build Up ; Draw Down) et des tests des puits injecteurs (Injectivity Test ; Fall Off).
- *Selon le mode de test* : En fermant le puits (Build Up ; Fall Off), en ouvrant le puits (Draw Down), en plusieurs fermetures et ouvertures successives (DST ; Interférence Test ; Pulse Test).

**II.4.1. Test en débit (Draw-down test):**

Un test en débit consiste à l'ouverture d'un puits initialement fermé à un débit constant Q et l'enregistrement de l'évolution de la pression (Figure II.2) [9].



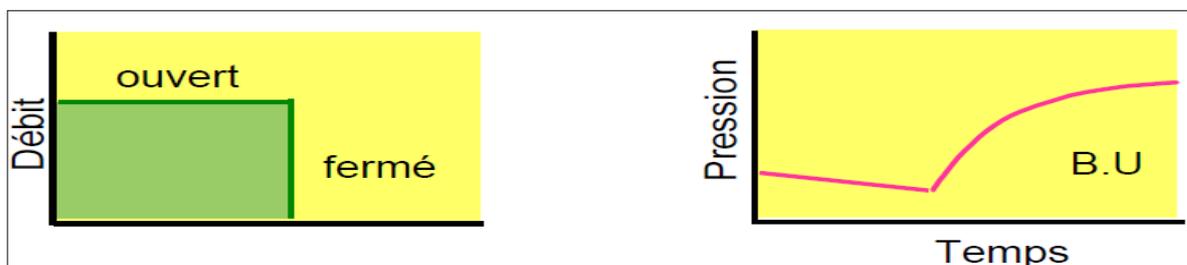
**Figure II.2 :** Séquence d'un test en débit.

Le test DRAW-DOWN est pratiquement applicable aux:

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

**II.4.2. Test de remonté de pression (Build-up test) :**

C'est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce type de test est utilisé pour obtenir les informations sur le puits et le réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert et l'enregistrement de l'évolution de la pression (Figure II.3) [9].



**Figure II.3 :** Séquence d'un test de remonté de pression.

**II.4.3. Fall off test :**

Ce type de test est réalisé aussi sur les puits injecteurs pour l'évaluation des caractéristiques du puits et du réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert (injecteur) et l'enregistrement de l'évolution de la pression induite par la variation du débit [9].

**II.4.4. Test d'injectivité :**

Ce test a pour objectif de déterminer la capacité d'absorption d'un puits. Il est réalisé sur les puits injecteurs. Ce test consiste à injecter un fluide à un débit connu  $Q$  dans un puits injecteur initialement fermé et l'enregistrement de la variation de pression causé par la perturbation [9].

**II.4.5. Test d'interférence :**

Un test d'interférence est un test multi-puits, au moins deux puits sont nécessaires, un puits d'observation et un puits active, ce test a pour but principale de déterminer l'existence d'interférence (communication) entre les puits testés. Et permet aussi de déterminer les caractéristiques du réservoir à une échelle plus grande [9].

**II.4.6. Le Drill Stem Test (DST):**

Ce test est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir [9].

**II.4.7. Autres tests :**

Il existe encore plusieurs types des essais de puits qui ont des objectifs différents, parmi lesquels : les essais de puits à pression constante, les tests de formation, les tests à impulsion, les tests multicouches, les tests d'interférence verticale ...etc. [5].

**II.5. La géométrie de l'écoulement dans le réservoir :**

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques [4]. La géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des l'écoulement suivants :

- Capacité de puits.
- Ecoulement radial circulaire.
- Ecoulement linéaire.
- Ecoulement sphérique et hémisphérique.
- Ecoulement bilinéaire.

Chaque type d'écoulement est caractérisé par une droite caractéristique (avec une pente) qui est utilisée comme un outil de diagnostic dans l'interprétation des courbes types (Figure II.4).

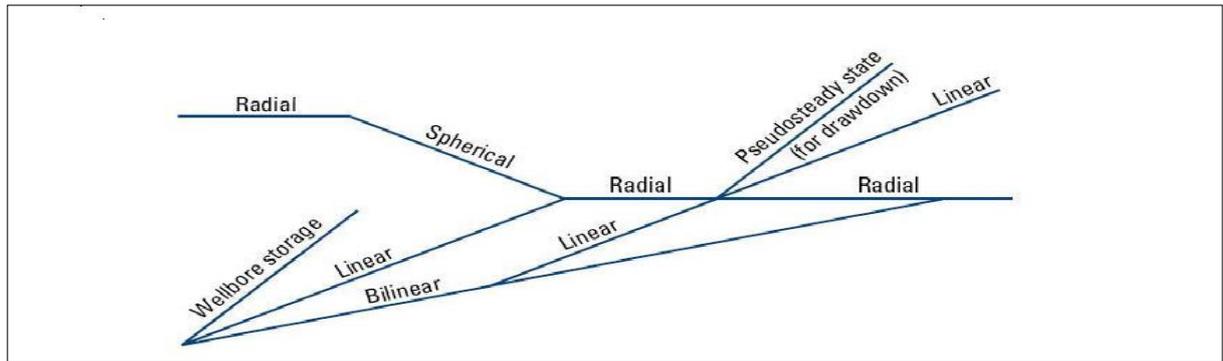


Figure II.4 : Outil de diagnostic des types d'écoulements (la pente).

**II.5.1. Capacité de puits (Well bore Storage) :**

Un essai de puits est commencé par une variation brutale du débit du puits. Cette variation se produit dans le puits : en tête de puits dans le cas général, plus près de la formation dans le cas des DST ou des fermetures de fond [10].

$$C = - \frac{\Delta V}{\Delta P} \quad \text{(II.1)}$$

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

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

**II.5.2. Écoulement radial circulaire :**

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir, l'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours du puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial (Figure II.5) [5].

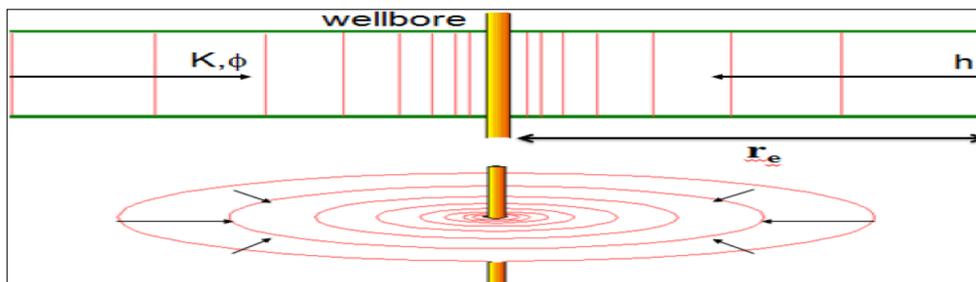


Figure II.5 : Écoulement radial circulaire.

**II.5.3. Écoulement linéaire :**

L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction (Figure II.6) [5].

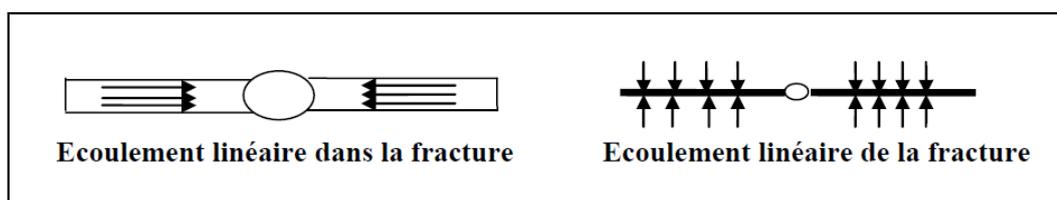
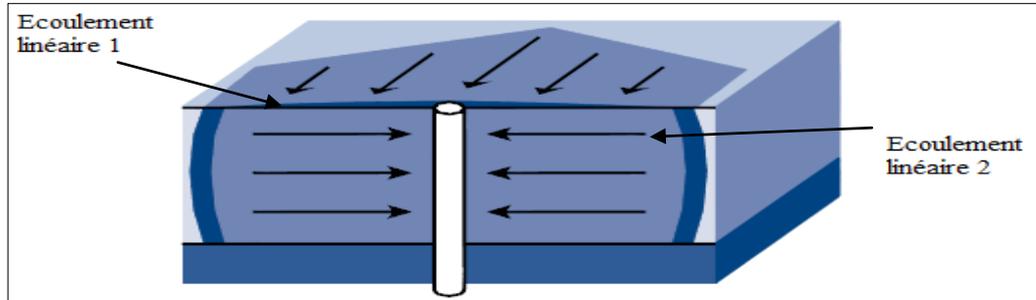


Figure II.6 : Les formes d'écoulement linéaire.

**II.5.4. Écoulement bilinéaire :**

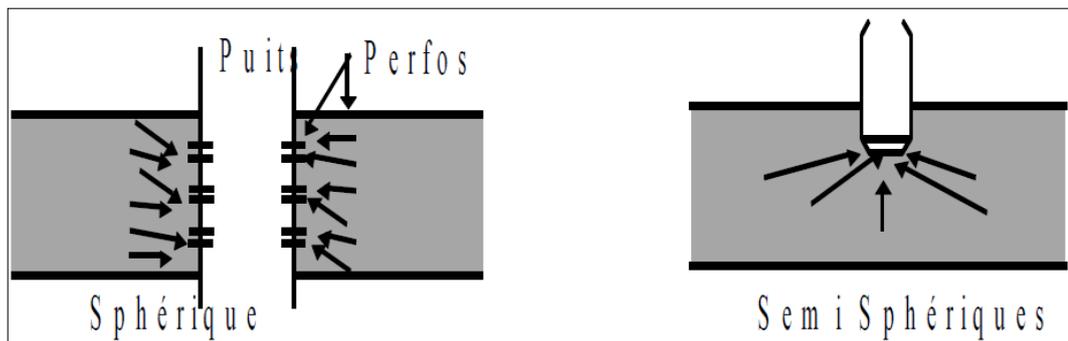
L'écoulement bilinéaire reflète deux écoulements linéaires simultanés de directions différentes, ce type d'écoulement survient dans les puits fracturés, les réservoirs faillés ou à double porosité à cause de la chute de pression entre la fissure et la matrice (Figure II.7).



**Figure II.7:** Écoulement bilinéaire.

**II.5.5. Écoulement Sphérique et hémisphérique :**

Selon le type de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits [5]. Un puits équipé d'un intervalle perforé limitée pourrait produire un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations (Figure II.8).



**Figure II.8:** Écoulement sphérique et hémisphérique.

**II.6. Régimes d'écoulements :****II.6.1. Régime Transitoire (Transient Flow):**

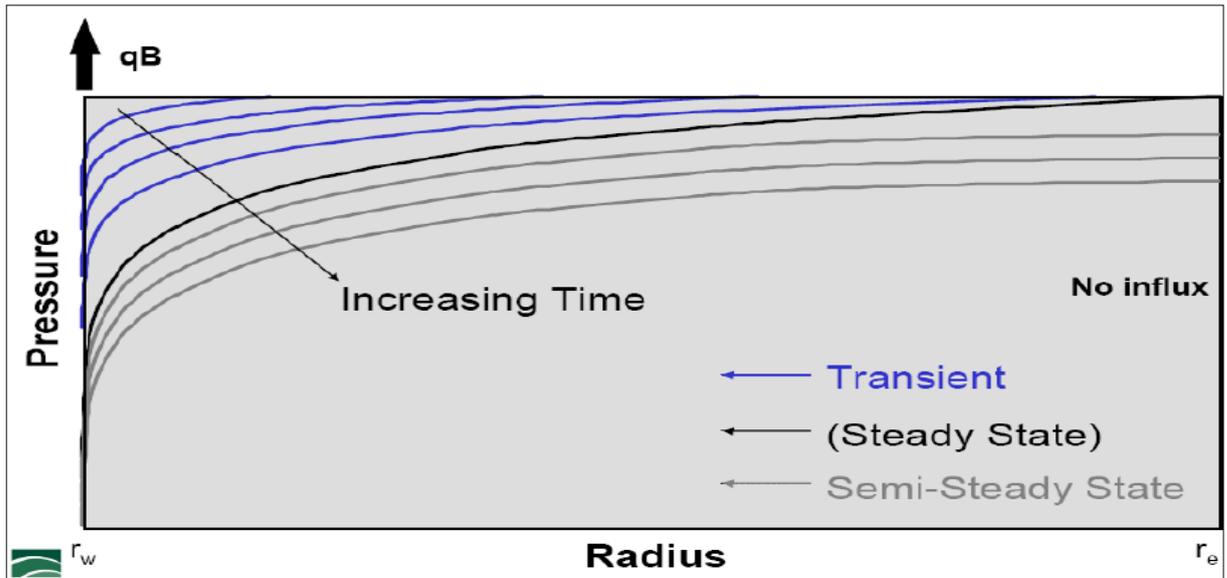
C'est le régime qui caractérise l'écoulement avant que la zone compressible atteigne les limites du réservoir [5].

**II.6.2. 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 [5].

**II.6.3. 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 (Figure II.9) [5].



**Figure II.9 :** Les différents régimes d'écoulement.

### II.7. Conclusion :

Le test de puits avec ses différents types est l'outil d'interprétation qui permet de donner une image sur le puits, le réservoir et ses limites et aussi de déterminer les régimes et types d'écoulements naturels ou engendrés par un Skin. Chaque type d'écoulement est caractérisé par une droite de pente variant de  $-1/2$  à  $1$ .

**CHAPITRE**

**III**

**NOTION ET TYPES  
DE SKIN**

**III.1. Introduction :**

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage et de traitement du puits [11].

Le Skin traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre :

- Le réservoir tel qu'il est.
- Le réservoir qu'il serait, s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits.

**III.2. Définition :**

Le Skin est une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits, qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le Skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits [7].

Il peut être calculé par la sommation des Skins comme suit :

$$S_t = S + S_p + S_{pp} + S_d + S_{th} + S_f + S_{ani} + S_L + S_m + S_f + S_{rc} + S' + S_{géo}. \quad (\text{III.1})$$

$$S_t = S + \sum \text{pseudo-Skin} \quad (\text{III.2})$$

**III.3. Les différents types de Skin:**

Ils se différencient selon leur origine.

**III.3.1. Le Skin d'endommagement :**

Le Skin d'endommagement représente la perte de charge entre le réservoir et le puits, dans ce cas elle est due aux variations de perméabilité aux abords du trou ; ce Skin a plusieurs origines parmi elles [12] :

- L'endommagement dû au fluide de forage.
- L'endommagement dû à la cimentation.
- L'endommagement dû à la perforation.
- L'endommagement dû à la complétion et au fluide du work over.
- L'endommagement dû au gravel pack.
- L'endommagement pendant la production.
- L'endommagement durant le traitement de stimulation.

**Remarque :**

Un endommagement correspond à un Skin positif, en cas de colmatage des abords du puits, le Skin peut prendre des valeurs très importantes, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et l'endommagement est fort. Dans le cas d'un traitement par exemple qui montre une amélioration de perméabilité, l'endommagement correspond à un Skin négatif.

- ✓ La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de plusieurs façons :

III.3.1.1. Skin infinitesimal :

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

$$\Delta p_s = \frac{\mu QBS}{2\pi Kh} \tag{III.3}$$

Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au Skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits (Figure III.1) [4].

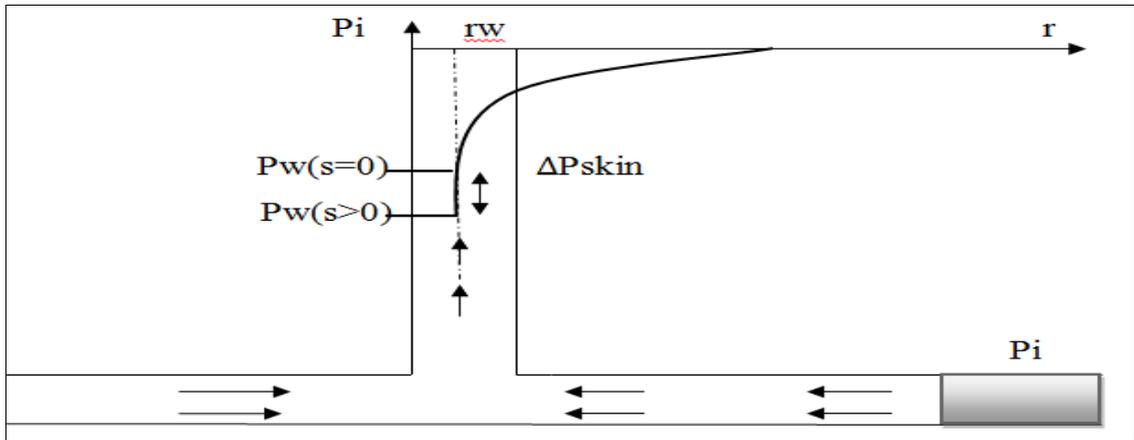


Figure III.1 : Skin infinitesimal.

III.3.1.2. Skin d'épaisseur finie :

Consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon  $r_s$  et de perméabilité  $K_s$  autour du puits. Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo-permanent. Il est régi par la loi de Darcy (Figure III.2) [4].

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

$$\Delta p_s = p_{w,s} - p_{w,s=0} = \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k_s \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{III.4}$$

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

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{III.5}$$

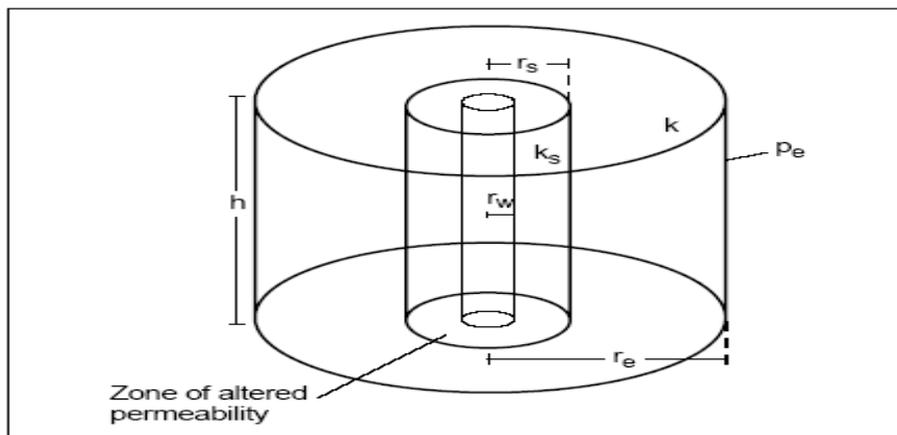


Figure III.2 : Skin d'épaisseur finie.

III.3.1.3. Rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon  $r_w$  et de Skin  $S$  par un puits effectif de rayon  $r'_w$  et de Skin nul. Le rayon  $r'_w$  est déterminé de façon à ce que la perte de charges entre  $r_s$  et  $r'_w$  dans le puits effectif soit égale à la perte de charge entre  $r_s$  et  $r_w$  dans le puits réel (Figure III.3) [11].

$$\Delta P (r'_w, s = 0) = \Delta P (r_w, s > 0) \tag{III.6}$$

$$\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k_s \cdot h} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \left( \ln \frac{r_s}{r_w} + s \right) \tag{III.7}$$

D'ou:

$$r'_w = r_w e^{-s} \tag{III.8}$$

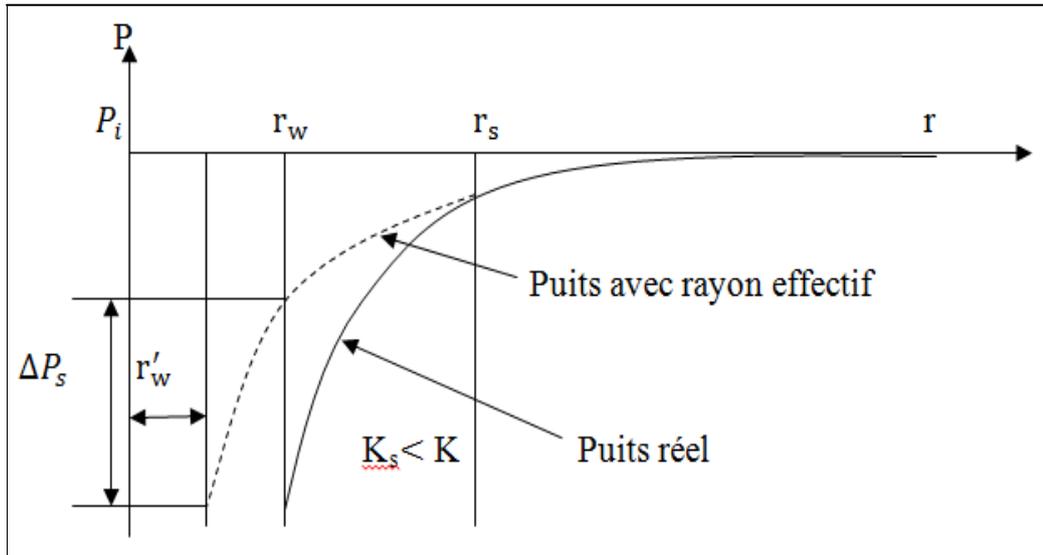


Figure III.3 : Skin de Rayon effectif.

III.3.2. Le pseudo-Skin :

III.3.2.1. Skin dû aux perforations ( $S_p$ ) :

Le Skin dû aux perforations englobe plusieurs phénomènes :

- La restriction aux écoulements apportée par le trou de la perforation : Skin positif.
- Le poinçonnement du réservoir par l'opération de perforation : Skin négatif (mini fracture).
- Le fait que sur un ensemble de perforations seules quelques unes sont actives : Skin positif (Figure III.4) [11].

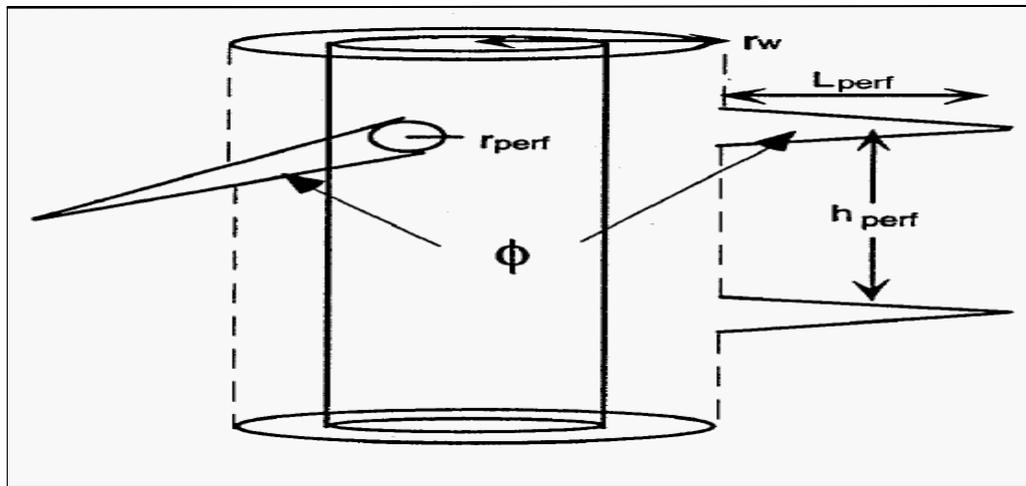


Figure III.4 : Skin de perforation.

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations, on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le Skin ( $S_p$ ) appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perforations [9]. Pour le calcul du Skin dû à la perforation, le facteur est divisé à des composantes individuel: L'effet de plan  $S_H$  ; l'effet de convergence vertical  $S_V$  ; et l'effet de Well bore ( $S_{wb}$ ). L'effet du Skin total de la perforation peut être exprimé par :

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb} \tag{III.9}$$

**Estimation des différents termes du Skin de perforation [9] :**

• **Estimation de  $S_H$  :**

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r_w(\theta)} \tag{III.10}$$

Avec  $r_w(\theta)$  : le rayon de puits effectif, il est fonction de l'angle  $\theta$  .

$$r_w(\theta) = \begin{cases} \frac{L_{perf}}{4} & \dots \dots \dots \theta = 0 \\ a_\theta (r_w + L_{perf}) & \dots \dots \dots \theta \neq 0 \end{cases} \tag{III.11}$$

La constante  $a_\theta$  dépend de l'angle de perforation obtenue par le tableau III.1.

Ce Skin est négatif (sauf si  $\theta = 0$ ), mais sa contribution au Skin total est généralement faible.

