

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'Univers
Département de Production des Hydrocarbures

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

Benchikh Mokhtar

Djebbari Abdelfattah

Bouzaher Salah eddine

-THEME-

Well Testing : Analyse des phénomènes des pseudo-skins

Soutenue le :10 / 06 / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

President :	Mr.Boutalbi Mohammed chaker	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr.Hadjadj Sadok	MCB	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. Dadene Abd Elghafour	MCB	Univ. Ouargla
Co-Encadreur :	Mr.Elhadi Atlili	MCB	Uniy.Ouargla

Année Universitaire : 2023/2024



Remerciements

Tout d'abord je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donnée la chance et le courage pour réaliser ce travail. Je tiens à remercier Dr Dadene Abd Elghafour, Mr Elhadi Atlili, pour leurs orientations, aides et conseils. IL m'est particulièrement agréable de remercier ma promotrice, Dr Dadene Abd Elghafour pour ses précieux conseils, son soutien et son aide tout au long de ce travail, par la même occasion je remercie tous mes enseignants du département Hydrocarbure.. Ma profonde gratitude va à ma mère et mon père qui ont tout fait pour que je réalise mon rêve de devenir ingénieur.

MERCI





Dédicaces

Au nom de DIEU, le tout miséricordieux Je dédie ce modeste travail A ma mère, Ma raison de vivre, qui m'a accompagné durant les moments les plus rudes de ce long parcours de mon éducation. A mon père, En signe d'amour, de reconnaissance et de gratitude, celui qui a sacrifié sa vie afin de me voir grandir et réussir dans la vie. A mes chères sœurs et chers frères et leurs familles, Aucun mot, aucun signe ne pourront décrire votre implication dans mon épanouissement. A tous ceux que j'aime et qui m'aiment. A tous mes amis, En témoignage de l'amitié sincère et du soutien inébranlable que vous m'avez apporté notamment mes chères collègues de travail : Mokhtar, Abdelfattah, Salah. Et ceux et celles qui m'aident dans mon travail.



Résumé

Résumé

L'essai de puits est l'un des outils les plus efficaces pour obtenir des informations sur le réservoir et le puits, tels que le skin total, la capacité du puits, la perméabilité, les limites du puits, le rayon d'investigation, etc. L'effet du skin est l'un des facteurs qui ont un impact direct sur l'indice de productivité ou d'injectivité du puits. Cependant, afin de déterminer les divers pseudo-skins, plusieurs formules approximatives sont disponibles, fondées sur des suppositions théoriques. Ce travail vise à mettre en œuvre ces formules et méthodes sur plusieurs puits dans le but d'évaluer et d'analyser les phénomènes de pseudo-skins et de skin d'endommagement dans de champ Touggourt RAMA (Hassi Messaoud) et de les combiner avec les résultats obtenus après l'interprétation des essais de puits choisis.

Mots Clés : L'essai de puits, Skin, Pseudo-skin, la perméabilité, l'indice de productivité

Abstract:

The well test is one of the most effective tools to obtain information about the reservoir and the well, such as the total skin, the capacity of the well, the permeability, the limits of the well, the radius of investigation, and. The effect of the skin is one of the factors that have a direct impact on the productivity or injectivity index of the well. However, in order to determine the various pseudo-skins, several approximation formulas are available, based on theoretical assumptions. This work aims to implement these formulas and methods on several wells in order to evaluate and analyze the phenomena of pseudo-skins and damage skin in Touggourt RAMA field (Hassi Messaoud) and to combine them with the results obtained after the interpretation of the chosen well tests.

Key words: The well test, Skin, Pseudo-skin, Permeability, The productivity index

ملخص:

يعد اختبار البئر أحد أكثر الأدوات فعالية للحصول على معلومات حول الخزان والبئر ، مثل الضرر الكلي ، وسعة البئر ، والنفاذية ، وحدود البئر ، ونصف قطر الفحص ، وما إلى ذلك. تأثير الضرر هو أحد العوامل التي لها تأثير مباشر على الإنتاجية أو مؤشر الحقن للبئر. ومع ذلك ، من أجل تحديد الأشكال الزائفة المختلفة ، تتوفر العديد من الصيغ التقريبية ، بناء على الافتراضات النظرية. يهدف هذا العمل إلى تطبيق هذه الصيغ والأساليب على عدة آبار من أجل تقييم وتحليل ظواهر الضرر الزائف والضرر في حقل توغورت راما (حاسي مسعود) ودمجها مع النتائج التي تم الحصول عليها بعد تفسير اختبارات البئر المختارة.

كلمات مفتاحية : اختبار البئر، الضرر، الضرر الزائف، النفاذية، مؤشر الإنتاجية.

Sommaire

Remerciements

Dédicaces

Résumé

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Introduction Générale	1
Chapitre I : Généralités sur les tests de puits	2
I.1 Introduction.....	2
I.2 Principes des essais des puits :.....	2
I.3 Objectifs des essais de puits.....	2
I.3.1 Essai de puits d'exploration.....	3
I.3.2 Essai de puits d'évaluation	3
I.3.3 Essai de puits de développement	3
I.4 But des essais de puits	3
I.5 Les différents Types de l'essai de puits	4
I.5.1 Essai en débit (Draw-Down).....	5
I.5.2 Essai en fermeture (Build-Up).....	5
I.5.3 Les essais au cours de forage (Drill-Stem-Test : DST).....	7
I.5.4 Essai d'interférence.....	8
I.5.5 Fall off test	8
I.5.6 Essai d'injectivité.....	8
I.6 Les Equations de base.....	8
I.6.1 Equation de diffusivité.....	8
I.6.2 Régimes d'écoulement	13
I.6.3 La géométrie de l'écoulement dans le réservoir	13
I.6.4 Notion de la zone Compressible et du Rayon d'Investigation.....	15
I.6.5 Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage).....	17
Chapitre II : Les méthodes d'interprétation	20
II.1 Introduction	20
II.2 Présentation des méthodes d'interprétation	20
II.2.1 les méthodes conventionnelles	20
II.2.2- Les méthodes modernes	25

sommaire

Chapitre III : le skin et le pseudo skin	28
III.1 Introduction	28
III.2 Définition	28
III.3 Skin d'endommagement.....	28
III .3.1 skin infinitésimal.....	28
III.3.2 Skin d'épaisseur finie.....	29
III.3.3 Rayon effectif.....	30
III.4 Type d'endommagement dans HMD	31
III.4.1 Endommagement dus aux fluides de complétion et de work-over.....	31
III.4.2 Endommagement engendrés par la production	31
III.5 les différentes origines de pseudo-skin	32
III.5.1 Skin de perforation.....	32
III.5.2 Skin d'inclinaison (Skin de déviation).....	34
III.5.3 Skin de pénétration partielle.....	36
III.5.4 Skin dû à la fracturation hydraulique	38
III.3.5 Skin d'un puits horizontal	40
III.3.6 Skin d'injection (variation de mobilité)	41
III.3.7 Skin produit par l'anisotropie de perméabilité Sani	42
III.3.8 Skin dû à l'écart de loi de darcy (effet de turbulence pour les puits à gaz).....	43
III.3.9 Skin géologique.....	43
Chapitre IV: Etude de cas	46
IV.1 Introduction.....	46
IV.2 Description et utilisation du logiciel Saphir.....	47
IV.3 Résultats d'Interprétation des essais de puits.....	48
IV.3.1 Données et résultats de test DST-1	49
IV.3.2 Données PVT	49
IV.3.3 Historiquedérivée et analyse	50
IV.3.4 Les résultats d'interprétation des essais des puits sélectionnés sont présentés comme suite	51
IV.3.5 Données et résultats de test DST-2	53
IV.3.6 Données PVT	54
IV.3.7 Historique, dérivée et analyse	54
IV.3.8 Les résultats d'interprétation des essais des puits sélectionnés sont présentés comme suite	55
IV.4 Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins	57
IV.5 Calcul du Skin d'endommagement	58
IV.6 Analyse des résultats obtenus	58

sommaire

Conclusion & recommandation	60
----------------------------------------------	-----------

Liste de figures

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur les tests de puits

Figure I.1: Principe d'un essai de puits.....	2
Figure I.2: Draw-down test (essai en débit).....	5
Figure I.3: Essai de remontée de pression (BUILD UP).....	6
Figure I.4: Exposition générale d'une garniture de test.....	7
Figure I.5: Expérience de Darcy.....	9
Figure I.6: Écoulement radial circulaire.....	14
Figure I.7: Écoulement linéaire.....	15
Figure I.8: Ecoulement sphérique et hémisphérique.....	15
Figure I.9: Wellbore Storage (Effet de capacité au puits -Fermeture au fond-).....	17
Figure I.10: Evolution du débit pendant la période de l'effet de capacité de puits.....	17
Figure I.11: Effet de capacité de puits pour un drawdown et un buildup.....	18

Chapitre II : Les méthodes d'interprétation

Figure II.1: Débit potentiel pour un back pressure test.....	21
Figure II.2.2: le graphe de Horner.....	23
Figure II.3: Evolution de pression dans un build up pour un puits dans un gisement fini.....	24
Figure II.2.4: représentation des courbes types et le matching.....	26

Chapitre 3 III : le skin et le pseudo skin

Figure III. 1: Profil des pressions dans la formation.....	29
Figure III.2: Skin d'épaisseur finie.....	29
Figure III.3: skin rayon effectif.....	30
Figure III.4: Skin de perforation.....	32
Figure III.5: Skin d'inclinaison.....	35
Figure III.6: : Venue des fluides indésirables.....	36
Figure III.7: Skin D'un puits Horizontal.....	40
Figure III.8: : Skin d'injection.....	42
Figure III.9: : skin d'anisotropie de Perméabilité.....	43

