

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Series : /2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté par

BENOUMHANI TOUFIK – BOUSSALEM HADJER – BENAMOUR
WALID SALAH

-THEME-

Interprétation des données d'un test build up par méthode
TDS et SAPHIR de kappa avec calcule des pseudo skin.
Application au champ de Gassi Touil.

Soutenu le : 11/06/2023

Juré :

Président : FROUHAT RACHID

MAA

univ. Ouargla

Examineur : DOUAK MOHAMED

MCB

univ. Ouargla

Encadreur: TOUAHRI ABD ELDJEBAR

MCB

univ. Ouargla

2022/2023

Remerciement

Nos remerciements s'adressent avant tout à Dieu qui nous a donné de la force et la patience pour réaliser ce travail, aussi pour toute sa grâce au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nous tenons d'exprimer notre remerciement les plus sincères à notre encadreur.

M. TOUAHRI ABDEL DJEBAR

*Nous voudrions d'exprimer aussi nos remerciements à monsieur **M. BADROUNI MOUHAMED** ingénieur au sein de département réservoir Engineering /dp gassi touil / pour votre encadrement, son aide, ses orientations, ses conseils, son large soutien et le temps bénéfique au cours de la période de formation. Et Bien sûr à tous les enseignants du Département hydrocarbures. Sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin d'élaborer de ce travail J'adresse également mes remerciements à **M. ATLLI Elhadî** qui était avec moi dans tous mes pas pour achever cet humble travail.*

*Je tiens à remercier **M. FROUHAT Rachid** pour l'honneur qu'elle m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à **M. DOUAK MOUHAMED** Qui a accepté d'examiner notre travail.*

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

A decorative border of colorful balloons (blue, pink, orange) with black strings, arranged in a rectangular frame around the text.

Dédicace

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

*A nos chers parents Pour leur patience, leur
amour, leur soutien et leurs encouragements.*

A nos frères et nos sœurs.

A nos amis et nos camarades.

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

*Du secondaire ou de l'enseignement
supérieur.*

Résumé :

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

L'interprétation par la méthode Tiab Direct Synthesis basée sur l'utilisation de certains points et droites caractéristiques de plot log-log de la pression et sa dérivée, ces points caractéristiques sont obtenus par l'intersection de différentes droites et courbes, et ses coordonnées, sont ainsi utilisées avec certaines équations pour donner directement les valeurs des paramètres recherchés : perméabilité, welbore storage et skin.

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

الملخص:

الغرض من اختبار البئر هو الحصول على معلومات أساسية حول البئر والخزان. هذا هو السبب في أن تفسير هذه القياسات هو الأداة الأساسية لمعرفة حالة نظام خزان البئر ، وكذلك العوامل المختلفة التي تؤثر على الإنتاج ، وهي النفاذية والجلد وضغط الطبقة.

التفسير بواسطة طريقة Tiab Direct Synthesis استنادًا إلى استخدام نقاط مميزة وخطوط مستقيمة لمؤامرة log-log للضغط ومشتقاته ، يتم الحصول على هذه النقاط المميزة عن طريق تقاطع الخطوط المستقيمة والمنحنيات المختلفة وإحداثياتها ، مع معادلات معينة لإعطاء قيم المعلمات المطلوبة مباشرة: النفاذية ، وتخزين التجويف ، والجلد.

الكلمات المفتاحية: اختبارات الآبار ، التفسير ، النفاذية ، الجلد ، المنحنى النموذجي ، تخزين التجويف.

The purpose of well testing is to obtain essential information about the well and the reservoir. This is why the interpretation of these measurements is the essential tool for knowing the state of the well-reservoir system, as well as the various parameters which affect production. These are the permeability, the skin and the pressure of the layer.

The interpretation by the Tiab Direct Synthesis method based on the use of certain characteristic points and straight lines of the log-log plot of the pressure and its derivative, these characteristic points are obtained by the intersection of different straight lines and curves, and their coordinates , are thus used with certain equations to directly give the values of the parameters sought: permeability, welbore storage and skin.

The key words: well testing, interpretation, permeability, skin, curve types, welbore storage.

Sommaire

SOMMAIRE

Table des matières

Remerciement	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction	02
Chapitre I: Base théorique des essais de puit	
I.1-Principes des essais des puits	04
I.2-But des essais de puits	04
I.3-Equations fondamentales	06
I.4-Types de well test	15
I.5- la base théorique des essais du puits à gaz (fluides compressibles)	18
Chapitre 02 : Les méthodes d'interprétation des essais de puits	
II.1-Présentation du champ Gassi Touil	25
II.2- La méthode TDS (Tiab Direct Synthesis)	26
II.3- Méthodologie d'analyse	30
Conclusion	
Chapitre 03 : Interprétation des essais de puits par logiciel SAPHIR et la méthode TDS	
III.1- Interprétation des essais de puits par logiciel SAPHIR	34
III. 2- Interprétation des données de test de puits par la méthode TDS	60
III .3- Comparaison entre les résultats des SAPHIR et TDS	68
Conclusion général	71
Bibliographie	
Annexes	

List e des figures

Figure 1.1 : Principe d'un essai de puits	04
Figure 1.2 : Écoulement radial circulaire	08
Figure 1.3 : Écoulement linéaire	09
Figure. 1.4 : écoulement sphérique et hémisphérique	09
Figure.1.5 l'effet du Skin	14
Figure.1.6: Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.	16
Figure.1.7: Draw-down test (essai en débit)	17
Figure.1.8: Essai de remontée de pression (BUILD UP)	18
Figure 1.9 : Variation de $\mu Z = f(P)$	19
Figure 1.10: Variation du pseudo-skin(S') en fonction de débit	21
Figure.1.11: l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le Back Pressure Test	22
Figure.1.12: l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le test isochrone	22
Figure.1.13: l'évolution de la pression et de débit en fonction du temps durant le test isochrone modifie	23
Figure 2.1 : Les Champs de la Région de Gassi - Touil	25
Figure 3.1: représentation de fiche technique GT 05	38
Figure 3.2: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-05 (Historique de la pression)	40
Figure 3.3: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-05	41
Figure 3.4: Graphe de semi -log du puits GT-05	41
Figure 3.5: Courbe Horner du puits GT-05	42
Figure 3.6: approximation (matching) du modèle de GT-05	42
Figure 3.7: la carte isobathes toit du champs GTL -TAGI l'effet d'une faille	43
Figure 3.8: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-05	44
Figure 3.9: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-05	44
Figure 3.10: représentation de fiche technique GT 15	47
Figure 3.11: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-15 (Historique de la pression)	48
Figure 3.12: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-15	49
Figure 3.13: Courbe semi -log du puits GT-05	49
Figure 3.14: Courbe Horner du puits GT-15	49
Figure 3.15: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-15	50
Figure 3 .16: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-15	51
Figure 3.17: représentation de fiche technique GT 38	54

List e des figures

Figure 3.18: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-38 (Historique de la pression)	56
Figure 3.19: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-38	56
Figure 3.20: Courbe semi –log du puits GT-38	57
Figure 3.21: Courbe Horner du puits GT-38	57
Figure 3.22: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-38	57
Figure 3.23: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-38	58
Figure 3.24: : Méthode TDS GT 05	61
Figure 3.25: Méthode TDS GT 15	64
Figure 3.26: Méthode TDS GT 38 GT05	67

Liste des tableaux

Tableau 3.1: Information sur le puits GT 05	37
Tableau 3.2: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 05	39
Tableau 3.3: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-05	43
Tableau 3.4: C and N, et AOFP du puits GT-05	45
Tableau 3.5: Résultats De l'interprétation du puits GT-05	46
Tableau 3.6: Information sur le puits GT-15	46
Tableau 3.7: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 15	48
Tableau 2.8: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-15	50
Tableau 3.9: C and N, et AOFP du puits GT-15	51
Tableau 3.10: Résultats De l'interprétation du puits GT-15	52
Tableau 3.11: Information sur le puits GT 38	53
Tableau 3.12: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 38	55
Tableau 3.13: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-38	57
Tableau 3.14: C and N, et AOFP du puits GT-38	58
Tableau 3.15: Résultats De l'interprétation du puits GT-38	59
Tableau 3.16: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-05	60
Tableau 3.17: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-15	64
Tableau 3.18: Données Méthode TDS GT 15	65
Tableau 3.19: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-38	66
Tableau 3.20: Données Méthode TDS GT 38	67
Tableau 3-21: Comparaison entre les résultats des SAPHIR et TDS	68

Introduction général

Introduction

A l'issue de la découverte d'un gisement et au cours son exploitation, L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnement et optimiser la récupération des hydrocarbures. Alors on est obligé de comprendre autant que possible le réservoir et ces propriétés a fin de l'exploiter avec un rendement maximum et une stratégie judicieuse.

Il existe plusieurs techniques qui nous donnent une image sur le réservoir à savoir acquisition des données sismiques, diaggraphie, analyse PVT, analyse des carottes, et les essais de puits.

L'essai des puits est une science en lui-même et se diffère des autres techniques car il nécessite un réservoir en état dynamique par la création d'une perturbation autour du puits afin de déclencher les réponses nécessaires pour la modélisation mathématique de réservoir.

Le comportement des réservoirs de gaz sec et à condensat lors des essais de puits est différent de ceux d'huile sous l'effet de la complexité des équations et les modèles d'interprétations et par la condensation rétrograde dans le cas d'un gaz a condensat. Ce qui rend cette interprétation difficile.

L'objectif de notre étude consiste à interpréter les essais de puits à gaz afin d'obtenir une estimation des paramètres de réservoir du champ **Gassi Touil** de réservoir (**TAGS**), et faire une étude comparative entre le calage effectué par logiciel **SAPHIR** de **KAPPA** et la méthode **TDS** (**Tiab's Direct Synthesis**) afin de comparer les deux outils d'interprétation en fait les calcule pour les pseudo Skin pour les puits endommagés et confirmer l'ordre de grandeur des valeurs obtenues

chapitre 01

Base théorique des essais de puits

Introduction

Les puits de pétrole ou de gaz donnent lieu à différents genres d’essais. Ainsi, dès qu’un forage d’exploration, en cours de progression, révèle la présence d’une roche susceptible de renfermer des hydrocarbures, un essai se faire.

Les résultats d’essai de puits sont de précieuses bases qui, en association avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir, utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles.

I.1-Principes des essais des puits :

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

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

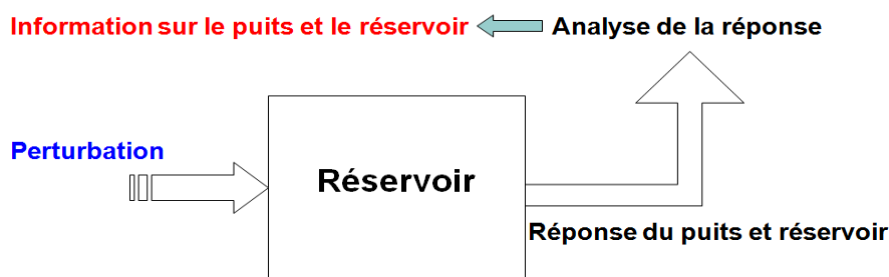


Figure 1.1 : Principe d’un essai de puits

I.2-But des essais de puits :

Les techniques employées en cours de forage ne donnent que des informations limitées à un faible rayon au tour du puits, par contre, les essais de puits permettent d’étendre ce rayon d’investigation à une large zone et de fournir des informations sur la perméabilité lointaine,

l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité et la compressibilité de la roche magasin.

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

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

b) Evaluation de la productivité du puits :

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

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

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

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

d) Calage des pertes de charge dans le tubing :

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

e) Efficacité de la complétion et de la stimulation :

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

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

g) Prévisions des incidents éventuels de production à partir de l'identification des différents problèmes rencontrés pendant la production, soit au réservoir (venue de sable, tenue de

terrains, envahissement par l'eau ou par le gaz ... etc.) ou au mouvement de l'effluent (dépôt de sel, les asphaltènes et les paraffines).

I.3-Equations fondamentales :

L'Écoulement en milieu poreux est un phénomène très complexe et ne peuvent pas donc être décrit comme explicitement que le flux moyen de canalisations ou conduits. Il est assez facile de mesurer la longueur et le diamètre d'un tuyau et calculer sa capacité d'écoulement en fonction de la pression cependant, dans les milieux poreux, le débit est différent en ce sens il n'y a pas de claire voies d'écoulement qui se prêtent à la mesure.

L'analyse de l'écoulement des fluides en milieux poreux a évolué tout au long des années sur deux fronts le groupe expérimental et le groupe analytique. Des physiciens, des ingénieurs et des hydrologues, etc. avons examiné expérimentalement les comportements de divers fluides quand ils traversent les milieux poreux. S'étendant du sable au verre de Pyrex fondu. Sur la base de leurs analyses, ils ont tenté de formuler des lois et des corrélations qui peuvent ensuite être utilisées pour faire des prédictions analytiques pour des systèmes similaires.

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

Les caractéristiques primaires de réservoir qui doit être considéré incluent :

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

I.3.1-Types de fluides :

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

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

En termes de volume du liquide :
$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \dots \dots \dots (1.1)$$

En termes de masse volumique :
$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \dots \dots \dots (1.2)$$

V: volume du fluide. P : pression . ρ : Masse volumique . C : compressibilité du fluide .

a) -Fluides incompressibles :

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

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad \text{Et} \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad \dots \dots \dots (1.3)$$

b) -Fluides peu compressibles :

Ces fluides compressibles exposent de petits changements du volume, ou la densité, avec des changements de pression. Connaissant le volume d'une V_{ref} d'un liquide peu compressible à une référence (initiale) p_{ref} pression, les changements du comportement volumétrique de ce fluide en fonction de la pression p peuvent être mathématiquement décrits en intégrant l'équation (3.1) pour donner :

$$-c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{\partial V}{V} \qquad \exp[c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} \exp[c(p_{ref} - p)] \qquad \dots\dots\dots(1.4)$$

c)-Fluides compressibles :

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

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.5)$$

1.3.2-Régimes d'écoulement :

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

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

a) -Ecoulement permanent (steady state flow):

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

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0 \qquad \dots\dots\dots(1.16)$$

Dans les réservoirs, un écoulement permanent ne peut se produire lorsque le réservoir est complètement rechargé et soutenu par une forte aquifère ou des opérations de maintien de la pression.

b) -Ecoulement transitoire (unsteady state): L'écoulement transitoire est défini comme l'état fluide à laquelle le taux de variation de la pression par rapport au temps à n'importe quelle position dans le réservoir n'est pas nul ou constant.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(i, t) \dots (1.7)$$

Cette définition suggère que la pression dérivée par rapport au temps est une fonction à la fois la position i et le temps t .

c) -Ecoulement semi permanent (Pseudosteady-state) :

Lorsque la pression à différents endroits dans le réservoir baisse linéairement en fonction du temps, c'est à dire à un taux de déclin constant, l'état de fluide est caractérisé comme un écoulement semi permanent. Mathématiquement, cette définition indique que le taux de variation de la pression par rapport au temps, à chaque position est constant, donc :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \dots \dots \dots (1.8)$$

1.3.3-La géométrie du réservoir :

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

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

a) -Ecoulement radial circulaire :

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial. (Voir figure 1.1).

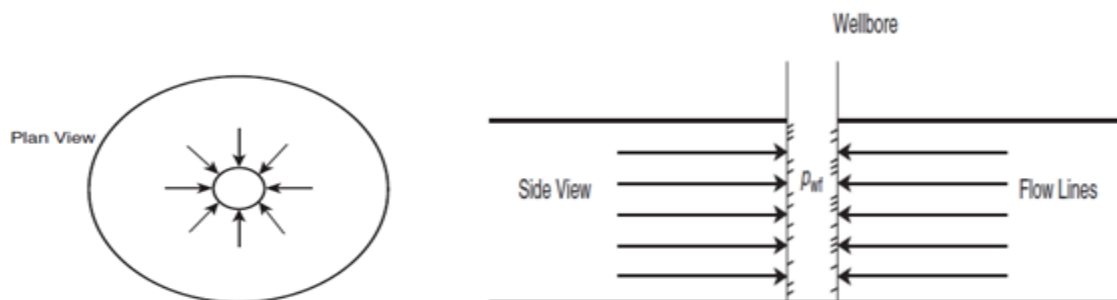


Figure 1.2 : Écoulement radial circulaire

b) -Ecoulement linéaire :

L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle. (Voir fig. 1.2)

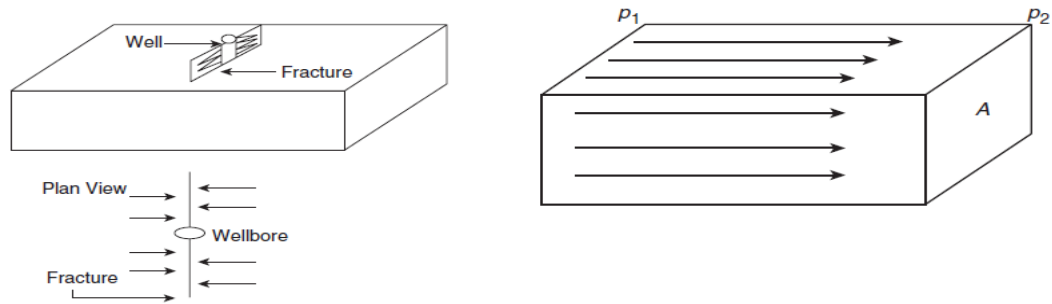


Figure 1.3 : Écoulement linéaire

c)-Écoulement Sphérique et hémisphérique :

Selon le type de complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits. Un puits équipé d'un intervalle perforé limitée pourrait produire un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations comme illustré à la figure (2.3).

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

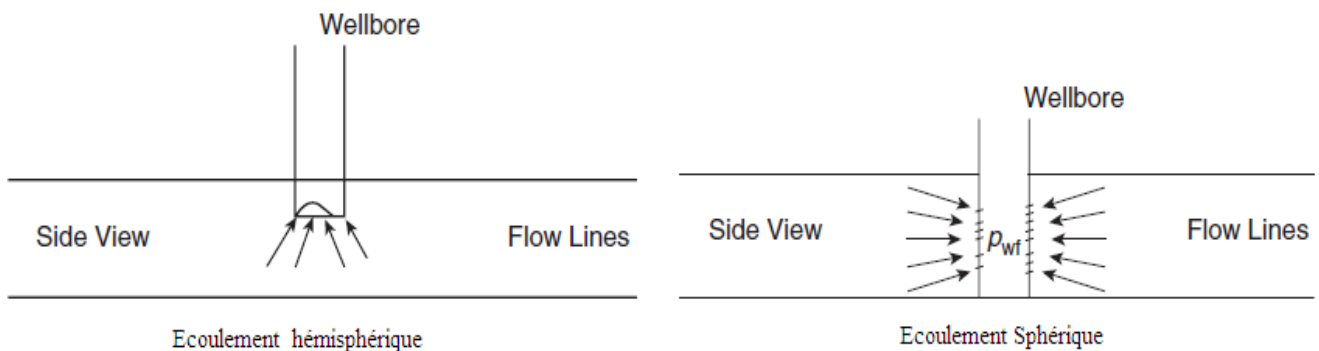


Figure. 1.4 : écoulement sphérique et hémisphérique

1.3.4-Nombre de fluides débordants dans le réservoir :

Les expressions mathématiques qui sont utilisés pour prédire le rendement volumétrique et le comportement de la pression du réservoir varient en formes et de la complexité en fonction du nombre de fluides mobiles dans le réservoir. Il y a généralement trois système d'écoulements :

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

I.3.5-La loi de Darcy :

C'est la loi fondamentale du mouvement des fluides en milieux poreux. L'expression mathématique développé par Henry Darcy en 1856 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression et inversement proportionnelle à la viscosité du fluide. Pour un système linéaire horizontal, cette relation est la suivante :

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots(1.9) \quad \text{Et sous forme vectorielle :} \quad \vec{v} = -\frac{\bar{k}}{\mu} \vec{\nabla} p \dots(1.10)$$

Avec : v = vitesse apparente cm/s. q = débit volumétrique cm³/s. A = section de passage de fluide cm². \bar{k} : est le tenseur de perméabilité, md. p = pression atm. $\vec{\nabla}$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

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

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

Pour un écoulement turbulent, ce qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Lorsque l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut entraîner des erreurs graves.

I.3.6-Equation de continuité :

Cette équation explique le principe de Lavoisier (conservation de la masse), et peut être formulé mathématiquement avec :

Avec S_o est la saturation en huile. $\text{div}(q\vec{v}) + \frac{\partial(q\phi S_o)}{\partial t} = 0 \quad \dots(1.11)$

La combinaison de ces deux dernières équations nous donne l'équation différentielle du mouvement.

I.3.7-L'équation de diffusivité :

Cette équation est produite d'après la combinaison de l'équation de continuité, la loi de Darcy et l'équation d'état.

D'une façon générale pour n'importe quel type de fluide dans n'importe quel système de coordonnées, l'équation de diffusivité peut s'écrire comme suit :

$$\text{div} \left(q \frac{\bar{k}}{\mu} \vec{\nabla} p \right) = q\phi c_t \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\dots\dots(1.12)$$

En supposant un écoulement monophasique ($S_o=1$).