• **Estimation de  $S_V$  :**

Pour obtenir  $S_V$ , deux variables sans dimension doivent être calculé [9]:

$$h_D = \frac{h_{perf}}{L_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \tag{III.12}$$

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

$$r_D = \frac{r_{\text{perf}}}{2h_{\text{perf}}} \left( 1 + \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right) \tag{III.13}$$

Le pseudo-Skin vertical est donc :

$$S_V = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \tag{III.14}$$

Tel que :  $a = a_1 \log r_D + a_2$  (III.15)

$$b = b_1 r_D + b_2 \tag{III.16}$$

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 contribue le plus dans  $S_P$  pour une densité de perforation faible [9].

**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	1,9E-3	6,155
60°	0 ,813	-1 ,898	0 ,1023	1,3654	1,6490	3 E-4	7,509
45°	0,860	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392	4 ,6 E-5	8,791

• **Estimation de  $S_{wb}$  :**

Pour l'estimation de  $S_{wb}$ , un paramètre sans dimension doit être calculé [9] :

$$r_{wD} = \frac{r_w}{L_{\text{perf}} + r_w} \tag{III.17}$$

En suite :

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \tag{III.18}$$

Les constantes  $C_1$  et  $C_2$  sont obtenues dans le tableau III.1.

**III.3.2.2. Skin due à la pénétration partielle :**

La pénétration partielle ( $S_{PP}$ ) est lorsque le puits produit par une hauteur inférieure à la hauteur utile du réservoir (Figure III.5), il dépend de plusieurs éléments :

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

- La position des perforations.
  - La perforation partielle du réservoir peut être décidée volontairement :
    - Pour éviter la venue des fluides indésirables : le puits est perforé au bas de la zone utile au voisinage d'un contact gaz-huile et en haut au voisinage d'un aquifère sous-jacent.
    - Pour produire par les zones de meilleures caractéristiques quand, pour des raisons économiques ou techniques, toute la hauteur utile d'un réservoir épais et hétérogène ne peut être perforée [4].
      - Une pénétration partielle peut se manifester alors qu'elle n'était pas attendue :
        - Quand une portion faible localisée des perforations est active. Les diagraphies de production du puits permettent d'estimer la hauteur perforée efficace.
        - Quand la hauteur utile est délimitée par des zones estimées étanches. Cette étanchéité est le plus souvent à partir des mesures aux puits, diagraphie par exemple.

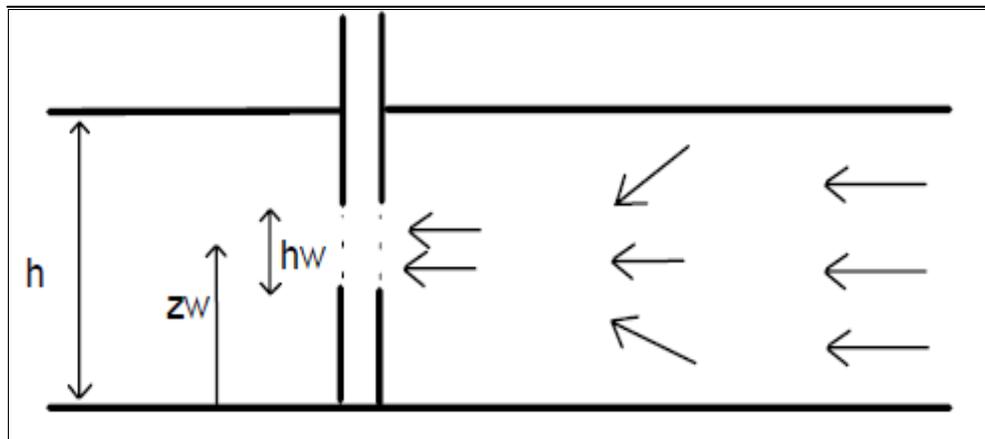


Figure III.5 : Skin de pénétration partielle.

Lorsque le rapport de pénétration :  $h_{pD} = \frac{hw}{h}$  (III.19)

Le groupe sans dimension épaisseur anisotropie :  $r_d = \frac{r_w}{h} \left( \frac{k_v}{k_h} \right)^{1/2}$  (III.20)

$S_{pp}$  s'exprime : [7]

$$S_{pp} = \left( \frac{1}{h_{pD}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_d} + \frac{1}{h_{pD}} \ln \left( \frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left( \frac{A-1}{B-1} \right)^{1/2} \right) \quad (III.21)$$

$$A = \left( \frac{1}{h_{1D} + h_{pD}/4} \right) \quad (III.22)$$

$$B = \left( \frac{1}{h_{1D} + 3h_{pD}/4} \right) \quad (III.23)$$

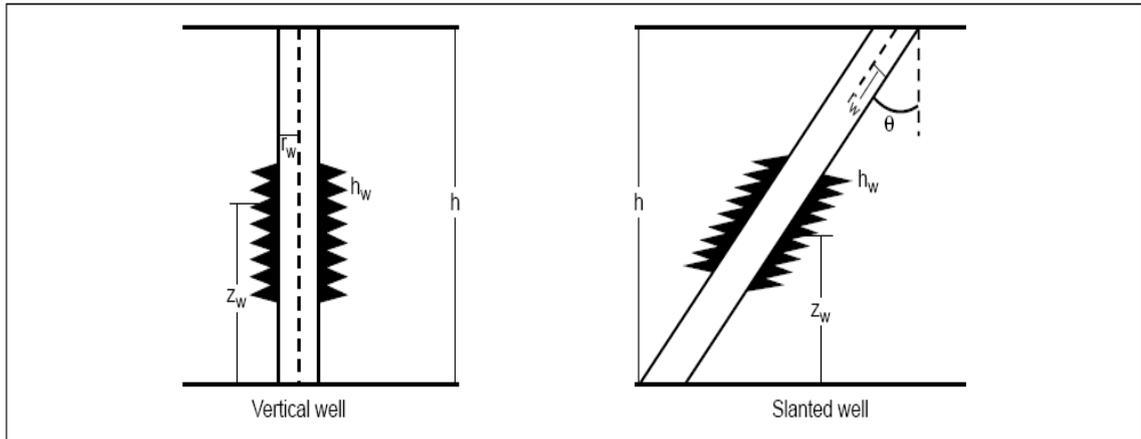
$$h_{pD} = \left( \frac{h_p}{h} \right) \tag{III.24}$$

Ou  $h_{1D} = \frac{1-h_{pD}}{2}$  (par : Paul Papatzaco, 1987) (III.25)

**III.3.2.3. 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 (Figure III.6). L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits, elle contribue à un Skin négatif. L'inclinaison du puits apporte des modifications à l'interprétation [10].

Trois paramètres ont une influence sur ce type de Skin : L'inclinaison du puits par rapport à la normale au pendage, l'anisotropie de perméabilité  $k_v/k_H$  et le rapport entre la hauteur utile et le rayon du puits  $h_u/r_w$ .



**Figure III.6 : Skin d'inclinaison.**

H.CINCO et Al donnent une expression permettant de calculer le Skin d'inclinaison  $S_d$  :

$$S_d = - \left[ \frac{\theta'}{41} \right]^{2.06} - \left[ \frac{\theta'}{56} \right]^{1.865} * \log \left[ \frac{h_D}{100} \right] \tag{III.26}$$

$$\theta' = \text{Artg} \left[ \sqrt{\frac{k_v}{k_H} \text{tg}\theta} \right] \tag{III.27}$$

(Exprimé en degrés)

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \tag{III.28}$$

**III.3.2.4. Skin due à l'écoulement multiphasique :**

L'écoulement à phases multiples dans le réservoir affectera la perméabilité relative aux abords du puits et sera vu comme un effet de Skin dans les résultats de test. Cela est appelé un effet de l'écoulement multiphasique dans un puits de pétrole et un effet de l'obstruction du condensat dans les puits du gaz généralement [10]. Le Skin dû à l'écoulement multiphasique  $S_m$ , peut être calculé par :

$$S_m = \frac{16.2}{1+0.8 \frac{P_{wf}}{P_b}} - \ln(r_e/r_w) \quad \text{où : } P_b > P_{wf} \quad \text{(III.29)}$$

III.3.2.5. Skin d'un puits horizontal :

Le Skin total d'un puits horizontal est composé d'un :

- Skin de puits (colmatage, écart à la loi de Darcy)  $S_w$ .
- Skin d'anisotropie  $S_a$ .
- Skin géométrique  $S_g$  traduit l'amélioration qu'apporte la géométrie du puits à la production quand on compare le puits horizontal à un puits vertical.

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 (Figure III.7) [4].

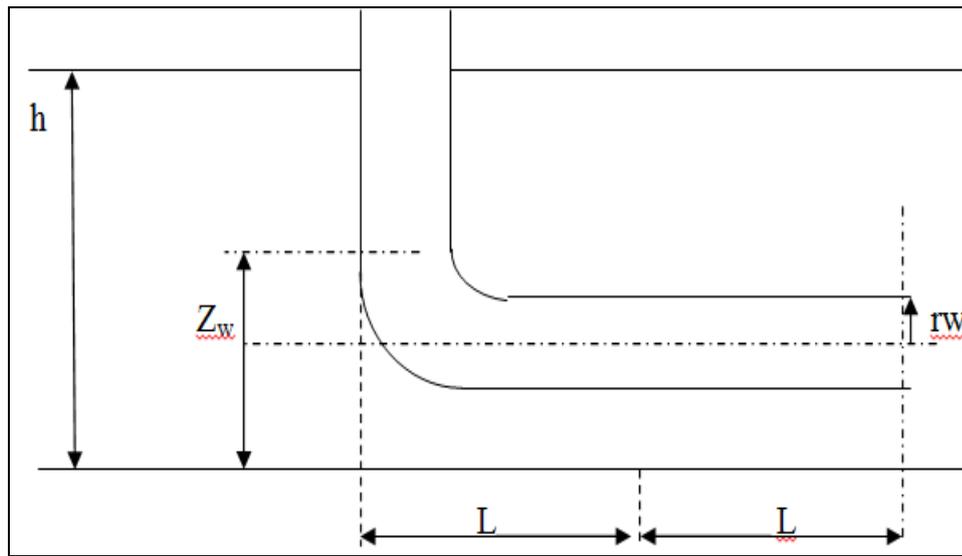


Figure III.7 : Skin d'un puits Horizontal.

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

$$S_{th} = S_g + \frac{h}{2L} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} S_w \quad \text{(III.30)}$$

$$S_w = S_{tv} - S_{ani} \quad \text{(III.31)}$$

$$S_{ani} = \ln \left[ \left( \frac{K_h}{K_v} \right)^{1/4} \frac{2}{1 + \sqrt{(K_h/K_v)}} \right] \quad \text{(III.32)}$$

Le calcul de Skin géométrique  $S_g$  :

$$S_g = 0.81 - \ln \frac{L}{r_w} + S_{zt} \quad \text{(III.33)}$$

Tel que :

$$S_{zt} = -1.151 \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \frac{h}{L} \log \left[ \frac{\pi r_w}{h} \left( 1 + \sqrt{\frac{K_v}{K_h}} \right) \sin \frac{\pi z_w}{h} \right] - 0.5 \frac{K_h}{K_v} \frac{h^2}{L^2} \left( \frac{1}{3} - \frac{z_w}{h} + \frac{z_w^2}{h^2} \right) \quad \text{(III.34)}$$

$S_{zt}$  : Skin total mesure pendant l'écoulement radial vertical.

**II.3.2.6. Skin d'injection (variation de mobilité) :**

L'injection d'un fluide dans un réservoir homogène détermine autour du puits deux zones de caractéristiques différentes. Les méthodes d'interprétation présentées ici supposent les deux zones concentriques [11].

Cette hypothèse est vérifiée quand le fluide injecté a une mobilité  $(k_w/\mu_w)_1$  inférieure à la mobilité du fluide en place  $(k_o/\mu_o)_2$ , dans le cas contraire des digitations peuvent se produire (Figure III.8).

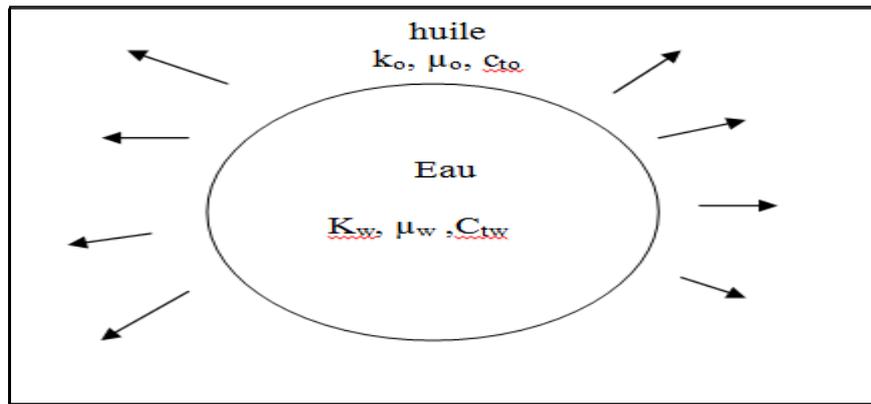


Figure III.8 : Skin d'injection.

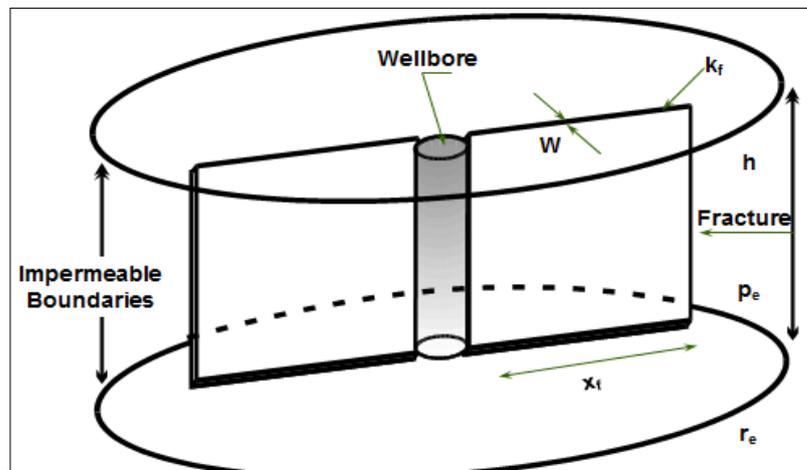
Le Skin de l'injection  $S_{rc}$  est calculé par [13] :

$$S_{rc} = \frac{1}{M} S_{inner\ zone} + \left(\frac{1}{M} - 1\right) \ln \frac{r_i}{r_w} \tag{III.35}$$

$$M = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} \tag{III.36}$$

**III.3.2.7. Skin dû à la fracturation hydraulique :**

Le Skin géométrique  $S_f$  autour de la fracturation traduit les pertes de charge supplémentaires engendrées par le fait que les abords immédiats de la fracture ont souvent une perméabilité différente de celle existant plus loin dans le réservoir (Figure III.9) [4]. Cette différence est par exemple due à l'opération de fracturation hydraulique qui modifie les saturations près de la fracture.



**Figure III.9 :** Représentation de la fracture verticale.

La stimulation due à la fracturation se traduit par un Skin négatif pendant l'écoulement radial [13]. Ce Skin géométrique est défini par :

$$X_f = 2 \cdot r_w \cdot e^{-s} \quad (\text{ft, m}) \quad (\text{III.37})$$

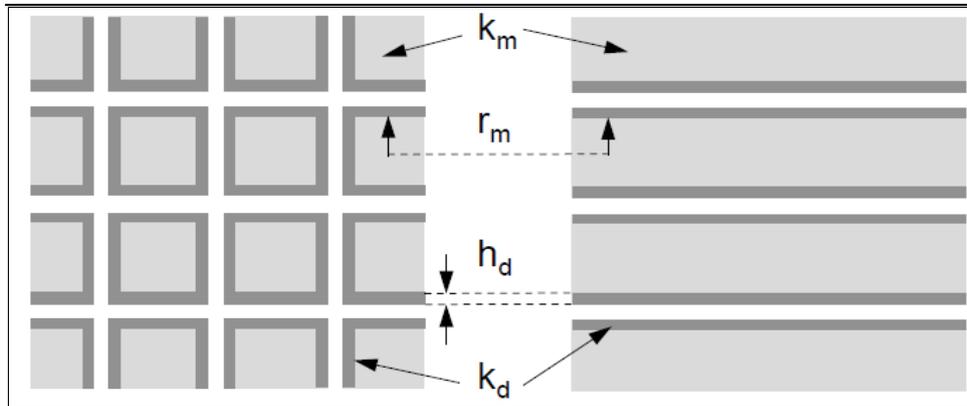
$$S_f = 0,81 - \ln \frac{X_f}{r_w} \quad (\text{III.38})$$

**III.3.2.8. Skin produit par un réservoir double porosité :**

Lorsqu'un endommagement est présent à la surface des blocs matériels (Skin d'inter-porosité adimensionnel), l'écoulement de la matrice vers les fissures est appelé « restricted interporosity flow » (Figure III.10) [11]. Le calcul du Skin donne une valeur surévaluée  $S_f$  :

$$S_f = S + 0.5 \ln (1/\omega) \quad (\text{III.39})$$

O   $\omega$  est la capacité des fissures



**Figure III.10 :** Géométrie de la double porosité.

- $k_m$  est la perméabilité de la matrice.
- $k_d$  et  $h_d$  la perméabilité et l'épaisseur de la couche entre les blocs matricielles.
- $r_m$  est la taille caractérise les blocs matriciels.

**III.3.2.9. Skin de multicouches communicantes :**

Les réservoirs sont le plus souvent formés d'une superposition de plusieurs couches de caractéristiques différentes qui peuvent éventuellement communiquer dans le réservoir et provoquent un Skin (Figure III.11) [9].

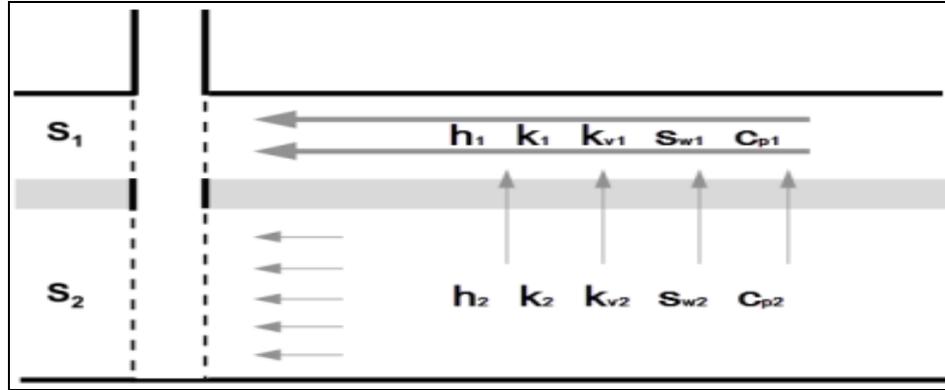


Figure III.11: Skin d'un réservoir bicouches communicantes.

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

$$S_L = 0.5 \sum \kappa_i \text{Ln}(\kappa/\omega)_i \tag{III.40}$$

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

$\kappa$  : est le contraste de la transmissivité entre les deux couches.

Le Skin global est constitué de deux composantes :  $S_L$  défini par l'équation précédente et un Skin mécanique moyen  $\bar{S}$  qui s'exprime par :

$$\bar{S} = \sum_{j=1}^n \frac{K_j \cdot h_j}{K_{htot}} S_j \tag{III.41}$$

$$\text{Ou : } \bar{S} = \sum_{j=1}^n \kappa_j \cdot S_j \tag{III.42}$$

$$S_{global} = \bar{S} + S_L \tag{III.43}$$

**III.3.2.10. Skin dû à l'écart de loi de Darcy (effet de turbulence pour les puits à gaz) :**

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

Un Skin positif, fonction du débit, traduit les pertes de charge supplémentaire due à cet écart de la loi de Darcy [11].

$$S' = S + D \cdot q \tag{III.44}$$

Dans une séquence multi-débit, l'analyse est faite par rapport au réservoir de débit ( $q_n, q_{n-1}$ ), et le Skin se calcul par la variation de  $\Delta P_{Prés}$  entre la période  $n$  et  $n-1$  qui s'exprime :

$$S' = S + D (q_n + q_{n-1}) \tag{III.45}$$

**III.3.2.11. Skin produit par l'anisotropie de perméabilité  $S_{ani}$  :**

Une perméabilité horizontale moyenne est utilisée dans un modèle de réservoir isotopique équivalent [4]. Les distances sont réparties dans les deux directions principales de perméabilité  $k_{max}$  et  $k_{min}$  (Figure III.12).

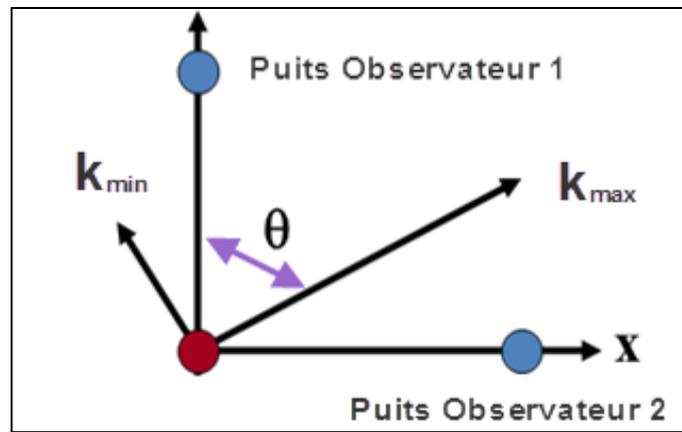


Figure III.12 : Skin d’anisotropie de Perméabilité.

La section du puits est sous forme d'une ellipse dont la surface est identique à celle du puits, le puits elliptique se comporte comme cylindrique dont le rayon est le moyen du grand et du petit axe, produisant un Skin apparent négatif [4].

Calcul de  $S_{ani}$  :

$$r_{wa} = \frac{1}{2} r_w [\sqrt[4]{k_{min}/k_{max}} + \sqrt[4]{k_{max}/k_{min}}] \quad (\text{ft, m}) \quad \text{(III.46)}$$

$$S_{ani} = -\ln \frac{\sqrt[4]{k_{min}/k_{max}} + \sqrt[4]{k_{max}/k_{min}}}{2} \quad \text{(III.47)}$$

$$S_{ani} = -\ln \left[ \frac{\sqrt{k_{min}} + \sqrt{k_{max}}}{2\sqrt{k}} \right] \quad \text{(III.48)}$$

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

### III.3.2.12. 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 [11].

### III.4. Conclusion :

Le Skin est une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits qui se subdivise en deux composantes : le Skin d’endommagement (Skin infinitésimal, Skin infinie, rayon effectif) et le pseudo-Skin ( $S_p, S_{pp}, S_d, S_m, S_{th}, S_{rc}, S_f, S_f, S_L, S_{ani}, S', S_g, \dots$ ). La différence entre ces Skins revient à leur origine et engendre un type d’écoulement bien spécifié, chaque type a ces propres formules de calculs.

**CHAPITRE**

**IV**

**CALCUL, ANALYSE  
ET EVALUATION  
DU SKIN**

**VI.1. Introduction :**

Le champ pétrolier de Hassi-Messaoud connaît plusieurs types d'endommagements qui diffèrent d'un puits à l'autre, d'autre part un seul puits peut comporter plusieurs endommagements d'origines différentes. Notre étude sur les puits : MD119, MD634, MD227, OMPZ812, HGA1 a montré que la pénétration partielle est le facteur le plus influençant (la plus part des puits sont équipés par des crépines ou des liners cimentés perforés).

- Cette étude élabore toutes les décisions prise par la société pour remédier à des solutions en vue d'éliminer l'endommagement (soit le test a été pris en considération ou non).
- Notre évaluation se base sur deux critères importants :
  1. La réponse du Well Test interprétée par le plot fait avec le logiciel Saphir, avec ses différents résultats de  $S$ ,  $K$ ,  $H_{\text{utile}}$  ...etc.
  2. L'analyse nodale faite par le logiciel Pipesim utilisant les données du Well Test et ceux du jaugeage pour déterminer le point de fonctionnement du puits en se calant aux résultats réels, puis le jeu de sensibilité diffèrera d'un puits à l'autre en variant  $Q$ ,  $H_{\text{utile}}$ , le Skin...etc.