Chapitre IV : Etude de cas

Figure IV.1: Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda.....	46
Figure IV.2: Plan de position des puits découverte RAA- RAMA.....	47
Figure IV. 3: Répartition des pressions de Bild-UP.....	51
Figure IV.4: log-log plot du puits NHBHJ-1.....	51
Figure IV.5: semi-log plot du puits NHBHJ-1.....	52
Figure IV. 6: Répartition des pressions de Bild-UP.....	54
Figure IV.7: : Répartition des pressions de Bild-UP.....	55
Figure IV.8: log-log plot du puits NHGAW-1.....	55
Figure IV.9:semi-log plot du puits NHGAW-1.....	56

Liste des tableaux

Chapitre III : le skin et le pseudo skin

Table III.1: Constantes pour le calcul du Skin de perforation.....	34
--------------------------------------------------------------------	----

Chapitre IV : Etude de cas

Table IV.1: les données de bases des puits sélectionnés	48
Table IV.2: Résultats de comptage.....	49
Table IV. 3: le temps équivalent pour le dernier débit.	50
Table IV.4: Résultats de comptage.	53
Table IV.5: le temps équivalent pour le dernier débit.	54
Table IV.6 :Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins	57
Table IV.7: Pseudo-Skin de pénétration partielle.....	58
Table IV. 8: Pseudo-Skin de multiphasique.....	58
Table IV. 9: skin total et d'endommagement et les pseudo-skins.	58

Liste des abréviations

Liste des abréviations

A : surface	rm : Taille des blocs matriciels
Bo : Fracture de volume d'huile	ri : rayon d'investigation
C : la capacité du puits (Wellbore storage)	rw : rayon du puits
Cg : compressibilité de gaz	rs : rayon d'endommagement
Co : compressibilité d'huile	r'w : rayon du puits effectif
Cw : compressibilité de l'eau	r : rayon
Cf : compressibilité de formation	rperf : rayon des perfos
Ct : compressibilité totale	Lperf : longueur des perfos
D : Turbulent flow coefficient	hperf : la distance entre les perfos
hw : épaisseur perforé	θ : angle entre les perfos
h : épaisseur	X _f : longueur de la fracture
IP : indice de productivité	q : débit en surface
k : perméabilité	q _f : débit au fond
ks : perméabilité de la zone endommagé	So : saturation d'huile
kd : perméabilité du skin de matrice	Sw : saturation de l'eau
kf : perméabilité d'une fracture ou d'une fissure	Sg : saturation de gaz
kH : perméabilité horizontale	S : coefficient de skin
Kv : perméabilité verticale	Sani : skin d'anisotropie de perméabilité
Kv : perméabilité verticale entre deux couche	S' : skin dû à l'écart de darcy
L : distance ou longueur d'un drain horizontal	Sf : skin dû à la fracturation hydraulique
m : pente d'une ligne droite (semi-log ou autre)	Sdp : skin double porosité
p : pression	Sg : skin géométrique
Pi : pression initiale	SL : skin dû à multicouches communicants
Pwf : pression dans le fond du puits	Sm : skin de matrice
t : le temps	Sm : skin multiphasique
Ø : la porosité	Sp : skin de perforation
μ : la viscosité cinématique	SH : skin de l'effet de plan
BU : Build up	SV : skin de l'effet de convergence verticale
Pg : Pression de gisement (psi)	Swb : skin de l'effet de wellbore
Pf : Pression de fond (psi)	Spp : skin de pénétration partielle
WBS : Well-bore storage	Src : skin de variation de mobilité
St : skin total	
Z : facteur de compressibilité	

Introduction Générale

Le pétrole et le gaz occupent une place cruciale et essentielle dans l'économie de nombreux pays, dont l'économie repose principalement sur l'exploitation et la vente de ces sources d'énergie.

Il est essentiel d'analyser les essais de puits afin de comprendre l'état du puits et du réservoir dans un éventail plus ou moins large, en prenant en compte les divers paramètres qui influencent la production, tels que la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche et le KH etc... Grâce à la compréhension de ces paramètres, il est possible de prédire la production et de déterminer la meilleure façon de développer le gisement (qu'il soit nécessaire ou non d'effectuer des opérations de stimulation, de récupérations assistées, etc.). Des mesures de pression à intervalles réguliers sont nécessaires pour gérer la pression du gisement et évaluer l'état du réservoir et du puits pendant la production (colmatage, percée du tubage, perte de fluide au niveau du puits, etc....).

Jusqu'aux années 70, les méthodes conventionnelles ont été les seules disponibles. Celle-ci consistaient à repérer sur la courbe d'évolution de la pression les différentes périodes d'écoulements caractéristiques qui se succèdent. Au cours d'un écoulement caractéristique, l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps, qui se traduit par une droite permettant de déterminer, selon l'écoulement, certaines caractéristiques du puits et du réservoir. Se contenter uniquement des méthodes conventionnelles présente plusieurs inconvénients : Diagnostiquer un écoulement est parfois délicat ; L'interprétation ne prend en compte que les points situés sur la courbe tracée ; Tracer la bonne droite est parfois délicat. Ceci est insuffisant compte tenu de l'importance de cette opération et du développement des outils informatiques.

Une autre méthode plus moderne et plus précise est la méthode des courbes types, elles sont apparues, dans un premier temps sous forme de planches.

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

Chapitre I :

Généralités sur les

tests de puits

Chapitre I : Généralités sur les tests de puits

I.1 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 fait.

Dans ce contexte, les essais de puits constituent l'une des méthodes les plus directes pour obtenir des informations tant sur le réservoir que sur le puits (productivité du puits, liaison couche-trou) et ils participent donc à la réduction de certaines incertitudes.

Les informations fournies par les essais de puits sont utilisées conjointement avec les données géologiques et géophysiques pour construire un modèle de réservoir pouvant être utilisé pour prédire les performances du réservoir et la récupération selon différents scénarios de développement.

I.2 Principes des essais des puits :

L'essai de puits repose sur la création d'une (fermeture, ouverture ou changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et l'enregistrement de la réponse transitoire de pression du puits. Selon cette interprétation, le système est identifié de la manière suivante :

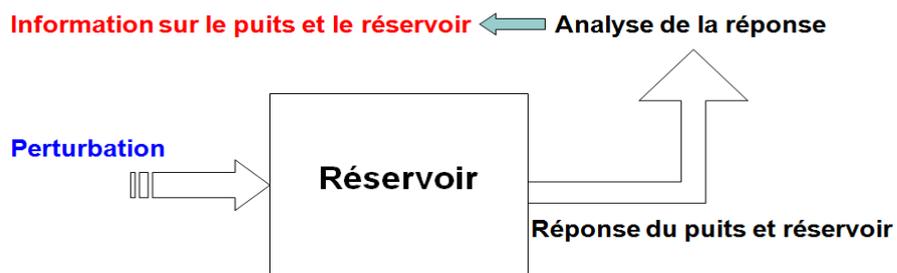


Figure I.1: Principe d'un essai de puits [2].

I.3 Objectifs des essais de puits :

Les objectifs d'un essai de puits varient, selon où l'on se trouve dans la vie du projet (exploration, évaluation ou développement) [2].

I.3.1 Essai de puits d'exploration :

Confirmer l'hypothèse d'exploration et établir un premier profil de production ;

Déterminer la pression et la température initiales de réservoir ;

Evaluer la nature et le débit des fluides produits.

I.3.2 Essai de puits d'évaluation :

- Déterminer la productivité du puits;
- Déterminer les hétérogénéités et les frontières du réservoir ;
- Obtenir des échantillons de fluide en quantité suffisantes pour les études PVT;
- Déterminer les mécanismes de drainage.

I.3.3 Essai de puits de développement :

Optimiser les performances du réservoir en identifiant le besoin d'un traitement de puits (work-over, revue de la stratégie de perforation ou du design de la complétion);

- ✓ Identifier la communication entre les puits (essai par interférence ou impulsion) et tester l'existence ou non de compartiments dans le réservoir;
- ✓ Estimer la pression moyenne du réservoir (c'est-à-dire la pression statique du réservoir qui est également une donnée utilisée par le modèle de simulation de réservoir et dans l'analyse du bilan matière à des fins de calage historique) [1].

I.4 But des essais de puits :

Les méthodes utilisées lors du forage ne fournissent que des données limitées à une petite zone autour du puits, tandis que les essais de puits permettent d'étendre cette zone d'investigation à une vaste zone et de fournir des informations sur la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites du réservoir, ainsi que sur la porosité et la compressibilité de la roche magasin [2].

En règle générale, les essais de puits visent à recueillir des informations sur le puits et le réservoir afin d'évaluer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation. Permet ces informations, on peut identifier:

1. Identifier les caractéristiques physiques du réservoir, telles que la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites du réservoir, ainsi que la porosité interne. En utilisant ces paramètres, il est possible de repérer les couches productrices et de faire des liens entre elles.

2. 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, ...).

3. Contribution à la connaissance du mécanisme de drainage de gisement :

En analysant les variations des pressions moyennes dans l'aire de drainage du puits, ainsi que les rapports (gaz/huile) GOR et (eau/huile) WOR, il est possible d'estimer les volumes de différentes phases en place et de prévoir leur évolution globale. De plus, il est possible de déduire des prévisions de production.

4. Calage des pertes de charge dans le tubing :

Le gradient de la colonne statique et dynamique peut être estimé en mesure simultanée des pressions de fond et de tête. Il est essentiel d'utiliser ces résultats pour vérifier le calcul des pertes de charges dans le tubing.

5. Efficacité de la complétion et de la stimulation :

Les essais de puits sont utilisés pour évaluer l'efficacité de la complétion ou d'une stimulation et peuvent éventuellement entraîner une modification des installations de fond et/ou de surface, afin de les adapter davantage aux conditions du puits.

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

7. Prévoir les éventuels incidents de production en identifiant les divers problèmes rencontrés pendant la production, que ce soit au niveau du réservoir (sable, tenue de terrain, envahissement par l'eau ou le gaz... etc.) ou au niveau du mouvement de l'effluent (dépôt de sel, asphaltènes et paraffines [1]).