L'équation de diffusivité dans le système de coordonnées cylindrique pour un fluide peu compressible ($\rho \approx cte$) dans un milieu isotrope devient :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots(1.13)$$

Ou $K = \frac{k}{\phi c_t \mu}$ est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

En système d'unités de mesure pratiques l'équation devient :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots(1.14)$$

I.3.8-Résolution de de l'équation de diffusivité :

pour résoudre cette équation il faut faire appel aux conditions aux limites.ces conditions aux limites décrivent :

- **L'état des pressions au début de l'essai:** à $t = 0$, on suppose que la pression est uniforme dans tout le réservoir et égale à P_i (pression initiale uniforme).
- **Les limites du réservoir:** dans le réservoir où la filtration a lieu peut être limité ou infini. L'infinité est plutôt un terme mathématique qu'un terme réel, mais elle est très utile dans la résolution des équations complexes. Une limite (frontière) est dite ouverte si le fluide peut passer, et fermée s'il ne peut pas. , on peut avoir une condition de type de Dirichlet : limite de drainage du puits, et même pour une faille étanche ; ou bien de type Newman ($f(M_0) = f_0$) : une pression constante au contact d'un aquifère actif, près d'un puits injecteur ; ou bien une pression qui égale à la pression initiale à l'infinie.
- **L'état de puits:** on considère qu'aux parois de puits on a débit constant c'est-à-dire de type Dirichlet ($\left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_{M_0} = 0$). $E_i(-x) = \ln(\gamma x)$

I.3.8.1-Résolution de de l'équation de diffusivité par la fonction E_i :

L'hypothèse la plus souvent faite est de supposer le reservoir homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. le puits traverse la couche sur toute son épaisseur et supposé au centre d'un réservoir cylindrique. La résolution de l'équation de diffusivité est obtenue avec les conditions aux limites :

- * à $t = 0, P = P_i$;
- * à $r = \infty, P = P_i$;

- * débit constant;
- * rayon de puits est infinitésimal.

On obtient :

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \right] E_i \left(\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \dots\dots(1.15)$$

Ou $Ei(x)$ est la fonction exponentielle intégrale définie par : $E_i(-x) = - \int_x^{+\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \dots(1.16)$

Comme l'évolution de pression est mesurée au niveau de puits de rayon r_w l'équation devient :

$$p(r, t) = p_i + \left[\frac{70.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \right] E_i \left(\frac{-948\phi\mu c_t r_w^2}{kt} \right) \dots\dots(1.16)$$

- Lorsque $x < 0.01$ alors $E_i(-x) = Ln(1.781x)$ avec une erreur de moins que 0.25%.
- Lorsque $0.01 < x < 10.9$ on doit utiliser les valeurs tabléées de $Ei(x)$
- Lorsque $x > 10.9$, donc $Ei(x)$ peut être considérée égale zéro.

Dans notre cas $x < 0.01$, la fonction $Ei(-x)$, la fonction exponentiel intégral peut être rapprochée à la fonction logarithmique tel que : $E_i(-x) = \ln(yx) \dots\dots(1.17)$

γ : constante d'Euler, $\gamma=1.781$

Avec : $x = \frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt} \dots\dots(1.18)$

Alors :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 \right] \dots\dots(1.19)$$

En tenant compte de facteur de Skin :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right] \dots\dots(1.20)$$

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

1.3.8.2-Résolution de l'équation de diffusivité par Les variables adimensionnels :

Pendant l'écoulement transitoire la pression est fonction de temps et de position $p = p(r, t)$, d'où la pression adimensionnelle dans le régime transitoire deviens

$$p_D = \frac{kh}{141.2 Q_o B_o \mu_o} \Delta p \dots (1.21)$$

Puisque la pression, telle qu'elle est exprimée dans une forme sans dimension, varie avec le temps et l'emplacement, il est traditionnellement présenté comme une fonction du temps et de rayon sans dimension

$$r_D = \frac{r}{r_w} \dots (1.22) \quad t_D = \frac{0.000264kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \dots (1.23)$$

Le groupe ci-dessus sans dimension peut être introduit dans l'équation de diffusivité et de transformer sous forme sans dimension

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \dots (1.24)$$

Pour la géométrie linéaire

$$p_D = \frac{k\sqrt{A}}{2\pi(141.2)B\mu Q} \dots (1.25) \quad x_D = \frac{x}{\sqrt{A}} \dots (1.26)$$

Enfin l'équation de diffusivité en forme linéaire devient : $\frac{\partial^2 p_D}{\partial x_D^2} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \dots (1.27)$

La solution de la ligne de source est basée sur les hypothèses suivantes.

- 1)- Milieu poreux isotrope et homogène avec une perméabilité, porosité, épaisseur constant.
- 2)-Un écoulement monophasé est présent et occupe le volume poreux entier.
- 3)-La viscosité et la compressibilité du fluide reste constante, à toutes les valeurs de pressions.
- 4)-Le puits pénètre complètement dans la formation et les effets de la gravité sont négligeable.

5) la densité des fluides obéit à l'équation : $\rho = \rho_o e^{-c(p_i - p)}$

1.3.9-L'effet de capacité (wellbore storage) :

Fondamentalement, l'analyse d'un essai de puits traite l'interprétation de la réaction de pression de puits à un changement donné du débit (de zéro à une valeur constante pour un essai drawdown, ou de taux constant à zéro pour un essai build up). Malheureusement, le débit est contrôlé sur la surface, pas au fond du puits. En raison du volume de puits, un débit extérieur constant ne s'assure pas que le débit entier est produit à partir de la formation. Cet effet est dû à la capacité de puits. Qui exprimée par la constante « c » avec :

$$c = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \quad c = \frac{qt}{24\Delta p} = \frac{QBt}{24\Delta p}$$

:(1.28)

ΔV_{wb} : Changement du volume de fluide dans le puits.

Cet effet est dominant dans la première période de l'essai et peut masquer une partie importante de la réponse normale du puits, pour cela un traitement supplémentaire est indispensable pour déterminer la fin de la capacité du puits et pouvoir appliquer les propres formules.

I.3.10-L'effet de Skin : Le Skin par définition est un facteur de perte de charge aux abords du puits par rapport à la perte de charge total, historiquement on ne connaît que le skin mécanique qui est dû principalement à l'infiltration des fluides de forage, complétion et stimulation à la formation ce qui réduit fortement la perméabilité voisine.

Hawkins (1956) a proposé que la perméabilité dans la zone altérée, c.-à-d. k_s , soit uniforme et la chute de pression à travers la zone puisse être rapprochée par l'équation de Darcy. Hawkins a proposé l'équation suivante :

$$\Delta p_s = \left[\Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k_s \right] - \left[\Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k \right]$$

$$(\Delta p)_{skin} = \left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k_{skin}} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) - \left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Alors: $(\Delta p)_{skin} = \left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$ (1.29)

Ou $(\Delta p)_{skin} = \left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) s = 141.2 \left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{h k} \right) s$ (1.30)

Donc $s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$ (1.31)

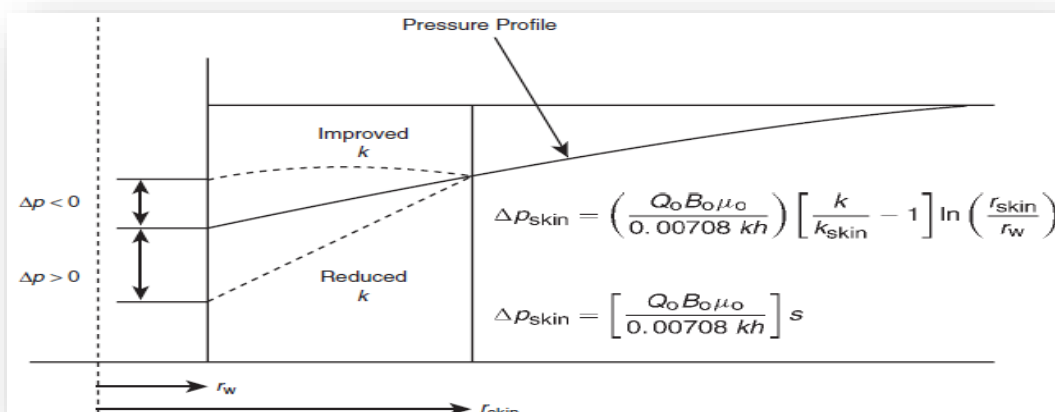


Figure.1.5 l'effet du Skin

Remarque :

- Un skin positif explique un endommagement de la formation aux abords des puits
- Un skin nul indique une formation non endommagée.
- Un skin négatif indique que le puits est stimulé.

Aujourd'hui on définit le Skin comme étant la somme des pseudos skin dont le skin mécanique ou d'endommagement fait parti $S = S_d + S_{pp} + S_p + S_t + S_{dw} \dots(1.32)$

S : skin total. S_d : skin d'endommagement ; S_{pp} : skin dû à la pénétration partielle ;

S_p : skin dû au perfores ; S_t : skin dû à un écoulement non darcy (turbulent) ;

S_{dw} : skin dû à la déviation du puits.

I.4-Types de well test: *On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :*

- Selon la chronologie de test :
On a les tests initiaux (drill stem test), tests potentiels, et tests périodiques.
- Selon le nombre de puits rentrant dans le test :
On a les tests à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; et les tests à plusieurs puits (test d'interférence ; pulse test)
- Selon le type de puits : test des puits producteurs (build up ; drawdown) et des tests des puits injecteurs (injectivity test ; falloff).
- Selon le mode de test :
en fermant le puits (build up ; falloff)
en ouvrant le puits (drawdown ; injectivity test)
en plusieurs fermetures et ouvertures successives (dst ;interférence test ;pulse test).

I.4.1- Les essais au cours de forage (Drill-Stem-Test: DST) :

Le DST est un test utilisé dans un puits nouvellement foré. Il est réalisé après un forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de déterminer la nature de fluide, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

Pour réaliser ce test, des outils spéciaux (BHA : Bottom Hole Assembly) sont montés à la fin du train de tiges de forage (Drill String).

L'opération du test au cours de forage se décompose en plusieurs phases principales qui sont représentées par le diagramme ci-dessous.

- descente du train de test (BHA) ;
- Ancrage de packer et mise en débit de la formation ;
- Fermeture et enregistrement de la pression de fond ;
- Remontée du train.

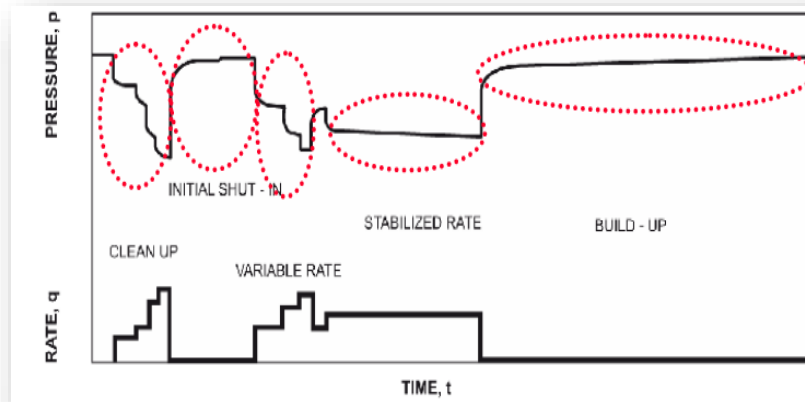


Figure.1.6: Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.

I.4.2- Les essais d'interférence :

Ces essais consistent généralement de mesurer sur un puits (récepteur) les effets d'une perturbation provoquée dans le gisement en faisant varier le débit d'un seul puits voisins (émetteur).

Les résultats déduits de ces essais (ou l'on mesure des débits et des pressions) concernant :

La connaissance de la transmissibilité des réservoirs.

L'apport de précisions sur les interfaces eau- hydrocarbure éventuel, et celui d'un jugement sur l'activité des aquifères.

L'examen de la séparation (ou communication) verticale (ou transverse) de réservoir entre eux.

-Éventuellement, l'évolution du gradient de pression avec les dépôts de liquide autour des sondages.

Remarque :

Les meilleures interférences sont réalisées quand le puits récepteur est fermé et stabilise en température et pression.

Lorsqu'une interférence est douteuse, elle peut être confirmée par l'interférence " retour".

I.4.3- Les essais d'injectivité :

Il s'agit d'identifier exactement les niveaux dans les quelles pénètre l'eau et de mesure les débits absorbés chaque un d'eau. Pour l'identification des niveaux, l'on se sert souvent de traceur radioactifs, quant au débit, ils sont mesurés en générale par des débitmètres à hélice fixée sur un câble servant aux diagraphies des mesures continues sont ainsi enregistrées en surface.

I.4.4- Essai en débit (DrawDown) :

C'est un test pour un puits qui produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face de la formation comme une fonction de temps de

production. Le but de ce test est de caractériser les propriétés de réservoir et le fluide qui le contient.

Les premières informations acquises de test DRAW-DOWN sont :

- La perméabilité effective moyenne des fluides mobiles dans le réservoir.
- Facteur de skin total.
- Efficacité d'écoulement.
- L'aire de drainage (les limites de réservoir)
- Détection des failles et les distances entre elles.
- Détection des fractures et leurs longueurs.

Le test DRAW-DOWN est pratiquement applicable aux :

- Nouveaux puits
- Pour les puits où le test B U provoque une énorme perte de production
- Pour les puits, où les objectifs sont de déterminer les limites.

Les inconvénients :

- Impossible de maintenir le débit constant.
- Impossible d'éliminer l'effet de capacité.
- Problème de nettoyage associé aux nouveaux puits après Work-Over et forage.

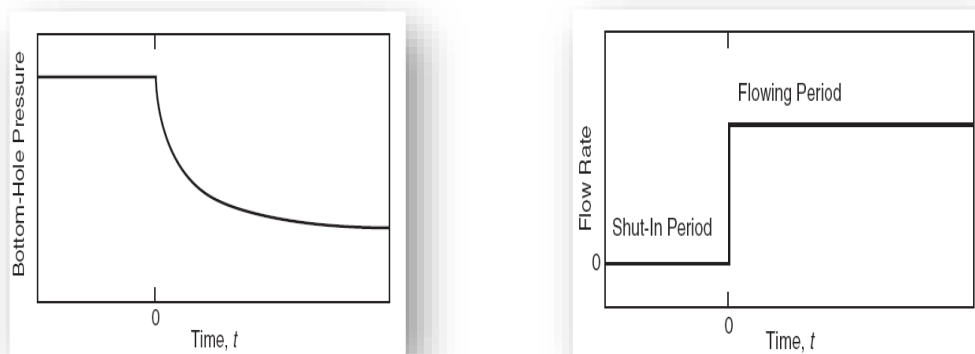


Figure.1.7: Draw-down test (essai en débit)

I.4.5- Essai de remontée de pression (BUILD UP) :

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

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser :

- ✓ La perméabilité effective de réservoir.

- ✓ Le taux d'endommagement de la formation.
- ✓ La pression moyenne de réservoir.
- ✓ Les limites de réservoir. (Les failles)
- ✓ Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité)

Les avantages de test BUILD UP :

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes :

- * Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$)
- * La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.
- * Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage)

Les inconvénients de test BUILD UP :

- * Perte de la production durant le test.
- * Redistribution des fluides dans le puits durant le test rend l'analyse des données difficile lorsque la vanne de fermeture de fond n'existe pas.
- * Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture.
- * Le test BUILD UP est un essai à deux débits, par conséquent les méthodes de superposition doivent être utilisées pour l'interprétation des données, les variations de pression mesurées durant la fermeture ne sont pas seulement influencées par la fermeture de puits, mais aussi par la période de débit avant la fermeture.

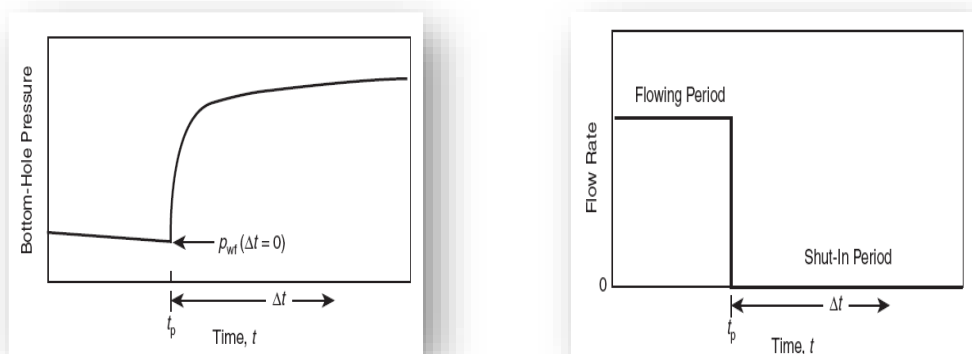


Figure.1.8: Essai de remontée de pression (BUILD UP)

I.5- la base théorique des essais du puits à gaz (fluides compressibles) :

I.5.1- Equation de diffusivité pour un écoulement des puits à gaz (fluides compressibles) :

La viscosité μ et la compressibilité C_g des gaz varient avec la pression.

On a l'équation d'état pour un gaz: $PV = ZnRT \dots\dots(1.33)$

Z : Est le facteur de compressibilité des gaz réels. $V = \frac{M}{\rho} \dots(1.34)$

Donc la masse volumique sera écrite sous la forme: $\rho = \frac{PM}{ZRT} \dots(1.35)$

Alors la compressibilité de gaz s'exprime par: $C_g = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_t \dots(1.36)$

on remplace(1.33) en (1.34)

on obtient : $C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P} \right)_t \dots(1.37)$

Par la combinaison de l'équation d'état d'un gaz et la loi de Darcy, on obtient l'équation de diffusivité pour un gaz:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{P}{\mu Z} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{P}{\mu Z} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots(1.38)$$

I.5.1.1- La pseudo-pression :

La pseudo-pression $m(p)$, aussi appelée ‘‘ real gas potentiel’’ est définie par:

$$m(p) = 2 \int_{P_{wf}}^P \frac{P}{\mu Z} dP \dots(1.39)$$

La pseudo-pression a été calculée pour chaque point de pression, leur évolution est déterminée à partir d'un graphe $\mu Z = f(P)$

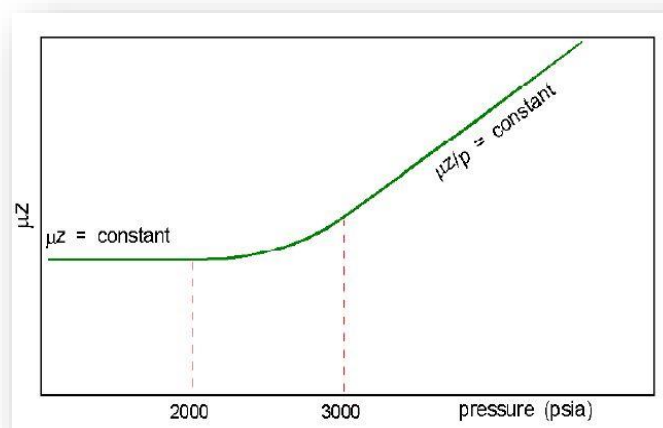


Figure 1.9 : Variation de $\mu Z = f(P)$

- **Pour $P < 2000$ psia:** $\mu Z = \text{constant}$, la pseudo-pression est exprimée par l'équation (1.39).

Cette faible pression peut être écrite en terme carrée de pression.

L'équation (1.39) devient :

$$m(p) = \frac{P^2 - P_{wf}^2}{\mu Z} \dots(1.40)$$

- Pour $P > 3000$ psia: μZ varie linéairement avec la pression, le comportement du gaz est similaire à celle d'huile

$$m(p) = \frac{2}{\mu Z} \int_{P_{wf}}^P dP = \frac{2}{\mu Z} (P - P_{wf}) \quad \dots\dots(1.41)$$

- Pour $2000 < P < 3000$ psia:

$$m(p) = 2 \int_{P_{wf}}^P \frac{p}{\mu Z} dP \quad \dots\dots\dots(1.42)$$

I.5.1.2- Pression sans dimension :

La pression standard est $P_{sc} = 14,7$ psia et la température $T_{sc} = 520$ R $m(p)$:

$$P_D = 1,987 \cdot 10^{-5} \frac{kh}{T_{qsc}} \frac{T_{sc}}{P_{sc}} (m(P_i) - m(P)) \quad .$$

$$P_D = 7,03 \cdot 10^{-4} \frac{kh}{T_{qsc}} (m(P_i) - m(P)) \quad \dots\dots\dots(1.43)$$

P²:
$$P_D = 7,03 \cdot 10^{-4} \frac{kn}{\bar{\mu} Z T_{qsc}} (P_i^2 - P^2) \quad \dots\dots\dots(1.44)$$

P:
$$P_D = 7,03 \cdot 10^{-4} \frac{kh\bar{P}}{\bar{\mu} Z T_{qsc}} (P_i - P) \quad \dots\dots\dots(1.45)$$

$$C_D = \frac{0,8936C}{\phi C_t h r_w^2} \quad \dots\dots\dots(1.46)$$

$$t_D = \frac{0,000264kt}{\phi \mu C_t r_D^2} \quad \dots\dots\dots(1.47)$$

I.5.1.3-Déviat ion à la loi de Darcy :

La loi de Darcy qui est l'une des trois équations combinées pour le développement de l'équation de diffusivité qui régit l'écoulement des fluides dans les milieux poreux n'est plus valable pour les cas des puits à gaz aux abords du puits.

La vitesse d'écoulement du gaz qui crée une turbulence qui a un grand impact sur la réponse du puits. Pour pallier à ce problème, un coefficient de turbulence est ajouter dans l'équation de Forchheimer's qui remplace la loi de Darcy applicable uniquement pour les écoulements laminaire.