**VI.2. Données utilisées :**

- Enregistrements de la variation de pression en fonction du temps et des gradients de pressions 'remontée ou descente' lors des différents tests (BU et DST).
- Données obtenues par les tests :  $P_g$ , PFD,  $P_t$ ,  $Q$ , IP,  $K$  et le diamètre des duses ; MD119 (DST 21/08/2006, DST 16/05/2014, BU 02/10/2014), MD634 (DST 18/08/2010, DST 02/09/2010), MD227 (BU 12/12/2008), OMPZ812 (BU 17/11/2007), HGA1 (BU 15/11/2013).
- Données géologiques : profondeur, épaisseur, saturation en huile et en eau des réservoirs.
- Données des jaugeages : diamètre des duses,  $Q_h$ ,  $Q_g$ , GOR,  $P_t$ ,  $P_p$ ,  $P_s$ ,  $T_h$ ,  $Q$  d'eau ; MD119 (du 29/11/1991 au 05/06/2015), MD634 (du 16/08/2010 au 06/02/2012), MD227 (du 29/6/2007 au 04/06/2009), OMPZ812 (du 20/06/2005 au 25/04/2008), HGA1 (du 05/11/1992 au 11/03/2013).
- Données fournies par les enregistrements PLT (pression des différentes séquences des DST pour déterminer les pressions hydrostatiques exercées par la boue).
- Les données PVT : viscosité  $\mu$ , compressibilité  $c_t$ , ... etc.

**NB :** Ces données sont prise du Data banque de l'entreprise Sonatrach.

### VI.3. Description et utilisation du logiciel Saphir :

Le Saphir est un logiciel d'interprétation équipé de plusieurs modèles de réservoir (les courbes types) avec les effets de limites. L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :

- Entrer les enregistrements du test ainsi que les caractéristiques du puits ( $\Phi$ ,  $c_t$ ,  $h$ ,  $q$ ,  $\mu$ ...etc.) déterminés à la pression moyenne du réservoir.
- Le modèle qui correspond au test est choisi en fonction de la géologie de la zone (fissure, faille...etc.) qui entoure le puits.
- Dans les interprétations du test de puits deux types de courbes sont utilisées. Tracer la courbe log-log de toutes les données sur test pour identifier les régimes de débit et sélectionner le modèle du réservoir le plus approprié avec la courbe de dérivée (courbe de diagnostic).

Des courbes types spécialisées sont nécessaires et elles sont spécifiques à chaque régime d'écoulement identifié sur la courbe log-log, ( $dP = f(dt)$ ,  $dP = f(\sqrt{dt})$ ,  $dP = f(\sqrt[4]{dt})$ ,  $dP = f(1/\sqrt{dt})$ ).

Le Saphir est un outil d'interprétation du Well Test basé principalement sur la méthode de la dérivée de pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillé de production, On y trouve en plus de la partie analytique la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires, il est employé pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique.

Le Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de la tendance et l'analyse de la pression, un module de contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets du Well bore [4].

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle, la génération de modèle peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression. Le type d'écoulement dans le réservoir ou celui engendré par le Skin de valeur positive ou négative est visible sur le plot. Le Skin d'endommagement est élevé si la bosse entre le Well bore Storage et l'écoulement du réservoir est grande, tandis que la présence et le type du pseudo Skin sont déterminés par l'écoulement engendré par ce dernier par des pentes tel que  $:-1/2$  pour le Skin de pénétration partielle,  $1/2$  pour l'écoulement linéaire,  $1/4$  pour l'écoulement bi-linéaire engendré par le Skin de fracturation ... etc.

Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulements, par exemple les courbes MDH et Horner.

#### VI.4. Aperçu sur le logiciel d'optimisation Pipesim:

Le Pipesim (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes:

- La définition des points de fonctionnement des puits  $Q_{liq}$ ,  $P_{wf}$  (le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP).
- L'étude de sensibilité des points de fonctionnement par la variation des paramètres :
  - ◆ Les paramètres des fluides : la densité d'huile, le water-cut, le GOR.
  - ◆ Les paramètres du réservoir : la pression, température, perméabilité et l'épaisseur du réservoir, le Skin aux abords du puits, son rayon, le rayon de drainage.
- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.
- L'analyse des puits multilatéraux.

Le Pipesim est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire et simuler l'écoulement et la température dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité du Pipesim nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré. En séparant la modélisation de chaque composante du système de production, Pipesim permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching, Pipesim s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible. Une fois un modèle du système a été réglé aux vraies données de champ, Pipesim peut être utilisé avec confiance pour modeler le système de production, simuler son comportement et étudier sa sensibilité aux différents paramètres [14].

Le Pipesim comporte deux modèles :

- **Well Performance Analysis:** Ce module permet de créer les modèles des puits avant de les intégrer dans le modèle du réseau.
- **Network Analysis:** Ce module nous offre la possibilité de simuler le comportement de tout un réseau de puits et d'étudier l'effet des différents paramètres de ce réseau sur la production de chaque puits.

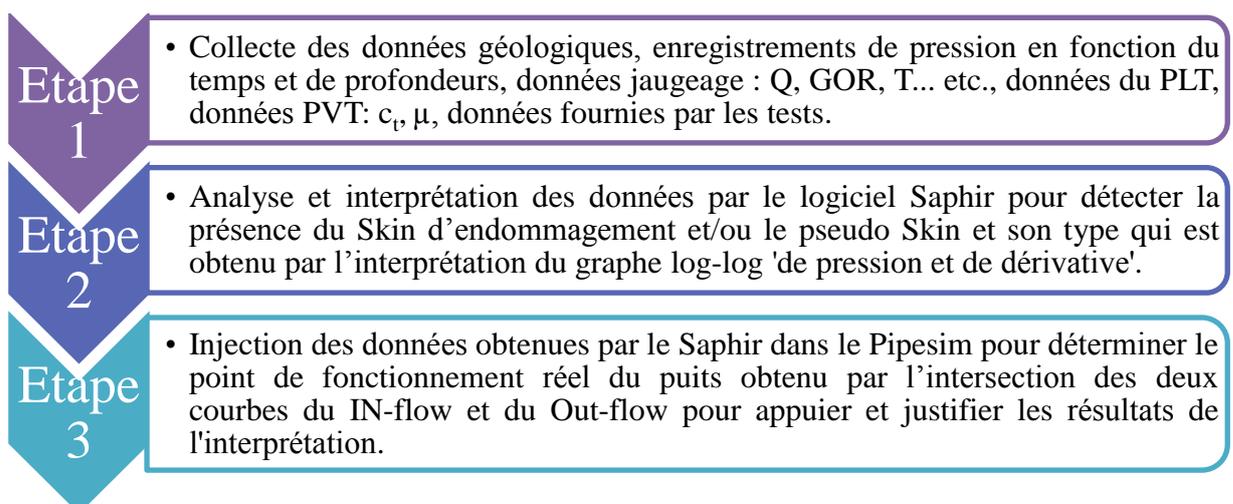
✓ **Fonctionnement du logiciel :**

Après le choix et la construction du modèle du puits :

- Introduire les paramètres du réservoir : PFS, PFD,  $T_{res}$ , Q.
- Introduire les paramètres du puits :  $P_t$ , T de surface ( $T^\circ$  ambiante), la longueur et le diamètre intérieur du tubing, la longueur de la partie du casing qui se trouve entre le packer et le fond du puits, le diamètre intérieur du casing, la côte de perforation.
- Introduire le type du fluide : Black oil dans notre cas avec ces paramètres GOR, Water-cut, API et les caractéristiques du point de bulle.
- Modélisation des puits (flow correlations matching) : dans cette étape le logiciel va construire un modèle à partir des données introduites (Input data) et il nous propose plusieurs corrélations pour le modèle construit et c'est à nous de choisir la meilleure corrélation qui s'adapte bien à notre cas.
- Après le choix de corrélation convenable, l'application de l'analyse nodale (Nodal analysis) pour définir le point de fonctionnement du puits.
- Etudier la sensibilité de quelques paramètres qui influent sur l'Inflow (l'écoulement dans le milieu poreux) telle que : la pression du réservoir et ceux influençant sur l'Outflow (l'écoulement dans le tubing), le GOR,  $P_t$  et le water-cut, pour réaliser l'objectif de notre travail, qui est l'étude du Skin [15].

**VI.5. Plan d'analyse :**

Les outils choisis pour ce travail sont le Saphir et le Pipesim et les étapes à suivre pour l'analyse des données sont présentées dans la figure VI.1.



**Figure VI.1 :** Plan d'analyse du travail.

L'ensemble des résultats sera une base pour étudier le type d'endommagement et son origine, suivi par une évaluation qui expliquera et justifiera ces résultats.

VI.6. Calcule des différents Pseudo-Skins :

Tableau VI.1 : Calcule du Skin de perforation.

Puits	test	rw Ft)	L <sub>perfo</sub> ft	r <sub>perfo</sub> ft	q degré	a(q)	r'w(q) ft	SH	K <sub>h</sub> /K <sub>v</sub>	h perfo 1/shot/ft	H <sub>d</sub>	r <sub>d</sub>	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	b <sub>1</sub>	b <sub>2</sub>	a	b	Sv	r wd	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	S <sub>wb</sub>	S <sub>p</sub>
MD119	BU2014	0,25	2,5	0,0254	60	0,813	2,24	-2,19	373,13	0,167	1,29	0,04	-1,898	0,1023	1,3654	1,862	2,69	1,92	1,46	0,09	3,00E-04	7,509	6,99E-04	-0,72282
HGA1	BU2013	0,254	2	0,0254	60	0,813	1,83	-1,98	160	0,167	1,05	0,02	-1,898	0,1023	1,3654	1,8672	3,02	1,90	1,28	0,112689	3,00E-04	7,509	3,00E-04	-0,68634

Remarque :

Le Skin de perforation prend des valeurs négatives, mais ces valeurs sont presque négligeables dans la sommation des différents pseudo-Skins.

Tableau VI.2 : Calcule du Skin d'inclinaison.

Puits	test	θ (Degré)	θ (Rad)	K <sub>v</sub> /K <sub>h</sub>	K <sub>h</sub> /K <sub>v</sub>	Hu(Lump) (m)	r <sub>w</sub>	h <sub>d</sub>	θ' (Rad)	θ' (Degré)	S <sub>d</sub>
MD119	BU 2014	7	0,0698132	0,00286	349,65035	20	0,25	1495,9152	0,00374	0,616772	-0,00044
MD 119	DST 2014	7	0,069813	2	0,5	87	0,0762	807,32664	0,098571	0,889133	-0,00077

**Tableau VI.3 :** Calcule du Skin de pénétration partielle.

Puits	test	complétion	$r_w$ (m)	$h$ (m)	$h_w$ (m)	$K_v/K_h$	$r_D$	$h_{pD}$	$h_{1D}$	A	B	$S_{pp}$
MD227		CREPINE	0,0762	70	39,8	1	0,001089	0,5685714	0,215714	2,794411	1,557286	3,895544
MD 634	DST 2010	OH	0,0762	48	17,4	0,108	0,000522	0,3625	0,31875	2,442748	1,693122	9,925913
MD 119	DST 2014	OH	0,0762	87	42,43	2	0,001239	0,4877011	0,256149	2,64498	1,60791	5,184715
MD 119	BU 2014	LCP	0,0762	20	4,29	0,000268	6,24E-05	0,2145	0,39275	2,240269	1,806277	27,22933

**Tableau VI.4 :** Calcule du Skin horizontal.

Puits	tests	$r_w$ (m)	$h$ (m)	L (m)	$K_v/K_h$	$K_h/K_v$	$Z_w$	$S_{zt}$	$S_g$	$S_{ani}$	$S_{rad}$ (Interprétation du 1er écoulement radial)	$S_w$	$S_{th}$
OMPZ812	BU 2007	0,0762	63	180,127	0,798	1,253133	8,91	1,1149418	-5,84311	-0,00159	-1,02	-1,01841	-6,04248

**Tableau VI.5 :** Calcule du Skin de fracturation.

Puits	tests	$r_w$ (m)	$X_f$ (longueur de la frac) (m)	$S_f$
HGA1	BU 2013	0,0762	85,2	-6,2094

**VI.7. Discussion des résultats :**

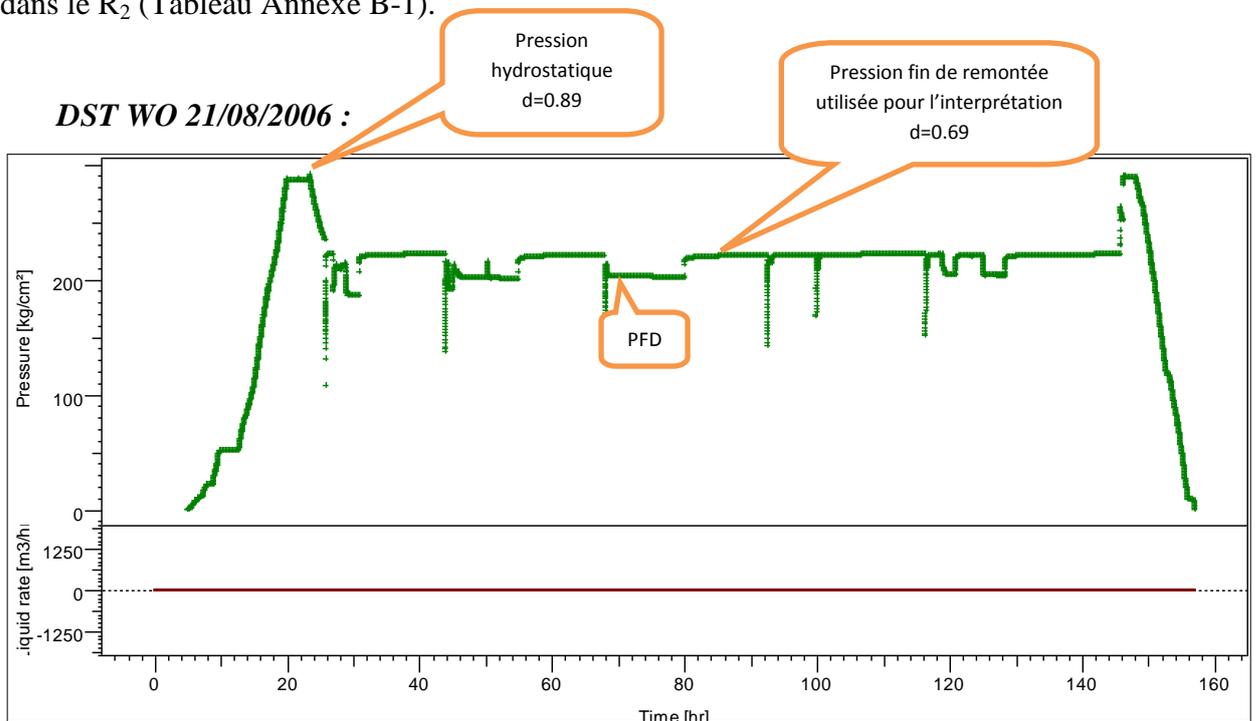
Dans le but de s’approfondir dans l’étude et l’évaluation des différents types de Skin, chaque puits sera commenté et évalué indépendamment.

**NB :** tous les puits pris dans cette étude sont des puits producteurs d’huile.

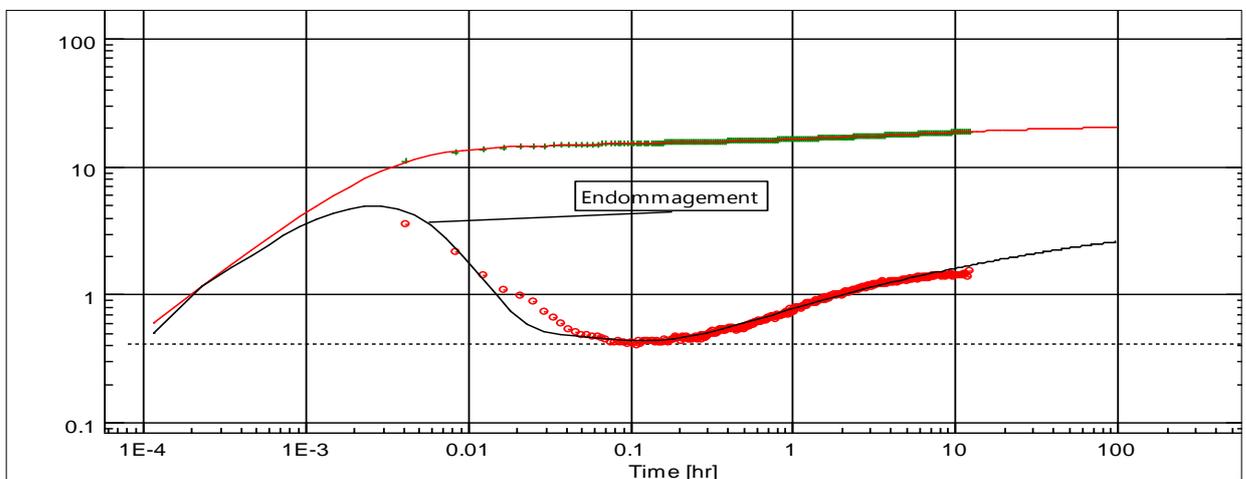
**VI.7.1. SKIN DE PENETRATION PARTIELLE ET D’ENDOMMAGEMENT :**

**VI.7.1.1. Le puits MD119 :**

Le puits MD119 qui a été foré le 31/12/1996, implanté dans la zone 13 traverse les drains ID, D<sub>1</sub>, ZP et le R<sub>2</sub> sur une structure affectée par de nombreuses failles de direction NE/SW délimitant plusieurs compartiments, se composant d’une épaisseur de 36m dans le R<sub>a</sub> et de 59m dans le R<sub>2</sub> (Tableau Annexe B-1).



**Figure VI.2:** Plot d’historique DST2006 (pression [kg/cm<sup>2</sup>], débit [m<sup>3</sup>/h] vs temps [h]).

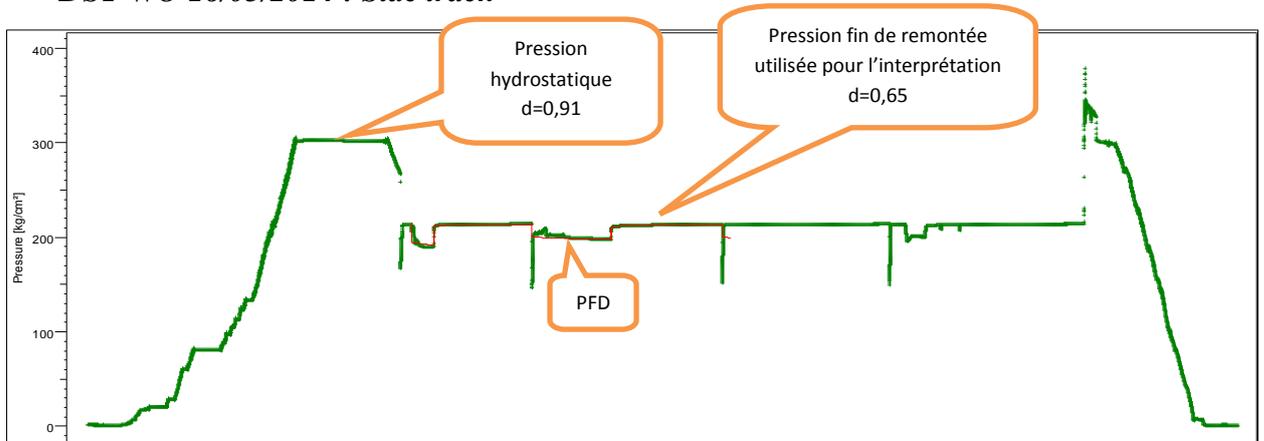


**Figure VI.3:** Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm<sup>2</sup>] vs dt [h] DST 2006.

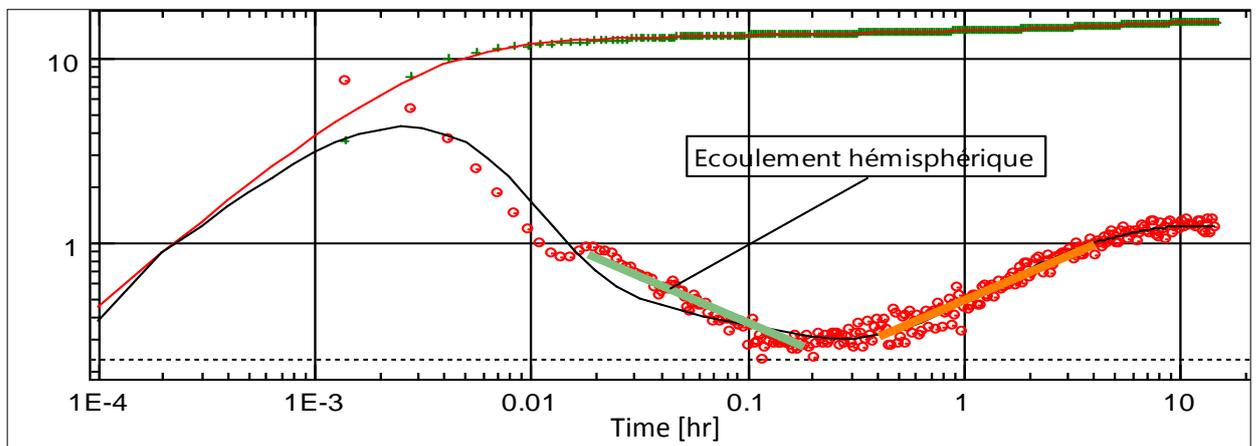
Le test DST PLT 2006 a pour objectif de diminuer la venue importante du gaz qui freine la production de l'huile (Figure VI.2).

Le test montre un Skin d'endommagement important  $S=+13,1$  dû à la boue de forage de densité ( $d=0,89$ ) au lieu d'utiliser une boue de densité équivalente ( $d_{eq}=0,69$ ) donnée par le Well Test (la pression hydrostatique du test est supérieure  $P=289,32\text{kg/cm}^2$  à celle donnée par l'interprétation  $P=222,6\text{kg/cm}^2$ ) (Figure VI.3). Après la complétion et perforation du puits, une opération de nettoyage (clean out) est lancée juste après sa mise en production, le débit a augmenté de  $Q=1,62\text{m}^3/\text{h}$  à  $3,52\text{m}^3/\text{h}$  (jaugeage 28/10/2006 (Tableau Annexe C-1)).

**DST WO 16/05/2014 : Side track**



**Figure VI.4:** Plot d'historique DST2014 (pression [kg/cm<sup>2</sup>], débit [m<sup>3</sup>/h] vs temps [h]).



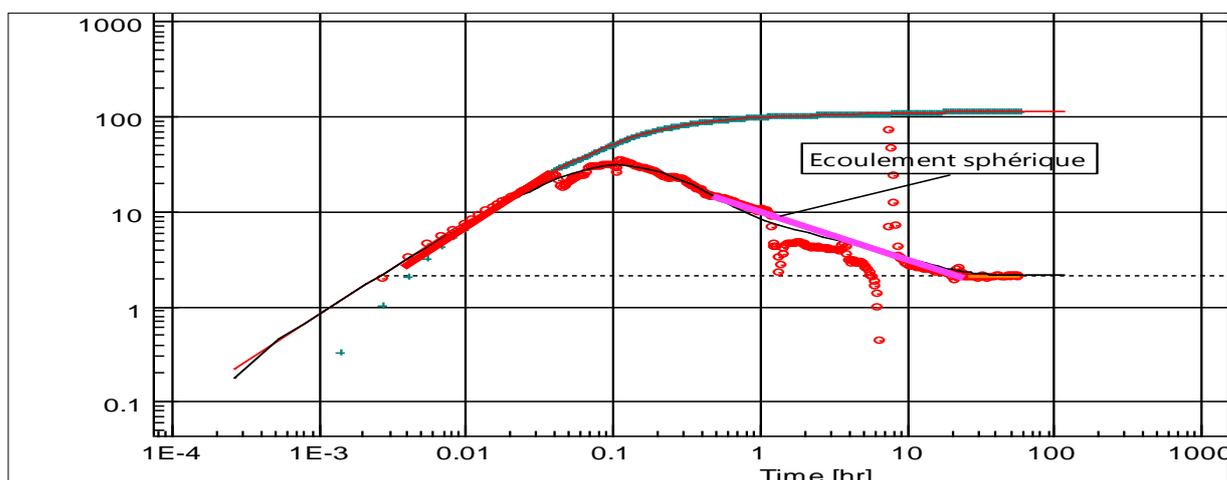
**Figure VI.5 :** Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm<sup>2</sup>] vs dt [h] DST 2014.

Son objectif était de bloquer le gaz et perforer la zone à huile. Après le Side Track (forage dévié de 4° par rapport à l'ancien trou) le test a montré un Skin de pénétration partielle de type hémisphérique  $S_{pp}=+5,18$  très visible sur le plot (Figure VI.5), qui s'explique par la présence d'un potentiel existant en dehors de la partie forée  $R_{2c}$ , mais cela n'a pas été pris en considération.