I.5 Les différents Types de l'essai de puits :

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) [4].

I.5.1 Essai en débit (Draw-Down):

L'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement.

L'objectif principal de DD est d'obtenir la perméabilité moyenne du réservoir, d'évaluer le skin aux abords du puits, le profil de pression et les limites la forme du réservoir et d'estimer les réserves [1] .

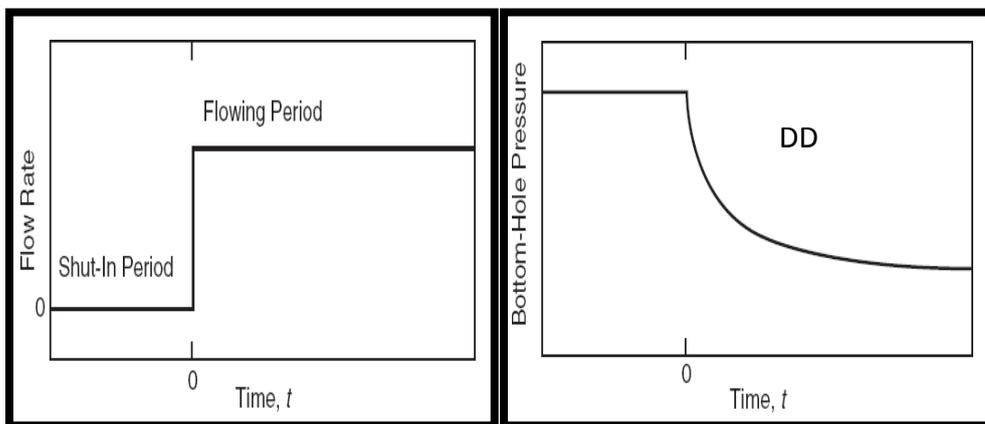


Figure I. 2: Draw-down test (essai en débit) [1].

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.

I.5.2 Essai en fermeture (Build-Up):

L'utilisation des données de Buildup a fourni à l'ingénieur de réservoir un outil supplémentaire utile dans la détermination du comportement du réservoir. L'analyse de Buildup test décrit l'accumulation de pression dans le puits de forage avec le temps après la fermeture d'un puits. L'un des principaux objectifs de cette analyse est de déterminer la pression statique du réservoir sans attendre des semaines ou des mois que la pression dans l'ensemble du réservoir se stabilise. Étant donné que l'accumulation de pression dans le puits de forage suivra généralement une tendance définie, il a été possible d'étendre l'analyse de Buildup pour déterminer :

- La perméabilité effective du réservoir ;
- L'étendue des endommagements de perméabilité autour du puits de forage.
- La présence de failles et dans une certaine mesure la distance aux failles ;
- Toute interférence entre puits producteurs.
- Les limites du réservoir où il n'y a pas de forte poussée d'eau ou où l'aquifère ne dépasse pas le réservoir d'hydrocarbures [1].

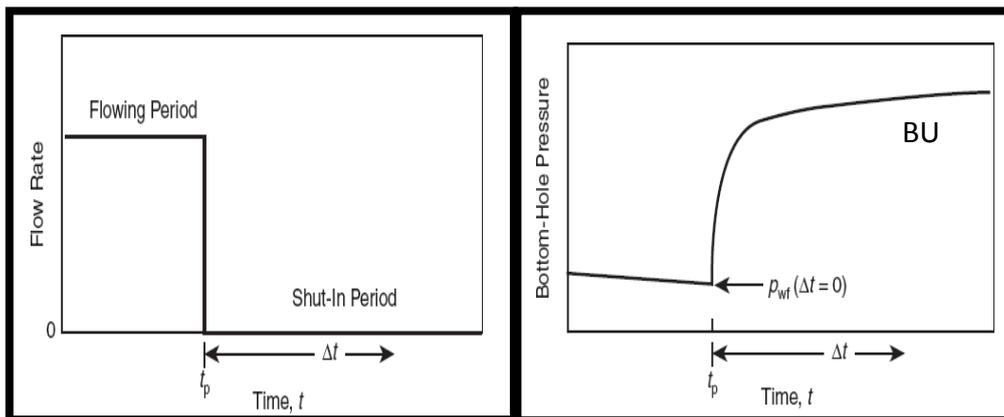


Figure I. 3: Essai de remontée de pression (BUILD UP) [1].

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 [1].

I.5.3 Les essais au cours de forage (Drill-Stem-Test : DST) :

Les essais au cours du forage (Drill Stem Test : DST) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délinéation (délimitation du champ). Ils consistent en la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances. Le test permet de mesurer la pression et le débit de l'effluent, afin d'évaluer la perméabilité du réservoir et la réserve, et prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques (viscosité, salinité...).

Les principaux paramètres recherchés sont :

- Pression statique.
- Perméabilité.
- Endommagement aux abords du puits [1].

Principe d'un DST :

Le concept d'un DST consiste à installer une garniture de complétion temporaire pour mettre en marche le réservoir, ce qui permet de diminuer la pression hydrostatique de la boue au niveau du réservoir pour le débité. Un joint d'étanchéité, le packer, est fixé au-dessus du réservoir pour soutenir la colonne de la boue. Il y a une pression très faible à l'intérieur du train de test par rapport à celle du gisement, équivalente à la pression hydrostatique du liquide tampon, ce qui permet à l'effluent de sortir dès l'ancrage et l'ouverture de la vanne de fond et de remonter par l'intérieur du train de test jusqu'à en surface. Il traverse ici un système de vannes connu sous le nom de tête de production et un petit manifold de duses avant de partir vers l'installation de séparation et stockage ou élimination [3].

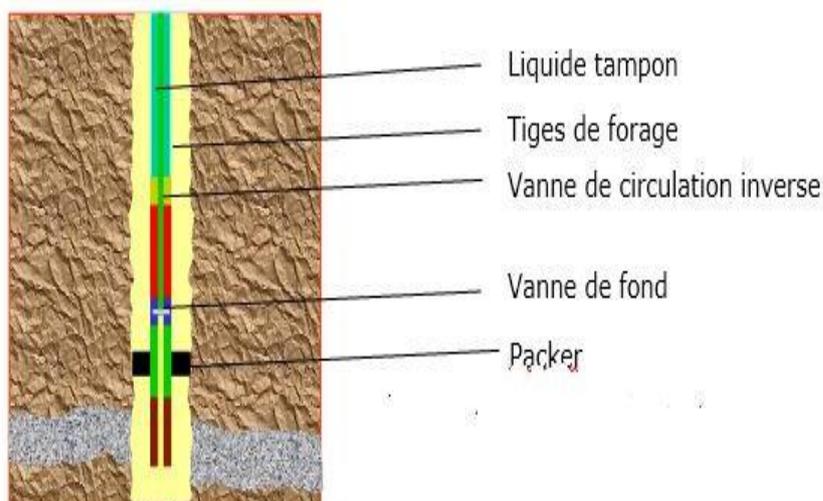


Figure I.4: Exposition générale d'une garniture de test [3] .

I.5.4 Essai d'interférence :

C'est un test réalisé entre plusieurs puits pour étudier la communication entre les couches

productrices des puits, Le principe est d'enregistrer la perturbation de pression causée Par l'ouverture d'un puits dans les puits avoisinant

Pour fournir le test d'interférence en suite :

- Fermeture des puits.
- Descente par les équipements wire-line les enregistreurs de pression.
- Montage installation de test dans un des puits et test des équipements à pression égale 1,5fois la pression de service.
- Ouverture puits sur séparateur de test.
- Enregistrement de la pression en continu dans les autre puits de la perturbation causée par les séquences d'ouverture et de fermeture du Puits. - Remontée les enregistreurs.
- Interprétation des enregistrements.

Les équipements de test d'interférence même les équipements de test de jaugeage avec:

- Enregistreurs de pression de fond.
- Equipement wire-line pour descend les enregistreurs [4].

I.5.5 Fall off test :

Ce type de test est réalisé aussi sur les puits injecteurs pour l'évaluation des caractéristiques du puits et du réservoir, il consiste à fermer un puits initialement ouvert (injecteur) et l'enregistrement de l'évolution de la pression induite par la variation du débit. C'est l'équivalent d'un Build Up pour les puits producteurs [4].

I.5.6 Essai d'injectivité :

Ces tests ont pour objectif de déterminer la capacité d'absorption d'un puits. Il est réalisé sur les puits injecteurs. Ce test consiste à injecter un fluide à un débit connu Q dans un puits injecteur initialement fermé et l'enregistrement de la variation de pression causé par la perturbation. C'est l'équivalent d'un Drawdown pour un puits producteur [2].

I.6 Les Equations de base :**I.6.1 Equation de diffusivité :**

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{I.1})$$

✓ **Loi de Darcy :**

Lorsqu'un fluide circule dans un milieu poreux, il y a une perte d'énergie qui se manifeste par une baisse de pression.

La loi de Darcy est la loi employée pour expliquer les flux de fluides dans des environnements poreux.

Prenons en compte son champ d'application et ses répercussions sur un essai de puits [1].

• **Présentation de la loi :**

Selon la loi de Darcy : le débit du fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

- Au gradient de pression exercé sur l'échantillon ;
- A la section S de l'échantillon ;
- A la mobilité $\frac{K}{\mu}$ du fluide.
- La loi de Darcy s'applique à l'intérieur d'un intervalle de temps pendant lequel le débit et les différents paramètres sont constants.
- Elle ne dépend ni de la porosité du milieu ni de la compressibilité des fluides ou celle de la roche [4].