La loi de Darcy peut être utilisée en ajoutant un coefficient de correction à la déviation à la loi de Darcy. Ce coefficient de skin S' s'exprime avec un terme dépendant du débit appelé "effet de turbulence" ou ' non-Darcy skin'. (Figure 1.10) $S' = S + Dq \quad \dots(1.48)$

Avec :

$$D = \frac{0.000049683\rho_g}{k^{1/3}\mu_g r_w}$$

D : coefficient de turbulence d'écoulement

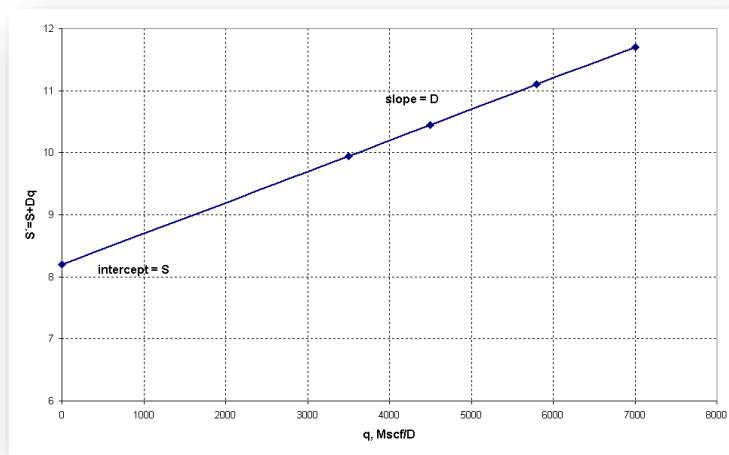


Figure 1.10: Variation du pseudo-skin(S') en fonction de débit

Dans une séquence multi-débits, S' est défini par: $S' = S + D(q_n + q_{n-1}) \dots(1.49)$

Pour une période de fermeture ($q_n = 0$) ou pour un débit immédiatement après fermeture ($q_{n-1} = 0$), le débit mesuré est utilisé dans l'équation.

I.5.2- Type des essais du puits à gaz :

Dans certains cas, en fonction des objectifs du test et du temps dont on dispose, le déroulement du test peut être identique à des puits à huile si ce n'est que :

- * le temps de débit nécessaire peut être plus élevé (18 à 24 heures par exemple).
- * le temps de fermeture est souvent au moins égale à une fois et demie le temps de débit.

Dans le cas où il s'agit de caractériser la délivrabilité du puits à gaz et l'AOF (Absolute Open Flow Potential), il est nécessaire de disposer, du point de vue théorique d'au moins deux débits différents et du point de vue pratique, d'au moins quatre débits différents. En effet l'effet partiel dépend du débit (il est de la forme $S' = S + Dq$) et il faut donc disposer de plusieurs débits pour évaluer cette dépendance.

Pour ce faire on utilise généralement l'une des procédures de test pour puits à gaz ci-après :

I.5.2.1-le Back Pressure Test:

Dans cet essai, la durée des phases de débit est uniforme comprend quatre débits différents, mais la pression statique initiale de chacune de ces phases n'est pas la même,

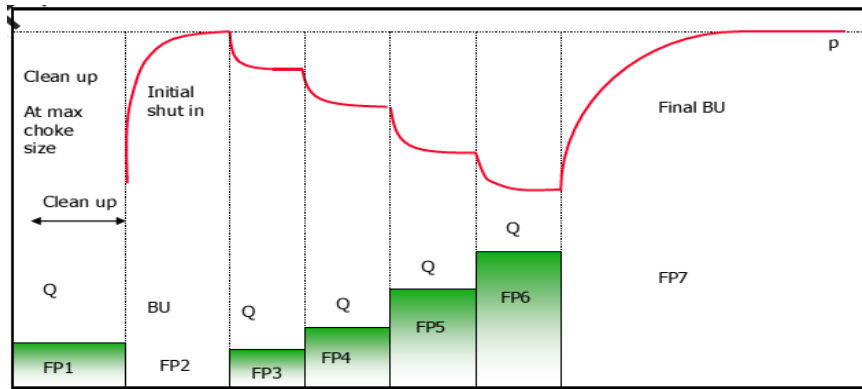


Figure.1.11: l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le Back Pressure Test

I.5.2.2: Le test isochrone :

Un test isochrone consiste à produire le puits avec quatre débits différents de même durée, entre chaque période de production le puits est fermé jusqu'à ce que les conditions statiques satisfaisantes de ce dernier soient atteintes.

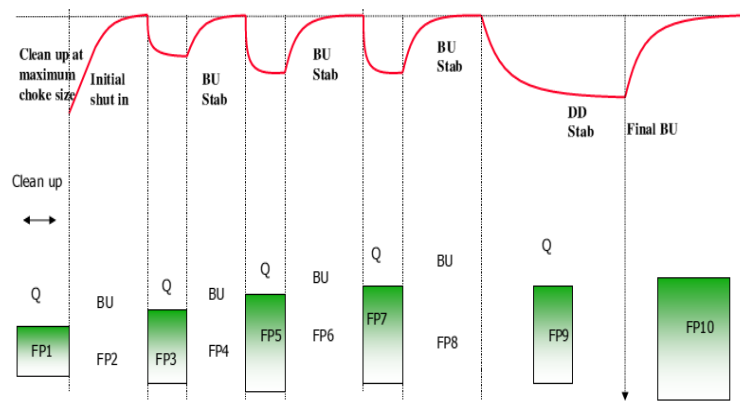


Figure.1.12: l'évolution de la pression et du débit en fonction du temps durant le test isochrone

I.5.2.3: Le test isochrone modifié :

Le véritable test isochrone est habituellement remplacé par un test modifié où la durée de débit et de fermeture sont égales. Le test isochrone modifié est plus rapide parce qu'il n'est pas nécessaire d'attendre la stabilisation comme le précédent, cependant la dernière période débordante est prolongée jusqu'à ce que la stabilisation soit atteinte.

Remarque : Leur déroulement est identique au test isochrone, sauf que les temps de fermetures intermédiaires sont égaux aux temps de débits.

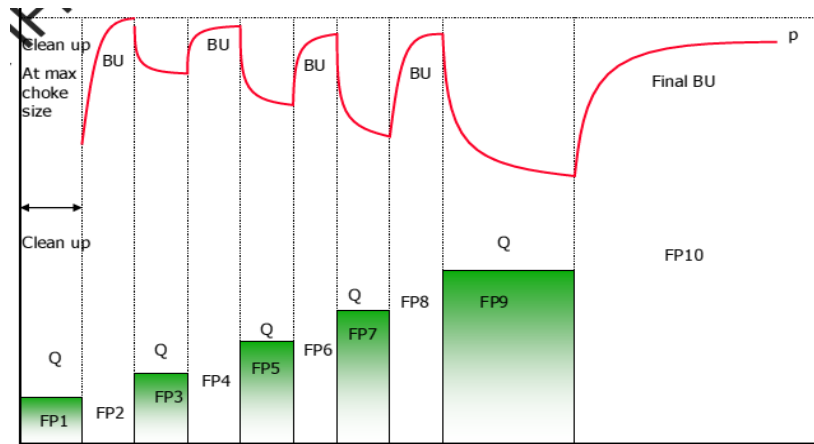


Figure.1.13: l'évolution de la pression et de débit en fonction du temps durant le test isochrone modifié

Chapitre 02

Les méthodes d'interprétation des essais de puits

Introduction

L'interprétation des données acquises par les essais des puits est essentielle pour le développement et la gestion efficace du réservoir. Dans ce chapitre on donne une approche pour l'interprétation des essais de puits à gaz en identifiant les différences qui appartiennent à l'étude des essais des puits à huile.

II .1-Présentation du champ Gassi Touil :

II .1.1- Introduction sur la région de Gassi Touil:

La région **Gassi Touil** est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont.

Elle est constituée de dix champs (Figure 2.1) : Gassi Touil (GTL), Gassi Touil Supérieur (GTS), Hassi Chergui (HCH), Nezla Sud (NZS), Nezla Nord (NZN), Toual (TOU), Hassi Touareg (HTG), Brides (BRD), Gassi El Adem (GEA) et Rhourd El Khalf (REK).

La production de brut a débuté en **1963** par l'exploitation du champ **GTL**. Celle du gaz en **1976** par l'exploitation du champ **GTS**. Les champs producteurs déversent dans un seul centre composé de trois unités : Traitement Brut (**CPC**), Traitement Gaz (**UTG**), et Réinjection Gaz (**URGA**).

II -1-2 -Histoire des découvertes dans la région Gassi-Touil :

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs dont les principaux :

NEZLA Nord : découvert en 1958, **10** puits forés de l'huile et de gaz.

NEZLA Sud: découvert en 1958, **32** puits forés de gaz.

Hassi Touareg Nord: découvert en 1959, **08** puits forés de gaz.

Hassi Touareg Sud: découvert en 1959, **06** puits forés de gaz.

Gassi Touil découvert : en 1961, **83** puits forés d'huile et gaz.

Hassi Chergui Nord : découvert en 1962, **01** puits forés d'huile.

Hassi Chergui Sud : découvert en 1962, **09** puits forés d'huile.

Brides : découvert en 1958 ,**14** puits forés de gaz.

Toual : découvert en 1958 ,**18** puits forés de gaz et condensât.

REK : découvert en 1977, **01** puits forés de gaz

Gassi EL-Adem : découvert en 1967, **06** puits forés de gaz



Figure 2.1 : Les Champs de la Région de Gassi - Touil

II .2- La méthode TDS (Tiab Direct Synthesis) :

Introduction :

Les techniques conventionnelles, dans plusieurs cas, ne peuvent pas être utilisées à cause de différentes raisons :

- Le teste est assez court pour observer la droite semi log.
- Les droites caractérisant l'écoulement radial infini ne sont pas bien développées.
- La portion de la courbe qui correspond à l'effet de capacité de puits n'est pas bien observée à cause de manque de points au début de test.

Dans ce cas on fait recours aux méthodes utilisant les courbes types, mais la méthode de matching par courbe type reste aussi une méthode risquée même avec l'utilisation de la dérivée, puisque l'utilisation de graphe log-log tend à marquer les petites variations sur la partie finale de cycle, en plus de ça le calage conduit toujours à des erreurs.

La nouvelle méthode appelée **Tiab Direct Synthesis** remédie ces problèmes par d'analyse de plot log - log de pression et sa dérivée en fonction de temps sans avoir recours aux courbes types.

Cette méthode est basée sur l'utilisation de certains points et droites caractéristiques de plot log-log de la pression et sa dérivée, ces points caractéristiques sont obtenus par l'intersection de différentes droites et courbes, et ses coordonnées, sont ainsi utilisées avec certaines équations pour donner directement les valeurs des paramètres recherchés : perméabilité, wellbore storage et skin.

II.2.1- Théorie de la méthode de TDS :

Les données nécessaires à l'interprétation sont :

- Le débit (Q_0) en bbl/d ; - La hauteur utile (h) en ft ;
- La viscosité (μ_0) en cp ; - La porosité ϕ ;
- Le (B_0) en Vol/Vol; - Le rayon du puits (rw) en ft
- La longueur (Lw) en ft - La compressibilité totale (C_t) en psi^{-1} .

II.2.2 - Points et droites caractéristiques :

- 1) La courbe de pression possède une droite de pente unitaire au cours de early –time. Cette droite correspond pure l'écoulement wellbore storage.

$$m(P_D) \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{t_D}{C_D}$$

Interprétation des essais de puits par la méthode TDS Chapitre 02

L'équation de cette droite est :(2.1)

Rappelle :

On a les grandeurs sans dimension : $m(P_D) = \frac{kh}{1422 q T} \Delta m(P)$ (2.2)

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad \dots\dots(2.3) \quad C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi c_t h r_w^2} \right) C \quad \dots\dots(2.4)$$

En divisant l'équation (2.3) sur (2.4) :

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(2.95 \times 10^{-4} \frac{kh}{\mu} \right) \frac{t}{C} \quad \dots\dots\dots(2.5)$$

Substituant l'équation (2.2) et (2.5) en (2.1), et résoudre C on obtient :

$$C = \left(0.483 \frac{qT}{\mu} \right) \frac{t}{\Delta m(p)} \quad \dots\dots(2.6)$$

- Drawdown: $\Delta m(P) = m(P_i) - m(P_{wf})$
 - Buildup: $\Delta m(P) = m(P_{ws}) - m(P_{wf})$ ($\Delta t = 0$)
- 2) La courbe de dérivée de pression a aussi une droite de pente unitaire au cours de early – time. L'équation de cette droite est obtenue par la dérivée de l'équation (2.1) tel que:

$$\frac{dm(P_D)}{d \ln(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dm(P_D)}{d(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} m(P'_D)$$

Et $m(P_D) \left(\frac{t_D}{C_D} \right) = \frac{t_D}{C_D} \frac{dm(P_D)}{d(t_D/C_D)} = m(P'_D) = 1 \quad \rightarrow \quad \frac{t_D}{C_D} m(P'_D) = \frac{t_D}{C_D} \quad \dots(2.7)$

Où la dérivée de la pression adimensionnelle est :

$$m(P'_D) = \left(2.32 \frac{\phi(\mu c_t) i h r_w^2}{qT} \right) \Delta m(P') \quad \dots\dots(2.8)$$

La partie gauche de l'équation (2.7) peut être exprimée en unité réelle en combinant l'équation (2.5) et (2.8) :

$$\frac{t_D}{C_D} m(P'_D) = \left(6.106 \times 10^{-4} \frac{kh}{qT} \right) (t \cdot \Delta m(P')) \quad \dots\dots(2.9)$$

- 3) La partie régime transitoire (infinite acting radial flow) de la courbe de dérivée de pression est une ligne de droite horizontale pour un réservoir homogène.

L'équation de cette ligne est : $\left[\left(\frac{t_D}{C_D} \right) m(P'_D) \right]_r = 0.5 \quad \dots\dots(2.10)$

En combinant l'équation (2.9) et (2.10):
$$k = 818.866 \frac{qT}{h(t. \Delta m(P'))_r} \quad \dots\dots(2.11)$$

L'indice r représente la ligne horizontale (la ligne d'écoulement radial).

En termes de pression, l'équation de cette droite est :

$$m(P_{Dr}) = 0.5 \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_r + 0.80907 + \ln(C_D^{2s}) \right] \dots\dots(2.12)$$

4) La droite de pente unitaire et la ligne horizontale de la dérivée se coupent en

$$\left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D) \right)_i = 0.5 \quad , \quad \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_i = 0.5 \quad \dots\dots(2.13)$$

Où l'indice " i " représente l'intersection. En unités réelles, les coordonnées de ce point d'intersection sont obtenus à partir de :

$$(t. \Delta m(P'))_i = 818.866 \frac{qT}{kh} \quad , \quad t_i = \frac{1695\mu C}{kh} \quad \dots\dots(2.14)$$

Puisque la ligne de pente unitaire est le même pour les courbes de la pression et de la dérivée de pression, au point d'intersection on a:

$$(\Delta m(P))_i = (t. \Delta m(P'))_i = (t. \Delta m(P'))_r \quad \dots\dots(2.15)$$

5) Entre La droite de pente unitaire et la ligne horizontale de la dérivée, les courbe de la dérivée ont des formes spécifiques pour différentes valeurs de $C_D e^{2s}$. Dans cette étude, les coordonnées des «pics» de $C_D e^{2s} > 10^2$ ont été obtenues à partir de la dérivée seconde et reportés sur un graphique cartésien. L'équation de cette droite est:

$$\left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D) \right)_x = 0.36 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x - 0.42 \quad \dots\dots(2.16)$$

En combinant l'équation (2.5), (2.9) et (2.16) :

$$(t. \Delta m(P'))_x = \left(\frac{0.174}{C} \right) t_x - 687.85 \left(\frac{qT}{kh} \right) \quad \dots\dots(2.17)$$

t_x et $(t. \Delta m(P'))_x$ sont les coordonnées du point maximum (pic) de la courbe de dérivée de pression à partir de eqt (2.17) on peut calculer le coefficient de capacité de puits (wellbore storage) et la perméabilité à partir des coordonnées de pic.

– Pour la perméabilité, on peut la calculer selon cette l'équation :

$$k = \left(\frac{687.85qT}{h} \right) \frac{1}{[0.174 (qT/\mu)] \frac{t_x}{C} - (t. \Delta m(P'))_x}$$

$$\dots\dots\dots(2.18)$$

Cette équation (2.18) doit être utilisée pour calculer la perméabilité k uniquement si la droite horizontale (infinité acting radial flow) n'est pas observé, par exemple dans un test court.

Pour le coefficient de capacité de puits :

$$C = \left[\frac{0.174qT}{(t \cdot \Delta m(P'))_x + 687.85(qT/kh)} \right] \frac{t_x}{\mu} \quad \dots(2.19)$$

Cette équation (2.19) doit être utilisé dans les cas où k est connue par d'autres sources et la droite de pente unitaire n'est pas observé.

6) le tracé log-log de $\log(C_D e^{2s})$ par rapport aux coordonnées des pics donné les équations suivantes:

$$\log(C_D e^{2s}) = 0.35 \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_x^{1.24} \quad \dots\dots(2.20)$$

$$\log(C_D e^{2s}) = 1.71 \left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D)_D \right)_x^{1.10} \quad \dots\dots(2.21)$$

Substituant l'équation (2.5) et (2.9) en (2.20) et (2.21) donne deux nouvelles expressions.

La combinaison de cette nouvelle expression avec l'équation (2.14) donne :

$$\log(C_D e^{2s}) = 0.1485 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24} \quad \dots\dots(2.22)$$

$$\log(C_D e^{2s}) = 0.80 \left(\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_x}{(t \cdot \Delta m(P'))_i} \right)^{1.10} \quad \dots\dots(2.23)$$

Ainsi les coordonnées du point maximal (pic) de la dérivée de la pression peuvent être utilisées également pour calculer skin.

$$(2.22) \longrightarrow s = 0.171 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad \dots\dots(2.24)$$

$$(2.23) \longrightarrow s = 0.921 \left(\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_x}{(t \cdot \Delta m(P'))_i} \right)^{1.10} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad \dots(2.25)$$

7) Il y a une expression relative entre la droite horizontale IARF (infinite acting radial flow) de la courbe dérivée de pression et les pics pour différentes valeurs de $C_D e^{2s}$ peut être calculée en divisant l'équation (2.16) avec (2.10):

$$\frac{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D)\right)_x}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D)\right)_r} = 2 \left[0.36 \left(\frac{t_D}{C_D}\right)_x - 0.42 \right] \dots\dots\dots(2.26)$$

(2.5) ,(2.9)et (2.26) :

$$\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_x}{(t \cdot \Delta m(P'))_i} = 2 \left[1.062 \times 10^{-4} \left(\frac{kh}{\mu}\right) \left(\frac{t_x}{C}\right) - 0.42 \right] \dots\dots(2.27)$$

l'équation (2.27) permet de calculer C et k tel que :

(2.11) et (2.27) \longrightarrow $C = \left[\frac{0.174qT}{\left((t \cdot \Delta m(P'))_x + 0.84 (t \cdot \Delta m(P'))_r\right)} \right] \frac{t_x}{\mu} \dots\dots(2.28)$

ET

(2.27) \longrightarrow $k = 9416.2 \frac{\mu C}{ht_x} \left[0.5 \frac{(t \cdot \Delta m(P'))_x}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} + 0.42 \right] \dots\dots(2.29)$

8) En divisant l'équation (2.11) avec l'équation (2.10):

$$\frac{m(P_{Dr})}{\left(\frac{t_D}{C_D} m(P'_D)\right)_r} = \ln(t_{Dr}) + 2s + 0.80709 \dots\dots(2.30)$$

En combinant l'équation (2.2), (2.5) et (2.9) avec (2.30) pour calculer le skin :

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots(2.31)$$

Où t_r est n'importe quel moment Convient au cours de régime radial -infinite acting radial flow- (la ligne horizontale de la courbe de dérivée de pression), et $\Delta m(P)_r$ est la valeur de $\Delta m(P)$ correspondant t_r

II.3 - Méthodologie d'analyse :

II.3.1- La droite de pente unitaire et la droite horizontale sont observées :

Dans ce cas on utilise les étapes suivantes :

- 1- Tracer les courbes $(\Delta m(P))$ et $(t \cdot \Delta m(P'))$ en fonction de temps sur une échelle log-log.
- 2- Tracer la droite de pente unitaire ainsi que la droite horizontale de la dérivée.
- 3- Lire les coordonnées des points d'intersection des deux droites : t_i et $\Delta m(P)_i$. Noter que $\Delta m(P)_i = (t \cdot \Delta m(P'))_i = (t \cdot \Delta m(P'))_r$
- 4- Lire les coordonnées de pic t_x et $(t \cdot \Delta m(P'))_x$
- 5- Choisir n'importe quel point sur la droite horizontale qui correspond à t_r et lire $\Delta m(P)_r$ sur la courbe de la pseudo-pression.
- 6- Calculer la perméabilité par l'équation (2.11).
- 7- Calculer le wellbore Storage par l'équation (2.6) en utilisant t_i et $\Delta m(P)_i$.
- 8- Calculer le skin par l'équation (2.31).
- 9- Pour vérifier si les valeurs de k , C et S sont correctes et surtout si la dérivée n'est pas bien stabilisée, on recalcule la perméabilité par l'équation (2.29). Si on trouve la même perméabilité donc le pic et les droites sont bien placés et donc les valeurs de k , C et de S sont corrects, dans le cas contraire, on choisit un autre pic et/ou on déplace l'une des droites, et en répétant les étapes de 3 à 8 jusqu'à on obtient les mêmes valeurs de k .

II.3.2- La droite de pente unitaire n'est pas observée :

Dans ce cas on utilise les étapes suivantes :

- 1- Tracer les courbes $(\Delta m(P))$ et $(t \cdot \Delta m(P'))$ en fonction de temps sur une échelle log-log.
- 2- Tracer la droite horizontale de la dérivée, et lire $(t \cdot \Delta m(P'))_r$. cette valeur est aussi égale à ΔP_i et $(t \cdot \Delta m(P'))_i$.
- 3- Lire les coordonnées de pic t_x et $(t \cdot \Delta m(P'))_x$
- 4- Choisir n'importe quel point sur la droite horizontale qui correspond à t_r et lire $\Delta m(P)_r$ sur la courbe de la pseudo-pression.
- 5- Calculer la perméabilité par l'équation (2.11).
- 6- Calculer le wellbore Storage coefficient par l'équation (2.28).
- 7- Calculer le skin par l'équation (2.31).