Le Skin d'endommagement  $S=+19,4$  est dû à la boue de forage de densité  $d=0,91$  au lieu d'utiliser une boue de densité équivalente  $d_{eq}=0,65$  donnée par le Well Test ; d'où la pression hydrostatique du test  $P=301,18\text{kg/cm}^2$  est supérieure à celle donnée par l'interprétation  $P=214\text{kg/cm}^2$  (Figure VI.4).

**NB :** Le PLT a topé à 3360m à cause du passage négatif, le TD=3435m.

**Build Up 02/10/2014 :**



**Figure VI.6 :** Plot log-log :  $p-p@dt=0$  et la dérivée  $[\text{kg/cm}^2]$  vs  $dt$  [h] BU 2014.

Après la complétion le puits n'a démarré qu'avec un traitement matriciel acide et clean out ce qui nous explique la valeur du Skin mécanique  $S=+3,55$ , et en terme de production le débit a augmenté de  $Q=2,19\text{ m}^3/\text{h}$  (Jaugeage 27/09/2014) à  $Q=2,78\text{ m}^3/\text{h}$  (Tableau Annexe C-2), mais de même on a un Skin total de  $S=+18$  expliqué par la pénétration partielle de type d'écoulement sphérique visible sur le plot due au liner cimenté perforé (Figure VI.6).

**Evaluation :**

Après l'étude de l'analyse nodale, en utilisant les données des tests (BU 2014 et DST WO 2014) les résultats finales confirment le débit d'huile récupéré  $Q=2,19\text{ m}^3/\text{h}$  (le point de fonctionnement du puits) (Figure Annexe D-1 et Figure Annexe D-2). (Le choix des côtes des perforations du liner a été fait sur la base de résultats du PLT (en cours du DST) qui a révélé que le niveau du  $R_{2ab}$  est le drain le plus rentable 74%, le  $D_2$  et l'ID sont isolés dans le but d'empêcher les venues de gaz).

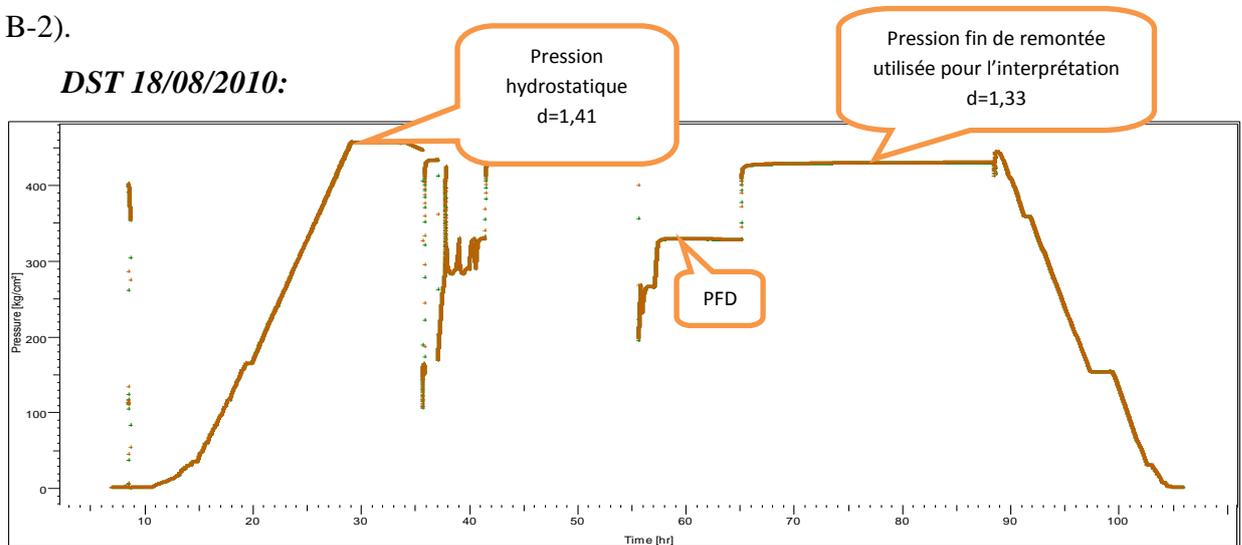
Selon cette étude la solution était de nettoyer le puits pour éliminer le Skin mécanique et procéder à une acidification matricielle du 18/09/2014 au 19/09/2014, ce qui a amélioré le débit récupéré.

Suite aux renseignements géologiques la partie sommitale du  $R_2$  ( $R_{2ab}$ ) est le potentiel du réservoir tandis que la partie basale ( $R_{2c}$  et  $R_3$ ) est susceptible de contenir l'eau de gisement.

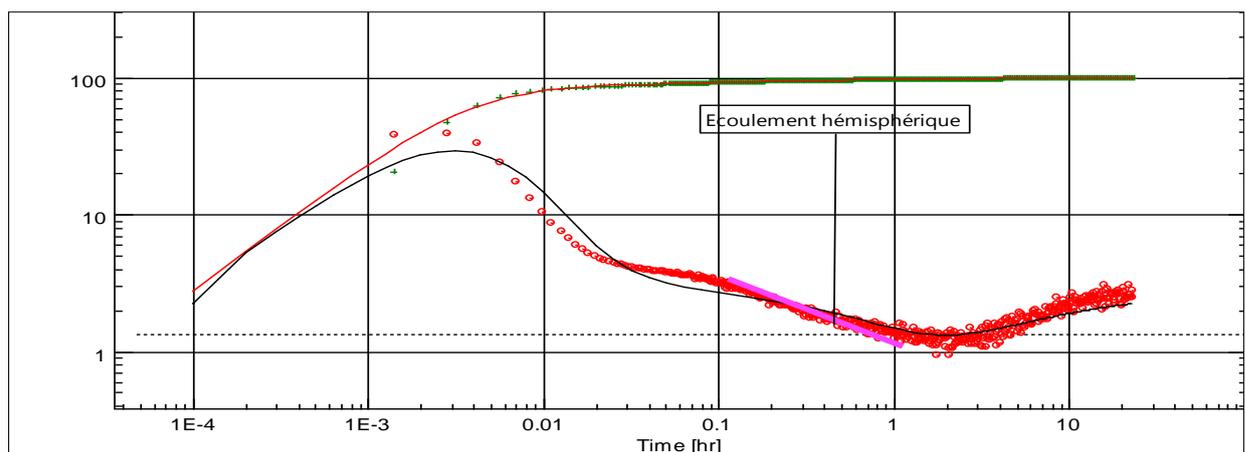
Après investigation, il s'est révélé que les puits voisins ont des percées d'eau, ce qui explique que l'effet de la partie non forcée (noyée par le plan d'eau) provoque l'écoulement sphérique (Skin de pénétration partielle) (Figure Annexe D-3). Donc la descente du liner est la solution qui a bloqué indirectement la venue d'eau et a créé le Skin de pénétration partielle détectée dans l'interprétation du Build Up 2014.

**VI.6.1.2. Le puits MD634 :**

Le puits MD634 qui a été foré le 13/09/2010, implanté dans la zone HZS traverse les drains D<sub>4</sub>, D<sub>3</sub>, D<sub>2</sub> et l'Intrusif (R<sub>a</sub>), appartenant à la périphérie sud-ouest du gisement de HMD au sud de la zone 23, situé dans un compartiment délimité par deux failles importantes de direction NE-SW avec une épaisseur de 66m du Cambrien R<sub>a</sub> et 82m de l'Intrusif Inter cambrien (Tableau Annexe B-2).



**Figure VI.7 :** Pression [kg/cm<sup>2</sup>] vs temps [h].

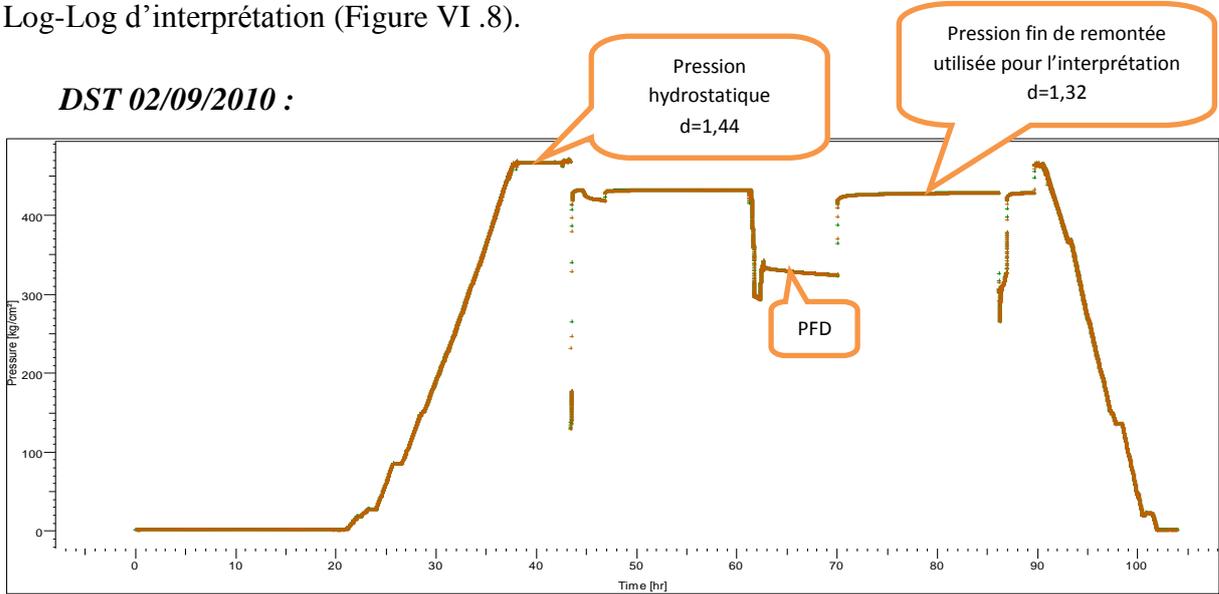


**Figure VI.8 :** Plot log-log : p-p@dt=0 et la dérivative [kg/cm<sup>2</sup>] vs dt [h] DST<sub>1</sub>2010.

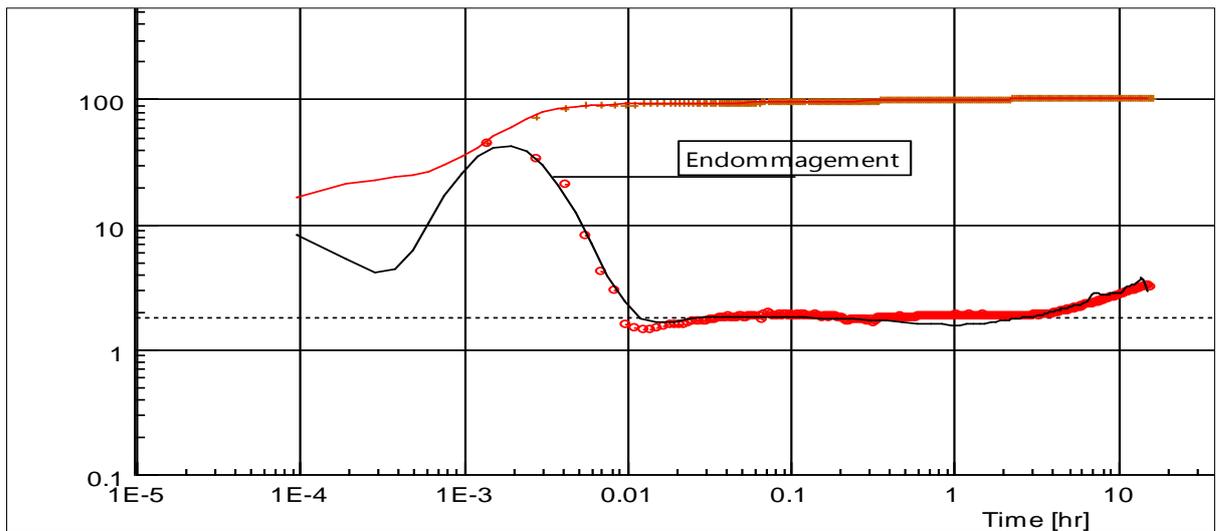
La valeur du Skin total est très importante (S=+30,32), la plus grande partie est due au Skin d'endommagement S=+20.4 créé par la boue de forage de densité d=1,41 tandis que la densité qui doit être utilisé est de d<sub>eq</sub>=1,33 (Figure VI.7), en d'autre terme la pression hydrostatique

$P_h=456,63 \text{ kg/cm}^2$  du test est supérieure à celle donnée par l'interprétation  $P=430,65\text{kg/cm}^2$ .

D'autre part il y a un Skin de pénétration partielle de  $S_{pp}=+9,92$  qui est dû à l'écoulement hémisphérique créé par la partie du  $D_2$  non forée (côte à 3134m), ce qui est visible sur le plot Log-Log d'interprétation (Figure VI .8).



**Figure VI.9:** Pression [ $\text{kg/cm}^2$ ] vs temps [h].



**Figure VI .10 :** Plot log-log :  $p-p@dt=0$  et la dérivative [ $\text{kg/cm}^2$ ] vs  $dt$  [h] DST<sub>2</sub>2010.

Après le forage du reste du  $D_2$  (côte à 3142m), le Skin de pénétration partielle a disparu totalement et le débit a augmenté de  $Q_1=9,91 \text{ m}^3/\text{h}$  à  $Q_2=12,2\text{m}^3/\text{h}$ , mais il y a toujours un endommagement aux abords du puits sous forme de Skin d'endommagement  $S=+21,4$  qui s'explique par la contamination du réservoir par la boue de forage ( $d_{\text{boue de forage}}=1,32$  avec une pression de  $429\text{kg/cm}^2$  tandis qu'après le test, il s'est révélé que la  $d_{\text{boue utilisée}}=1,44$  avec une pression de  $466,20\text{kg/cm}^2$ ) (Figure VI.10).

**Evaluation :**

L'interprétation du test faite sur ce puits révèle que dans le premier DST il y a un Skin dû à la pénétration partielle (hémisphérique). En se référant aux données du premier DST l'étude faite par l'analyse nodale a montré que la sensibilité à la hauteur utile est un facteur qui approche au point de fonctionnement réel du puits donné par le deuxième DST  $Q=12,2\text{m}^3/\text{h}$ , cela confirme que l'approfondissement est la solution valable pour ce cas, ce qui est visible sur le plot d'interprétation du second DST (Figure Annexe D-5).

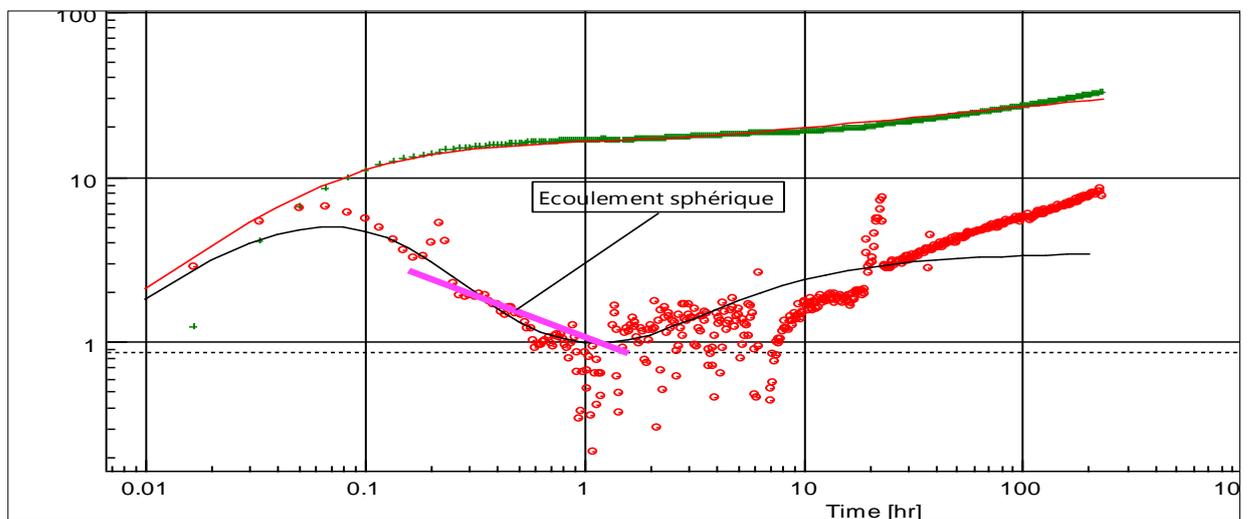
Le Skin d'endommagement reste toujours présent après les deux tests, alors un nettoyage peut bien être la solution pour le réduire.

L'étude géologique soutient notre diagnostic vue qu'au premier forage une partie du  $D_2$  seulement était forée  $h_u=48\text{m}$  (à une profondeur de 3417m) donnant un débit de  $Q=9,91\text{m}^3/\text{h}$ , après le forage de la partie restante pour une épaisseur totale  $h_t=74\text{m}$  (profondeur 3516m) le débit a augmenté à  $Q=12,2\text{m}^3/\text{h}$  et le  $S_{\text{géo}}$  est éliminé.

**VI.7.1.3. Le puits MD227 :**

Le puits MD227 qui a été foré le 10/01/1975, implanté dans la zone 13 traverse les drains  $R_a$  (ID,  $D_1$ -ZPSG) et le  $R_2$ . Le réservoir a été complètement foré jusqu'à la côte 3440,5m, puis le  $R_2$  a été cimenté du fond à 3402m. Il a été mis sur Gas Lift le 06/12/2002 (Tableau Annexe B-3).

**Build Up 12/12/2008 :**



**Figure VI.11 :** Plot log-log :  $p-p@dt=0$  et la dérivative  $[\text{kg}/\text{cm}^2]$  vs  $dt$  [h] BU2008.

L'interprétation montre que l'endommagement est dû au Skin de pénétration partielle  $S_{pp}=+3.89$  provoquée par la crépine, en d'autres termes seulement une partie de la couche productrice ( $h_w=39\text{m}$ ) participe. Effectivement l'amélioration du potentiel est due au nettoyage périodique (profil OFM) (Figure Annexe D-6).

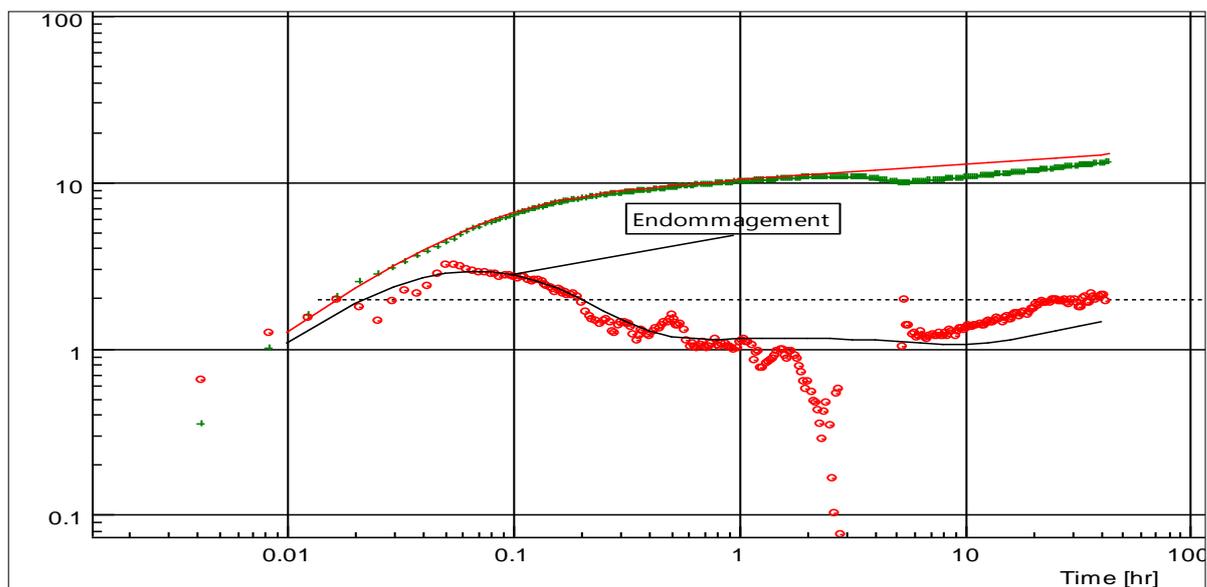
Le test Build Up explique la raison du nettoyage qui est causée par l'existence d'un  $S_{pp}$  (Figure VI.11).

**Evaluation :**

Ce puits ne représente pas d'endommagement mécanique 'Skin neutre', mais il subit périodiquement plusieurs grattages par le Wire Line et le Snubbing pour éliminer les sédiments causant le Skin géométrique, l'augmentation de débit entre les nettoyages (Tableau Annexe C-3) est la preuve que le nettoyage est la solution adéquate pour éliminer le  $S_{pp}$ .

**VI.7.2.SKIN DE PUIITS HORIZONTAL :****VI.7.2.1Le puits OMPZ812 :**

Le puits OMPZ812 qui a été foré le 22/04/1998, implanté dans la zone 13 traverse les drains de  $R_a$ ,  $R_2$  et  $R_3$ . Le puits se situe dans un compartiment du champ délimité par les failles de direction NE-SW en discordance sous le Trias se trouve l'ID d'une épaisseur de 14m. L'ID dans ce secteur est structuralement plus bas (Tableau Annexe B-4).

**Build UP 17/11/2007 :**

**Figure VI.12 :** Plot log-log :  $p-p@dt=0$  et la dérivée  $[kg/cm^2]$  vs  $dt [h]$  BU2007.

La valeur négative du Skin totale  $S=-5,65$  revient à la géométrie du puits horizontal (forage du drain horizontal)  $S_{th}=-6,02$ , cela n'empêche pas l'existence d'endommagement au niveau du réservoir  $S_{end}=+0.373$  qui est dû au bouchage expliqué par le dépôt de sel (ce puits fonctionne avec des bouchons d'eau périodiques), le débit a chuté à  $Q=4,72m^3/h$  mais après clean out le débit s'est amélioré  $Q=7,33m^3/h$  (Tableau Annexe C-4).

**Evaluation :**

L'interprétation du test a montré une réponse d'un puits horizontal avec ses paramètres qui se rapprochent au modèle théorique ( $S=-5,65$ ), une évaluation à partir de l'analyse nodale (Figure Annexe D-7) et en prenant en considération les résultats du test BU2007 qui viennent comme

appui pour confirmer que le drain est un bon conducteur qui ramène un débit de  $Q=4,72\text{m}^3/\text{h}$  à  $7,33\text{m}^3/\text{h}$  avec une anisotropie de  $k_v/k_h=0,798$ .

D'après le jaugeage et l'historique de ce puits des dépôts de sel sont toujours présents ce qui nécessite des bouchons d'eau périodiques pour restaurer le débit (ce qui explique le Skin mécanique  $S>0$ ) (Tableau Annexe C-5).

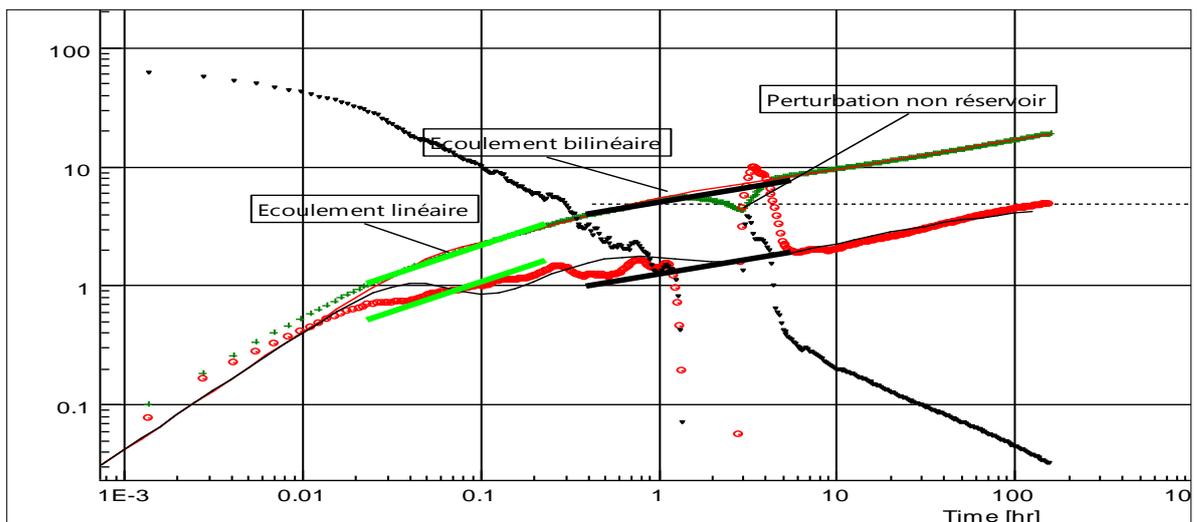
**VI.7.3. SKIN DE PUIITS FRACTURE :**

**VI.7.3.1. Le puits HGAI :**

Le puits a été foré le 13/01/1992 et implanté dans la périphérie du champ HMD. Les réservoirs importants de cette région sont Quartzite El Hamra et le Cambrien (objectif principale) (Tableau Annexe B-1).