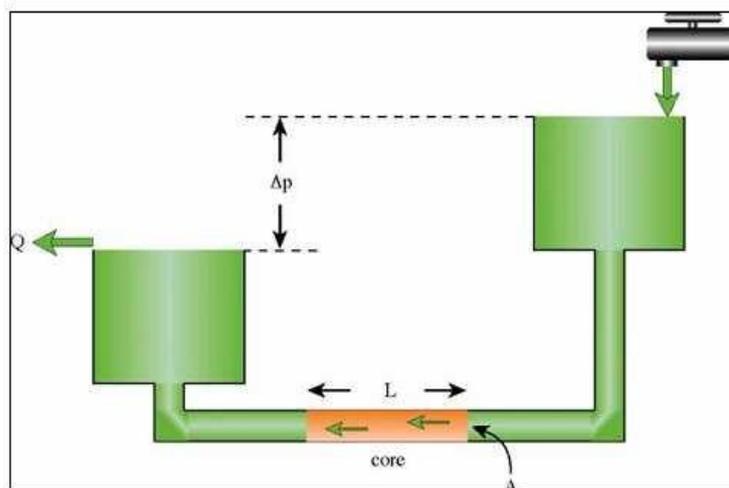


Figure I.5: Expérience de Darcy [4].

• **Expression vectorielle :**

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

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad } p} \quad (I.2)$$

Un essai de puits étudie l'évolution de la pression qui succède à une variation de débit. Le débit venant juste de varier, la loi de Darcy n'est pas applicable, macroscopiquement, pour décrire les écoulements autour du puits.

- **Expression en écoulement radial circulaire :**

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

$$\vec{v} = \frac{k}{\mu} 2\pi r h \frac{\partial P}{\partial r} \quad (I.3)$$

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

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{P_w - P_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}} \quad (I.4)$$

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.

- ✓ **La compressibilité :**

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

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif du volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante, rapportée au volume initial. Le signe (-) signifie que la variation du volume est inversement proportionnelle à la variation de pression

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{Total} \quad (I.5)$$

Soit encore en fonction de sa masse volumique :

$$C_c = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_{Total} \quad (I.6)$$

- **Compressibilité totale dans un réservoir pétrolier**

Dans un réservoir pétrolier plusieurs éléments sont compressibles :

- L'huile ;
- L'eau, même immobile et
- Les pores.

Lors d'une décompression, le fluide est produit :

- Par expansion des fluides :

$$\text{Huile} : : \Delta V_o = C_o S_o V_p \Delta p \quad (I.7)$$

$$\text{Eau} : : \Delta V_w = C_w S_w V_p \Delta p \quad (I.8)$$

- Par diminution du volume des pores V_p

Le volume des pores est équilibré sous l'influence de la pression des fluides et de la pression litho statique.

Lors d'une décompression, la pression fluide décroît alors que la pression litho statique reste constante. Le volume des pores décroît, conduisant à une production globale de fluide :

$$\Delta V_p = C_p V_p \Delta p$$

La compressibilité du matériau constituant la roche est négligeable devant les autres compressibilités.

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

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_p \quad (I.9)$$

S_o, S_w : la saturation en huile et en eau. La capacité compressible d'un volume unitaire du milieu poreux est égale à \emptyset . C_t

- **Compressibilité équivalente :**

Le réservoir est modélisé par : Une roche poreuse incompressible, de porosité ϕ et de saturation en huile S_o ;

Un fluide de compressibilité équivalente :

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_p}{S_o} \quad (\text{I.10})$$

- ✓ **Loi de conservation de Masse :**

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

$$\text{div } \rho \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \quad (\text{I.11})$$

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

- Compressibilité des fluides faible et constante
- Gradients de pression faibles :

C'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles [3].

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

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{I.12})$$

$$K = \frac{k}{\phi \mu C_T} \quad (\text{I.13})$$

Est appelé diffusivité hydraulique du milieu

C'est le rapport entre la mobilité des fluides k/μ et la capacité compressible du réservoir ϕC_T .

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

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (\text{I.14})$$

I.6.2 Régimes d'écoulement :

Trois régimes d'écoulement principaux doivent être identifiés afin de décrire le comportement de l'écoulement du fluide et la répartition de la pression du réservoir au fil du temps :

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

- **Écoulement permanent (steady state flow):**

Tant que la zone compressible n'a pas atteint la limite du réservoir ou n'a pas subi l'influence d'un autre puits, le réservoir se comporte, au niveau du test, comme s'il était infini. Pendant cette période le régime d'écoulement est transitoire.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (\text{I.15})$$

- **Écoulement transitoire (unsteady state) :**

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo permanent. C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(i, t) \quad (\text{I.16})$$

- **Écoulement semi permanent (Pseudosteady-state) :**

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement est permanent. C'est le régime d'écoulement existant en production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gas cap ou d'un aquifère, quand la mobilité d'eau est grande devant celle de l'huile. Un essai de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir [1].

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constant} \quad (\text{I.17})$$

I.6.3 La géométrie de l'écoulement dans le réservoir :

La configuration d'un réservoir influence considérablement son fonctionnement d'écoulement. La majorité des réservoirs présentent des limites irrégulières et il est souvent impossible de décrire de manière mathématique leur géométrie sans l'aide de simulateurs numériques.

Toutefois, pour des raisons pratiques, on peut représenter la géométrie de l'écoulement réel en utilisant l'un des flux suivants :

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

- **Écoulement radial circulaire :**

Si les différences de réservoir ne sont pas présentes. La circulation vers le puits suit une trajectoire radiale autour du puits, tandis que le gradient de pression augmente aux abords du puits, ce qui entraîne une circulation radiale [1].

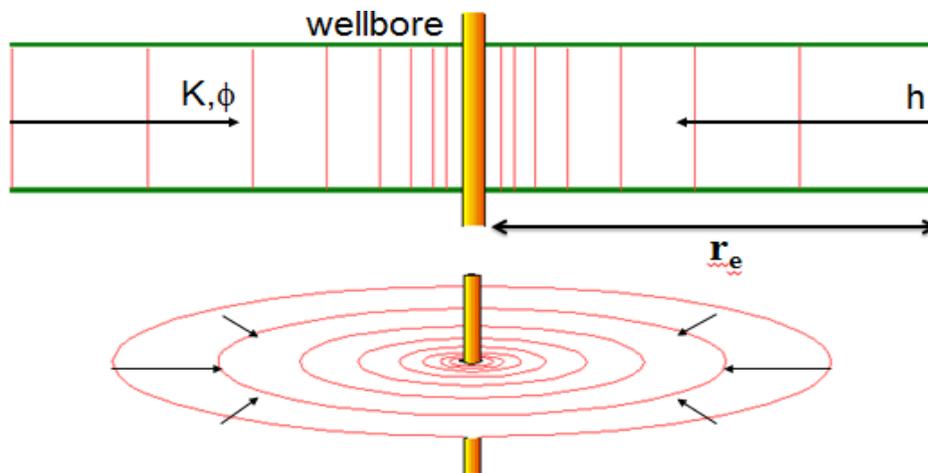


Figure I.6: Écoulement radial circulaire [1].

- **Écoulement linéaire :**

Lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et que l'écoulement est dans une seule direction, on parle d'écoulement linéaire. Ce type d'écoulement ne se produit que lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on le trouve dans les puits à fractures naturelles une communication ou une fracture artificielle.

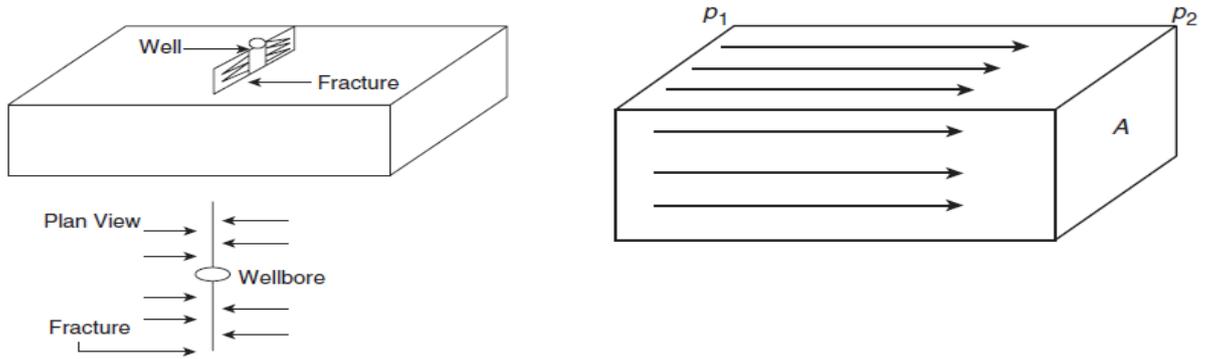


Figure I.7: Écoulement linéaire [1].

• **Écoulement Sphérique et hémisphérique :**

À proximité du puits, selon le type de complétion du puits, il peut y avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique. Il est possible qu'un puits avec un intervalle perforé restreint génère un écoulement sphérique dans les environs des perforations, comme le montre la figure ci-dessous [1].



Figure I.8: Écoulement sphérique et hémisphérique [1].

I.6.4 Notion de la zone Compressible et du Rayon d'Investigation :

✓ **Zone Compressible :**

Il est possible de déterminer le débit présent à une distance r du puits à l'instant t en utilisant la loi de Darcy locale exprimée en écoulement radial circulaire, ainsi que l'équation qui décrit l'état des pressions :

$$q(r, t) = qB e^{\frac{-r^2}{4kt}} \tag{I.18}$$

q est le débit en tête de puits .

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

La notion de la zone compressible permet de situer de manière pratique la zone du réservoir atteinte par la perturbation de débit.

La variation de la pression du puits traduit principalement les propriétés du réservoir dans la zone compressible [4].

✓ **Rayon d'Investigation :**

La pression au puits évolue en fonction des caractéristiques de la partie du réservoir traversée par la zone compressible. Il est pertinent d'étudier la localisation de cette zone. La notion de rayon d'investigation d'un essai englobe cela.