- 8- Recalculer le skin par l'équation (2.24) ou (2.25). Si on trouve la même valeur de s , donc les valeurs de s , k et de C sont corrects, dans le cas contraire : on choisit un autre pic et/ou on déplace l'une des droites, et en répétant les étapes de 5 à 8 jusqu'à on obtient les mêmes valeurs de s

Conclusion :

L'analyse des tracés log-log des données de l'essai de puits est une véritable amélioration dans les tests pratiques, mais c'est uniquement une approche systématique. Les étapes précédentes de la conception des tests, la sélection du matériel, et l'acquisition des données et la validation c'est la base de l'interprétation effective.

Chapitre 03

***Interprétation des essais de
puits par logiciel SAPHIR et la
méthode TDS***

Introduction

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et le réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres.

La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre des bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessitant ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées...etc.).

Donc, l'objectif à atteindre dans ce chapitre est la détermination des paramètres de réservoir comme la perméabilité, le skin, wellbore storage, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir...etc. des trois puits de GASSI TOUIL **GT-05, GT-15, GT-38** en se basant sur l'interprétation des essais de puits par logiciel SAPHIR et en comparant ces résultats obtenus avec celles de la méthode TDS .

III.1- Interprétation des essais de puits par logiciel SAPHIR :

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire, ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide commençant par les méthodes conventionnelles, avec l'utilisation de courbe types puis par l'avènement de la dérivée de la pression et l'introduction des outils informatiques parmi lesquels l'environnement **Ecrin** qui est la version développée par *KAPPA Engineering*, Notamment le logiciel SAPHIR qui permet de faire des analyses des essais de puits.

III.1.1- Description et utilisation du Logiciel Saphir :

SAPHIR est un outil d'interprétation des essais de puits basé principalement sur la méthode de dérivée de pression et le matching des données mesurées au model en tenant compte de l'historique détaillée de production.

Le but de l'utilisation du logiciel SAPHIR est de déterminer les paramètres de réservoir le régime d'écoulement dans le réservoir et le model de réservoir. Pour nos puits étudiés il a été recommandé de déterminer les paramètres suivants par le logiciel SAPHIR ;

- Déterminer le potentiel du puits ;
- Déterminer la pression de réservoir initiale exacte ;
- Enregistrement du gradient de pression statique ;
- Déterminer les propriétés du réservoir : K, C, S et le model de réservoir et les limite de réservoir.
- Prise d'échantillon.

III.1.1.1- Préparation des données pour logiciel SAPHIR :

Les données nécessaires utilisées dans logiciel SAPHIR sont :

- Données de l’essai : débit (séquence des événements complètes avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.
- Données de puits : rayon du puits, géométrie (incliné ou horizontal), profondeur (formation et capteurs de pression), intervalle de perforation.
- Paramètres réservoir et fluide : épaisseur de la formation (utile), porosité, compressibilité de l’huile, de l’eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de l’huile et le facteur de volume pression et la pression et la température du réservoir.

III.1.1.2- Méthodologie d’interprétation :

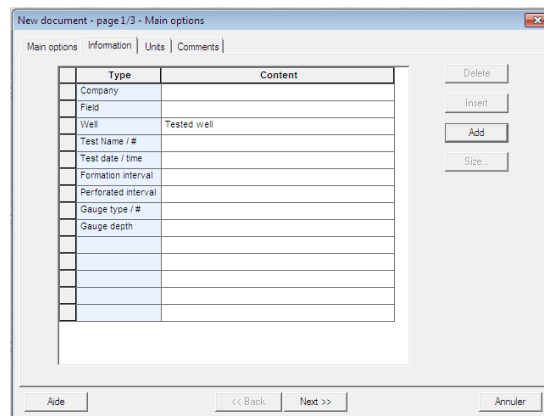
1. Préparer:

- Préparer les différentes données (PVT, pétro physique & puits)
- Préparer les données dans le format approprié avec le téléchargement des données.

2. Insérer :

Les informations sur:

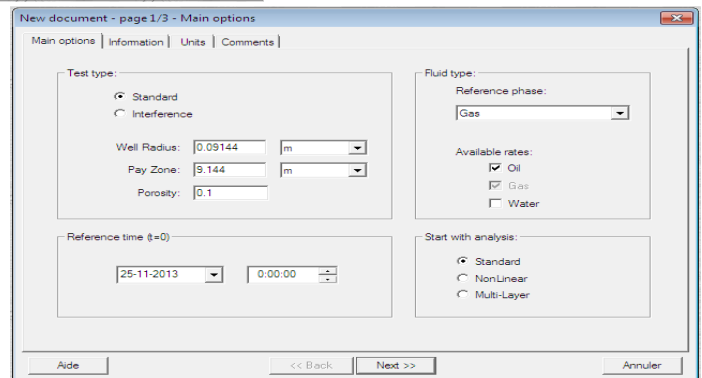
- Compagnie;
- Champs;
- Puits;
- Test ;



3. Insérer:

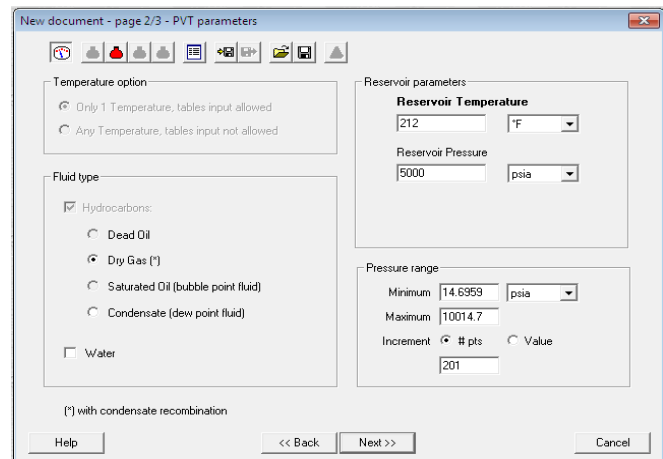
Type du fluide ;

- Rayon du puits (well raduis) ;
- Hauteur utile (pay zone) ;
- Porosité.



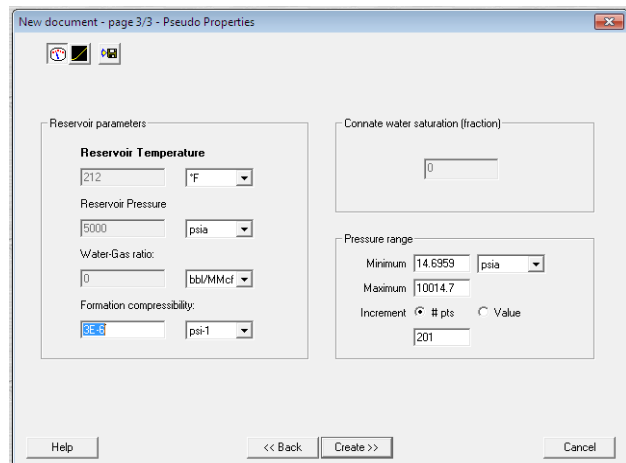
– 4. Insérer :

- La pression du réservoir ;
- La température du réservoir.



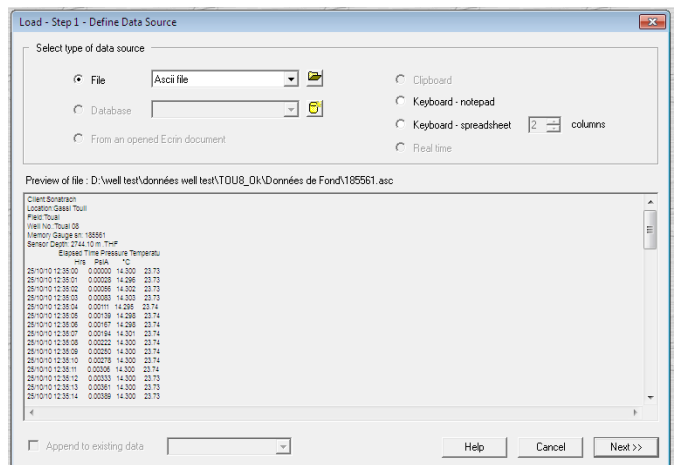
– 5. Insérer :

- La compressibilité de formation.



– 6. Importer :

- Les données de l'évolution de la pression en fonction du temps



III.1.2- Etude des puits GT-05, GT-15, GT-38 par le logiciel SAPHIR :

– 03 Tests ont été interprétés :

- puits GT-05;

- puits **GT-15**;
- puits **GT-38**;

– **Data:**

- Bonne qualité des enregistrements Amerada
- Bonne superposition des données de pression vérifiées pour tous les puits
- Données PVT des rapports (confidentielles) utilisées pour tous les puits
- Données Pétro physiques pour les paramètres réservoir
- Identification des différents régimes d'écoulements
- Détermination des paramètres puits/réservoir/limites

III.1.2.1- Etude du Puits GT -05 :

III..1.2.1.1- Informations sur le puits GT 05 :

Dans le cadre du développement du réservoir TAGS, le puits **GT-05** a été planifié comme un puits producteur de gaz à condensât.

L'intervalle de la perforation pour ce puits est de **1662.3 à 1724 m**.

Le puits a été complété avec un Tubing de production **4" ½** comme le montre la fiche technique.

Tableau 3.1: Information sur le puits GT 05:

Interval des perforations	1662.3 à 1724 m
Hauteur utile	35.20 m
X coordonnées	261848.530 UTM
Y coordonnées	UTM 3370702.010
Z (table)	210.53 m
Z (Sol)	205.83 m

L'essai de puits du **GT-05** a été réalisé en **18/10/17** jusqu'à **26/10/17**, le test était un test isochrone, les données de ce test sont représentées comme suivant :

- Test date / time: **18/10/2017**; - Perforated interval: **1662.3m - 1724.5m (TAGS)**;

- Gauge type: **MT1000 (185574)**; - Gauge depth: **1613.24m**; - Porosity Phi (%): **10.8**;
- Well Radius r_w : **0.161696 m**; - Pay Zone h: **35.2062 m**; - Form. Compr: **0.0116 psi-1**;
- Reservoir T : **66 °C** ; - Reservoir P: **1045 psia**.

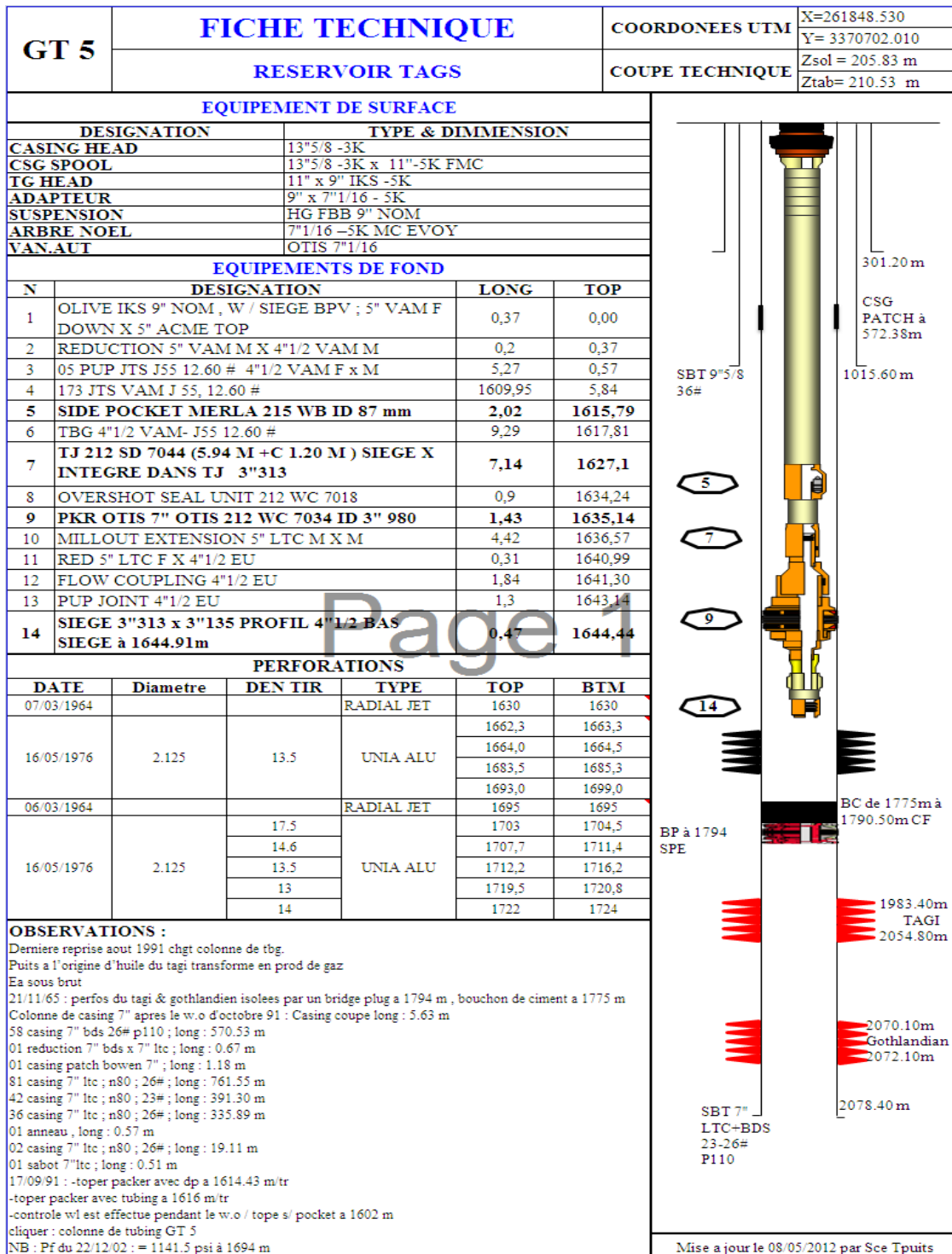


Figure 3.1: représentation de fiche technique GT 05

III.1.2.1.2- Chronologie des Opérations :

18/10/2017

- Descente jauges par paliers de 5 - 10min à 0 m et 500 m et ancrage à la cote 1612.32 m.
- Montage de l'équipement du Well Test et Test hydrostatique des lignes.

19/10/2017:

- Début du test potentiel avec une 1^{ère} duse 28/64.
- Safety meeting.
- Prise de température et pression en tête à la balance.
- Ouverture du puits sur torche.
- Passage sur séparateur après stabilisation.
- Comptage (6 Heures).
- Echantillonnage de gaz après stabilisation du GOR.
- Fermeture du puits pour BUP.

20/10/2017 : Mêmes opérations que le 1^{er} test, mais avec duse: 40/64 (Sans échantillonnage).

21/10/2017 : Mêmes opérations que le 1^{er} test, mais avec duse: 48/64 (Sans échantillonnage).

22/10/2017 : Mêmes opérations que le 1^{er} test, mais avec duse: 56/64 (Sans échantillonnage).

26/10/2017 : Remontée des enregistreurs de pression et avec paliers de 5-10 min à 1612.32 m – 1500 m – 1000 m – 0 m afin d'enregistrer le gradient de pression statique.

Tableau 3.2: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 05

Puits	GT 5			
	19/10/2017	20/10/2017	21/10/2017	22/10/2017
DATE				
Paramètres / duses /64	28	40	48	56
Pression tête WHP (PSI).	890	830	805	735
Temperature tête WHT(°C)	43	42	48	46
Débit de Gaz (Sm³/j)	101756	200242	252925	311596
Densité du Gaz (SG/AIR)	0.670	0.670	0.670	0.670

Débit du Condensat (Sm³/j)	3.36	5.76	6.72	8.16
Densité du Condensat (SG/Water)	0.708	0.708	0.709	0.709
G .O .R (Sm³/ Sm³)	30284	34764	37638	38186
Pression de Séparation (PSIA)	380	390	395	340
Débit d'eau (m³/j)	0.199	0.360	0.400	0.420
Diamètre de l'Orifice (in)	1'' .500	2'' .000	2'' .250	2'' .750
Taux de Richesse (gr/m³)	23.38	20.36	18.84	18.57

III.1.2.1.3- Etude de l'interprétation du Puits GT -05 :

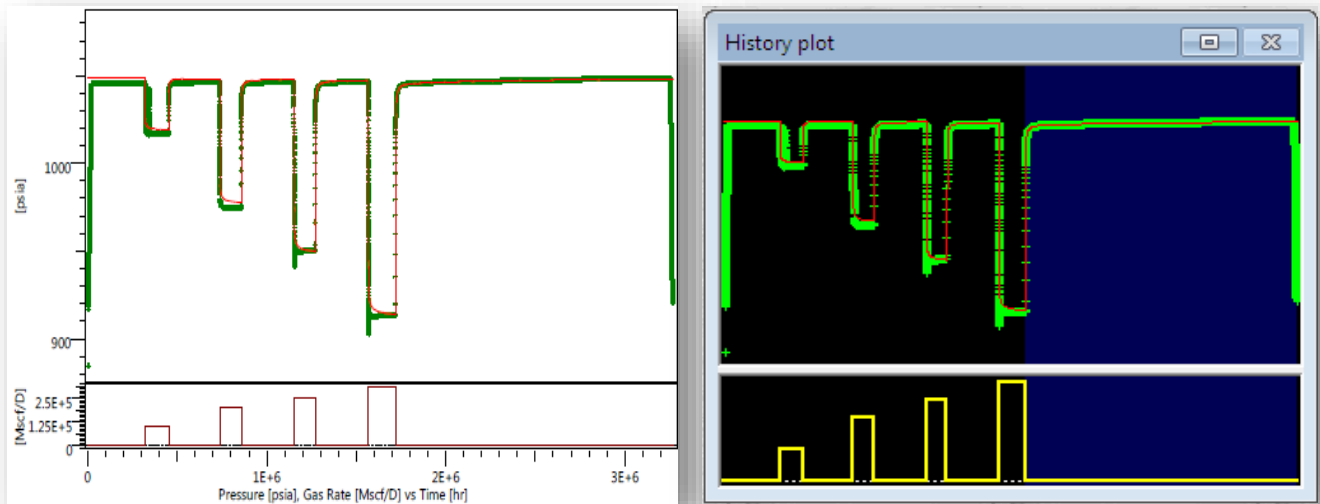


Figure 3.2: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-05 (Historique de la pression)

On remarque une diminution de la pression à chaque fois le débit augmente (DrawDown). Le test est achevé par un build-up donc une augmentation et stabilisation de la pression.

L'interprétation concerne la dernière fermeture build-up 04, en effet les autres ouvertures n'ont pas donné des résultats significatifs du fait de leurs durées courtes.

Le choix du modèle du réservoir est basé sur l'allure qu'a donnée le graphe de la dérivée de pression.