Le puits a été fermé suite à l'évolution au fur et à mesure de la production d'eau (aquifère) (1994 jusqu'à 2010). Après des études et investigations sur ce puits, il a été décidé d'isoler le réservoir CM par un bouchon de ciment et fracturé le réservoir QH.

**Build UP 15/11/2013 :**



**Figure VI.13 :** Plot log-log :  $p-p@dt=0$  et la dérivative  $[\text{kg}/\text{cm}^2]$  vs  $dt$   $[\text{h}]$  BU2013.

Le résultat après l'opération était positif (le jaugeage du 07/06/2010 ( $Q=19,63 \text{ m}^3/\text{hr}$ )) et illustré par le Skin de fracturation  $S_f = -6,2$ , tandis que ce puits ne représente pas de Skin d'endommagement suite à sa géométrie, d'autre part le test BU 15/11/2013 montre que l'effet de la fracturation hydraulique est toujours visible après 3 ans (Figure VI.13).

**Evaluation :**

Ce puits est une bonne illustration de la réussite de la fracturation hydraulique (un modèle typique d'une réponse d'un puits fracturé). Effectivement l'effet de la fracture est toujours présent après trois ans de production qui est justifié par un Skin négatif  $S = -5,75$ . L'analyse nodale (Figure Annexe D-8) faite sur ce puits renforce que l'idée de faire la fracturation était la

bonne solution pour deux causes : la nature de la formation compacte (Quartzite) et la simulation de l'état avant intervention qui donne un Skin d'endommagement bien élevé  $S = +41$  (voir figure annexe D-9).

La valeur du Skin mécanique positive est due au problème de bouchage causé par les dépôts de sel suite à la venue d'eau du Cambrien (bouchon de ciment utilisé pour l'isolation du Cambrien n'est pas bien adhérent).

**Tableau VI.6:** Résumé des calculs après interprétation.

Puits	Test	$S_p$	$S_{pp}$	$S_f$	$S_d$	$S_h$	$S_{pseudo}$	$S_{end}$	$S_{total}$ calculé	$S_{total}$ du test
MD 119	DST 2006	0	0	0	0	0	0	13,1	13,1	13,1
MD 119	DST 2014	0	5,185	0	-0,00077	0	5,18	19,4	24,58	24,1
MD 119	BU 2014	-0,72	27,22	0	-0,00044	0	26,50	3	29,50	29
MD 634	DST 18/08/2010	0	9,92	0	0	0	9,92	20,4	30,3	29,7
MD 634	DST 09/2010	0	0	0	0	0	0	21,4	21,4	21,4
MD227	BU 2008	0	3,89	0	0	0	3,89	-0,002	3,89	3,42
OMPZ 812	BU2007	0	0	0	0	-6,04	-6,04	0,373	-5,66	-4,43
HGA1	BU2013	-0,68	0	-6,2	0	0	-6,89	0,509	-6,38	-5,75

**VI .8. Conclusion :**

L'analyse et l'évaluation des données citées au paravent en utilisant les deux logiciels Saphir et Pipesim a permis de donner les résultats du tableau au-dessus :

Les types d'endommagements marquants dans l'étude des puits testés sont :

- Les trois puits MD119, MD634, MD227 présentent un Skin d'endommagement ainsi qu'un Skin de pénétration partielle positive et de valeur importante.
- Le puits OMPZ812 a un Skin horizontal négatif qui est en faveur du puits et à l'origine de son écoulement.
- Le puits HGA1 est régi par un Skin de fracturation négative confirme l'utilité du choix de la fracturation.

**CONCLUSION  
ET  
RECOMENDATIONS**

## CONCLUSION

---

Suite à notre étude et recherche sur le facteur Skin, nous sommes amenés à conclure ce qui suit :

- Pour le puits MD119 la réponse du Well Test dans le DST 2014 montre l'effet d'un potentiel existant dans la partie non forée causant le  $S_{pp}$  créé par l'hémisphère, d'après la géologie ce potentiel vient du  $R_{2c}$  qui contient le plan d'eau d'où l'effet du plan d'eau ne tardera pas à faire face. La descente du LCP a bloqué indirectement la venue d'eau.
- La pression hydrostatique exercée par la densité de boue lors des deux forages du puits MD634 cause un grand endommagement  $S \gg 0$ . L'approfondissement par contre était la meilleure solution et a rapporté un meilleur débit tout en éliminant le  $S_{pp}$ .
- Le puits MD227 subit un nettoyage fréquent pour résoudre le problème de l'endommagement dû aux sédiments qui créent le Skin de pénétration partielle.
- Le drain du puits OMPZ812 est l'origine de son Skin négatif, alors que pour le bouchage causé par le sel les bouchons d'eau sont la solution.
- L'effet de la fracturation hydraulique faite sur le puits HGA1 est présent après trois ans d'exploitation avec un  $S_f < 0$ , cette opération est bien réussite.
- Le Skin avec ses différentes composantes d'endommagement (Skin mécanique) et de pseudo Skin (Skin géométrique) présente un vaste domaine d'étude.
- D'après le calcul et l'interprétation, le Skin dû à la pénétration partielle est le facteur le plus important dans la plus part des puits visés par notre recherche.
- Le Skin de fracturation, de perforation, de déviation et le Skin horizontal ont des valeurs négatives qui favorisent la récupération d'un bon débit d'huile.
- La connaissance du type d'endommagement et son importance nous permet de trouver des solutions aux problèmes causés et leurs origines, d'améliorer la récupération et d'établir un programme de stimulation du puits (acidification ou fracturation hydraulique)...etc.

## RECOMMANDATIONS

---

D'après cette étude qui est faite sur le champ de Hassi Messaoud et vue les contraintes rencontrées lors de notre recherche et travail, nous recommandons ce qui suit :

- Il est important de prendre les résultats et l'interprétation approfondie de ces plots fournis par les Build Up en considération et ne pas se limiter juste par les valeurs des données (jaugeage, PLT, l'historique des puits voisins...etc).
- Appliquer les fermetures au fond pour la réalisation des tests de puits à fin d'obtenir une réponse plus précoce du radial, car le Wellbore Storage masque la première réponse du réservoir.
- Programmer des mesures périodiques de PLT pour le suivi continu de l'évolution du profil de production de chaque puits et faciliter l'interprétation des tests dans de bonnes conditions et connaître l'effet des opérations d'interventions sur les puits.
- Il est souhaitable d'effectuer des tests de longue durée (ex : LBU) pour avoir plus d'informations sur le réservoir et ses limites.
- Il est important de respecter les densités de boue données par le Well Test lors du forage ou des différentes opérations de Work Over, pour éviter les valeurs importantes à voir très élevées du Skin d'endommagement.

# BIBLIOGRAPHIE

---

## BIBLIOGRAPHIE

- [1] : D.Abderahime, B.Boubaker ,2010 . Mémoire optimisation et modélisation de système de production, université Boumerdes.
- [2] : C.Djimtemadji, H.Benaicha, 2008.Mémoire caractérisation des propriétés réservoir a partir des essais transitoires et analyse des indices des productivités des puits non conventionnels, champ de Hassi-Messaoud, Université Boumerdes.
- [3]: Boudir Sid Ahmed, Belheniche Mohamed Rafik, 2004. Mémoire étude et choix de candidaterue ‘fracturation hydraulique SHORT-RADIUSD’ des puits de la zone 7 du champ Hassi-Messaoud, université Boumerdes.
- [4] :M.Serhane Hassen, 2013. Mémoire well testing : Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le flanc Est de Haoud Berkaoui (HBK), IAP Boumerdes.
- [5] :A.Haouali, 2010. Cours des essais de puits well testing, IAP Boumerdes.
- [6] : Christian Bohler, 17 au 21Octobre 2005.Jean-Luc Boutaud de la Combe, interprétation des essais de puits.
- [7]: Habhouba Elhafed, Benmoussa Amor, 15 Octobre 2001. Essai de puits : Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le champ de Hassi-Messaoud, ENSPM formation Industrie.
- [8] : Atelili el Hadi, 2013. Les essais du puits et les interprétations des données de test.
- [9] : D. Bourdet, copyright1999.Interprétation des essais de puits, ENSPM formation Industrie –Forage –production –gisement.
- [10] : Ayache Mohiédine, Chenini Fatma Zohra, 2012.Mémoire étude du déclin de production et l’effet de Skin application au champ de Hassi-Messaoud.
- [11] :G.Bourdarot, 1996.Essai de puits : Méthodes et interprétation, Edition Technip puits, Paris.
- [12] : Malek Hacéne, 1<sup>ère</sup> Journée nationales sur le Forage et la Maintenance Puits, Stimulation par acidification sélective sur le champ de Hamra, Sonatrach Papier.
-

---

[13] : Kappa, 1988 – 2012. Dynamic Data Analysis.

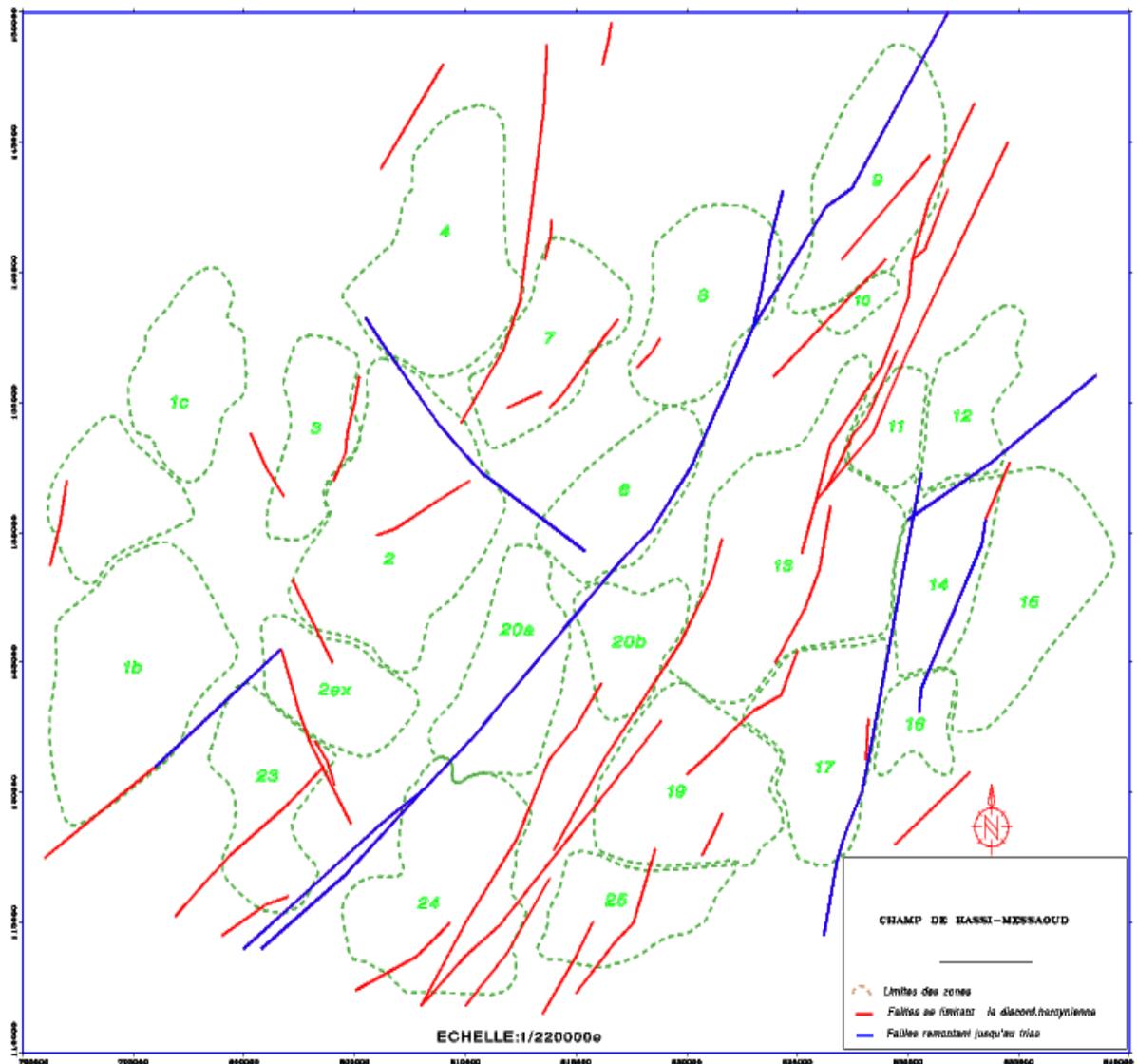
[14] : Bencheikh Abdallah Zoubir, Benbrahim Hamza , 2014. Mémoire modélisation et optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi-Messaoud a partir les essai de Drill Steam Test (DST), Université de Ouargla.

[15]: H. Dale Beggs, copyright 1991. Production optimisation Using Nodal Analysis, Tulsa, Oklahoma 74153-0448.

---

# ANNEXES

**Annexe A :**  
**Les cartes du champ HMD**



**Figure Annexe A-1 : Carte du réseau des failles.**

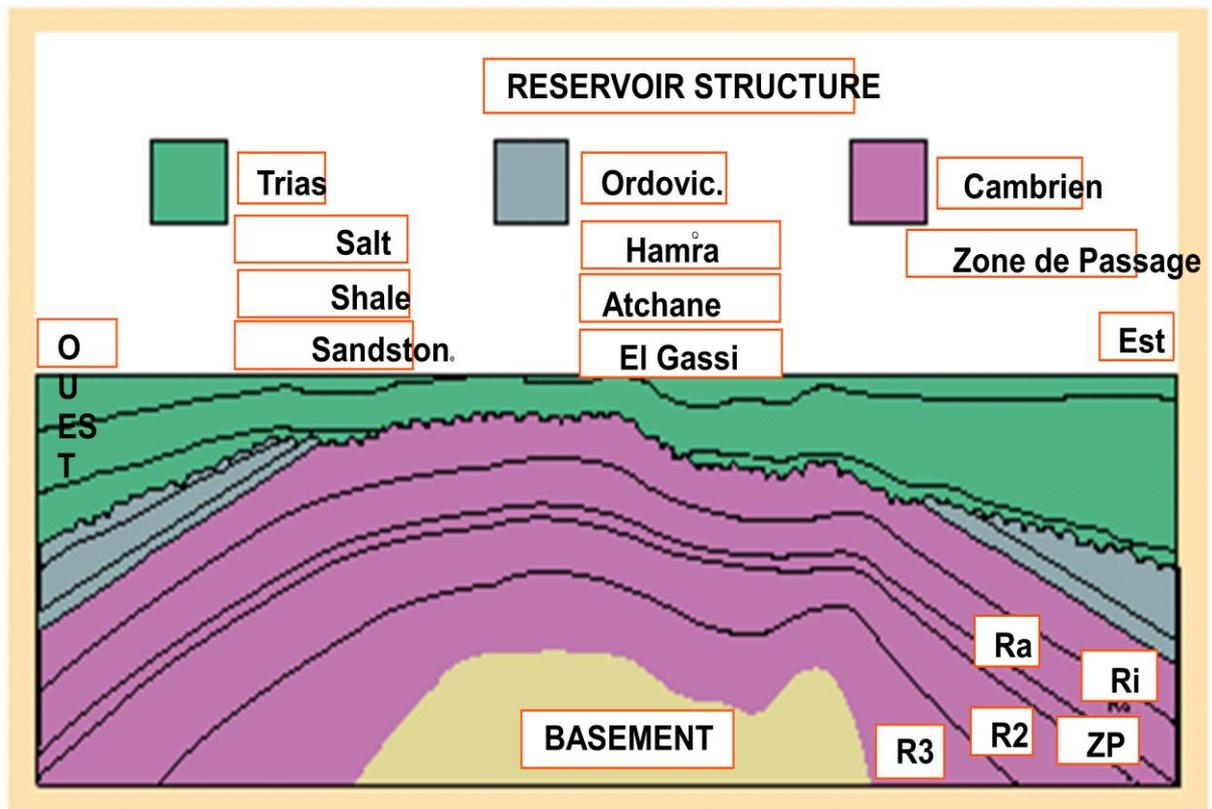
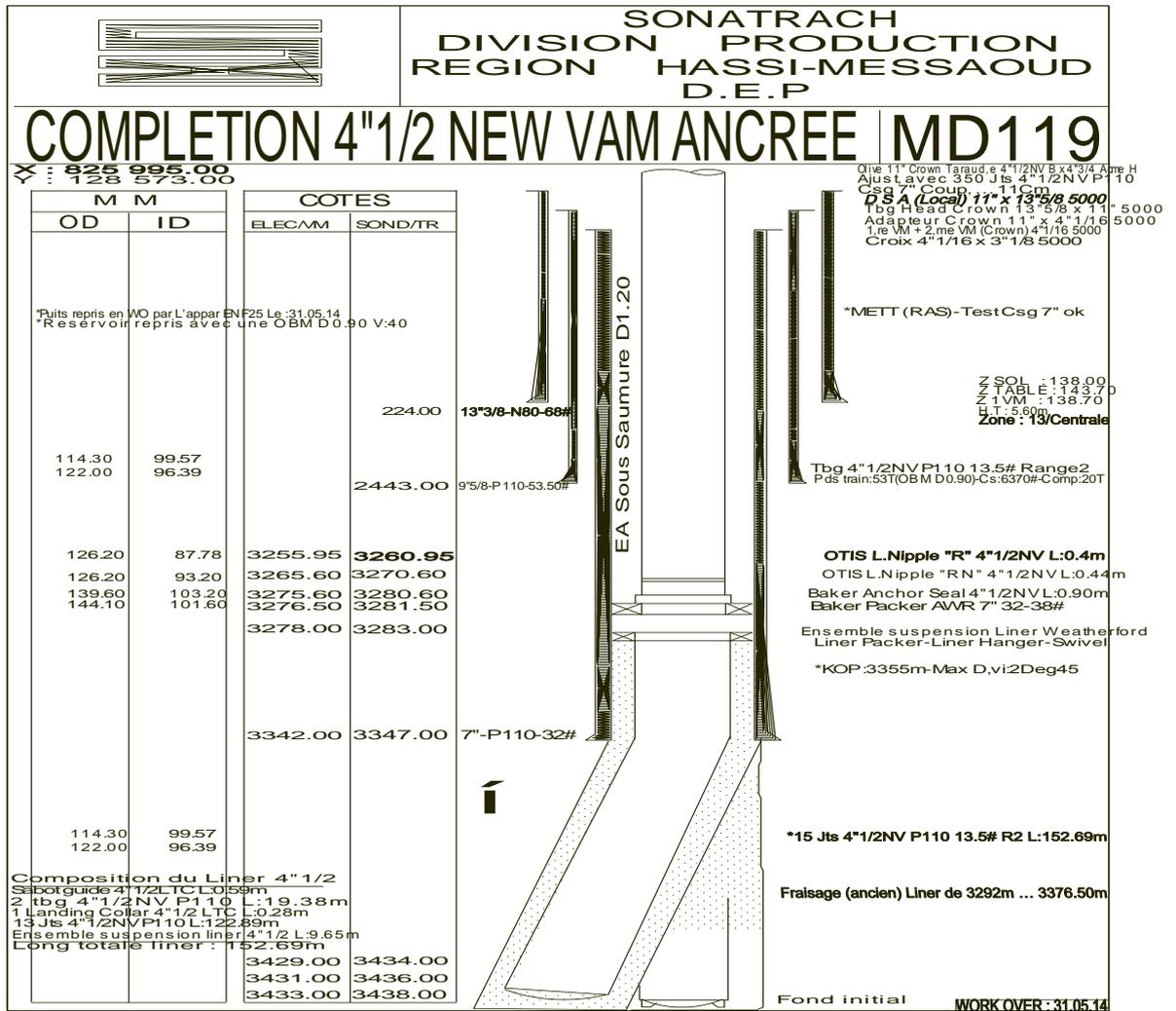


Figure Annexe A-2 : Carte de la stratigraphie du réservoir.

## Annexe B : Les fiches de complétions et données Géologiques des puits



**Figure Annexe B-1 : Complétion du puits MD119.**

**Tableau Annexe B-1 : Données géologiques du puits MD119.**

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION LOG = ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EP.CAROT	DENSIT	K	Ø	SO	SW	INTERVAL	Ø	SW	VCL
(m)	(m)	(m)	(m)	silt	(md)	(%)	CM3/100gr	(m)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
ID	3340	3345	5.0		44.55	9.53				PAS DE MESURES			
D1-ZP	3345	3376	31		112.00	9.00	2.00	1.00	3376	3350	6.28	12.40	8.86
R2	3376	3435	59		20.48	10.43	1.67	0.97	3376	3435	2.42	27.66	21.45

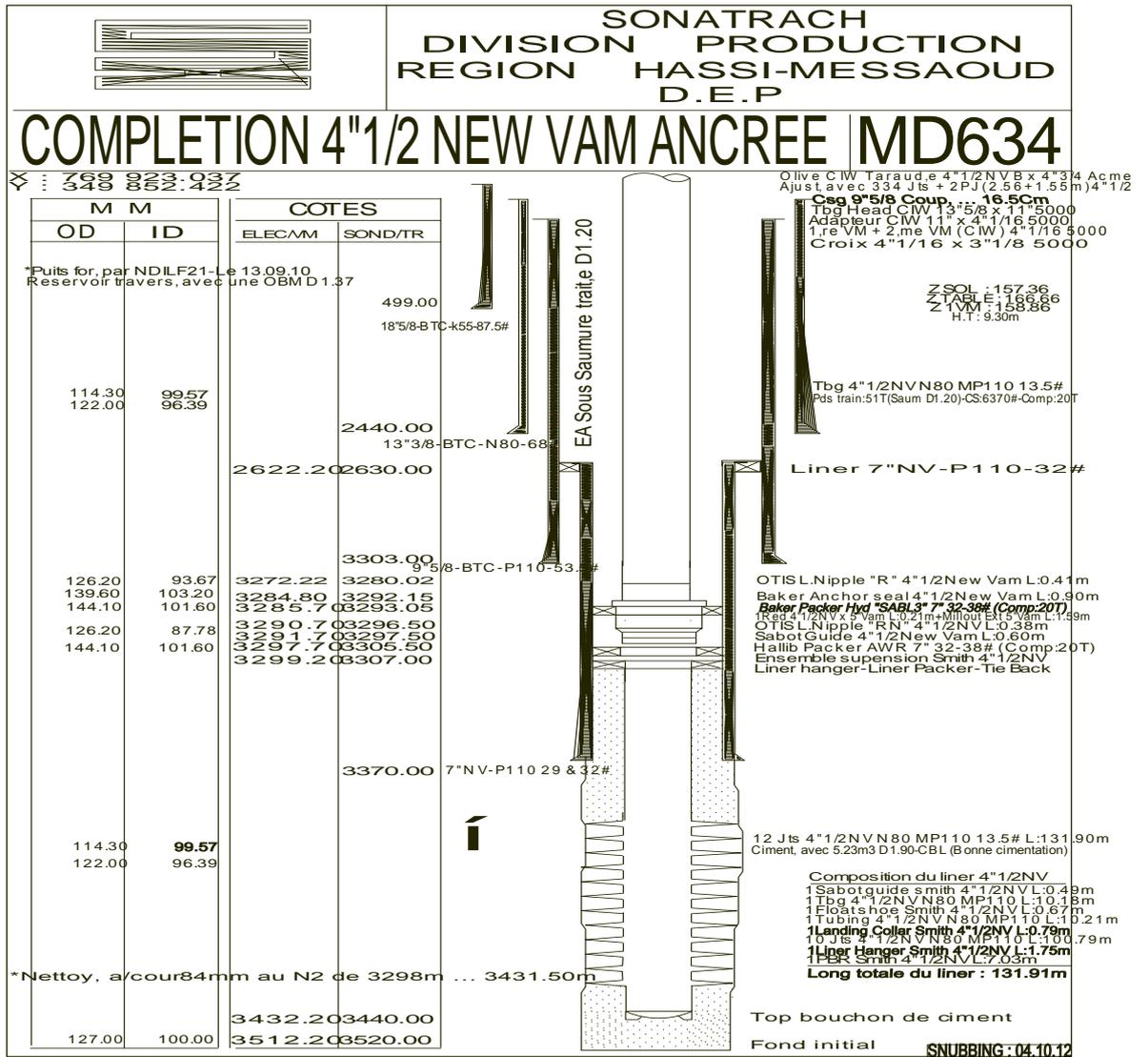


Figure Annexe B-2 : complétion du puits MD634.