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

• **Définition de Jones :**

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

$$r_i = 4 \sqrt{kt / \phi \mu c_t} \quad (\text{I.19})$$

• **Définition de Poettmann :**

Le rayon d'étude correspond à la zone du réservoir traversée par un débit de 1% du débit du puits :

$$r_i = 4,29 \sqrt{kt / \phi \mu c_t} \quad (\text{I.20})$$

• **Définition de J. Lee et Muskat :**

Le rayon d'étude correspond à la zone du réservoir où la pression augmente le plus :

$$r_i = 2 \sqrt{kt / \phi \mu c_t} \quad (\text{I.21})$$

La simulation a montré que cette dernière est la plus proche des résultats de la simulation, donc c'est l'équation la plus applicable pour situer le rayon d'investigation d'un essai de puits [3].

I.6.5 Effet de Capacité du puits (Wellbore Storage) :

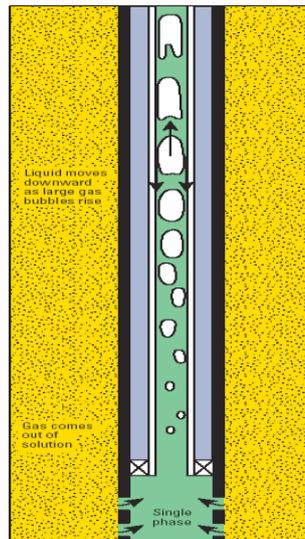


Figure 2. Wellbore storage effects are due to the compressibility of the fluids in the wellbore. Afterflow is induced after shutting in the well because flow from the reservoir does not stop immediately but continues at a slowly diminishing rate until the well pressure stabilizes. A further complication is the wellbore mechanics that drives fluids to segregate, which makes the wellbore storage variable with time.

Figure I.9: Wellbore Storage (Effet de capacité au puits -Fermeture au fond-) [3].

L'essai d'un puits débute par une brusque variation du débit du puits. Le puits présente cette variation : en tête dans le cas général, plus près de la formation, dans le cas des DST, ou des fermetures de fond.

En raison de la compressibilité de la colonne de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture, le débit qui sort de la formation varie progressivement [3].

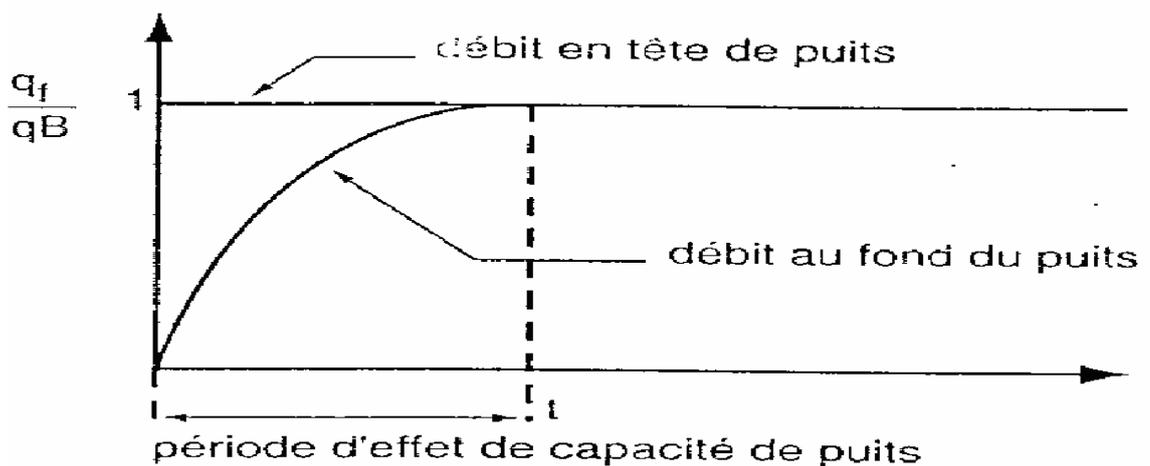


Figure I.10: Evolution du débit pendant la période de l'effet de capacité de puits [3].

Lorsqu'un puits est mis en production en tête, on suppose que le débit en tête passe immédiatement de 0 à q , tandis que le débit au fond ne passe pas immédiatement de 0 à q_B . La

production au fond est progressivement mise en place. Durant cette période, le débit de fonds est élevé. Il s'agit de la période d'effet de capacité de puits qui évolue [1].

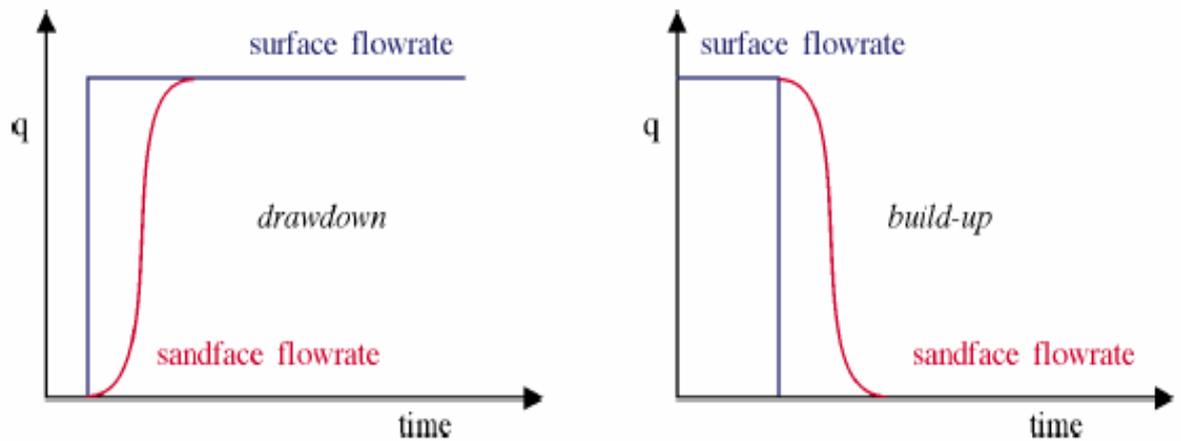


Figure I.11: Effet de capacité de puits pour un drawdown et un buildup [1].

La capacité du puits est définie par :

$$C = \frac{-\Delta V}{\Delta P} \quad (I.22)$$

Où : ΔV : variation du volume du fluide dans le puits, dans les conditions du puits ;

ΔP : variation de la pression appliquée au puits.

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

Une grandeur sans dimension est attachée à la capacité de puits. Elle est définie par :

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi.C_t.h.r_w^2} \text{ (en unité SI et unités pratiques métriques)} \quad (I.23)$$

$$C_D = \frac{0.89C}{\phi.C_t.hr_w^2} \text{ (en unités pratiques US)} \quad (I.24)$$

Evolution de la pression :

$$\Delta p = \frac{qB.t}{24.C} \quad \text{(en unités pratiques métriques et US)} \quad (I.25)$$

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{(en grandeur sans dimensions)} \quad (I.26)$$

Chapitre II : Les méthodes d'interprétation

Chapitre II : Les méthodes d'interprétation

II.1 Introduction

Il est crucial d'analyser les informations obtenues lors des essais des puits afin de favoriser le développement et la gestion efficace du réservoir. Ce chapitre présente une méthode pour interpréter les essais de puits à gaz en repérant les disparités qui découlent de l'étude des essais de puits à huile.

II.2 Présentation des méthodes d'interprétation :

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles ;
- Les méthodes modernes.

II.2.1 les méthodes conventionnelles :

Ces dernières ont été développées à partir des années 30. Jusqu'aux années 70, elles étaient les seules disponibles. Elles impliquent de détecter les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent sur l'évolution de la pression.

Pendant une circulation spécifique (radiale, circulaire, linéaire, etc.), la variation de la pression est exprimée par une fonction temporelle $f(t)$. En fonction du temps, la pression est représentée par une droite qui permet de définir certaines caractéristiques du puits et du réservoir en fonction de l'écoulement.

Les méthodes conventionnelles reposent sur la sélection d'une droite, traditionnellement appelée droite semi-log par simplification de langage, qui est obtenue soit par un graphique semi-log (HORNER, MDH), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition). Dès lors, il est nécessaire de formuler deux critiques :

Cette droite, souvent très sensible, est choisie à partir de critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes.

De plus, les méthodes classiques ne tirent pas parti de toutes les mesures enregistrées lors d'un test car elles éliminent systématiquement tous les points précédant le droit semi-log.

Toutes les méthodes d'analyse sont basées sur des équations qui relient le débit à la pression d'écoulement, par exemple l'équation de Rawlins & Shellhardt est donnée ci-dessous

$$q_{sc} = C(P_i^2 - P_{wf}^2)^n \quad (II.1)$$

C: Coefficient de performance

n: Coefficient de turbulence, varie entre 1 pour les écoulements laminaires, et 0.5 pour les écoulements turbulents [5].

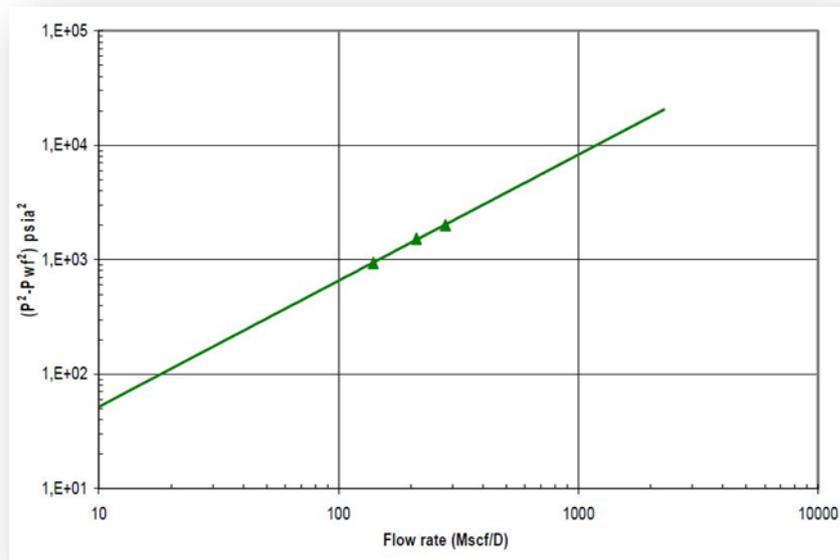


Figure II.1: Débit potentiel pour un back pressure test [5].