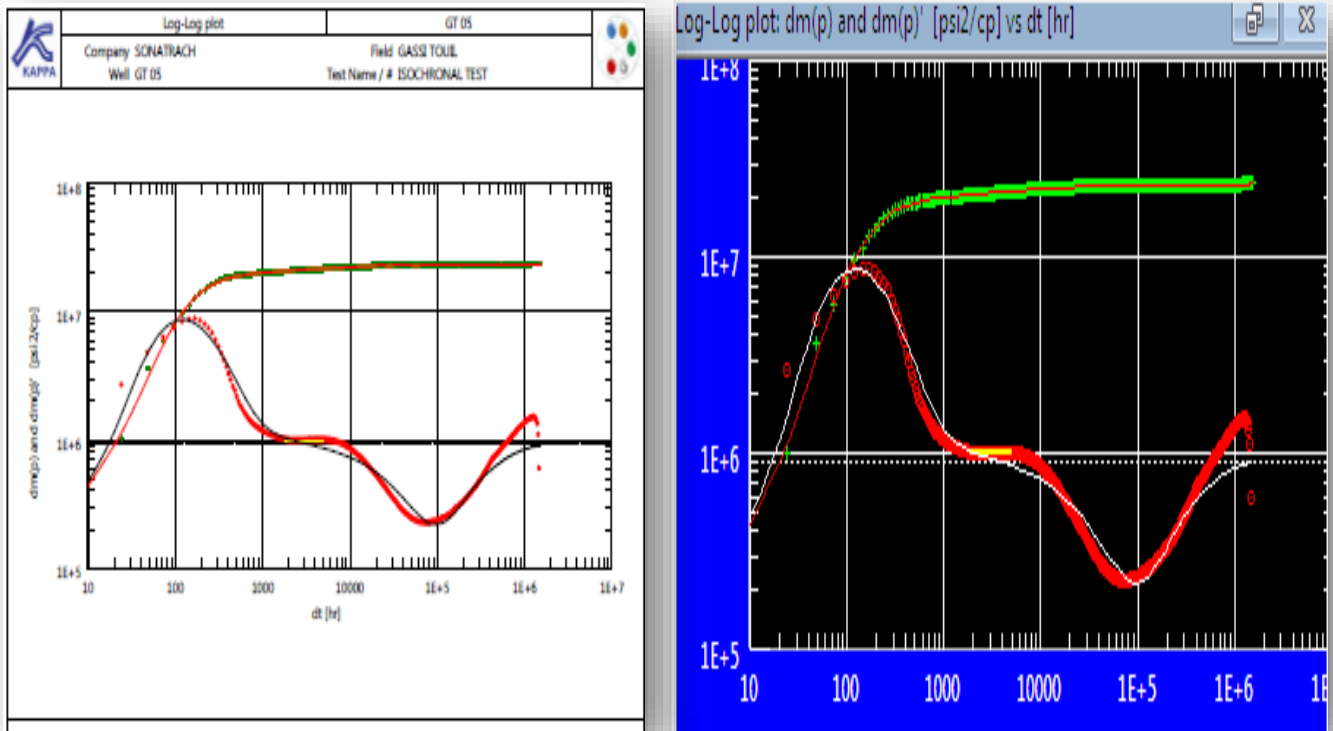


Figure 3.3: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-05

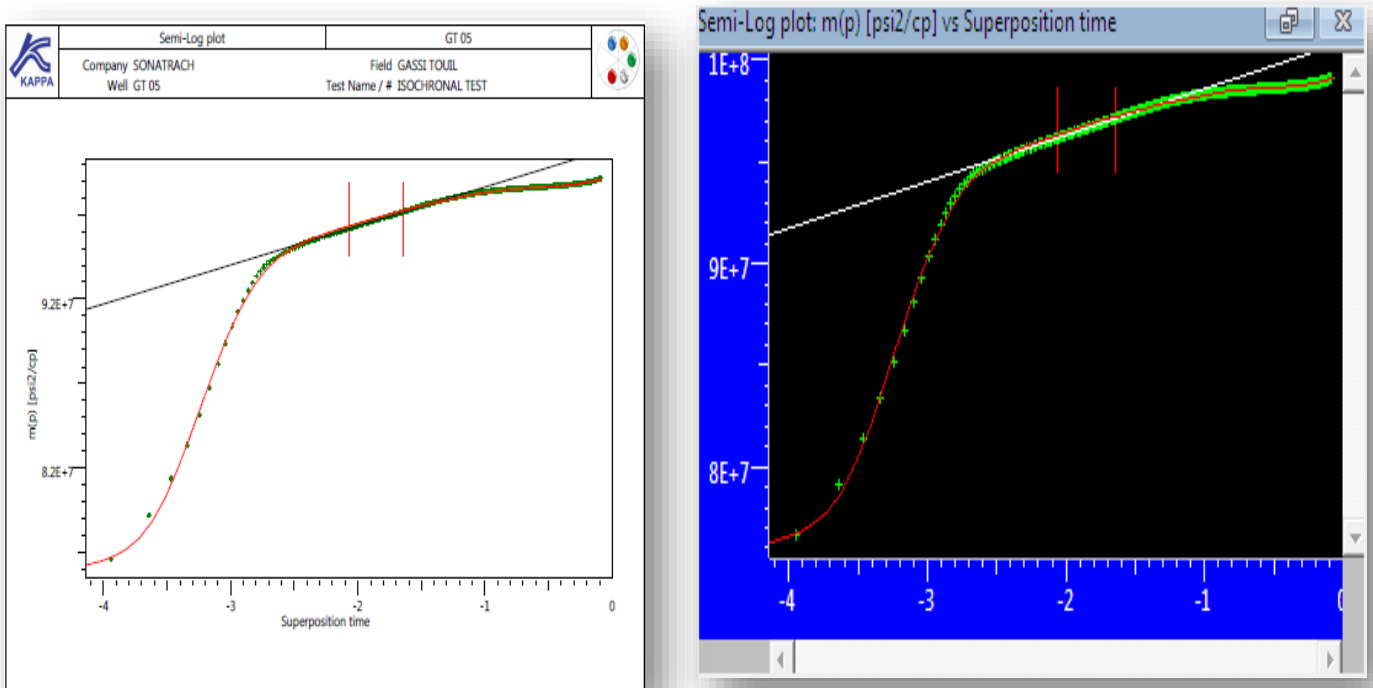
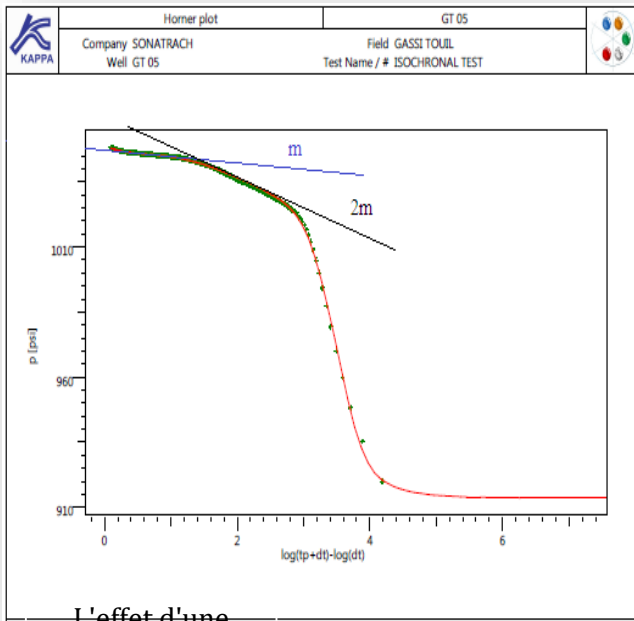
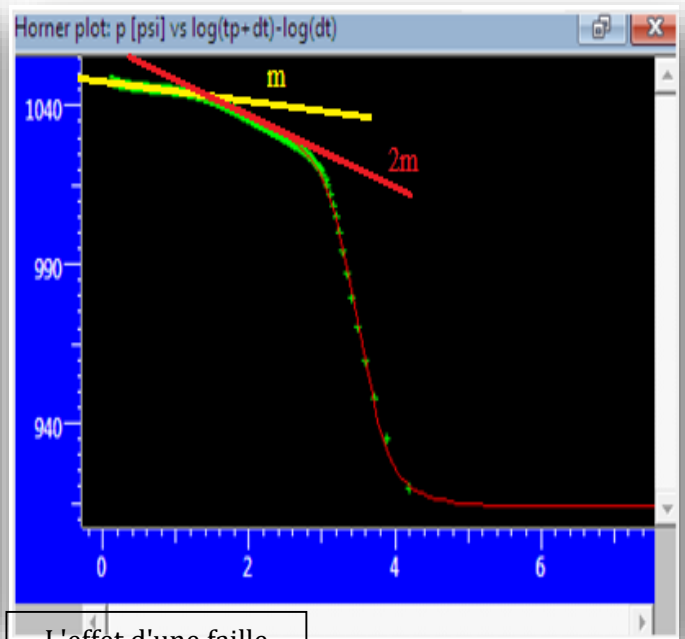


Figure 3.4: Graphe de semi-log du puits GT-05



L'effet d'une faille



L'effet d'une faille

Figure 3.5: Courbe Horner du puits GT-05

Kiwi Solutions

2 Solutions found (2 with maximum complexity 4)

- Storage+skin / 2-Porosity P.S.S.
- Storage+skin / 2-Layer

More
Help
Cancel
Generate

Regression in progress... (iter. 2 ; Error = 1.01487)

Parameter	Minimum	Value	Maximum
C [bbl/psi]	0.360045	7.97501	36.0045
Ci/Cf	5.07763	27.9544	507.763
Alpha	4.65521	72.1287	465.521
Skin0	-3.83585	5.87094	16.1642
Ri [ft]	39.4309	278.19	3943.09
M			
D	0.4	2.84449	40

Stop regression

Model

Analytical | Numerical

Option Standard Model

Wellbore model: Changing Storage (Hegeman)

Well model: Vertical

Reservoir model: Two porosity PSS

Boundary model: Infinite

Parameter	Value	Unit	Pick
Well & Wellbore parameters (GT 05)			
C	32204.7	bbl/psi	
C/Cf	4.03389		
Alpha	3.12782E+6		
Skin0	-4.61375		
dS/dQ	1.70462E-5	[Mscf]	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1048.94	psia	
k.h	1.48171E+5	md.ft	
Omega	0.114473		
Lambda	5.36701E-11		

2D Map | Schematic

new analysis | Time | Aide | Annuler | Generate

Figure 3.6: approximation (matching) du modèle de GT-05

La meilleure approximation du modèle de ce puits est **un réservoir à Double porosité PSS (pseudo-steady state interporosity flow)** (Figure 3.3), **limité par une faille à 808 m**. Comme cela est illustré par la courbe Horner (Figure 3.5).

D’après le modèle géologique, le puits **GT 05** est situé entre trois failles sécantes (figure 3.7),

L’interprétation par Saphir a décelée la présence d’une seule faille à la limite, on peut dire que la durée de test n’était pas suffisante pour montrer l’influence des autres failles.

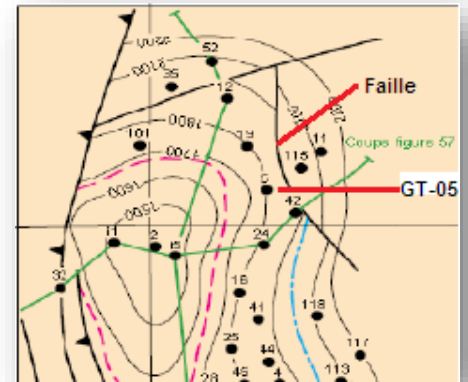


Figure 3.7: la carte isobathes toit du champs GTL –TAGI l’effet d’une faille

On aura la réponse de faille la plus proche de puits. Ce modèle est caractérisé par les 3 régimes d’écoulement :

la première droite correspond à l’écoulement radial circulaire dans les fissures, (la distribution de la pression est uniforme dans tous les blocs, c’est à dire il n’y a pas de chute de pression dans ces blocs), alors à partir du pente de on peut calculer le produit kh_f , puis le graph subit un déclin qui montre l’épuisement des fissures et le début de la contribution du système matriciel jusqu’à l’équilibre puis commence la deuxième droite qui caractérise un écoulement du système entier matrice + fissure.

Tableau 3.3: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-05:

perméabilité k (md)	Pression initial P _i (psia)	Lambda λ	Oméga ω	Prod. Index IP (Mscf/D] /psia)	Skin mécanique S ₀	Skin total S	C (bbl/psi)
53.5	1048.94	2.46 × 10 ⁻⁹	0.14	2316.08	-4.61	0.698	0.475

– **Variation du skin en fonction du débit du puits GT-05:**

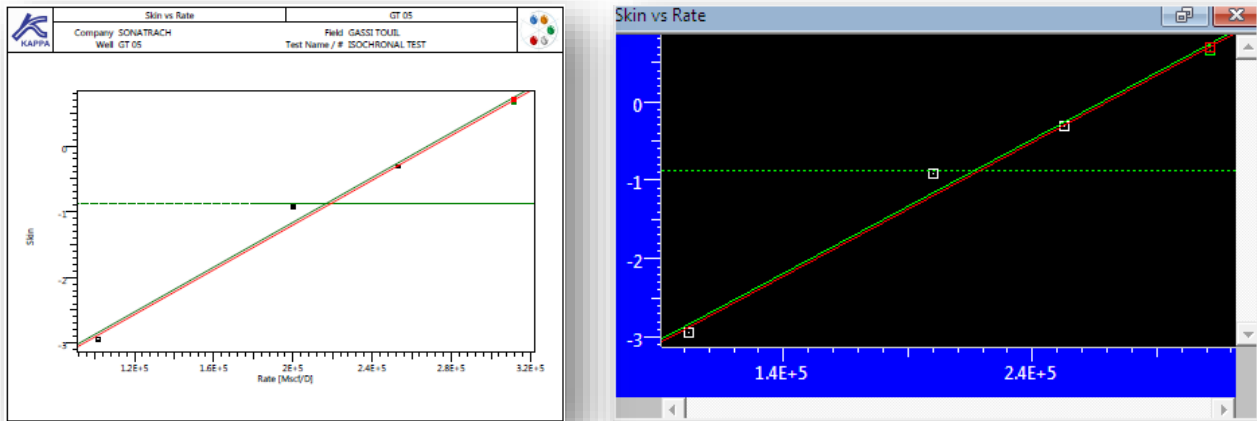


Figure 3.8: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-05

Le skin est une fonction linéaire de débit : $S = S_0 + Dq$ (3.1)

S_0 : le skin mécanique est estimé de $S_0 = -4.61$

On remarque que le skin est une valeur négative ($S_0 < 0$).

Donc : il n'y a pas vraiment un endommagement de la formation dû à

l'écoulement de gaz \Rightarrow Le puits GT-05 est stimulé, et ne nécessite aucune opération de stimulation dans le réservoir

D: le facteur de turbulence est estimé par le logiciel : $D = 1.70462 \times 10^{-5} [\text{Mscf/day}]^{-1}$

L'effet de turbulence Dq : est spécialement pour les puits à gaz à cause des grandes vitesses d'écoulement aux abords des puits (voir la page-20. Déviation à la loi de Darcy. Chapitre I, Base théorique des essais de puits).

– Calculer Le débit "Absolute Open Flow Potential" (AOF) :

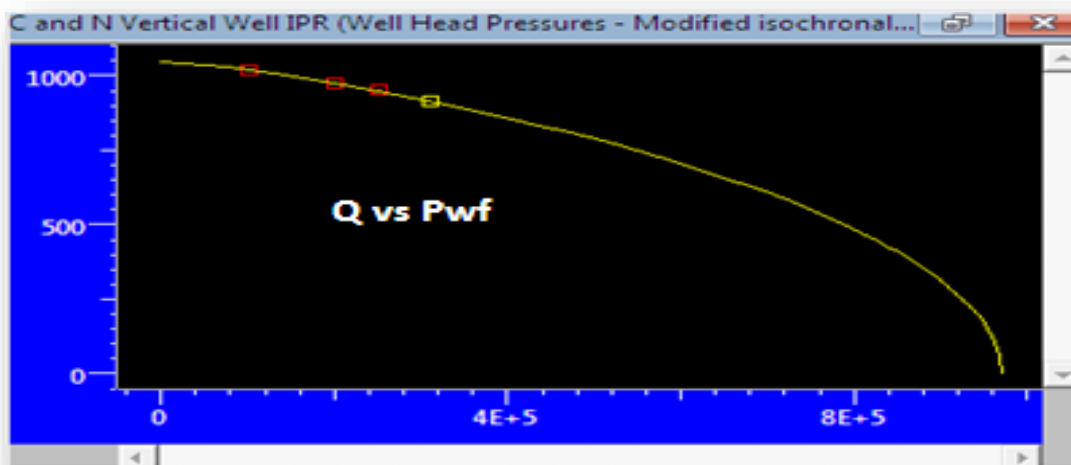


Figure 3.9: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-05

$$(P_{ws} - P_{wf}) = f(Q)$$

Par la méthode C and N, l'équation devient : $Q_g = c(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \dots(3.2)$

Tableau 3.4: C and N, et AOFP du puits GT-05:

Q m3/d	Pwf Psia
102146	1017.38
200910	974.963
253704	950.558
312542	913.849

Paramètres	Valeurs
Pression moyenne P_{avg}	1018.54 psia
AOFP	456479 m ³ /d
C	16483.2 [m3/D]/[psia ** 0.463496]
N	0.231748

Les résultats affichés sont :

Le puits possède une délivrabilité de l'ordre de: **456479 m³/d**

III .1.2.1.4- Résumé des Résultats De l'interprétation du puits GT-05 et

Conclusions :

L'interprétation du test Isochrone à aboutie aux résultats suivants :

- ✓ Le meilleur calage obtenu pour la réponse du réservoir est celui de double porosité PSS avec Changing Storage (Hegeman) et Variable Skin.
- ✓ Le potentiel du puits AOFP et de l'ordre de **456479 m³/d**
- ✓ . La pression statique enregistrée dans **GT-05** à la côte de mesure **1613.24 m** est **1048.94 psia**.
- ✓ Afin de réaliser un test standard dans les meilleures conditions, il est recommandé de mettre un puits en production plus de 72 heures.

- ✓ La valeur de Skin obtenue nous montre que le puits n'est pas endommagé et ne nécessite aucune opération de stimulation.

Tableau 3.5: Résultats De l'interprétation du puits GT-05:

Option du Model	Standard
Storage	Changing (Hegeman)
Skin	Variable
Réservoir	Double porosité PSS
Boundary	one fault
L	808m
AOFP	456479 m³/d
Coeff de la capacité C	0.475 bbl/Psi
Skin Total	0.698
Skin0	-4.61
Perméabilité Moyenne	53.5 md
P Initiale	1048.94 Psia
Pression moyenne	1018.54 psia
Facteur de turbulence	$1.70462 \times 10^{-5} [\text{Mscf/day}]^{-1}$
Delta P (Skin Total)	6.92217 Psia

III.1.2.2- Etude du Puits GT -15:

III.1.2.2.1- Informations sur le puits GT 15 :

Le puits **GT-15** est un puits producteur de gaz à condensât du réservoir **TAGS**. Il a été foré en **13 /04/ 1965** et a été commencé la production en **juillet 1976**.

L'intervalle de la perforation pour ce puits est de **1660.5 à 1740 m**.

Tableau 3.6: Information sur le puits GT-15

Interval des perforations	1660.5 à 1740 m
Hauteur utile	48 m
X coordonnées	262.064.8 m UTM
Y coordonnées	UTM 3.356.884.75 m
Z (table)	213.31m
Z (Sol)	219.31 m
Profondeur Total du puits	1770m

Interprétation des essais de puits par logiciel SAPHIR et la méthode TDS Chapitre 03

L'essai de puits du **GT -15** a été réalisé en **04/10/17** jusqu'à **12/10/17**, le test était un test isochrone. Les données de ce test sont représentées comme suivant :

- Test date / time: **04/10/2017**; - Perforated interval: **1660.5m - 1740m (TAGS)**;
- Gauge type: **MT1000 (185574)**; - Gauge depth: **1602.15m**; - Porosity Phi (%): **16.1**;
- Well Radius r_w : **0.161696 m**; - Pay Zone h: **48.0084 m**;
- Form. Compr: **0.00009 psi-1**; - Reservoir T: **66 °C** ; - Reservoir P: **1127 psia**.

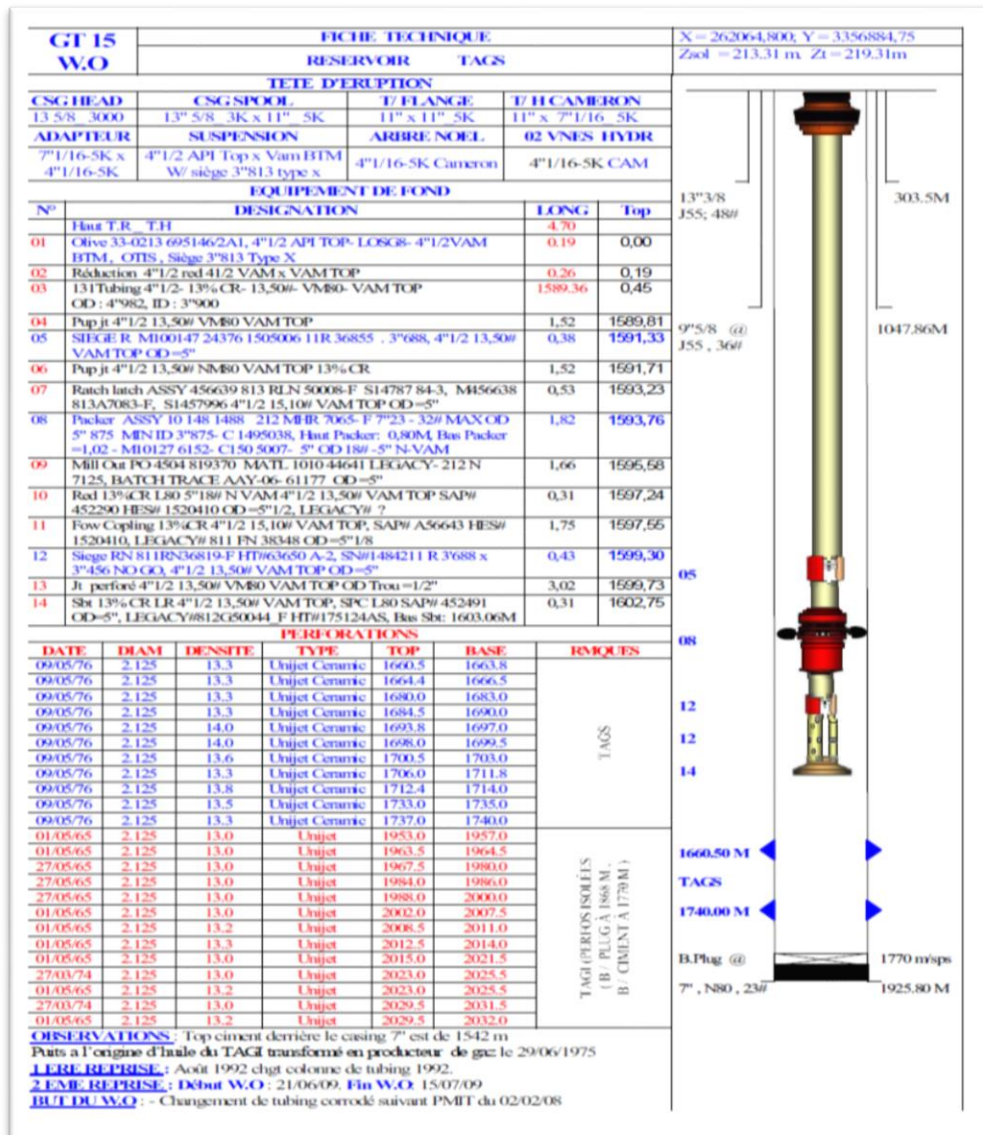


Figure 3.10: représentation de fiche technique GT 15

Tableau 3.7: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 15

Puits	GT 15			
	05/10/2017	06/10/2017	07/10/2017	08/10/2017
DATE	05/10/2017	06/10/2017	07/10/2017	08/10/2017
Paramètres / duses /64	24	36	44	56
Pression tête WHP (PSI).	980	950	935	870
Température tête WHT(°C)	40	46	47	46
Débit de Gaz (Sm ³ /d)	74634.4	187251.00	233638.30	382058.94
Densité du Gaz (SG/AIR)	0.670	0.670	0.670	0.670
Débit du Condensat (Sm ³ /j)	2.448	3.84	6.64	8.05
Densité du Condensat (SG/Water)	0.707	0.707	0.707	0.704
G .O .R (SMm ³ / Sm ³)	31011	49188.9	35930	47588
Pression de Séparation (PSIA)	380	390	390	383
Débit d'eau (m ³ /j)	0.0	0.120	0.360	0.480
Diamètre de l'Orifice (in)	1''.250	2''.000	2''.250	2''.750

III.1.2.2.2- Etude de l'interprétation du Puits GT -15 :