Tableau Annexe B-2 : données géologiques du puits MD634.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE				RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	EPAI.EF	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(%)	(%)	(%)
QH	3318 -- 3324		06							--	--	--	--	--
GEA	3324 -- 3339		15							--	--	--	--	--
REG	3339 -- 3366		27							--	--	--	--	--
D4	3366 -- 3396		30							3365 -- 3395	2.59	07	07	03
D3	3396 -- 3421		25							3395 -- 3420	3.96	06	39	05
D2	3421 -- 3432		11							3420 -- 3432	2.29	06	40	03
INTRUSIF	3432 -- 3514		82							3432 -- 3514	00	00	00	00

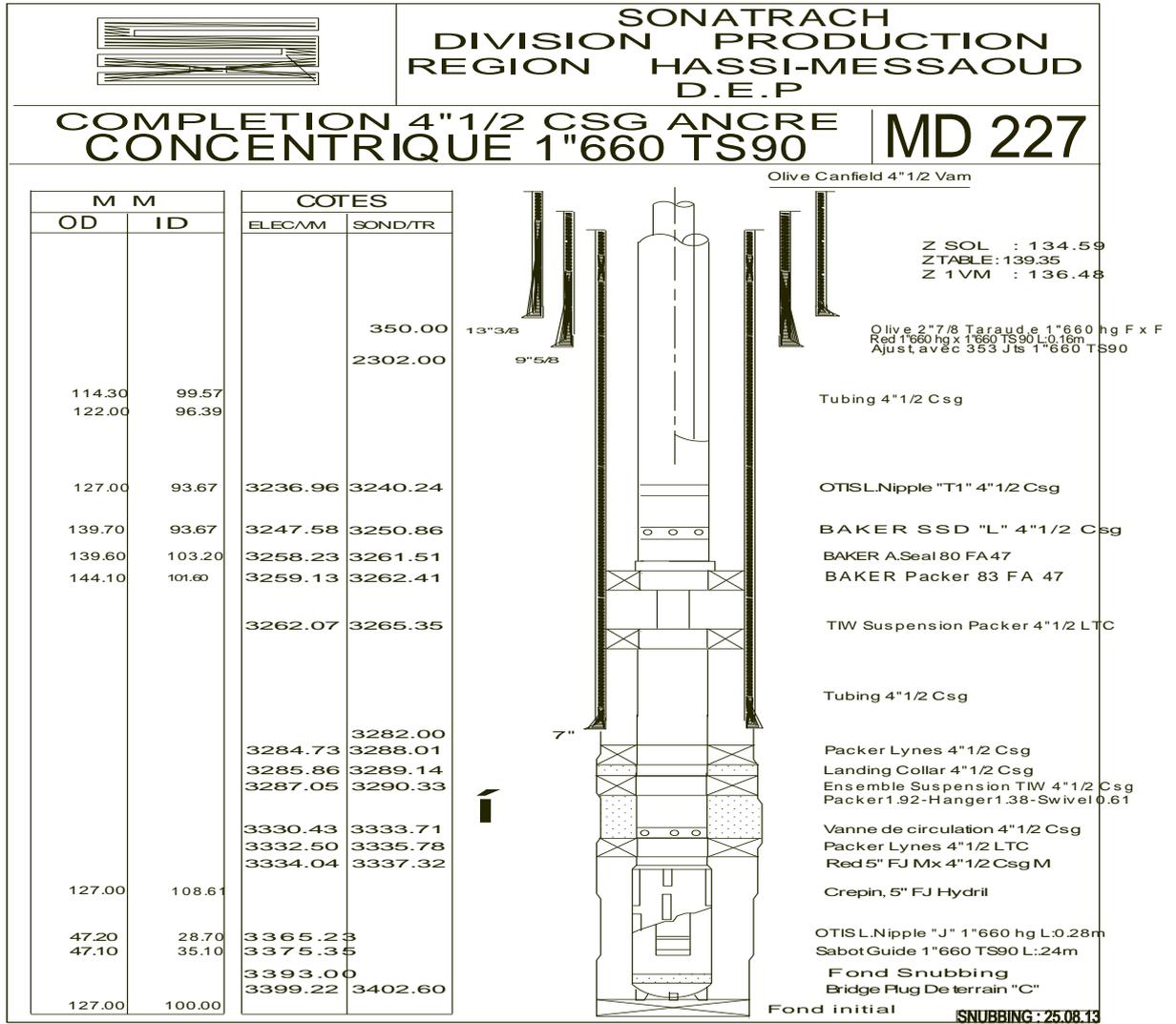


Figure Annexe B-3 : Complétion du puits MD227.

Tableau Annexe B-3 : Données géologiques du puits MD227.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	Ep.Ut.	Vsh	POR(%)	So(%)	Sw(%)	EP.CAROT.	POR(%)	K (MD)	SO (%)	SW (%)	DENSITE
	(metres)	(m)	(m)	(m)	(%)	Log	Log	Log	(m)	Core	Core	Core	Core	Silts
ID	3331---	3361	30	26.3	16.6	7.6		7.38		RESERVOIR		FORE		
d1_zpag	3361---	3391	30	29.8	21.6	7.0		8.20		RESERVOIR		FORE		
Z_PSG	3385---	3391	06							RESERVOIR		FORE		
R2	3391---	3440.5	49.5	23.6	23.0	8.6		25.20		RESERVOIR		FORE		

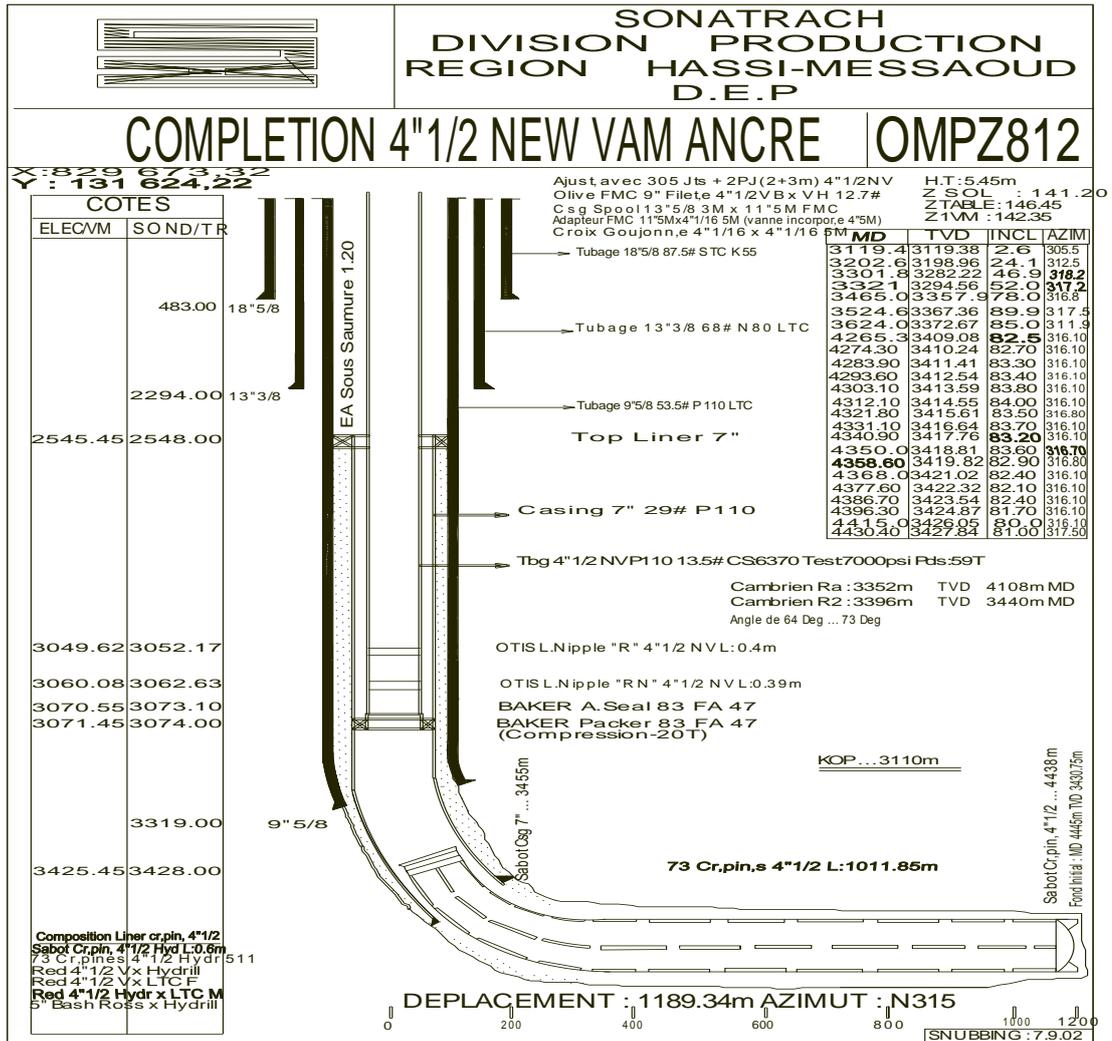


Figure Annexe B-4 : complétion du puits OMPZ812.

Tableau Annexe B-4 : données géologiques du puits OMPZ812.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE				RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	SO	SW	SILT.	INTER.INTER	PERMEA	PHIE	SW	VCL
	(METRES)		(M)	(M)	(MD)	(%)	(%)	(%)	(M)		(MD)	(%)	(%)	(%)
MD	3435	---	3469	34	RESERVOIR COMPLETEMENT FORE									
ID														
TVD	3352	---	3366	14										
MD	3469	---	3907	438										
+D1														
TVD	3366	---	3386	25										
MD	3907	---	4054	147										
+ZPSG														
TVD	3386	---	3391	05										
MD	4054	---	4445	391										
R2														
TVD	3391	---	3430,7	39,7										

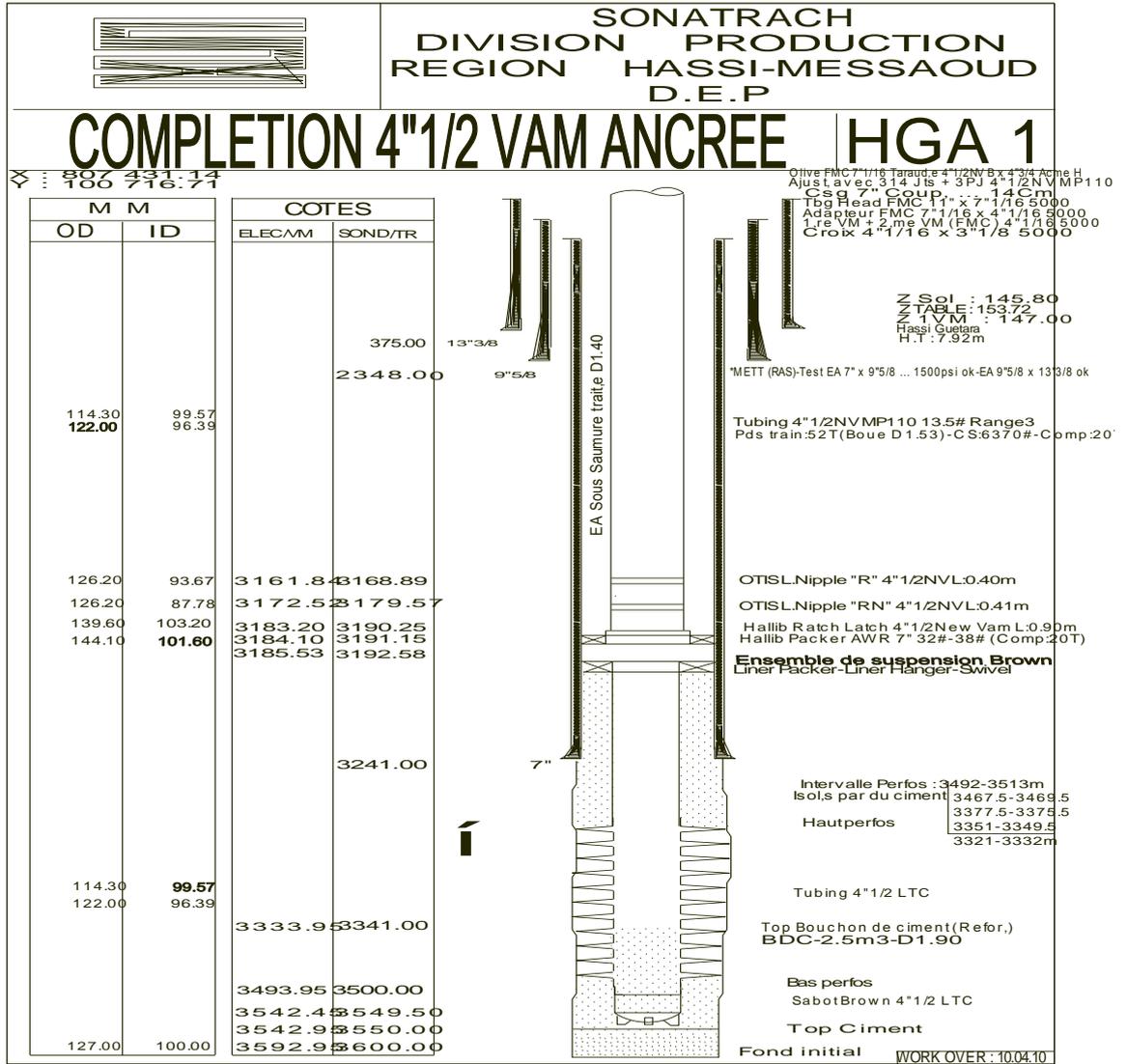


Figure Annexe B-5 : Complétion du puits HGA1.

Tableau Annexe B-5 : Données géologiques du puits HGA1.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE				RESULTATS - CAROTTE						INTERPRETATION - ELAN 8"3/8				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	EPAI.EF	PHIE	Sw	VCL
(metres)	(m)	(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(%)	(m)	(m)	(%)	(%)	(%)	(%)
QH	3263.0	3332.0	69.0		0.35*	5.41*	0 à 25*	14 à 21*			27.0	5.0	33.0	4.0
GEA	3332.0	3351.0	19.0		0.18	4.05	--	--			--	--	--	--
A E G	3351.0	3468.0	117.0		--	--	--	--			--	--	--	--
Z ALT	3468.0	3492.0	24.0		0.30	4.30	28.0	11.7			7.81	11.0	21.0	4.0
Ri	3492.0	3536.0	44.0		4.53	6.56	48.43	14.23			10.82	7.0	25.0	4.0
Ra	3536.0	3603.0	67.0		8.10	7.29	52.8	37.15			--	--	--	--

## Annexe C : Les Résultats de Jaugeage par Séparateur des puits

**Tableau Annexe C-1 : Résultats de Jaugeage par séparateur du puits MD119.**

Date Mesure	Diam Duse (mm)	Unité Sépa r.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GO R	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Te mp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Hui le	Gaz		Pres s. Tete	Pres s. Pipe	Press. Sepa r.			Réc upér ée	Inje ctée
29/11/1991	13	400	4,28	10978,19	2453	146	34	9,5	17	3,451	500	0
18/08/2006	9,5	1440	1,59	6446,52	4051	140	10	8,6	34	0,0609	20	0
20/08/2006	9,5	1440	1,03	6278,15	6087	137	10	8,24	34	7,6417	0	0
28/10/2006	13	655	3,59	5959,97	1660	6,5	10	4,89	18	1,9027	0	0
16/02/2007	13	720	1,8	4078,08	2263	56,7	32,2	3,47	14	3,184	0	0
12/04/2007	13	655	1,59	6443,00	4046	72	35,6	4,28	20	4,5751	0	0
07/09/2007	13	-	1,58	7222,50	4575	82	36,5	6,63	29	5,2554	0	0
07/04/2008	13	655	0,99	7980,05	8050	87,1	36	7,34	24	8,8902	0	0
16/10/2008	13	720	0,99	7615,24	7674	87	38	6,83	23	8,871	0	0
19/03/2009	13	655	1	7746,53	7769	79	35,2	6,02	18	8,0165	0	0
19/01/2012	12	655	1	8365,89	8358	73	35	6,53	14	6,3887	0	0
25/05/2012	12	655	0,79	7288,62	9214	74	35,8	5,3	27	8,1952	0	0
12/05/2014	9,53	1440	1,01	5802,15	5737	140	12	7,17	33	8,0089	0	0
27/09/2014	12,7	655	2,19	3540,25	1618	52,7	37,5	6,02	21	2,3373	0	0
05/12/2014	12,7	1440	1,86	3150,33	1696	57,6	36,1	36,61	24	3,0083	0	0
26/01/2015	12,7	1440	2,06	4035,36	1963	62,3	36,9	37,42	12	2,9398	0	0
27/03/2015	12,7	600	1,59	4551,18	2861	68,2	35,5	5,71	21	4,159	0	0
05/06/2015	12,7	1440	1,7	5351,56	3151	69,6	36,5	37,12	24	3,9753	0	0

**Tableau Annexe C-2 : Résultats de Jaugeage par séparateur et par V<sub>x</sub> du puits MD634.**

Date mesure	Dia m. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée
16/08/2010	9,93	1440	9,91	1403,36	142	119,52	10	7,73	42	0,6975	0	0
30/08/2010	9,53	Vx29	13,37	1783,00	133	115,6	10		44	0,5001	0	0
01/09/2010	9,53	1440	12,6	2043,00	162	116	5,6	4,28	42	0,5327	0	0
16/05/2011	12	-	3,19	293,17	92	50	22	5	18	1,3727	0	0
25/07/2011	12	Vx29	2,88	367,48	128	19	18,9		26	0,1111	0	0
19/12/2011	12	720	4,81	540,20	112	53	20,6	5	12	0,9646	0	0
06/02/2012	12	720	2,8	228,03	81	27,2	19,6	3,87	9	0,851	0	0

**Tableau Annexe C-3 : Résultats de Jaugeage par séparateur et par V<sub>x</sub> du puits MD227.**

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			TH uile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récup	Injectée
29/6/2007	18	600	2,36	938,02	397	25,3	22,1	3,57	32	1,6094	0	0
30/09/2007	18	720	4,34	1586,33	365	31,5	20,4	4,49	29	1,3188	0	0
15/02/2008	15,87	1440	7,31	1882,13	258	35,9	19	5,2	28	0,7118	0	0
03/06/2008	15,87	720	6,26	1763,98	282	40	24	4,08	38	0,9256	0	0
30/11/2008	15,87	Vx29	8,48	5342,82	630	27	22		19	0,4302	0	0
21/02/2009	15,87	Vx29	7,37	5472,08	743	28,5	26,5		21	0,3672	0	0
04/06/2009	1,87	Vx52	7,66	5652,58	738	30,1	27,7		36	0,3934	0	0

Tableau Annexe C-4 : Résultats de Jaugeage par séparateur du puits OMPZ812.

Date mesu re	Diam Duse (mm)	Unit é Sépa r.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GOR	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Tem p. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Réc upé rée	Inj ect ée
20/06/ 2005	14,29	655	7,86	10580,32	1346	104,2	31,8	8,46	34	1,5907	0	0
04/02/ 2006	14	720	5,56	9215,20	1658	120	39	8,87	23	2,4965	0	0
17/07/ 2006	14	440	5,51	10814,55	1961	122	38	13,77	31	2,5577	0	0
08/12/ 2006	14	655	11,72	15641,96	1335	109,3	28,1	12,54	22	1,0782	0	0
23/12/ 2006	14	440	12,23	15158,40	1239	97,5	39	35,69	29	0,9215	0	0
15/01/ 2007	14	655	1,91	3251,97	1706	123	36,6	6,22	12	7,4624	0	0
22/01/ 2007	14	655	2,21	3543,58	1606	131,4	36,8	6,42	12	6,885	0	0
23/02/ 2007	14	655	6,36	10215,48	1607	128,4	35	6,83	22	2,3357	0	0
21/07/ 2007	13,8	-	4,72	8091,56	1713	114	38,2	13,97	32	2,7195	0	0
23/11/ 2007	13,8	655	7,33	10293,18	1404	121	26,7	8,57	25	1,8601	0	0
08/02/ 2008	13,8	655	7,91	13209,42	1670	115	37,5	12,85	27	1,6382	0	0
25/04/ 2008	13,8	655	7,88	13333,59	1692	109	38	21,41	31	1,5586	0	0

**Tableau Annexe C-5 : Résultats de Jaugeage par séparateur et par V<sub>x</sub> du puits HGA1.**

Date Mesure	Diam . Duse (mm)	Unité Sépa r.	Débit (m <sup>3</sup> /h)		GO R	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Te mp. Hui le (°C )	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Pre ss. Tet e	Press. Pipe	Press . Sépa r.			Réc upé rée	Inje ctée
05/11/1992	13	600	3,95	534,35	134	43	29	4,5	19	1,101	100	0
24/04/1994	null	-	null	--	null	null	null	--	--	null	0	0
07/06/2010	10	-	19,63	1247,31	64	125	24	6,02	35	0,4018	100	0
29/06/2010	10	655	4,35	992,71	228	110	25,2	7.14	26	1,5938	0	0
10/07/2010	10	-	12,58	2013,92	160	92	22	5,3	33	0,4614	0	0
08/09/2010	10	-	8,66	1521,83	176	49,5	23,1	5,61	32	0,3607	0	0
30/11/2010	10	-	9,46	1509,59	160	41,8	24	5,4	30	0,2788	0	0
12/01/2011	10	600	10,52	2163,17	206	32,3	27,4	4,08	23	0,1703	0	0
30/03/2011	10	600	14,59	3093,63	212	25,8	24,2	4,49	30	0,0693	0	0
30/04/2011	10	600	6,13	1217,73	199	34	25	5,4	27	0,35	0	0
10/07/2011	10	-	3,16	422,47	134	31	24	4,28	28	0,6057	0	0
15/11/2011	10	600	4	520,59	130	35,8	28,8	4,08	16	0,5349	0	0
16/12/2011	10	-	4,79	682,67	142	37,8	25,5	4,23	17	0,4978	0	0
09/03/2012	10	Vx29	4,33	575,90	133	32	26,1	--	15	0,4341	27	0
08/04/2012	10	600	4,15	714,71	172	34	25,2	4,08	27	0,5168	0	0
18/05/2012	10	Vx29	3,97	580,50	146	32	25,8	--	35	0,4804	0	0
20/06/2012	10	720	4,73	595,26	126	40	27,4	5	30	0,5335	0	0
28/08/2012	10	-	1,97	243,43	123	29,5	24,8	4,08	29	0,8427	0	0
19/09/2012	10	720	2,59	309,41	119	29,8	24,5	3,87	26	0,6683	0	0
18/10/2012	10	600	3,96	637,01	161	31	5,8	2,45	26	0,4942	0	0
19/01/2013	10	655	3,97	730,79	184	26	9	3,57	22	0,4128	0	0
11/03/2013	10	-	3,6	393,30	109	28	10,5	3,37	15	0,4907	0	0