L'équation de LIT qui est déduite de l'équation de Houpeurt ou Forchheimer est donnée ci-dessous:

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq + bq^2 \quad (II.2)$$

a: Coefficient d'écoulement laminaire.

b: Coefficient d'écoulement turbulent.

L'approche implique de représenter sur un graphe approprié les valeurs de pression correspondant aux débits d'écoulement enregistrés lors d'un test de production, puis de déterminer les coefficients C et n, ou a et b.

Le débit "Absolute Open Flow Potential" (AOFP) correspond au débit théorique pour une pression de fond $P_{wf} = 14,7$ psia.

$$AOFP = C(P_i^2 - 14,7^2)^n \quad (II.3)$$

✓ **Méthode de HORNER :**

Avant Le test de buildup, le puits est ouvert et produit avec un débit constant q_g condition, pendant un temps de production t_p , puis il est fermé pour le test.

Le puits a passé de débit q_g , à un nouveau débit $q_{nev}=0$, d'après le principe de superposition de débits on obtient l'équation qui décrit l'évolution de pression suivante :

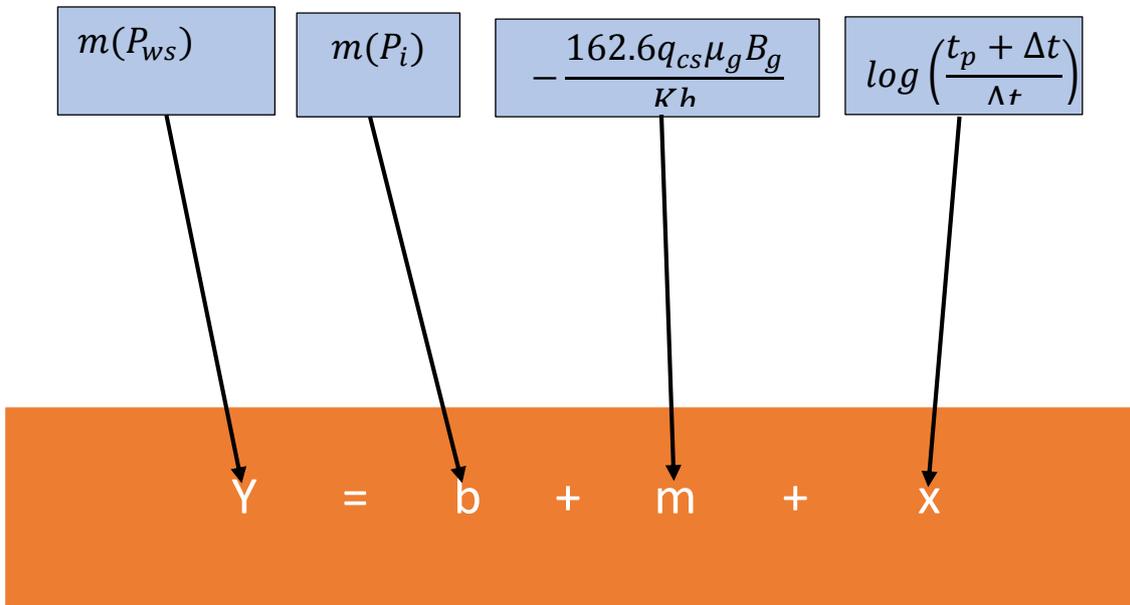
$$m(P_{ws}) = m(P_i) - \frac{162.6q_{cs}\mu_g\overline{B}_g}{Kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (II.4)$$

$m(P_i)$: La pseudo pression initiale de réservoir, [psi].

$m(P_{ws})$: la pseudo pression statique au fond, [psi].

Δt : temps de fermeture, [heures].

t_p : temps de production, [heures] [7].



L'équation a une forme d'une droite, alors on trace p_{ws} vs $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$ dans un papier semi-log et on tire la pente m [10].

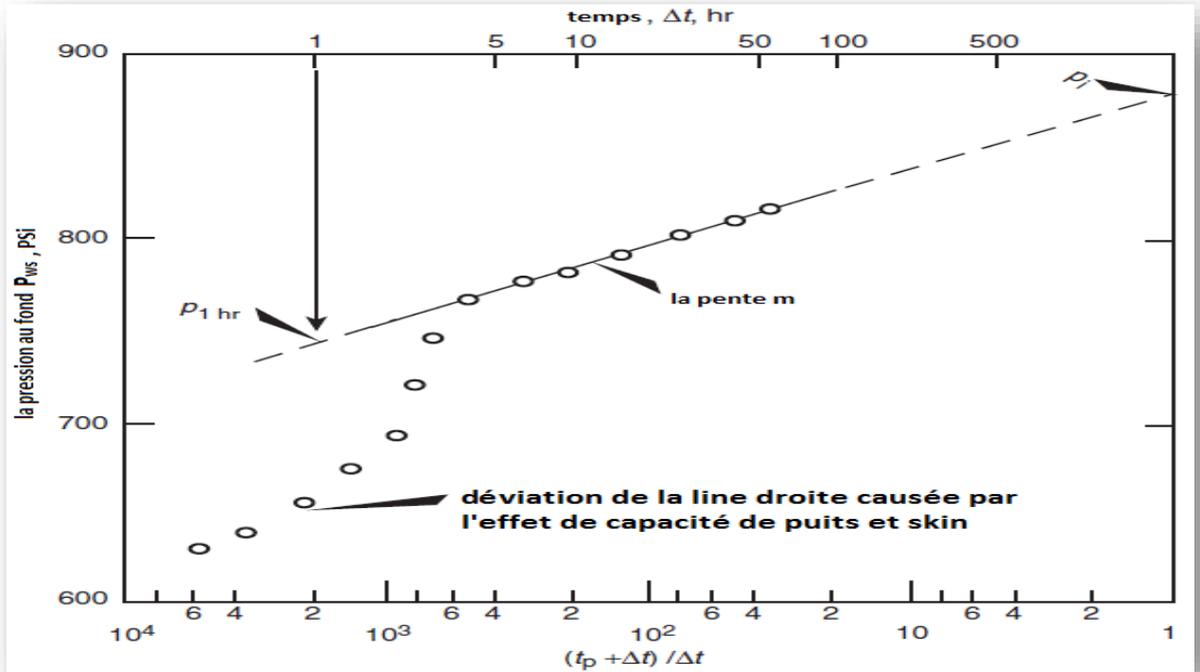


Figure II.2: Le graphe de Horner [10].

Interprétation de graphe :

- La pente $m = -\frac{162.6q_{cs}\bar{\mu}_g\bar{B}_g}{Kh}$ on peut tirer

$$k = \frac{162.6q_{cs}\bar{\mu}_g\bar{B}_g}{|m|h}$$

- Le degré d'endommagement :

$$\Delta t = 1 \text{ hr}$$

- Si $t_p \gg \Delta t$

$$\log\left(\frac{t_p\Delta t}{t_p+\Delta t}\right) = \log\left(\frac{t_p}{t_p+1}\right) \cong 0 \quad \text{alors}$$

$$S = 1.151 \left(\frac{m(P_{1hr}) - m(P_i)}{|m|} - \log \frac{K}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

- Si $t_p < 1 \text{ hr}$ (DST par exemple) :

$$S = 1.151 \left(\frac{m(P_{1hr}) - m(P_i)}{|m|} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log \frac{K}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

- La chute de pression correspond à ce skin :

$$\Delta p = 0.83.m.s$$

- La pseudo pression extrapolée :

L'équation suppose que le réservoir est infini, c'est-à-dire qu'il y a toujours un point dans le réservoir son pseudo pression égale à la pseudo pression initiale de réservoir. HORNER extrapole la pente pour obtenir $m(P_i)$ (à $\Delta t \rightarrow +\infty$ soit $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$) [5].

mais les réservoirs sont finis et après un certain temps de production, le fluide produit va provoquer la chute de pression dans tous les points de réservoir. Sous ces conditions la droite extrapolée pour obtenir $m(P_i)$ va donner une pseudo pression initiale de réservoir erronée