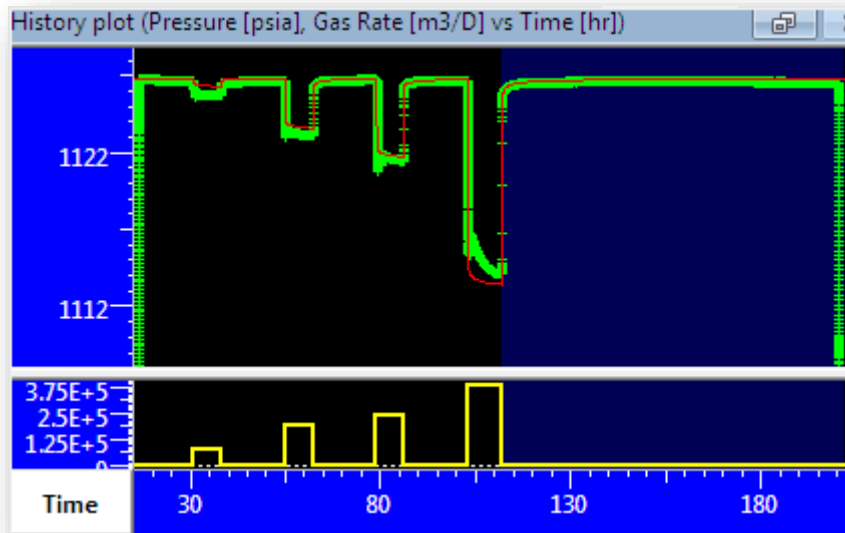


Figure 3.11: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-15 (Historique de la pression)

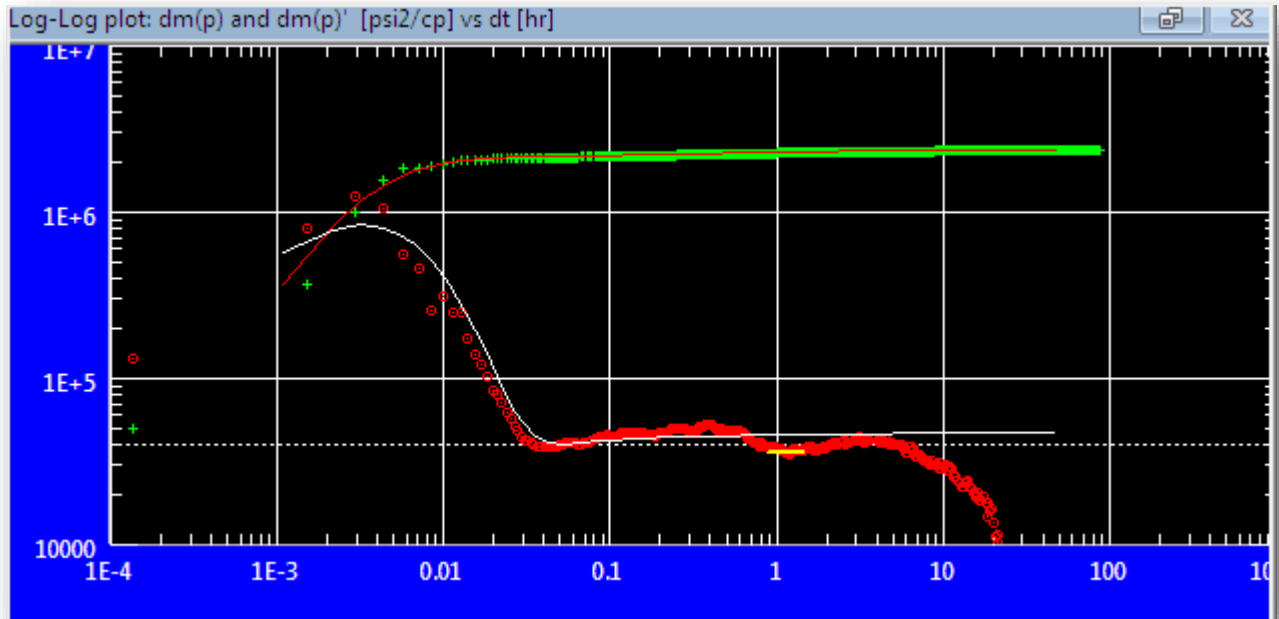


Figure 3.12: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-15

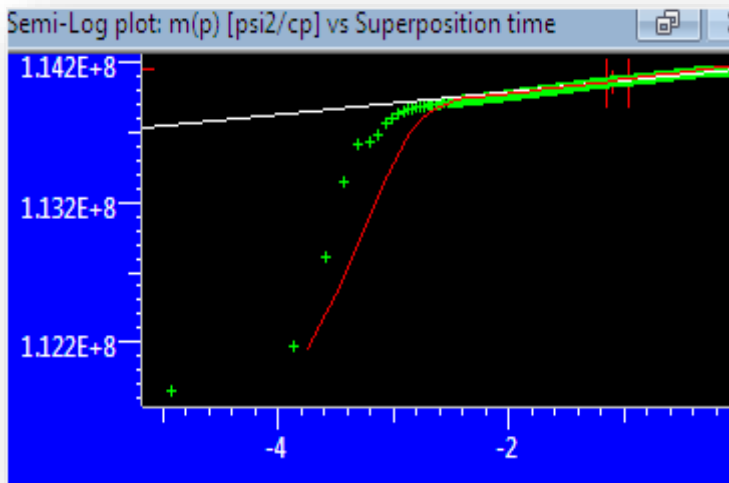


Figure 3.13: Courbe semi -log du puits GT-05

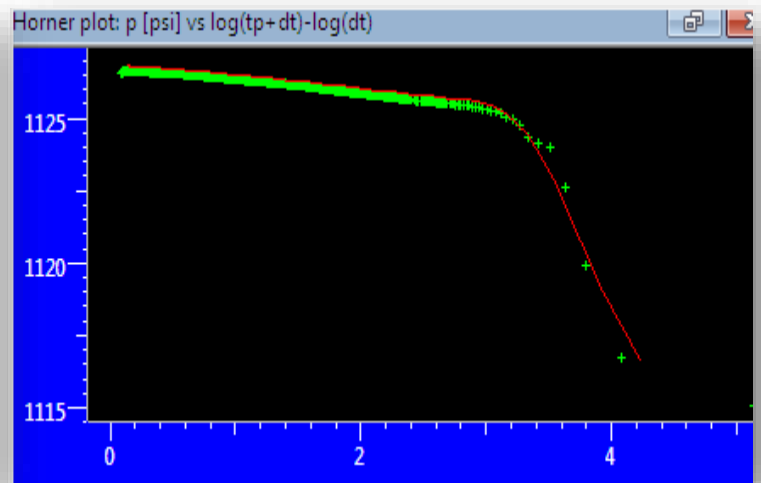


Figure 3.14: Courbe Horner du puits GT-15

La meilleure approximation du modèle d'écoulement dans ce puits est **un écoulement radial composite avec une capacité de puits variable et les limites sont infinies**. La perméabilité estimée dans le réservoir est de **915 md**, et un skin variable en fonction du débit de production.

Tableau 3.8: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-15:

Perméabilité K (md)	Kh (md.ft)	Pression initial P _i (psia)	rapport de mobilité M	rapport de diffusivité D	Rayon d'investigation R _i (m)	Skin mécanique S ₀	Skin total S	C (bbl/psi)
915	1.44 × 10 ⁵	1126.84	1.16	10	3.42	-6.54	25.9	0.346

– Variation du skin en fonction du débit du puits GT-15:

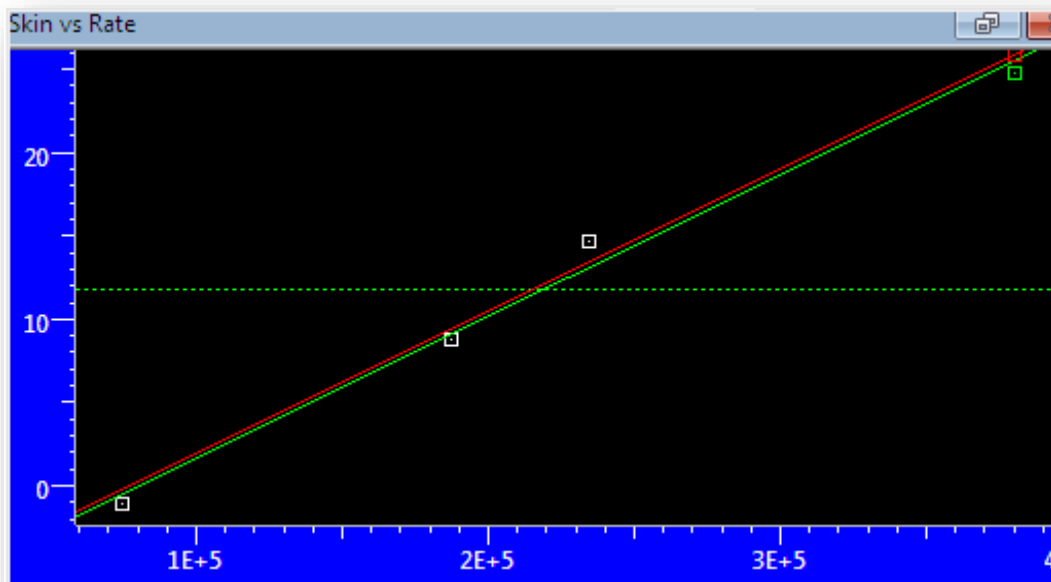


Figure 3.15: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-15

Le skin est une fonction linéaire de débit : $S = S_0 + Dq$ (3.3)

S₀ : le skin mécanique est estimé de S₀= -6.54

On remarque que le skin est une valeur négative (S₀ < 0).

Donc: il n'y a pas vraiment un endommagement de la formation dû à l'écoulement de gaz dans le réservoir \implies Le puits GT-15 est stimulé, et ne nécessite aucune opération de stimulation.

D: le facteur de turbulence est estimé par le logiciel: $D = 8.5144 \times 10^{-5} [m^3/day]^{-1}$

- Calculer Le débit "Absolute Open Flow Potential" (AOFP):

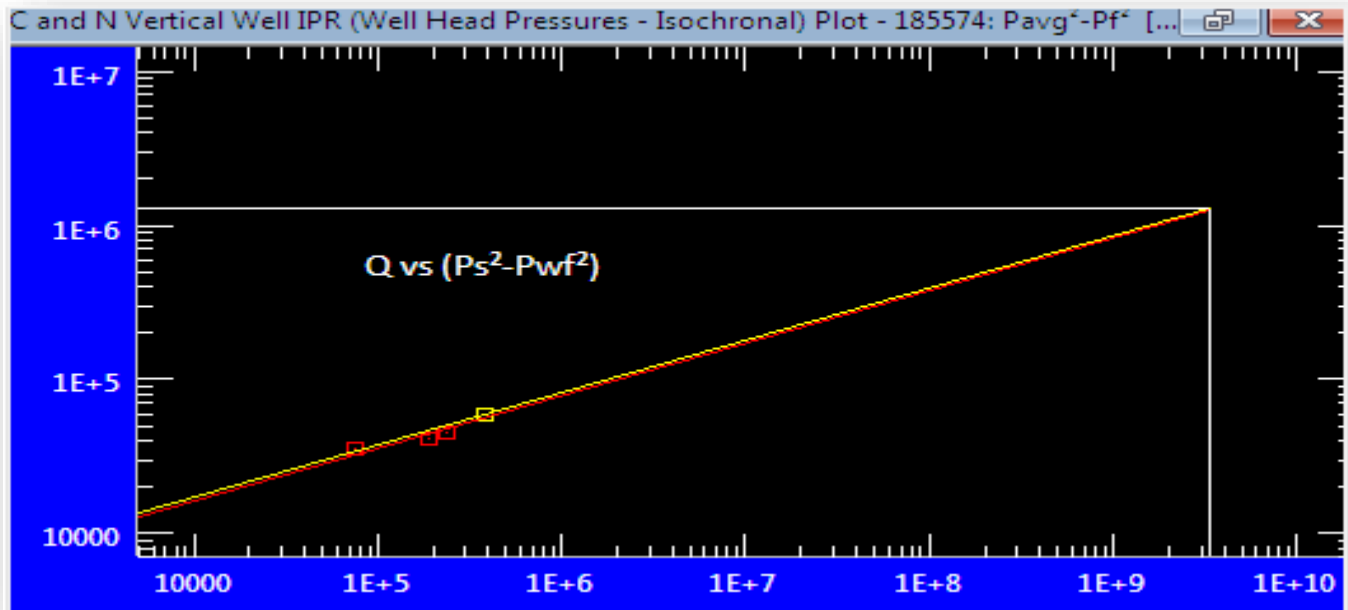


Figure 3 .16: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-15

$$(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) = f(Q).$$

Par la méthode C and N, l'équation devient: $Q_g = c(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n$ (3.4)

Les résultats affichés sont :

Tableau 3.9: C and N, et AOFP du puits GT-15:

Q m3/d	Pwf psia
74425.2	1125.76
187197	1123.28
234744	1121.86
380534	1115.08

Paramètres	Valeurs
Pression moyenne P_{avg}	1141.58 psia
AOFP	1759372.108 m ³ /d
C	0.04315 [m3/day]/ psia ^{3.13351}
N	1.0809

III .1.2.2.3- Résumé des Résultats De l'interprétation du puits GT-15 et Conclusions:

L'interprétation du test Isochrone à aboutie aux résultats suivants:

- ✓ Le meilleur calage obtenu pour la réponse du réservoir est celui d'un écoulement radial composite avec Changing Storage (Hegeman) et Variable Skin.
- ✓ Le potentiel du puits AOFP et de l'ordre de **1 759372.108 m³/d**
- ✓ . La pression statique enregistrée dans **GT-15** est **1126.84** psia.
- ✓ La valeur de Skin obtenue (**S₀= -6.54**) nous montre que le puits n'est pas endommagé et ne nécessite aucune opération de stimulation.
- ✓ Très bonne perméabilité de l'ordre **915 md**

Tableau 3.10: Résultats De l'interprétation du puits GT-15:

Option du Model	Standard
Storage	Changing (Hegeman)
Skin	Variable
Réservoir	radial composite
Boundary	infinite
AOFP	1 759372.108 m³/d
Coeff de la capacité C	0.346 bbl/Psi
Skin Total	25.9
Skin0	-6.54
Ri	3.42 m
Perméabilité Moyenne	915 md
P Initiale	1126.84 Psia
Pression moyenne	1141.58 psia
Facteur de turbulence	8.5144 × 10⁻⁵ [m³/day]⁻¹
Delta P (Skin Total)	10.5054 psia

III.1.2.3- Etude du Puits GT-38:

III.1.2.3.1- Informations sur le puits GT 38:

Dans le cadre du développement du réservoir TAGS, le puits GT 38 a été planifié comme producteur de gaz a condensât. Il a été foré en **04 /12/ 1966** et a été commencé la production en **août 1975**.

L'intervalle de la perforation pour ce puits **GT 38** est de **1613.5 à 1637 m**.

Le puits a été complété avec un Tubing de production 4" ½ comme le montre la fiche technique.

Tableau 3.11: Information sur le puits GT 38:

Interval des perforations	1613.5 à 1637 m
Hauteur utile	31.9 m
X coordonnées	UTM 260660.000 m
Y coordonnées	UTM 3365880.000 m
Z (table)	208.00 m
Z (Sol)	212.70 m
Profondeur Total du puits	2015.3 m

Afin d'évaluer le potentiel du puits tel qu'il est puis investiguer les conditions de l'alentour du puits, y Compris le model du réservoir, un test isochrone sur **GT 38** a été réalisé entre le **11/10/2017** et le **19/10/2017**.

- Test date / time: **11/10/2017**; - Perforated interval: **1613.5m - 1637 m (TAGS)**;
- Gauge type: **MT1000 (185561)**; - Gauge depth: **1517.3 m**; - Porosity Phi (%): **10**;
- Well Radius r_w : **0.161544 m**; -
- Pay Zone h: **31.9 m**;
- Form. Compr: **0.8649 psi-1**;
- Reservoir T: **64 °C**;
- Reservoir P: **1075 psia**.

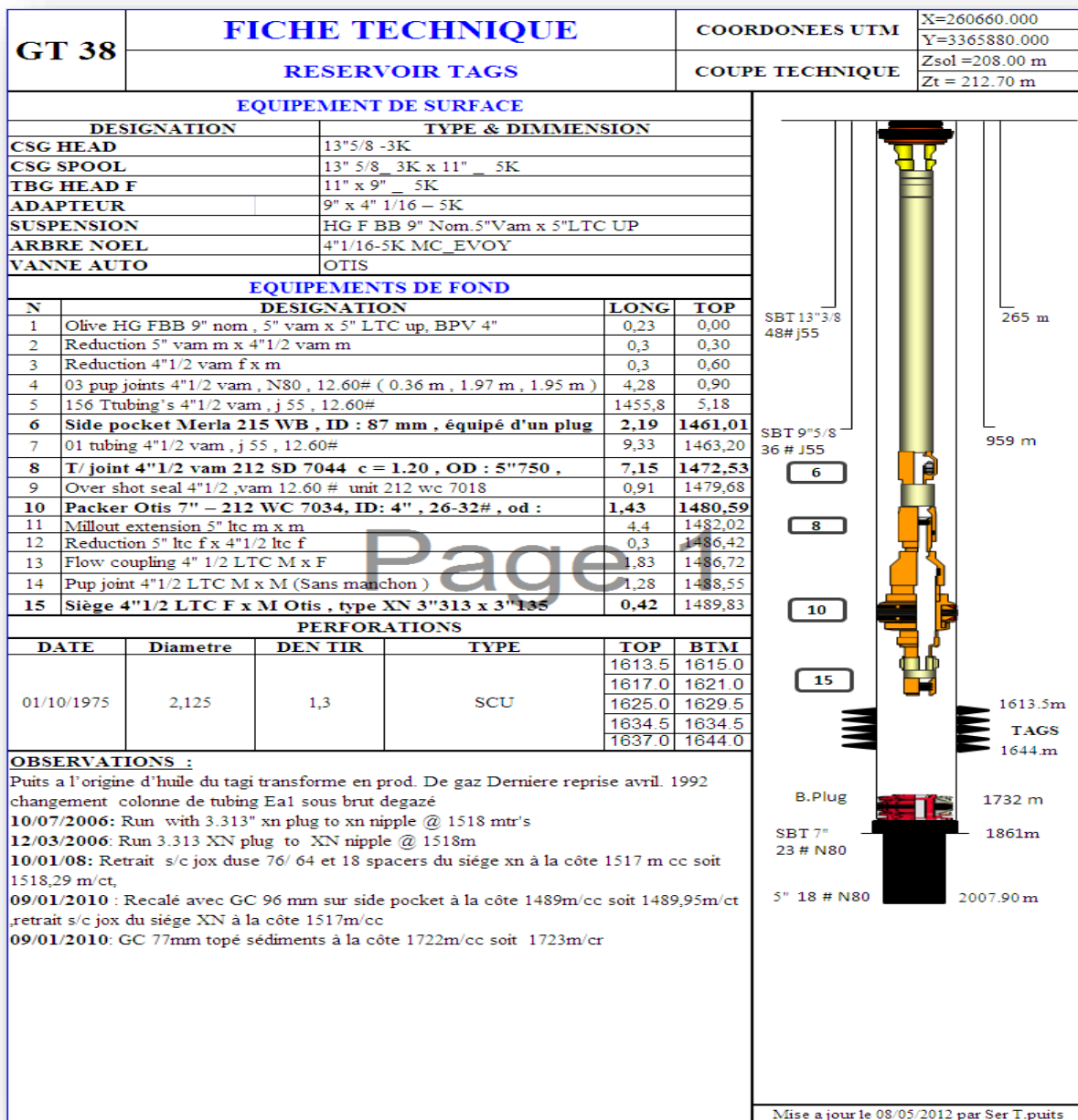


Figure 3.17: représentation de fiche technique GT 38

III .1.2.3.2- Chronologie des Opérations:

11/10/2017

- Descente jauges par paliers de 5 - 10min chaque 500m et engrage à la cote 1519.02 m afin d'enregistrer le gradient de pression statique.
- Montage de l'équipement du Well Test et Test hydrostatique des lignes.

12/10/2017: Début du test potentiel par la 1ère duse 28/64.

- Safety meeting.
- Prise de pression en tête à la balance et de température.
- Ouverture du puits sur torche.
- Passage sur séparateur après stabilisation.
- Comptage (6 Heures).
- Echantillonnage du gaz après stabilisation du GOR.
- Fermeture du puits pour BUP.

13/10/2017: Les mêmes étapes du 1^{er} test avec duse 44/64.

14/10/2017: Les mêmes étapes du 1^{er} test avec duse 52/64.

15/10/2017: Les mêmes étapes du 1^{er} test avec duse 60/64.

19/10/2017: Remonter des enregistreurs de pression et enregistrer les pressions avec les mêmes paliers qu'à la descente.