## Annexe D : Les modèles obtenus par les logiciels

## Pipesim et l'OFM

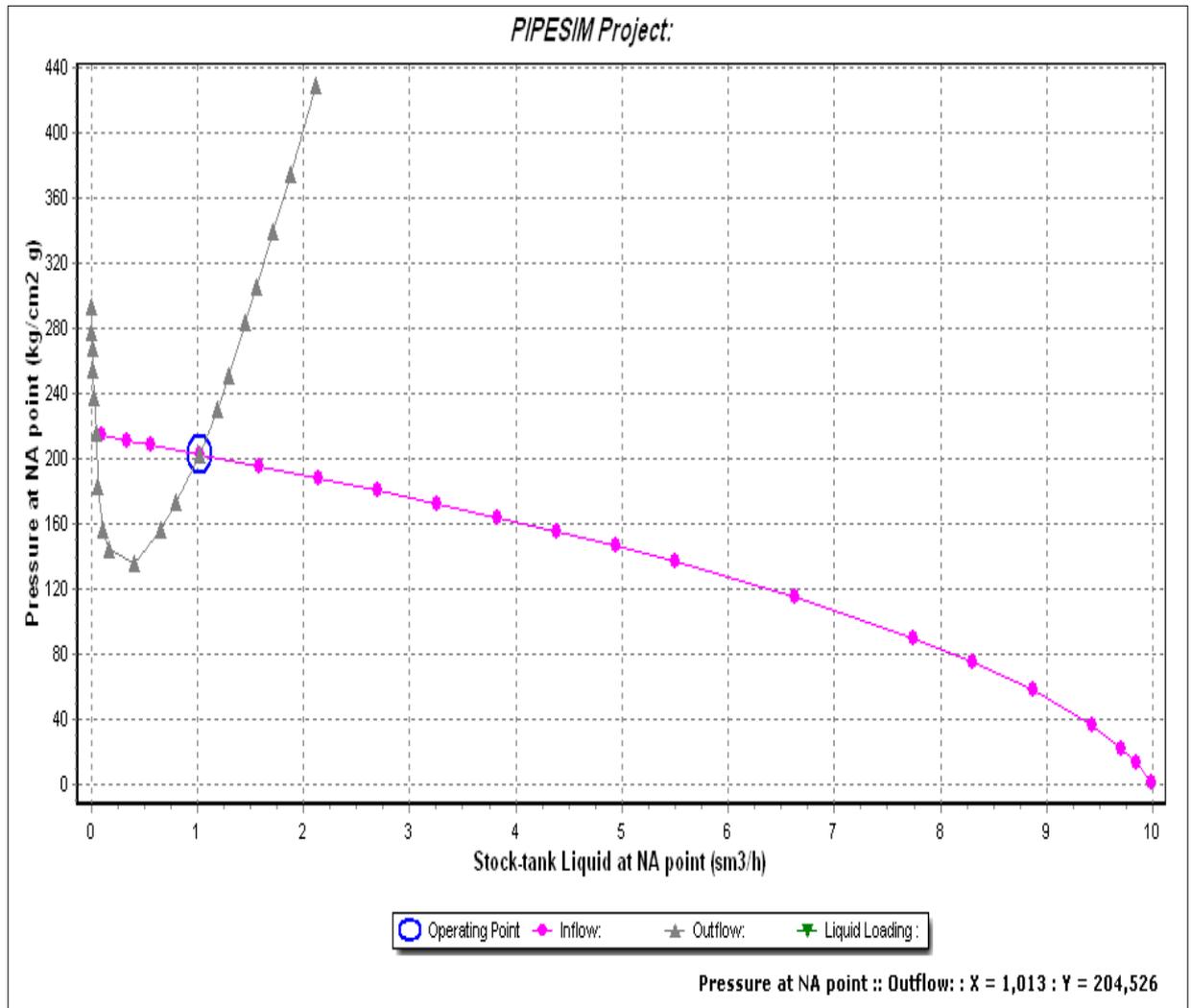
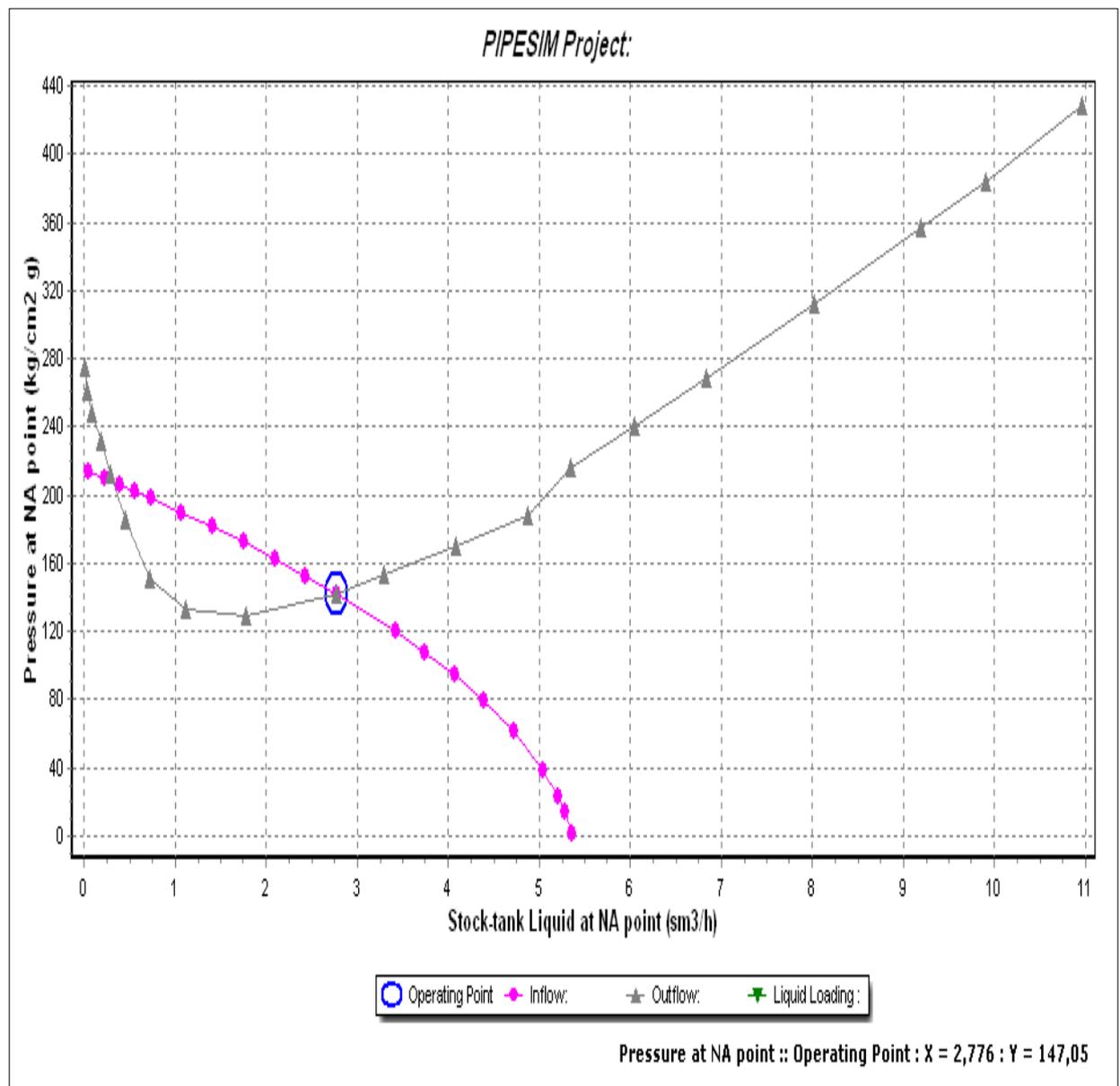
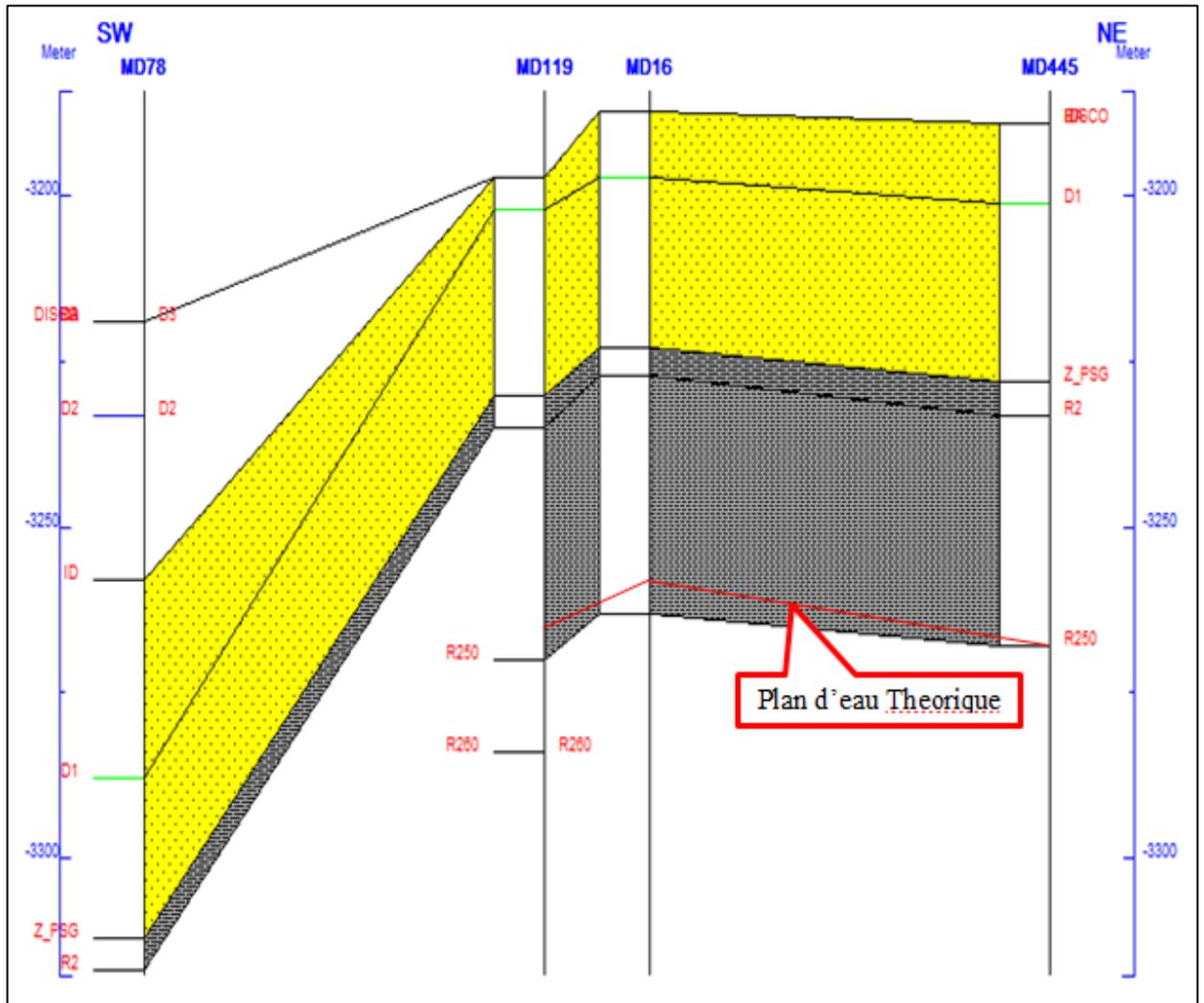


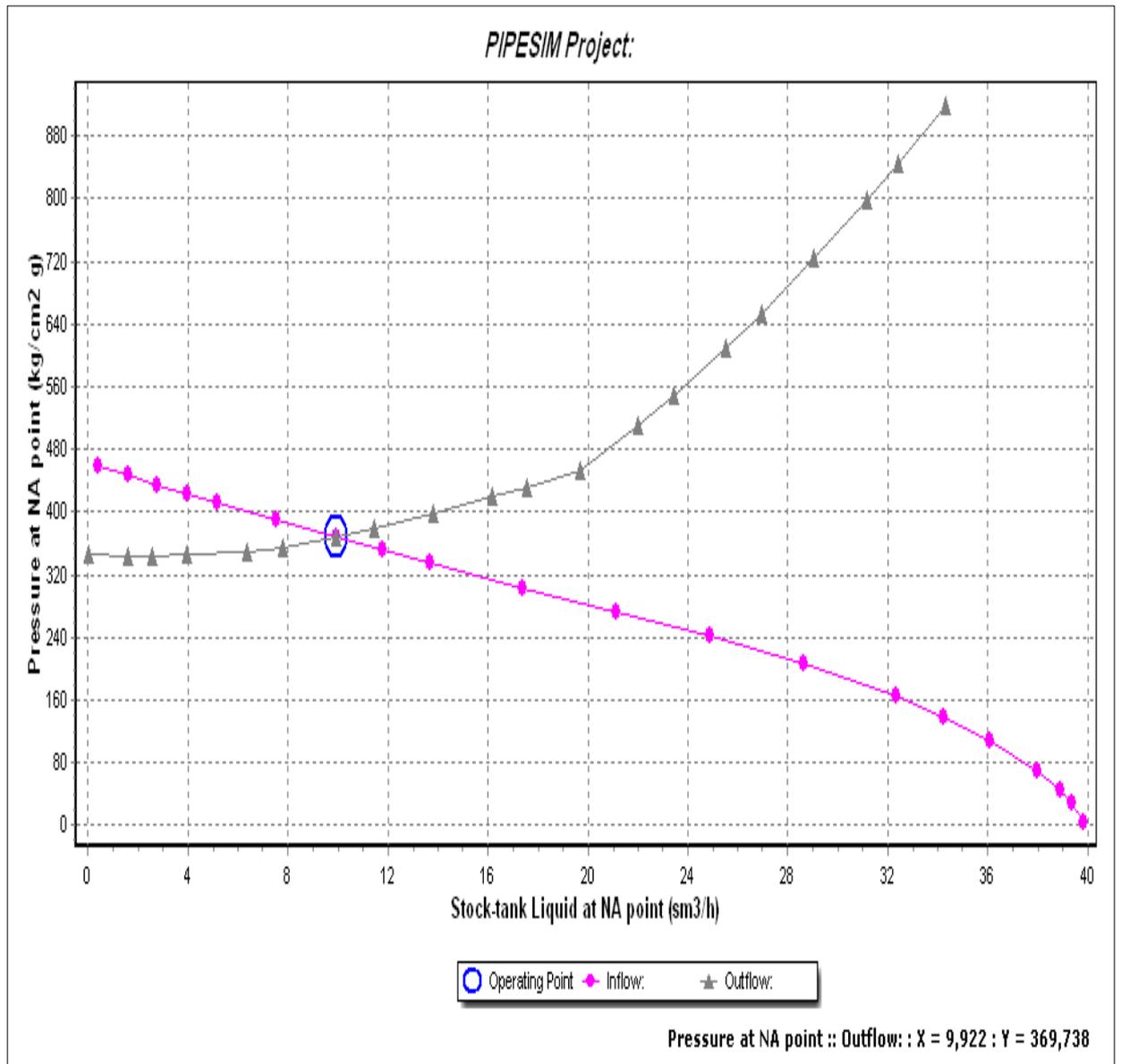
Figure Annexe D-1 : Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits MD119 pour le DST 2014.



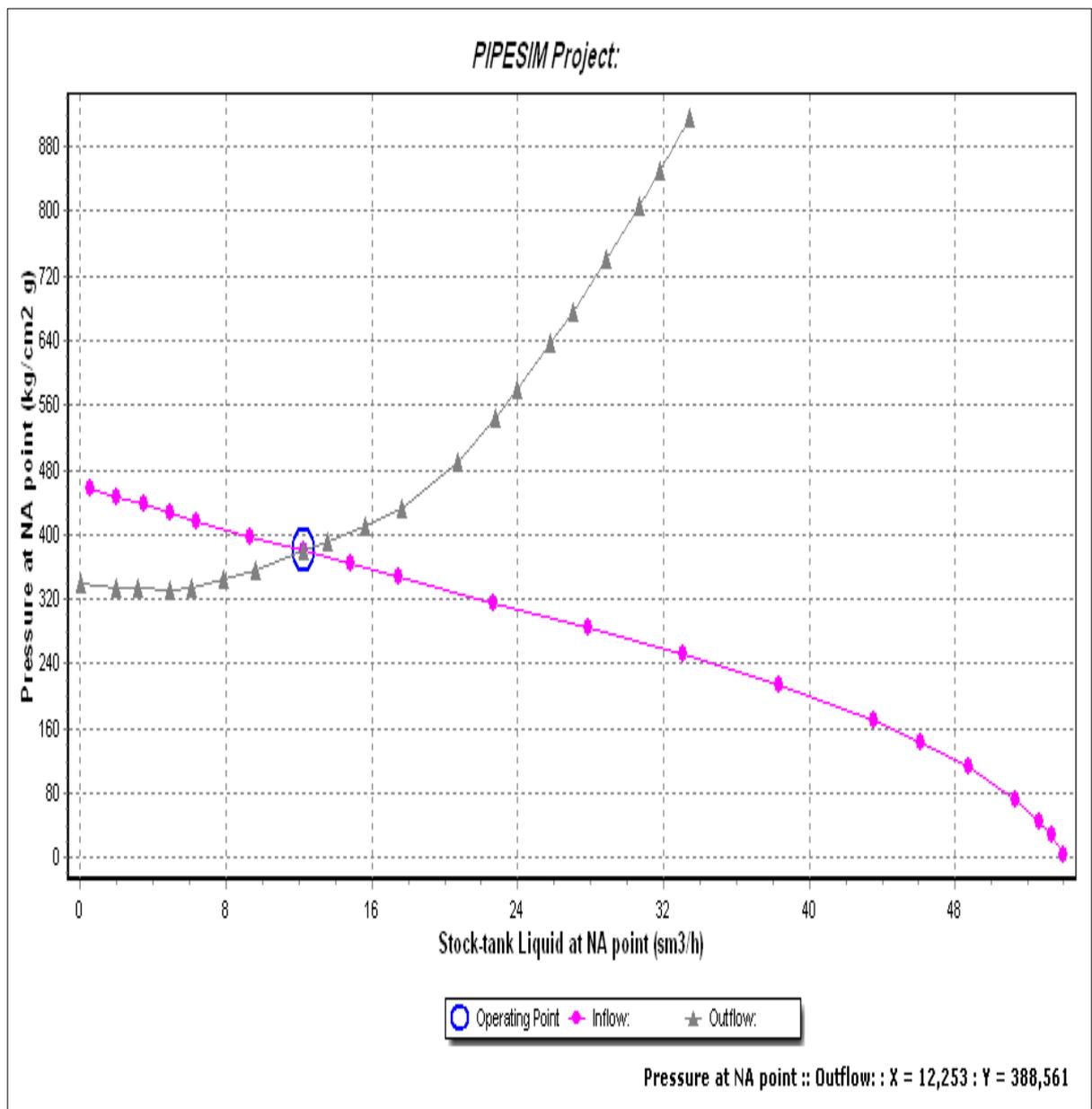
**Figure Annexe D-2 :** Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits MD119 pour le BU2014.



**Figure Annexe D-3 :** Le modèle obtenu par le logiciel OFM du puits MD119 (Cross section).



**Figure Annexe D-4 :** Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits MD634 pour le DST 1.



**Figure Annexe D-5 :** Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits MD634 pour le DST 2.

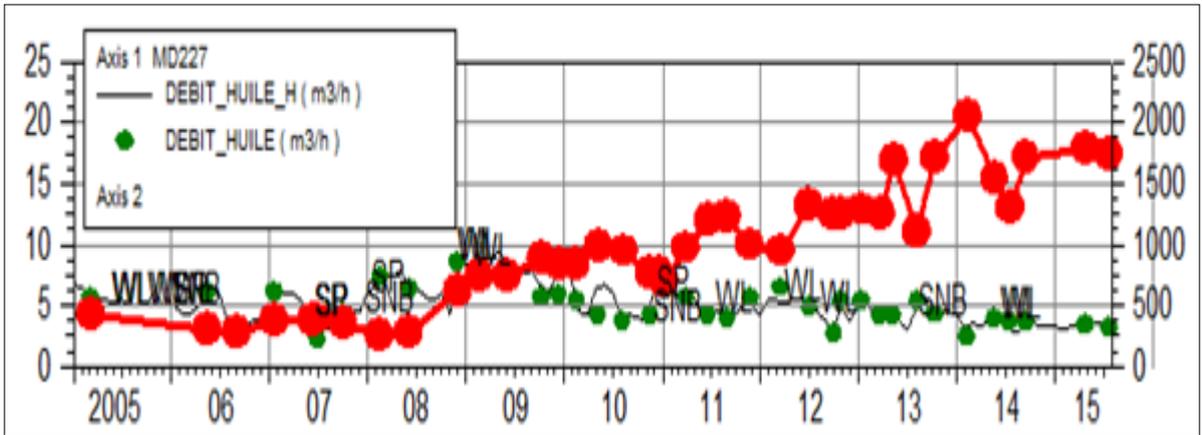


Figure Annexe D-6 : Le modèle obtenu par le logiciel OFM du puits MD227.