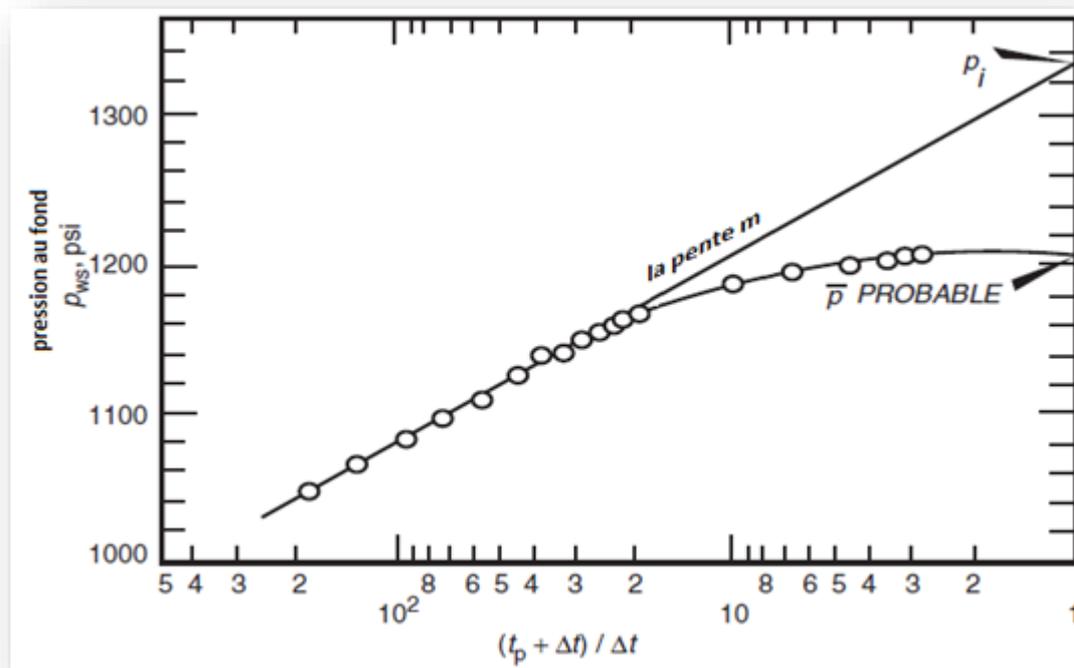


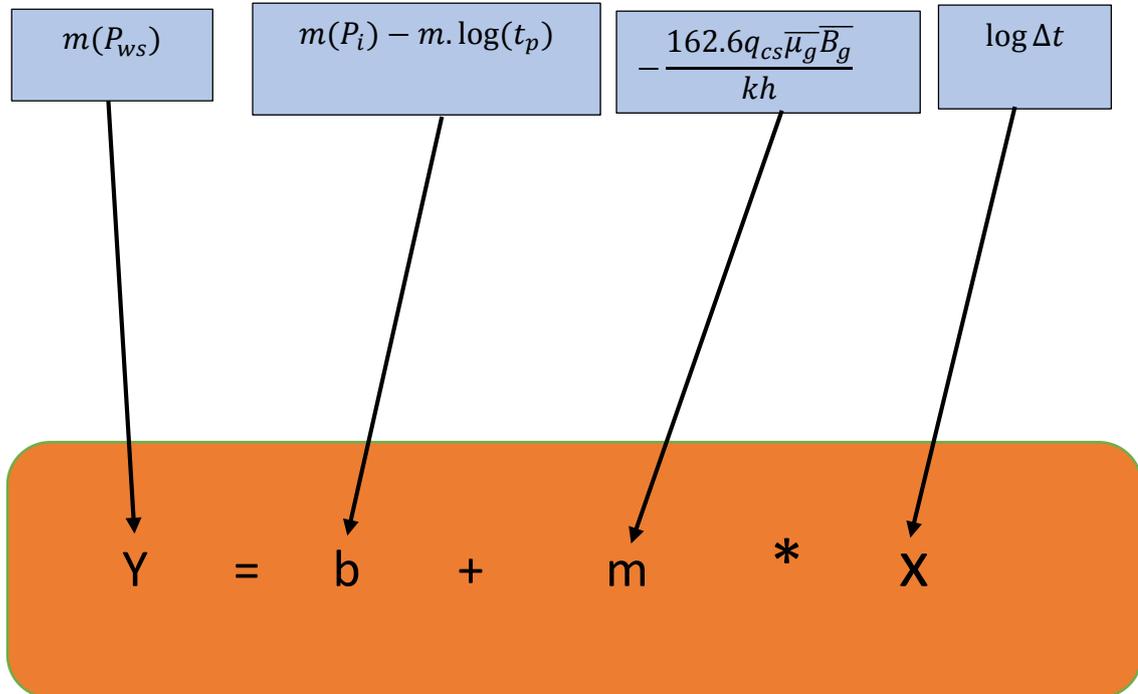
Figure II.3: Evolution de pression dans un build up pour un puits dans un gisement fini [10].

✓ la méthode M.D.H: (MILLER- DYES et HUTCHINGSON):

La méthode de HORNER peut être simplifiée si le puits est ouvert pendant une durée de production suffisante pour atteindre le régime semi-permanent. C'est-à-dire t_p est plus grand que Δt , $t_p \gg \Delta t$ donc $(t_p + \Delta t \approx t_p)$. L'équation (3.3) devient :

$$m(P_{ws}) = m(P_i) - \frac{162.6q_{cs}\mu_g\bar{B}_g}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p}{\Delta t} \right) \right] \tag{II.4}$$

$$m(P_{ws}) = m(P_i) - m[\log(t_p) - \log \Delta t] \Leftrightarrow m(P_{ws}) = [m(P_i) - m \cdot \log(t_p)] + m \cdot \log \Delta t \quad (\text{II.5})$$



La pression de fond évolue linéairement en fonction du Logarithme du temps de remontée de pression [7].

II.2.2- Les méthodes modernes :

Les méthodes modernes englobent les planches des courbes types qui se basent sur la dérivée de la pression.

- **les courbes types :**

Méthodologie :

Pour la première fois, les courbes types ont été mises en évidence lors des essais de puits par Agrawal et al. En 1970.

Un modèle analytique est associé à chaque type de réservoir. On peut exprimer les résultats de la simulation à travers une série de courbes. Chaque courbe de cette famille est liée, par son nom, aux valeurs de certains paramètres. Une courbe illustre l'évolution des pressions enregistrées lors d'un test en débit, à l'échelle logarithmique, réalisé dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellé de la courbe [10].

Ces courbes types sont toujours représentées en grandeur adimensionnelle (P_D, t_D, r_D et C_D) sur un papier log-log ayant sur les axes, des groupements de variables sans dimension.

Les courbes types correspondant à une représentation de la forme : $P_D = P_D(t_D, C_D, S)$

Les principaux objectifs des courbes types sont :

- Situer le début du droit semi-log ;
- Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées ;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (kh, C, S) pour la confrontation avec les résultats d'analyse semi-log ;
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω, λ) ;

- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests [9].

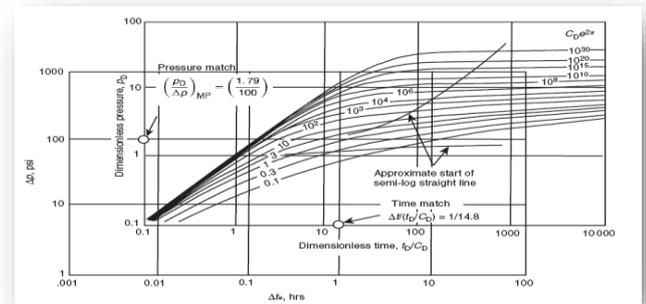
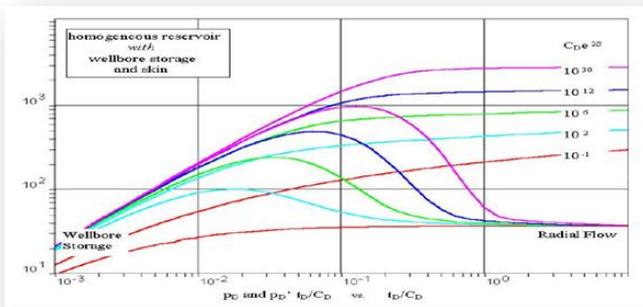


Figure II.4: Représentation des courbes types et le matching. [9].

Calcul de la dérivée :

Pour calculer la dérivée de pression, la différence de pression est calculée comme suit :

1. Pour un test drawdown:

$$\Delta P = P_i - P_{wf}(\Delta t) \tag{II.6}$$

2. Pour un test build up:

$$\Delta P = P_{ws}(\Delta t) - P_{wf}(t_p) \tag{II.7}$$

P_i : la pression initiale de la formation.

P_{wf} : la pression du fond.

Δt : le temps depuis le début de la production.

t_p : la durée de production avant le shut-in obtenue en divisant le cumulatif de la production

par le débit avant le shut-in. $t_p = 24 \left(\frac{N_p}{q} \right)$

- La dérivée de pression est calculée pour un test drawdown dans le régime transitoire comme la dérivée de pression P par rapport au logarithme de l'intervalle du temps

$\Delta t_i = t_i - t_0$:

$$\frac{d\Delta P}{d \ln(\Delta t)} = \frac{P(\Delta t_{i+1}) - P(\Delta t_{i-1})}{\ln(\Delta t_{i+1}) - \ln(\Delta t_{i-1})} \quad (\text{II.8})$$

- La dérivée de pression préférée calculée pour un test build up dans le régime transitoire est :

$$\frac{d\Delta P}{d \tau} = \frac{P(\Delta t_{i+1}) - P(\Delta t_{i-1})}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}} \quad (\text{II.9})$$

Où :

$$\tau = \ln \frac{t_p + \Delta t_i}{\Delta t_i} \quad (\text{II.10})$$

La dérivative de pression est une dérivation de la pression adimensionnelle par rapport au logarithme népérien du groupe t_D/C_D .

$$\frac{dP_D}{d \ln(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} \frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = \frac{t_D}{C_D} P'_D \quad (\text{II.11})$$

- Pendant la dominance de l'effet de capacité :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \longrightarrow \frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = 1 \longrightarrow \frac{t_D}{C_D} P'_D = \frac{t_D}{C_D}$$

Donc le tracé de la dérivative pendant cette période (l'effet de capacité) va donner **une** droite de pente unitaire.[5]

- Durant l'écoulement radial infini (Infinite Acting Radial Flow) :

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) + 0.80901 + \ln(C_D e^{2S}) \right] \quad (\text{II.12})$$

$$\frac{dP_D}{d(t_D/C_D)} = P'_D = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{(t_D/C_D)} \right] \quad P'_D \frac{t_D}{C_D} = \frac{1}{2}$$

Chapitre III : le skin et le pseudo skin

Chapitre III : le skin et le pseudo skin

III.1 Introduction :

En raison des opérations de forage et de traitement du puits, les bords du puits présentent des caractéristiques différentes de celles du réservoir. Le skin exprime la différence de perte de charge qui se produit aux abords du puits entre :

- Le réservoir tel qu'il est présent.
- Le réservoir qu'il serait, si ses caractéristiques étaient homogènes jusqu'au puits. (par exemple, la perméabilité).