Tableau 3.12: Principaux Résultats Du Test Potentiel De GT 38

Puits	GT 38			
	12/10/2017	13/10/2017	14/10/2017	15/10/2017
DATE				
Paramètres / duses /64	28	44	52	60
Pression tête WHP (PSI).	935	897	845	790
Température tête WHT(°C)	43	38	44	44
Débit de Gaz (m ³ /j)	109561	250716	343488	419984
Densité du Gaz (SG/AIR)	0.665	0.668	0.668	0.670
Débit du Condensat (m ³ /j)	2.88	6.24	7.2	8.16
Densité du Condensat (SG/Water)	0.710	0.708	0.710	0.709
G .O .R (m ³ / m ³)	38042	40179	47707	51469
Pression de Séparation (PSIA)	380	400	400	380
Débit d'eau (m ³ /j)	0	0.139	0.639	0.720
Diamètre de l'Orifice (in)	1''500	2''250	2''500	2.750
Taux de Richesse (gr/m ³)	18.66	17.62	14.88	13.77

III.1.2.3.3- Etude de l'interprétation du Puits GT -38:

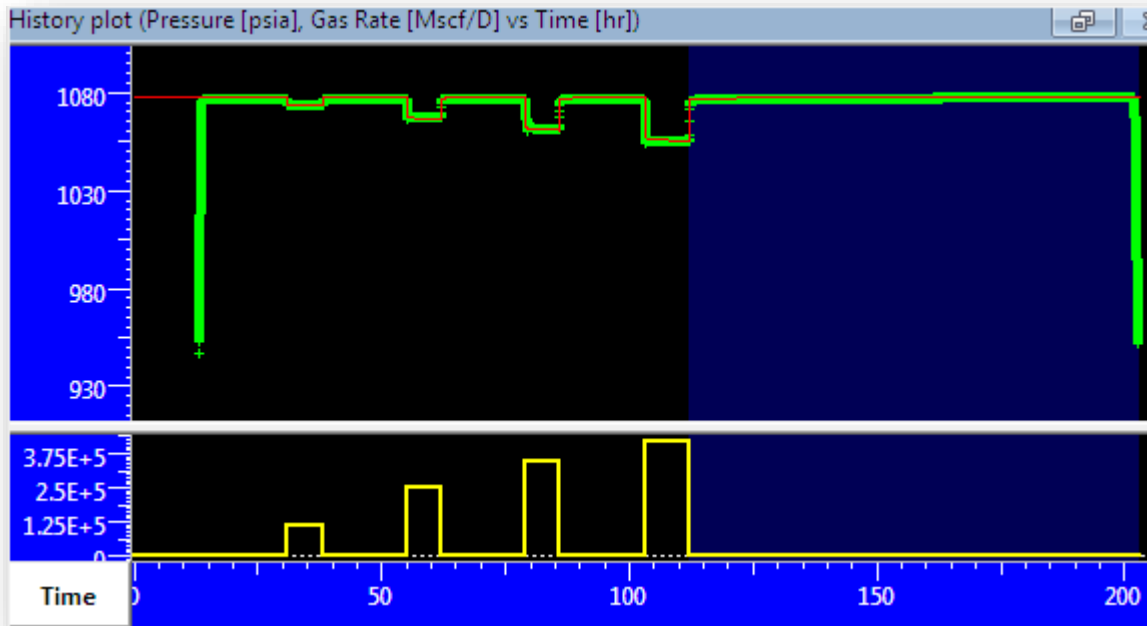


Figure 3.18: Evolution de la pression en fonction du temps du puits GT-38 (Historique de la pression)

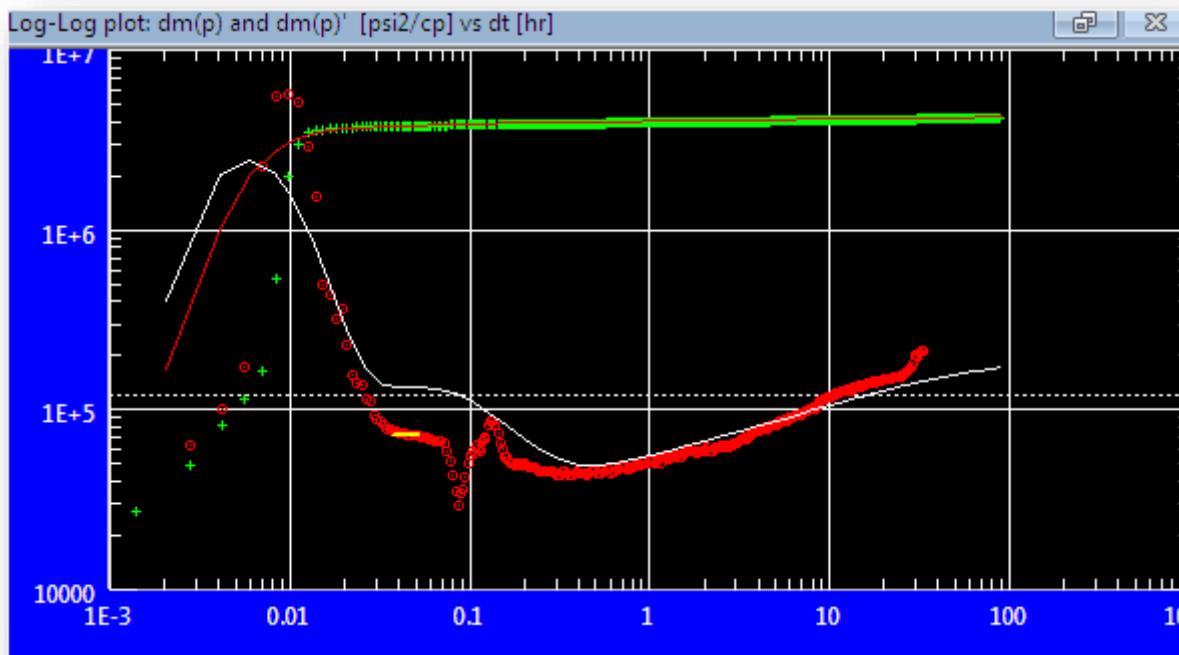


Figure 3.19: Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits GT-38

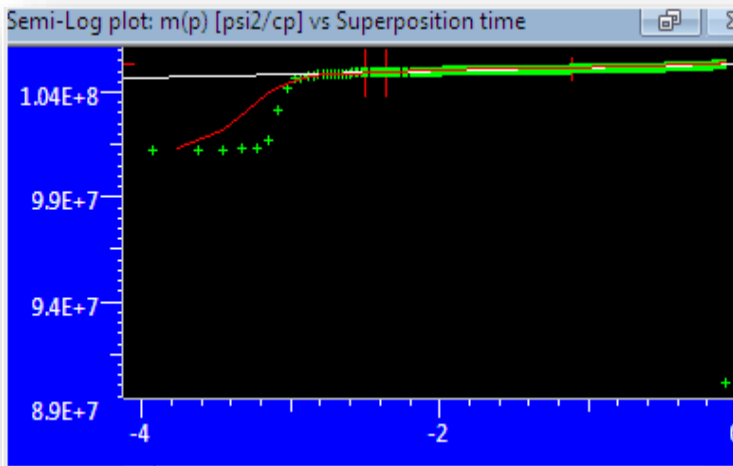


Figure 3.20: Courbe semi –log du puits GT-38

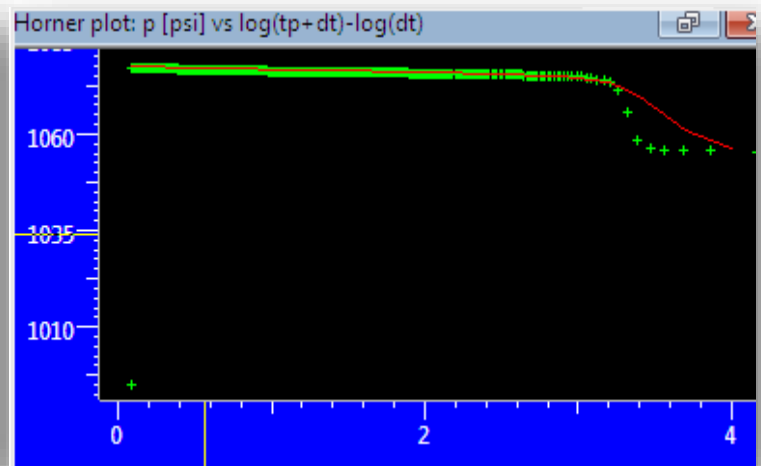


Figure 3.21: Courbe Horner du puits GT-38

La meilleure approximation du modèle d'écoulement dans ce puits est **un écoulement radial composite avec une capacité de puits variable et les limites sont infinies**. Cependant la perméabilité est de l'ordre de **130 md** qui est proche de celle moyenne du champ. et un skin variable en fonction du débit de production.

Tableau 3.13: Principaux Résultats De l'interprétation du puits GT-38:

Perméabilité K (md)	Kh (md.ft)	Pression initial P_i (psia)	rappor t de mobilité M	rappor t de diffusivité D	Rayon d'investigation R_i (m)	Skin mécanique S_0	Skin total S	C (bbl/psi)
130	1.36×10^5	1077.38	4	2	9.79	4.15	31.7	0.175

Variation du skin en fonction du débit du puits GT-38:

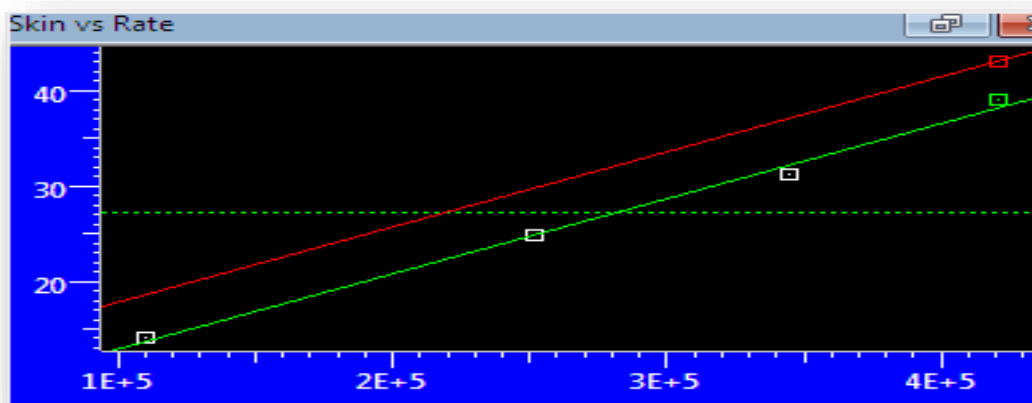


Figure 3.22: Variation du skin en fonction du débit du puits GT-38

Le skin est une fonction linéaire de débit : $S = S_0 + Dq$ (3.5)

S_0 : le skin mécanique est estimé de $S_0 = 4.15$

On remarque que le skin est une valeur positive ($S_0 > 0$).

Donc: il y a un endommagement de la formation

➡ Le puits GT-38 est endommagé, et nécessite de faire une opération de stimulation.

D: le facteur de turbulence est estimé par le logiciel: $D = 7.85321 \times 10^{-5} [m^3/day]^{-1}$

– Calculer Le débit "Absolute Open Flow Potential" (AOFP):

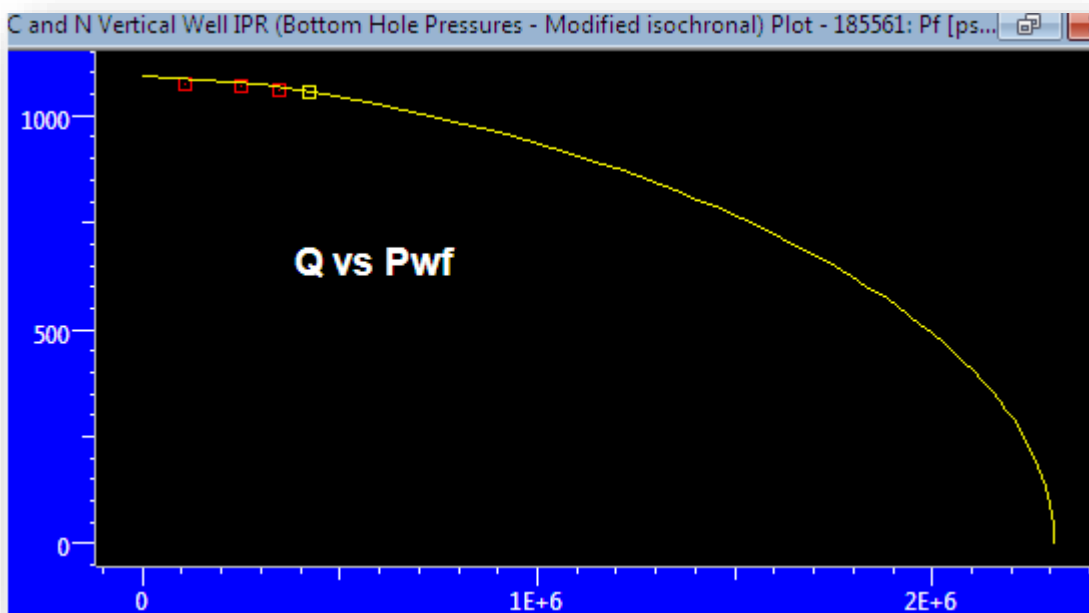


Figure 3.23: L' IPR généré par la méthode C and N du puits GT-38

Tableau 3.14: C and N, et AOFP du puits GT-38:

Q m^3/d	P_{wf} psia
3.44323×10^5	1061.61
1.09895×10^5	1074.06
2.51439×10^5	1067.64
4.2093×10^5	1055.58

Paramètres	Valeurs
Pression moyenne P_{avg}	1094.23 <i>psia</i>
AOFP	2 308780 m^3/d
C	305.775 [m^3/D]/[<i>psia</i> ** 1.27604]
N	0.638021

III .1.2.3.4- Résumé des Résultats De l'interprétation du puits GT-38 et

Conclusions:

L'interprétation du test Isochrone à aboutie aux résultats suivants:

- ✓ Le meilleur calage obtenu pour la réponse du réservoir est celui de radial **composite Pseudo Steady State** avec Changing Wellbore Storage (Hegeman) et Variable Skin.
- ✓ Le potentiel du puits AOFP et de l'ordre de **2 308780 m^3/d** .
- ✓ . La pression statique enregistrée dans **GT-38** est **1077.38 *psia***.
- ✓ La valeur de Skin obtenue ($S_0 = 4.15$) ce qui montre que le puits est endommagé. Dans ce cas là **on a recommandé de faire une opération de stimulation (peut être acidification) pour fixer le problème.**
- ✓ Malheureusement bonne perméabilité de l'ordre **130 md**, mais le puits est endommagé.

Tableau 3.15: Résultats De l'interprétation du puits GT-38:

Option du Model	Standard
Storage	Changing (Hegeman)
Skin	Variable
Réservoir	radial composite
Boundary	infinite
AOFP	2 308780 m^3/d
Coeff de la capacité C	0.175 bbl/Psi
Skin Total	31.7
Skin0	4.15
Ri	9.79 m
Perméabilité Moyenne	130 md
P Initiale	1077.38 <i>Psia</i>
Pression moyenne	1094.23 <i>psia</i>
Facteur de turbulence	$7.85321 \times 10^{-5} [m^3/day]^{-1}$
Delta P (Skin Total)	20.8316 <i>psi</i>

III. 2- Interprétation des données de test de puits par la méthode TDS :

III .2.1-Etude du Puits GT -05:

Tableau 3.16: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-05

Q	11003.9 Mcf/day
ϕ	0.108
h	115.506 ft
c_t	0,0127529psia-1
r_w	0.530499 ft
μ_g	0.0138895 cp
β_g	0.0134277 cf/scf
z	0.813314
ρ_g	0.0844464

A partir de la courbe de l'Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits **GT-05** (Figure 3.3) on remarque que La droite de pente unitaire et la ligne horizontale sont observées, donc on applique les étapes de ce cas:

- **Etape 01:** Tracer les courbes $\Delta m(P)$ et $(t \cdot \Delta m(P'))$ en fonction de temps sur une échelle log-log:
- **Calcul de la dérivée**

On peut calculer la dérivée $(t \cdot \Delta m(P'))$ à partir de la fonction suivante :

$$\left(\frac{dm(p)}{dx}\right)_i = \frac{\left[\frac{m(P)_i - m(P)_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}(x_{i+1} - x_i) + \frac{m(P)_{i+1} - m(P)_i}{x_{i+1} - x_i}(x_i - x_{i-1})\right]}{(x_{i+1} - x_{i-1})} \quad \dots(3.6)$$

Tell que: $x = \ln(t)$,

$$\left(\frac{dm(p)}{d\ln(t)}\right) = t \left(\frac{dm(p)}{dt}\right) = t \cdot \Delta m(P')$$

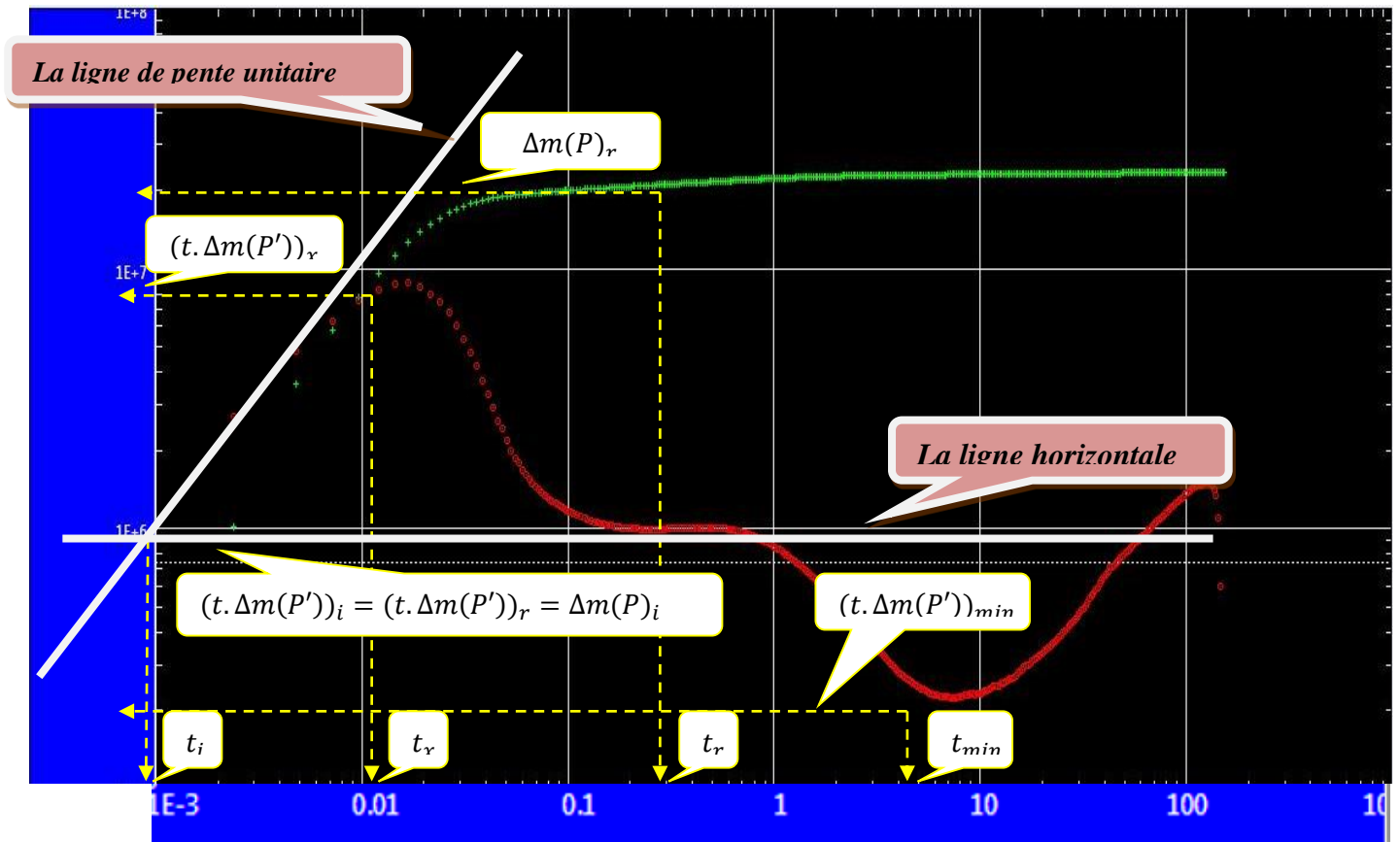


Figure 3.24: Méthode TDS GT 05

- **Etape 03:** Lire les coordonnées des points d'intersection des deux droites:

$$t_i = 0.0016 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_i = (t. \Delta m(P'))_i = (t. \Delta m(P'))_r = 826531.48 \text{ Psi}^2/\text{cp}$$

- **Etape 04:** Lire les coordonnées de pic:

$$t_x = 0.011 \text{ hr}$$

$$(t. \Delta m(P'))_x = 1306075 \text{ Psi}^2/\text{cp}$$

- **Etape 05:** Choisir n'importe quel point sur la droite horizontale qui correspond à t_r et lire $\Delta m(P)_r$ sur la courbe de la pression:

$$t_r = 0.75 \text{ hr}$$

$$\Delta m(P)_r = 2254743 \text{ Psi}^2/\text{cp}$$

- **Etape 06:** Calculer la perméabilité par l'équation (2.11):

$$k = 818.866 \frac{qT}{h(t.\Delta m(P'))_r}$$

$$k = 818.866 \frac{11003.9 \times 610.8}{115.506 \times 826531.48} \longrightarrow \mathbf{k = 57.6 \text{ md}}$$

- **Etape 07:** Calculer le wellbore Storage par l'équation (3.22):

$$C = \left(0.483 \frac{qT}{\mu}\right) \frac{t}{\Delta m(p)}$$

En utilise t_i et $\Delta m(P)_i \Rightarrow C = \left(0.483 \frac{qT}{\mu}\right) \frac{t_i}{\Delta m(p)_i}$

$$C = \left(0.483 \frac{11003.9 \times 610.8}{0.0138895}\right) \times \frac{0.0016}{826531.48} \Rightarrow \mathbf{C = 0.456 \text{ bbl/psi}}$$

- **Etape 08:** Calculer le skin par l'équation (2.31):

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t.\Delta m(P'))_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\emptyset \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{2254743}{826531.48} - \ln \left(\frac{57.6 \times 0.75}{0.108 \times 0.0138895 \times 0.0127529 \times 0.530499^2} \right) + 7.43 \right] \longrightarrow \mathbf{S = -2.87}$$

- **Etape 09:** Vérification:

Cette étape est utilisée pour confirmer si les valeurs de k, C et S calculée sont correctes, on recalcule la perméabilité par l'équation (2.29):

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \frac{\mu C}{ht_x} \left[0.5 \frac{(t.\Delta m(P'))_x}{(t.\Delta m(P'))_r} + 0.42 \right]$$

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \frac{0.0138895 \times 0.456}{115.506 \times 0.011} \left[0.5 \frac{1306075}{826531.48} + 0.42 \right] \Rightarrow \mathbf{k_{\text{vér}} = 56.80 \text{ md}}$$

$$\mathbf{k_{\text{vér}} \approx k \quad (56.8 \approx 57.6)}$$

Donc le pic et les droites sont bien placés et donc les valeurs de k, C et de S sont corrects.