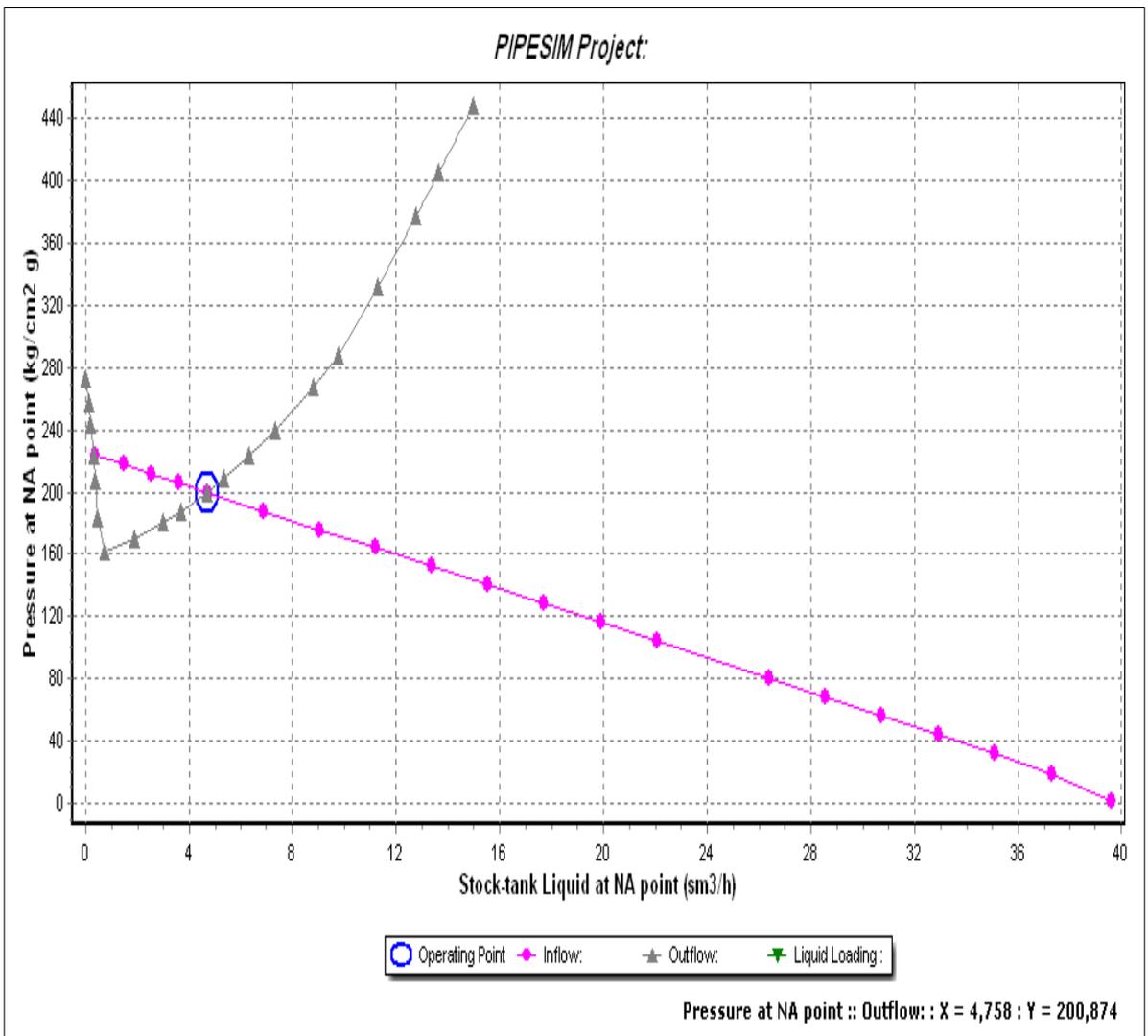
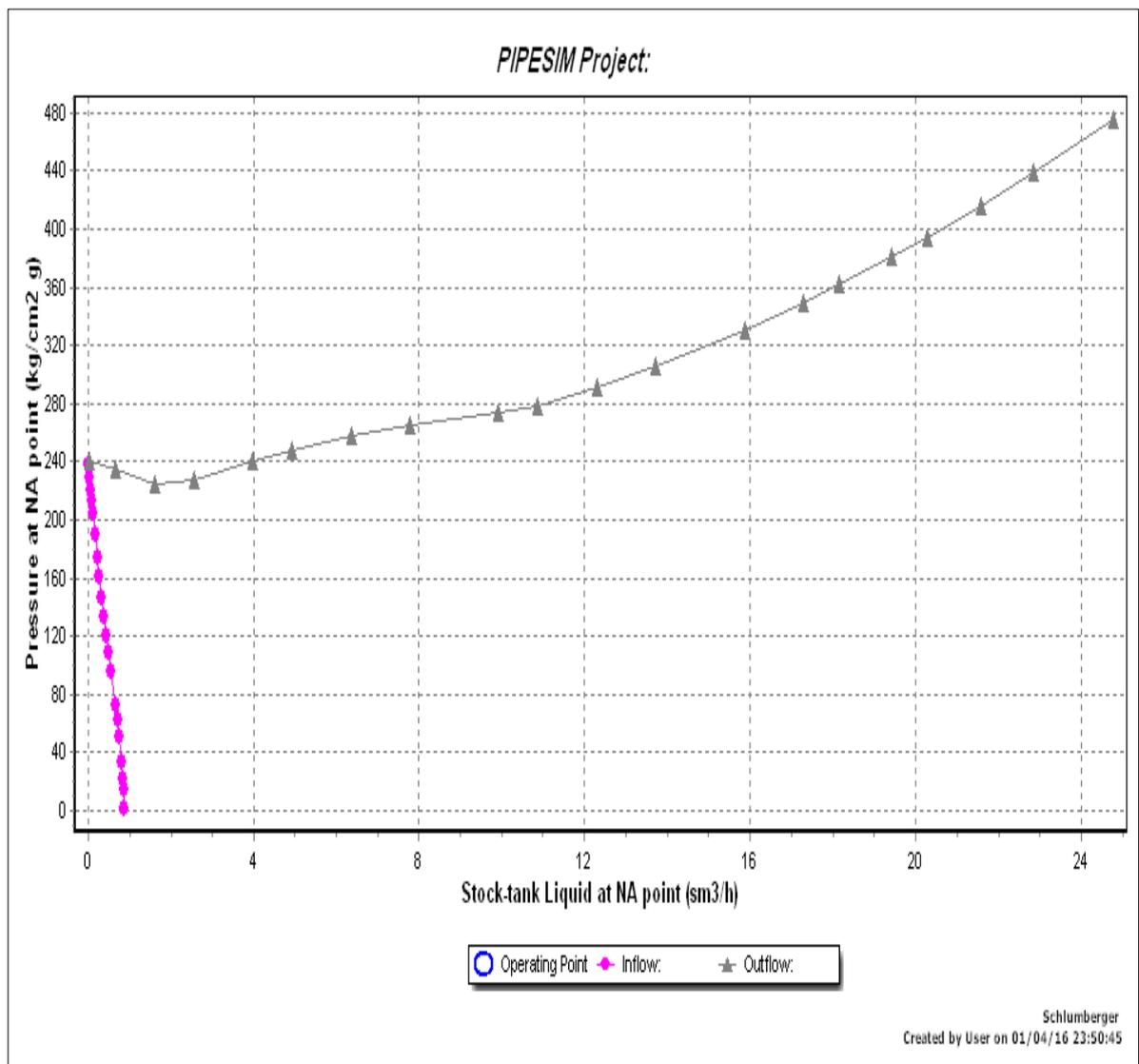
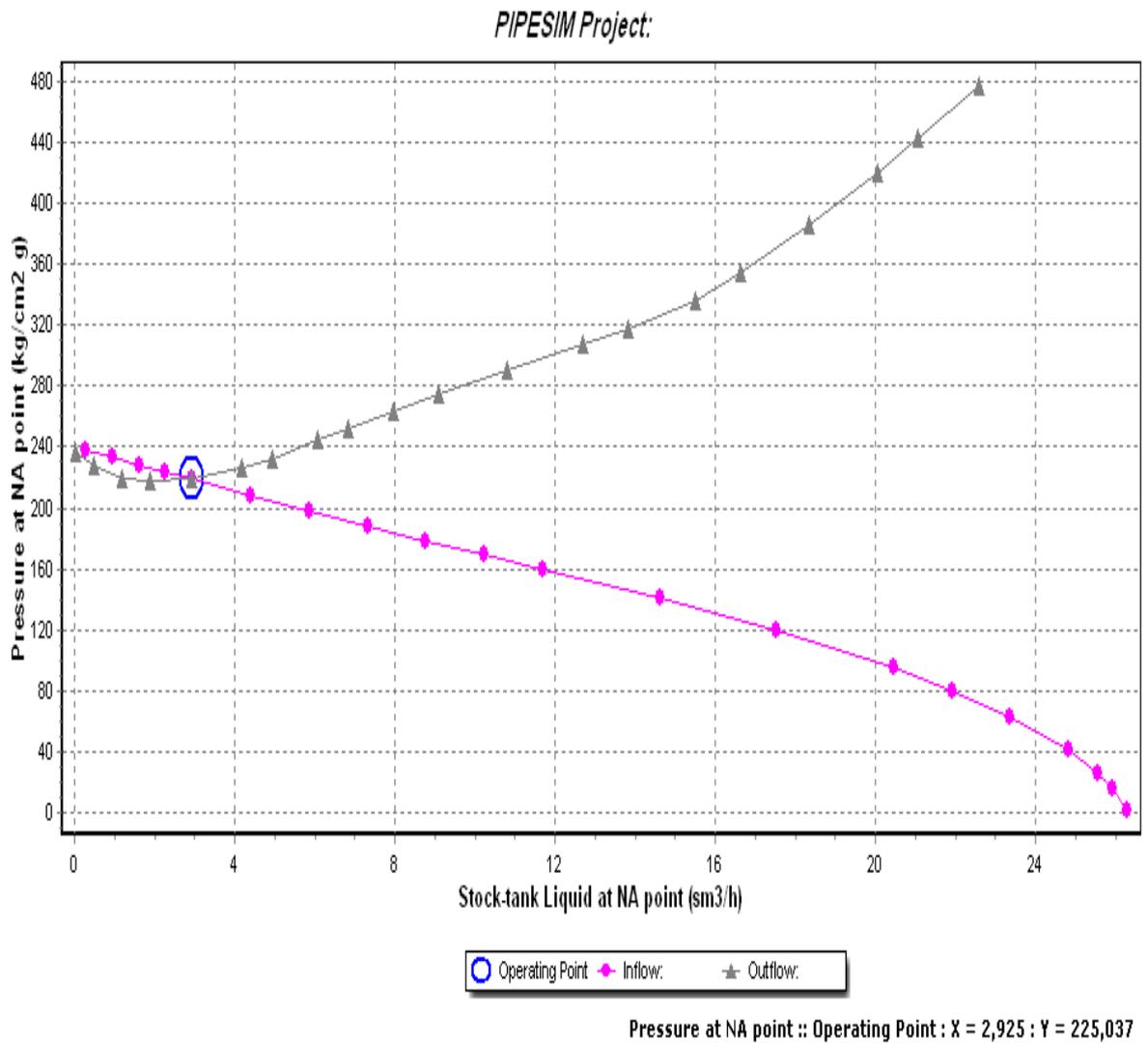


Figure Annexe D-7 : Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits OMPZ812.



**Figure Annexe D-8 :** Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits HGA1 avant fracturation.



**Figure Annexe D-9 :** Le modèle obtenu par le logiciel Pipesim du puits HGA1 après fracturation BU 2013.

## Annexe E : Les résultats d'interprétation

## Des essais des puits

Tableau E-1: représentation des tests effectués pour le puits MD119.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod. I nj.	K			Skin	Dus e	Remarque	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			Proch e	Loin tain	(Hw * Kyz				
DST	21/08/2006	224,89	202,14	140	Huile	1,62	0,079	-	155	-	4,28	9,53	DST/O + PLT (PERCEE GAZ ET EAU).
DST	16/05/2014	213,88	197,37	140	Huile	1,01	0,061	277	-	-	17,4	9,53	DST WO N1 + PLT (Side Track)
BUILD UP	02/10/2014	205,48	89,55	52,7	Huile	2,78	0,024	103	-	-	-7,32	12,7	PFD@3116,7 m abs, Skin géométrique=25,3

Tableau E-2: résultats d'interprétation du puits MD119 (test DST2006).

Name	Value	Name	Value
MD-119_SLSR 1355_22-Aug-2006 build-up #1		Reservoir	Radial composite
Test date / time	du 15 au 21/08/06	Boundary	Infinite
Formation interval	3435 à 3340	Main Model Parameters	
Perforated interval	Open hole	TMatch	6220 [hr]-1
Gauge type / #	Electronique	PMatch	1,19 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Gauge depth	3165,3 m abs.	C	5,64E-4 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Analyzed by		Total Skin	13,1
Analysis date / time		k.h, total	321 md.m
TEST TYPE	Standard	k, average	10,3 md
Porosity Phi (%)	9,5	Pi	223,339 kg/cm <sup>2</sup>
Well Radius rw	0,0762 m	Model Parameters	
Pay Zone h	31 m	Well&Well bore parameters (MD 119)	
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	C	5,64E-4 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Fluid type	Oil	Skin	13,1
Volume Factor B	1,818 B/STB	Reservoir & Boundary parameters	
Viscosity	0,2 cp	Pi	223,339 kg/cm <sup>2</sup>
Total Compr. ct	4,797E-4 cm <sup>2</sup> /kg	k.h	321 md.m
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	k	10,3 md
Rate change	1,62 m <sup>3</sup> /hr	Ri	15,2 m
P@dt=0	202,839 kg/cm <sup>2</sup>	M	7,97
Pi	223,339 kg/cm <sup>2</sup>	D	28
Smoothing	0,1		
Selected Model		Derived & Secondary Parameters	
Model Option	Delta P (Total	11.0244 kg/cm <sup>2</sup>	
Well	Delta P Ratio	0.549929 Fraction	

Tableau E-3: résultat s d'interprétation du puits MD119 (test DST 2014).

Name	Value	Name	Value
<b>SLSR#1334_tubing build-up #2</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	Du 09 au 16-05-2014	TMatch	9870 [hr]-1
Formation interval	Cambrien	PMatch	2,13 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval		C	3,96E-4 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Gauge type / #	Electronic	Total Skin	24.1
Gauge depth	- 3160,47 m	k.h, total	361 md.m
Analyzed by	B.SEMMAR	k, average	4,15 md
Analysis date / time		Pi	213,874 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	6	<b>Well&amp;Wellbore parameters (MD119)</b>	
Well Radius rw	0,0762 m	C	3,96E-4 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Pay Zone h	87 m	Skin	19,4
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	Geometrical Skin	4,67
Fluid type	Oil	hw	42,4311 m
Volume Factor B	1,814 B/STB	Zw	45,5826 m
Viscosity	0,202 cp	<b>Reservoir&amp;Boundary parameters</b>	
Total Compr. ct	4,865E-4 cm <sup>2</sup> /kg	h	87 m
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	Pi	213,874 kg/cm <sup>2</sup>
Rate change	1,01 m <sup>3</sup> /hr	k.h	361 md.m
P@dt=0	197,361 kg/cm <sup>2</sup>	k	4,15 md
Pi	213,874 kg/cm <sup>2</sup>	kz/kr	2
Smoothing	0	Ri	17,3 m
		M	3,36
<b>Selected Model</b>		D	0,4
Model Option	Standard Model	<b>Derived&amp;Secondary Parameters</b>	
Well	Vertical - Limited entry	Delta P (Total Skin)	11,299 kg/cm <sup>2</sup>
Reservoir	Radial composite	Delta P (Skin)	910904 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	Infinite	Delta P (Geometrical Skin)	2,18999 kg/cm <sup>2</sup>
Top/Bottom	No flow/No flow	Delta P Ratio (Total Skin)	0,714352 Fraction

Tableau E-4: résultats d'interprétation du puits MD119 (test BU 2014).

Name	Value	Name	Value
<b>Pressure build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	From 26/09 to 02/10/2014	TMatch	209 [hr]-1
Formation interval	R2	PMatch	0,243 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval	3395m-3403m	C	0,00462 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Gauge type / #	Metrolog CGM5-HT	Total Skin	18,7
Gauge depth	3255,4m & 3265,1m	k.h, total	106 md.m
Analyzed by	Youcef Mahboub	k, average	5,28 md
Analysis date / time	17/011/2014	Pi	204,589 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
		<b>Well&amp;Wellboreparameters (MD119)</b>	
Porosity Phi (%)	9	C	0,00462 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Well Radius rw	0,0762 m	Ci/Cf	1,06
Pay Zone h	20 m	delta_t	2,41 hr
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	Skin	3,55
Fluid type	Oil	Geometrical Skin	15,1
Volume Factor B	1,8 m <sup>3</sup> /stm <sup>3</sup>	hw	6,21016 m
Viscosity	0,24 cp	Zw	16,786 m
Total Compr. ct	4,26701E-5 cm <sup>2</sup> /kg	<b>Reservoir&amp;Boundaryparameters</b>	
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	h	20 m
Rate change	2,2 m <sup>3</sup> /hr	Pi	204,589 kg/cm <sup>2</sup>
P@dt=0	89,5573 kg/cm <sup>2</sup>	k.h	106 md.m
Pi	204,589 kg/cm <sup>2</sup>	k	5,28 md
Smoothing	0	kz/kr	0,00129
		<b>Derived&amp;SecondaryParameters</b>	
<b>Selected Model</b>		Rinv	611 m
Model Option	Standard Model	Test. Vol.	13,2728 MMB
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage (Hegeman)	Delta P (Total Skin)	76,8689 kg/cm <sup>2</sup>
Reservoir	Homogeneous	Delta P (Skin)	14,61 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	Infinite	Delta P (Geometrical Skin)	62,2589 kg/cm <sup>2</sup>
Top/Bottom	No flow/No flow	Delta P Ratio (Total Skin)	0,678072 Fraction

**Tableau E-5:** représentation des tests effectués pour le puits MD634.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod.   Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Lointai	(Hw * Kyz)			
DST	18/08/2010	434,94	329,55	119,5	Huile	9,91	0,098	361	-	-	10,3	9,53	PFD@-3134 m.
DST	02/09/2010	432,88	325,2	116,01	Huile	12,2	0,117	716	-	-	21,3	9,53	Pfd@ -3142.50 m abs.

**Tableau E-6:** résultats d'interprétation du puits MD634 (test DST 18/08/2010).

Name	Value	Name	Value
<b>SLSR_1330 build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	14 AU 18/08/2010	TMatch	10400 [hr]-1
Formation interval	CAMBRIEN D5	PMatch	0,373 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval	Open Hole	C	5,66E-4 m3/bar
Gauge type / #	ELECTRONIQUES	Total Skin	29,7
Gauge depth	3301 m Réels	k.h, total	781 md.m
Analyzed by	CHOUIA RAFIK	k, average	16,3 md
Analysis date / time	18/08/2010	Pi	430,381 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	6,1	<b>Well &amp; Well bore parameters (MD634)</b>	
Well Radius rw	0,0762 m	C	5,66E-4 m3/bar
Pay Zone h	48 m	Skin	20,4
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	Geometrical Skin	9,27
Fluid type	Oil	hw	17,4002 m
Volume Factor B	1,558 B/STB	Zw	17,7372 m
Viscosity	0,297 cp	<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>	
Total Compr. ct	2,767E-4 cm <sup>2</sup> /kg	h	48 m
Rate	0 m3/hr	Pi	430,381 kg/cm <sup>2</sup>
Rate change	9,91 m3/hr	k.h	781 md.m
P@dt=0	329,548 kg/cm <sup>2</sup>	k	16,3 md
Pi	430,381 kg/cm <sup>2</sup>	kz/kr	0,108
Smoothing	0	L - No flow	77 m
<b>Selected Model</b>			
Model Option	Standard Model	<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>	
Well	Vertical - Limited entry	Delta P (Total Skin)	79,6971 kg/cm <sup>2</sup>
Reservoir	Homogeneous	Delta P (Skin)	54,8266 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	One fault	Delta P (Geometrical Skin)	24,8705 kg/cm <sup>2</sup>
Top/Bottom	No flow/No flow	Delta P Ratio (Total Skin)	0,797045 Fraction

Tableau E-7: résultats d'interprétation du puits MD634 (test DST02/09/2010).

Name	Value	Name	Value
<b>CGM4-30316 build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	30/08 AU 02/09/2010	T Match	2,94E+5 [hr]-1
Formation interval	CAMBRIEN"D4,D3,D2"	P Match	0,276 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval		C	1,79E-5 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Gauge type / #	ELECTRONIQUE	Total Skin	21,4
Gauge depth	3142,50 m ABS	k.h, total	713 md.m
Analyzed by	YAHIAOUI A.HALIM	k, average	9,64 md
Analysis date / time	03/09/2010	Pi	430,298 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	8	<b>Well &amp; Well bore parameters (MD634)</b>	
Well Radius rw	0,0762 m	C	1,79E-5 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Pay Zone h	74 m	Ci/Cf	3,69
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	delta_t	0,00716 hr
Fluid type	Oil	Skin	21,4
Volume Factor B	1,56 B/STB	<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>	
Viscosity	0,297 cp	Pi	430,298 kg/cm <sup>2</sup>
Total Compr. ct	2,768E-4 cm <sup>2</sup> /kg	k.h	713 md.m
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	k	9,64 md
Rate change	12,2 m <sup>3</sup> /hr	S - No flow	39,9 m
P@dt=0	325,204 kg/cm <sup>2</sup>	E - No flow	299 m
Pi	430,298 kg/cm <sup>2</sup>	N - No flow	54,9 m
Smoothing	0	W - No flow	279 m
<b>Selected Model</b>		<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>	
Model Option	Standard Model	Delta P (Total Skin)	77,283 kg/cm <sup>2</sup>
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)	Delta P (Geometrical Skin)	0,00649295 kg/cm <sup>2</sup>
Reservoir	Homogeneous	Delta P Ratio (Total Skin)	0,756012 Fraction
Boundary	Rectangle, No flow	Pbar	428,496 kg/cm <sup>2</sup>

Tableau E-8: représentation de test effectué pour le puits MD227.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )		Débit (m <sup>3</sup> /h)			Index Prod Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Te				Proche	Loin tain	(Hw * Kyz)			
BUILD UP	12/12/2008	153,97	84,28	27	Huile	8,48	0,121	363	-	-	-2,51	15,87	PFD@-3235m.

Tableau E-9: résultats d'interprétation du puits MD227 (BU 2008).

Name	Value	Name	Value
<b>MD227_Bott build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	01 AU 12/12/2008	TMatch	137 [hr]-1
Formation interval	CAMBRIEN	PMatch	0,578 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval	Slotted Liner 5"	C	0,0667 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Gauge type / #	ELECTRONIQUES	Total Skin	3,42
Gauge depth	3371 m Réel	k.h, total	790 md.m
Analyzed by		k, average	11,3 md
Analysis date / time		Pi	130,372 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	7,5	<b>Well &amp; Wellbore parameters (MD227 Zone 13 "Centrale")</b>	
Well Radius rw	0,0762 m	C	0,0667 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Pay Zone h	70 m	Skin	-0,00206
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	Geometrical Skin	3,42
Fluid type	Oil	hw	39,7985 m
Volume Factor B	1,857 B/STB	Zw	38,6749 m
Viscosity	0,19 cp	<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>	
Total Compr. ct	5,977E-4 cm <sup>2</sup> /kg	h	70 m
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	Pi	130,372 kg/cm <sup>2</sup>
Rate change	8,48 m <sup>3</sup> /hr	k.h	790 md.m
P@dt=0	82,8415 kg/cm <sup>2</sup>	k	11,3 md
Pi	130,372 kg/cm <sup>2</sup>	kz/kr	1
Smoothing	0	L1 - No flow	44,5 m
Selected Model		L2 - No flow	44,8 m
Model Option	Standard Model	N	2
Well	Vertical - Limited entry	<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>	
Reservoir	Homogeneous	Delta P (Total Skin)	5,91119 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	Intersecting faults - Pi/N	Delta P (Geometrical Skin)	5,91475 kg/cm <sup>2</sup>
Top/Bottom	No flow/No flow	Delta P Ratio (Total Skin)	0,20139 Fraction

**Tableau E-10:** représentation des tests effectués pour le puits OMPZ812.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod. Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Lointain	(Hw * Kyz)			
BUILD UP	17/11/2007	211,5	185	120	Huile	4,72	0,186	--	253	412	0,94	13,8	-

**Tableau E-11:** résultats d'interprétation du puits OMPZ812(BU 2007).

Name	Value	Name	Value
<b>SLSR#2115Inferieur build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	03 AU 17/11/2007	TMatch	36,1 [hr]-1
Formation interval	CAMBRIEN	PMatch	0,255 [kg/cm <sup>2</sup> ]-1
Perforated interval		C	0,0632 m3cm2/kg
Gauge type / #	ELECTRONIQUE	Total Skin	-4,09
Gauge depth	2916,65 M ABS	k.h, total	208 md.m
Analyzed by		k, average	3,31 md
Analysis date / time		Pi	214,942 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	10	<b>Well &amp; Well bore parameters (OMPZ812)</b>	
Well Radius rw	0,0498 m	C	0,0632 m3cm2/kg
Pay Zone h	63 m	Skin	0,373
Form. compr.	4,267E-5 cm <sup>2</sup> /kg	Geometrical Skin	-4,46
Fluid type	Oil	Anisotropy Skin	-0,0016
Volume Factor B	1,82 B/STB	welllength	180,127 m
Viscosity	0,2 cp	Zw	8,97096 m
Total Compr. Ct	4,93E-4 cm <sup>2</sup> /kg	<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>	
Rate	0 m3/hr	h	63 m
Rate change	4,92 m3/hr	Pi	214,942 kg/cm <sup>2</sup>
P@dt=0	184,662 kg/cm <sup>2</sup>	k.h	208 md.m
Pi	214,942 kg/cm <sup>2</sup>	k	3,31 md
Smoothing	0	kz/kr	0,798
Default values are used!			
<b>Selected Model</b>		<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>	
Model Option	Standard Model	Rinv	126 m
Well	Horizontal	Test. Vol.	1,98323 MMB
Reservoir	Homogeneous	Delta P (Total Skin)	-16,0458 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	Infinite	Delta P (Skin)	1,46235 kg/cm <sup>2</sup>
Top/Bottom	No flow/No flow	Delta P Ratio (Total	-1,09402

**Tableau E-12:** représentation des tests effectués pour le puits HGA1.

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)		Index Prod.   Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Loi ntain	(Hw * Kyz)			
BUILD UP	15/11/2013	232,84	172,45	-	Huile	2,91	0,059	59,2	-	-	-5,75	10	PFD @ -3025m, Mesure perturbée.

**Tableau E-13:** résultats d'interprétation du puits HGA1 (BU 2013).

Name	Value	Name	Value
<b>HGA1B build-up #1</b>		<b>Main Model Parameters</b>	
Test date / time	08/11/2013 AU 15/11/2013	T Match	0,0101 [hr] <sup>-1</sup>
Formation interval	QH	P Match	0,104 [kg/cm <sup>2</sup> ] <sup>-1</sup>
Perforated interval	LCP	C	0,446 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Gauge type / #	Electroniques	Total Skin	-5,8
Gauge depth	3172m soit @ -3025m	k.h, total	59,1 md.m
Analyzed by		k, average	0,794 md
Analysis date / time		Pi	221,434 kg/cm <sup>2</sup>
TEST TYPE	Standard	<b>Model Parameters</b>	
Porosity Phi (%)	5,41	<b>Well &amp; Wellbore parameters (HGA1)</b>	
Well Radius rw	0,0762 m	C	0,446 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg
Pay Zone h	74,44 m	Ci/Cf	0,277
Form. compr.	4,267E-6 cm <sup>2</sup> /kg	delta_t	0,191 hr
Fluid type	Oil	Skin	0,509
Volume Factor B	1,73 B/STB	Geometrical Skin	-6,31
Viscosity	0,248 cp	Xf	85,2 m
Total Compr. ct	2,80267E-4 cm <sup>2</sup> /kg	Fc	3,02E+8 md.m
Rate	0 m <sup>3</sup> /hr	<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>	
Rate change	2,91 m <sup>3</sup> /hr	Pi	221,434 kg/cm <sup>2</sup>
P@dt=0	172,477 kg/cm <sup>2</sup>	k.h	59,1 md.m
Pi	221,434 kg/cm <sup>2</sup>	k	0,794 md
Smoothing	0,1	<b>Derived &amp; Secondary Parameters</b>	
<b>Selected Model</b>		Rinv	192 m
Model Option	Standard Model	Test. Vol.	2,94045 MMB
Well	Fracture - Finite conductivity, Changing Storage (Hegeman)	Delta P (Total Skin)	-5,9317 kg/cm <sup>2</sup>
Reservoir	Homogeneous	Delta P (Skin)	4,90668 kg/cm <sup>2</sup>
Boundary	Infinite	Delta P Ratio (Total Skin)	-2,99134 Fraction