- **Calcul de skin tota** $S' = S + Dq$

- **Calcul D "coefficient de turbulence d'écoulement":** $D = \frac{0.000049683 \rho_g}{k^{1/3} \mu_g r_w}$

$$D = \frac{0.000049683 \times 0.0844464}{57.6^{1/3} \times 0.0138895 \times 0.530499} \Rightarrow D = 0.0001474 \text{ Mscf/day}$$

$$S' = -2.87 + 0.0001474 \times 11003.9 \Rightarrow S' = -1.25$$

- **Calcul le rapport de capacité ω (storativity ratio) :**

$$\omega = 0.158666 \left(\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_{\min}}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} \right) + 0.54633 \left(\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_{\min}}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} \right)^2 \dots\dots\dots(3.7)$$

$$(t \cdot \Delta m(P'))_{\min} = 298756.87 \text{ Psi}^2/\text{cp}$$

$$\omega = 0.158666 \left(\frac{298756.87}{826531.48} \right) + 0.54633 \left(\frac{298756.87}{826531.48} \right)^2 : \omega = 0.13$$

- **Calcul le coefficient d'échange λ (inter porosity flow):**

$$\lambda = \frac{42.5 \times 10^{-11} \text{ h } \varphi c_t r_w^2}{qB} \left(\frac{(t \cdot \Delta m(P'))_{\min}}{t_{\min}} \right) \dots\dots\dots(3.8)$$

$$t_{\min} = 8.36 \text{ hr}$$

$$\lambda = \frac{42.5 \times 10^{-11} \times 115.506 \times 0.108 \times 0.0127529 \times 0.530499^2}{11003.9 \times 0.0134277} \left(\frac{298756.87}{8.36} \right)$$

$$\Rightarrow \lambda = 4.60 \times 10^{-9}$$

III .2.2-Etude du Puits GT -15:

Tableau 3.17: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-15

T	610.8 °R
q	13492.3 Mcf/day
φ	0.161
h	157.508 ft
c_t	0.0011672 psia-1
r_w	0.530499 ft
μ_g	0.0142594 cp
β_g	0.0122551 cf/scf
z_g	0.80054
ρ_g	0.092526

A partir de la courbe de l'Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits **GT-15** (Figure 3.11) on remarque que La droite de pente unitaire et la ligne horizontale sont observées, donc on applique les mêmes étapes qui s'appliquent au puits **GT-05**:

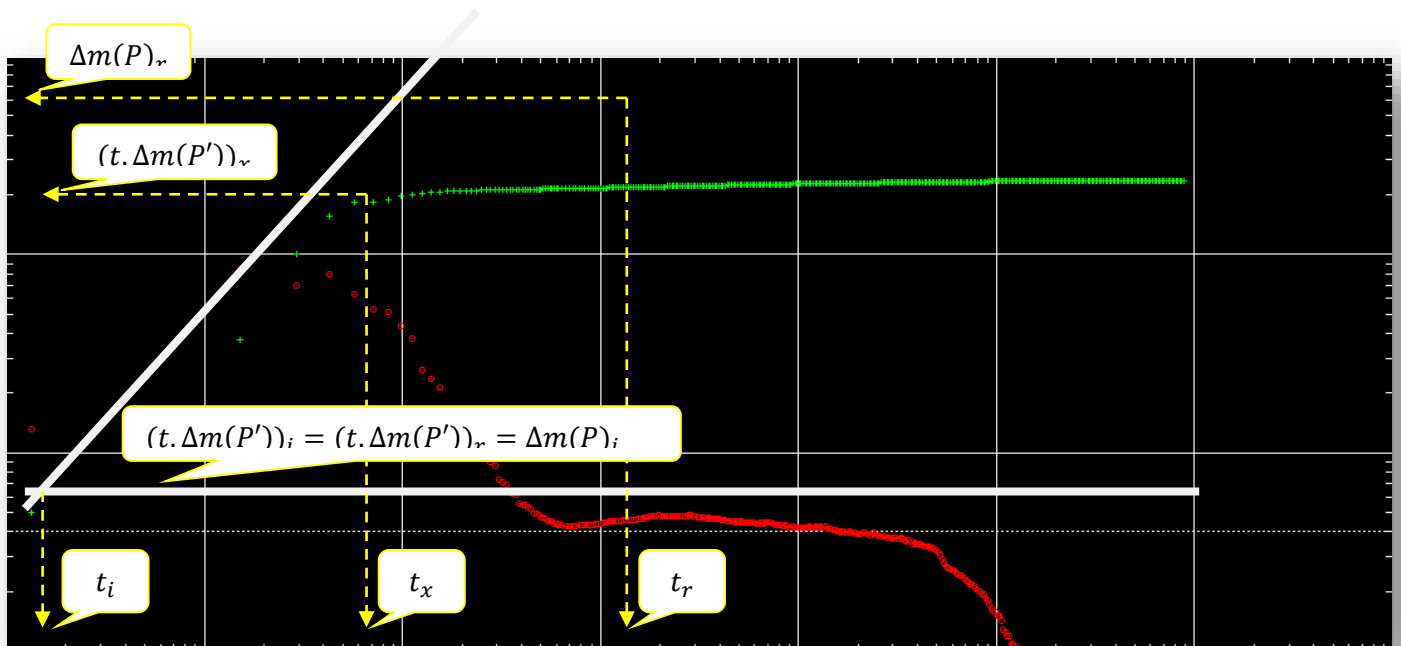


Figure 3.25: Méthode TDS GT 15

Tableau 3.18: Données Méthode TDS GT 15 :

$(t. \Delta m(P'))_i = (t. \Delta m(P'))_r$ $= \Delta m(P)_i$	46722.48 Psi²/cp
t_i	5.82×10^{-5} hr
$(t. \Delta m(P'))_x$	77587.18 Psi²/cp
t_x	4.05×10^{-4} hr
t_r	3.87×10^{-2} hr
$\Delta m(P)_r$	214778.74 Psi²/cp

• **Calcul de k:**

$$k = 818.866 \frac{qT}{h(t.\Delta m(P'))_r} \quad k = 818.866 \frac{134923 \times 610.8}{157.508 \times 46722.48} \quad \longrightarrow \quad k = 917 \text{ md}$$

• **Calcul de C**

$$C = \left(0.483 \frac{qT}{\mu} \right) \frac{t_i}{\Delta m(P)_i} \quad C = \left(0.483 \frac{134923 \times 610.8}{0.0142594} \right) \times \frac{5.82 \times 10^{-5}}{46722.48} \quad \longrightarrow \quad C = 0.348 \text{ bbl/Psi}$$

• **Calcul de skin s:**

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t.\Delta m(P'))_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{214778.74}{0.0142594} - \ln \left(\frac{917 \times 3.87 \times 10^{-2}}{0.161 \times 0.0142594 \times 0.0011672 \times 0.530499^2} \right) + 7.43 \right] \quad \longrightarrow \quad s = -2.82$$

• **Vérification:**

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \frac{\mu C}{ht_x} \left[0.5 \frac{(t.\Delta m(P'))_x}{(t.\Delta m(P'))_r} + 0.42 \right]$$

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \times \frac{0.0142594 \times 0.348}{157.508 \times 4.05 \times 10^{-4}} \left[0.5 \frac{77587.18}{46722.48} + 0.42 \right] \quad \longrightarrow \quad k_{\text{vér}} = 915.82 \text{ md}$$

$k_{\text{vér}} \approx k$ (915.82 md \approx 917 md)

Donc le pic et les droites sont bien placés et donc les valeurs de k, C et de S sont corrects.

- **Calcul de skin total:** $S' = S + Dq$
- **Calcul D "coefficient de turbulence d'écoulement":**

$$D = \frac{0.000049683\rho_g}{k^{1/3}\mu_g r_w} \quad D = \frac{0.000049683 \times 0.092526}{917^{1/3} \times 0.0142594 \times 0.530499} \quad D = 6.25 \times 10^{-5} \text{day/Mcf}$$

$$S' = -2.82 + 6.25 \times 10^{-5} \times 13492.3$$

$$S' = -1.97$$

III .2.3-Etude du Puits GT -38:

Tableau 3.19: Données pétrophysique et pétrolifères du puits GT-38

T	607.2 °R
Q	14831.6 Mcf/day
φ	0.1
h	104.659 ft
c_t	0.866031 psia-1
r_w	0.53 ft
μ_g	0.0140006 cp
β_g	0.0128288 cf/scf
z_g	0.804091
ρ_g	0.0883883

A partir de la courbe de l'Evolution de la pression et de sa dérivée en fonction du temps du puits **GT-15** (Figure 3.11) on remarque que La droite de pente unitaire et la ligne horizontale sont observées, donc on applique les mêmes étapes qui s'appliquent au puits **GT-05**:

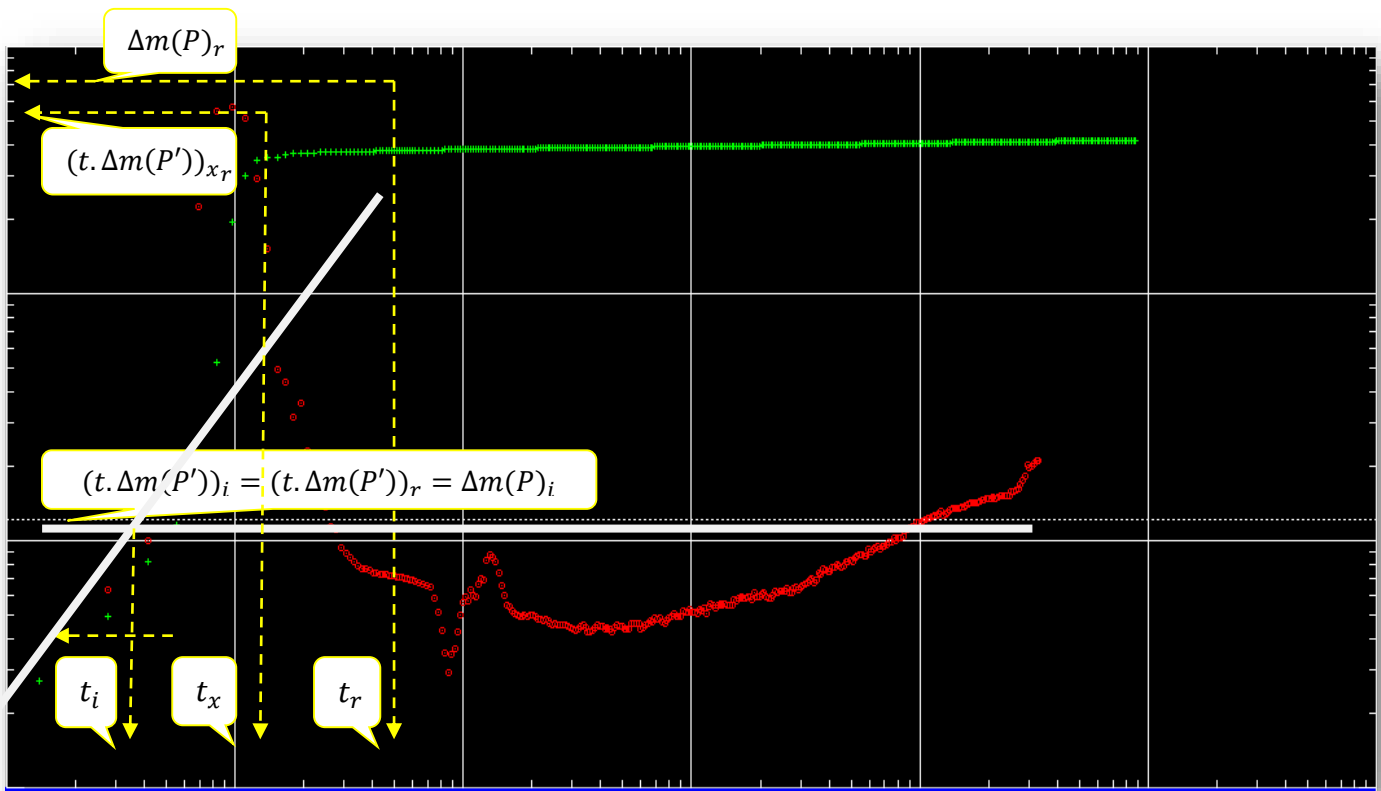


Figure 3.26: Méthode TDS GT 38

Tableau 3.20: Données Méthode TDS GT 38 :

$(t. \Delta m(P'))_i = (t. \Delta m(P'))_r = \Delta m(P)_i$	516395.54 Psi ² /cp
t_i	0.0003 hr
$(t. \Delta m(P'))_x$	847721.69 Psi ² /cp
t_x	0.002hr
t_r	0.00413 hr
$\Delta m(P)_r$	1911340.85 Psi ² /cp

• Calcul de k:

$$k = 818.866 \frac{qT}{h(t. \Delta m(P'))_r}$$

$$k = 136.45 \text{ md}$$

$$k = 818.866 \frac{14831.6 \times 607.2}{104.695 \times 516395.54}$$

$$C = 0.182 \text{ bbl/Psi}$$

- Calcul de C :

$$C = \left(0.483 \frac{qT}{\mu}\right) \frac{t_i}{\Delta m(p)_i} \quad C = \left(0.483 \frac{14831.6 \times 607.2}{0.0140006}\right) \times \frac{0.0003}{516395.54}$$

- Calcul de skin s:

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta m(P)_r}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \quad s = 1.86$$

$$s = 0.5 \left[\frac{1911340.85}{516395.54} - \ln \left(\frac{136.45 \times 0.00413}{0.1 \times 0.0140006 \times 0.866031 \times 0.53^2} \right) + 7.43 \right]$$

- Vérification:

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \frac{\mu C}{ht_x} \left[0.5 \frac{(t \cdot \Delta m(P'))_x}{(t \cdot \Delta m(P'))_r} + 0.42 \right]$$

$$k_{\text{vér}} = 9416.2 \times \frac{0.0140006 \times 0.182}{104.695 \times 0.002} \left[0.5 \frac{847721.69}{516395.54} + 0.42 \right] \quad k_{\text{vér}} = 142.23 \text{ md}$$

$$k_{\text{vér}} \approx k \quad (142.23 \text{ md} \approx 136.45 \text{ md})$$

Donc le pic et les droites sont bien placés et donc les valeurs de k, C et de S sont corrects.

- Calcul de skin total: $S' = S + Dq$
- Calcul D "coefficient de turbulence d'écoulement":

$$D = \frac{0.000049683 \rho_g}{k^{1/3} \mu_g r_w} \quad D = \frac{0.000049683 \times 0.0883883}{136.45^{1/3} \times 0.0140006 \times 0.53} \quad D = 1.15 \times 10^{-4} \text{ day/Mcf}$$

$$S' = 1.86 + 1.15 \times 10^{-4} \times 14831.6 \quad S' = 3.56$$

III .3- Comparaison entre les résultats des SAPHIR et TDS:

Tableau 3-21: Comparaison entre les résultats des SAPHIR et TDS

GT-05		
Paramètre	SAPHIR	TDS
K (md)	53.5	57.6

C (bbl/psi)	0.475	0.456
S_0	-4.61	-2.87
S_{Total}	0.698	-1.25
ω	0.14	0.13
λ	2.46×10^{-9}	4.60×10^{-9}
GT-15		
Paramètre	SAPHIR	TDS
K (md)	915	917
C (bbl/psi)	0.346	0.348
S_0	-6.54	-2.82
S_{Total}	25.9	-1.97
GT-38		
Paramètre	SAPHIR	TDS
K (md)	130	136.45
C (bbl/psi)	0.175	0.182
S_0	4.15	1.86
S_{Total}	31.7	3.56

Conclusion:

- Pour le puits **GT 05**: On remarque que les résultats donnés par la TDS sont relativement proche de ceux trouvés par le logiciel SAPHIR. Cela confirme que le choix de modèle de puits **GT 05** est bon.
- Pour les puits **GT 15** et **GT 38**: la comparaison entre les valeurs des deux méthodes : Saphir et TDS montre une approche pour la perméabilité " k ", le wellborestorage " C " et le skin " s " mais pas pour le skin total " S' ". Ceci peut être est du à la période du test qui n'est pas suffisante et qui n'a pas permis d'établir le régime pseudo-permanent

conclusion général

Conclusion général

Conclusion général :

L'interprétation des essais de puits restent un moyen fiable pour avoir les différents paramètres de production et de réservoir et aussi un outil pour établir les études technico-économiques et optimisation de la complétion.

Dans les trois puits on a trouvé des perméabilités éloignées de celle moyenne du champ de Gassi Touil

k (GT 05)=53.5 md

k (GT 15) =915 md

k (GT 38) =130 md

Ceci confirme l'hétérogénéité de ce champ ; et la présence des failles dans ce champ.

Pour les deux puits (GT 05), (GT 15) possèdent un skin négatif, ce qui confirme que ceux puits sont stimulés (non endommagés). Par contre, le puits (GT 38) qui possède un skin positif ($s = 4.15$) est un puits endommagé ceci peut être expliqué par le bouchage des perforations a cause de venus de sable.

L'application de la méthode **Tiab Direct Synthesis (TDS)** est très simple pour déterminer les différents paramètres du réservoir, et la courbe présente le dernier build up qui est très significatif.

Ces paramètres sont relativement proche de ceux trouvés par le logiciel SAPHIR ce qui les confirment.

Recommandation :

Le puits **GT-38** est endommagé, donc de préférable d'effectuer une étude de stimulation par logiciel PROSPER pour préciser la sensibilité sur le facteur d'endommagement skin, et proposer la meilleur éventuelle stimulation qui donne une bonne amélioration de la productivité de ce puits.

Peut-être cette l'opération est l'acidification.

Bibliographie

- [1]- Dominique Bourdet. **Well Test Analysis**.The Use Of Advanced Interpretation Models Handbook Of Petroleum Exploration And Production. Elsevier Science B.V 2002.
- [2]- Amanat U.Chaudhry. **Gas Well Testing Handbook**.Advanced TWPSOM Petroleum Systems, Inc.Houston, Texas.Elsevier Science.2003
- [3]- Djebbar Tiab. **Gaz Reservoir Engineering**.PH.D.The University Of Oklahoma. Norman, Oklahoma U.S.A. Summer 2000.
- [4]- John Lee. **Well Testing**.
- [5]- **Introduction To Well Testing**,Schlumberger, Bath, England March 1998.
- [6]- Djebbar Tiab. **Advanced Well Test Analysis Technique**. PE6553. University of Oklahoma 2000.
- [7]- Tarek Ahmed. **Reservoir Engineering Handbook Third Edition**.30 Corporate Drive, Suite 400, Burlington, MA 01803, USA.Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK. Elsevier 2006.
- [8]- H.Dale Beggs. **Gaz Production Operations**.OGCI Publications Oil & Gas Consultants International Inc. Tulsa1984
- [9]- A.HOUALI. **Cours des Essais de Puits**. IAP BOUMERDES. Octobre 2010.
- [10]- M.A.Sabet. **Well Testing Analysis**.Gulf Publishing Company 1991. Printed in the United States of America on Acid Free Paper.
- [11]- Daira Naima. **Thème: La méthode TDS sur l'essai du puits à gaz** Juin 2010.
- [12]- IFP TRAINING. **GEOSCIENCES AND RESERVOIR ENGINEERING WELL TEST INTERPRETATION**. IFP school/IAP Spa/ Sonatrach 2010.

Annexes

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

Values of the $-E_i(-x)$ as a Function of x
(After Craft, Hawkins, and Terry, 1991)

x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$
0.1	1.82292	4.3	0.00263	8.5	0.00002
0.2	1.22265	4.4	0.00234	8.6	0.00002
0.3	0.90568	4.5	0.00207	8.7	0.00002
0.4	0.70238	4.6	0.00184	8.8	0.00002
0.5	0.55977	4.7	0.00164	8.9	0.00001
0.6	0.45438	4.8	0.00145	9.0	0.00001
0.7	0.37377	4.9	0.00129	9.1	0.00001
0.8	0.31060	5.0	0.00115	9.2	0.00001
0.9	0.26018	5.1	0.00102	9.3	0.00001
1.0	0.21938	5.2	0.00091	9.4	0.00001
1.1	0.18599	5.3	0.00081	9.5	0.00001
1.2	0.15841	5.4	0.00072	9.6	0.00001
1.3	0.13545	5.5	0.00064	9.7	0.00001
1.4	0.11622	5.6	0.00057	9.8	0.00001
1.5	0.10002	5.7	0.00051	9.9	0.00000
1.6	0.08631	5.8	0.00045	10.0	0.00000
1.7	0.07465	5.9	0.00040		
1.8	0.06471	6.0	0.00036		
1.9	0.05620	6.1	0.00032		
2.0	0.04890	6.2	0.00029		
2.1	0.04261	6.3	0.00026		
2.2	0.03719	6.4	0.00023		
2.3	0.03250	6.5	0.00020		
2.4	0.02844	6.6	0.00018		
2.5	0.02491	6.7	0.00016		
2.6	0.02185	6.8	0.00014		
2.7	0.01918	6.9	0.00013		
2.8	0.01686	7.0	0.00012		
2.9	0.01482	7.1	0.00010		
3.0	0.01305	7.2	0.00009		
3.1	0.01149	7.3	0.00008		
3.2	0.01013	7.4	0.00007		
3.3	0.00894	7.5	0.00007		
3.4	0.00789	7.6	0.00006		
3.5	0.00697	7.7	0.00005		
3.6	0.00616	7.8	0.00005		
3.7	0.00545	7.9	0.00004		
3.8	0.00482	8.0	0.00004		
3.9	0.00427	8.1	0.00003		
4.0	0.00378	8.2	0.00003		
4.1	0.00335	8.3	0.00003		
4.2	0.00297	8.4	0.00002		