III.2 Définition :

Le Skin est une autre perte de charge située aux abords du puits, qui reflète la relation entre le réservoir et le puits. Le Skin est un élément non dimensionnel mesuré à l'aide d'essais de puits. Il incarne le degré d'endommagement d'un puits. On peut le calculer en sommant les Skins de la manière suivante :

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

$$S_t = S + \sum \text{pseudo-Skin} \quad [8].$$

III.3 Skin d'endommagement :

Le skin exprime l'interconnexion entre le réservoir et le puits. On peut interpréter la différence de perte de charge aux abords du puits en utilisant :

- D'un skin infinitésimal.
- D'un skin d'épaisseur finie.
- De la méthode du rayon effectif [9].

III.3.1 Skin infinitésimal :

La perte de charge supplémentaire du skin est définie comme :

$$\Delta P_{\text{skin}} = P_s - P_{WF} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \times S \quad (\text{III.2})$$

P_s : pression de séparation

P_{wf} : Pression dans le fond du puits.

μ : La viscosité cinématique.

q : Débit d'huile

$K . h$: Potentielle

Dans l'approche d'Hurst et Van Everdingen, la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits [2].

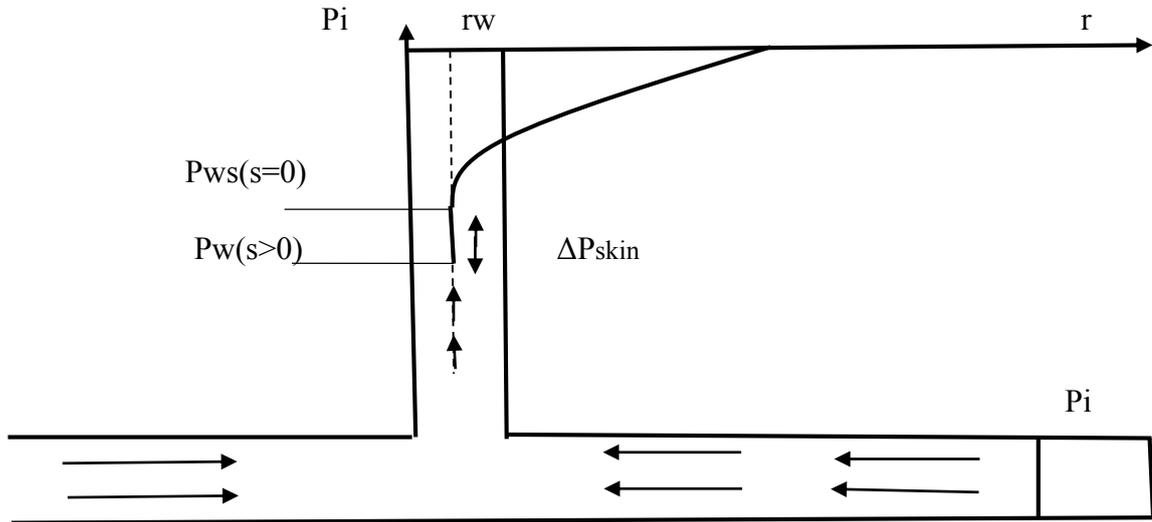


Figure III. 1: Profil des pressions dans la formation [2].

III.3.2 Skin d'épaisseur finie :

Une autre façon de représenter est de supposer les pertes de charges situées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité K_s vers le puits.

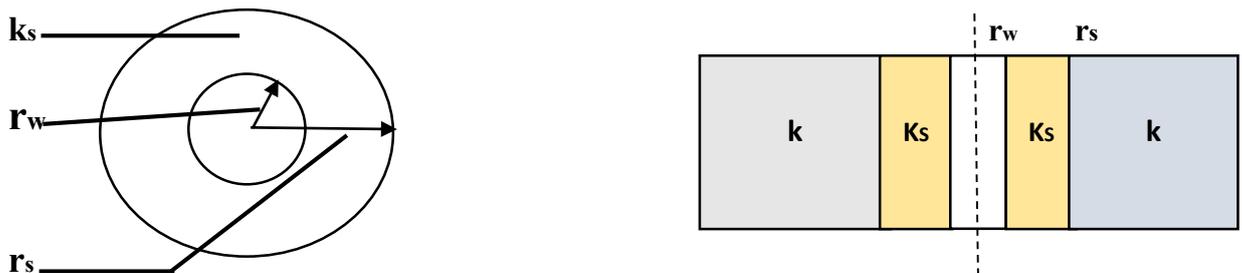


Figure III.2: Skin d'épaisseur finie [2].

Lorsque la zone comprimable a quitté cette zone, on peut considérer l'écoulement comme pseudo permanent. La loi de Darcy l'encadre.

La loi de Darcy permet de représenter la différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait homogène jusqu'au puits.

$$\Delta P_{skin} = \frac{q.B.\mu}{2.\pi.K_s.h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q.B.\mu}{2.\pi.k.h} \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{III.3}$$

En utilisant l'équation (III.3) pour exprimer ΔP_s , on obtient :

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{III.4})$$

• **Remarque:**

Selon l'équation (III.4), un dommage ($K_s < K$) est associé à un skin positif. Si le puits est colmaté, le skin peut atteindre des valeurs très élevées, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et que l'endommagement est fort.

L'objectif d'un traitement, tel qu'une acidification ou une fracturation, est d'améliorer la perméabilité autour du puits, ce qui entraîne une diminution de la valeur du skin.

Selon l'équation (III.4), une amélioration de la perméabilité est associée à un Skin négatif [9].

III.3.3 Rayon effectif :

En utilisant la méthode de rayon effectif, on substitue le puits réel de rayon r_w et de skin S par un puits effectif de rayon r'_w et de skin nul. On détermine le rayon r'_w de manière à ce que la perte de charge entre r_s et r'_w dans le puits effectif soit égale à la perte de charge entre r_s et r_w dans le puits réel [9].

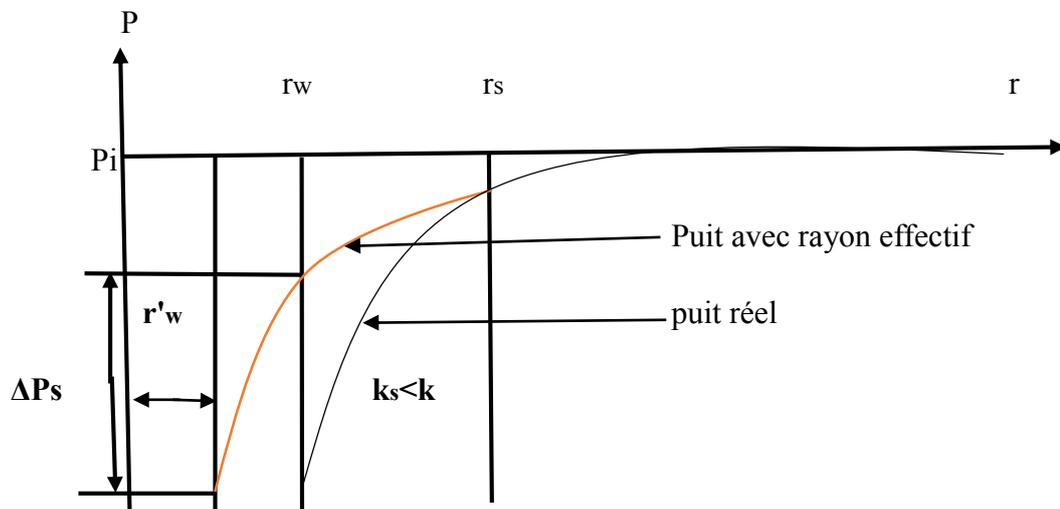


Figure III.3: Skin rayon effectif [9].

Remarque :

- La technique du rayon effectif permet de représenter de manière analytique le skin dans tous les cas de figure, même si le skin est négatif.

- Le rayon effectif représente, en quelque sorte, le résultat des traitements réalisés sur le puits.
- L'état de la liaison entre le trou et le réservoir est indiqué par le skin. C'est pourquoi il est conseillé d'utiliser le rayon intérieur du trou comme rayon r_w pour calculer le skin, le rayon intérieur du casing en cas de perforations, et le rayon intérieur de la crépine en cas de pack de gravier [2].

III.4 Type d'endommagement dans HMD :

III.4.1 Endommagement dus aux fluides de complétion et de work-over :

- Entre les fluides d'investigation et les fluides du réservoir lui-même, il est possible de créer des émulsions et des sludges.
- La saumure peut entraîner une modification de la capacité de mouillage de la formation.
- La présence de particules solides et de polymères dans la boue du forage peut entraîner un colmatage considérable.
- Le colmatage des perforations est causé par la pression différentielle positive lors des work-over, ce qui entraîne la formation d'un filtre cake dans les perforations, ce qui entraîne un skin positif.

III.4.2 Endommagement engendrés par la production :

Les causes de ces phénomènes sont des phénomènes chimiques, physiques ou physicochimiques :

- ❖ **Dépôt d'asphaltènes** : le dépôt d'asphaltènes est un problème de production.
- ❖ **Dépôts de sulfates** : Les dépôts de sulfates sont difficiles à éliminer chimiquement. Le sulfate de baryum ($BaSO_4$), le sulfate de calcium ($CaSO_4$) et le sulfate de strontium ($SrSO_4$) sont les plus courants. La précipitation des sulfates s'explique généralement par le contact entre deux eaux incompatibles, comme le mélange de l'eau de formation et de l'eau injecter.
- ❖ **Dépôts de sel** : En raison des variations de pression et de température pendant la production, le sel se précipite dans les fluides de formation (brut + sel). Ces accumulations de sel encombrant les trous, les environs du puits et même le tubing.
- ❖ **Migration des fines** : En raison de la migration des particules fines dans le réservoir, la perméabilité de la roche diminue.
- ❖ **Augmentation de la production d'eau et de gaz** : La présence d'un GOR ou WOR élevé peut diminuer la production du brut et même l'interrompre totalement [9].

III.5 les différentes origines de pseudo-skin :

III.5.1 Skin de perforation :

➤ Présentation :

Plusieurs phénomènes sont impliqués dans le skin causé par les perforations :

- La limitation des écoulements créée par le trou de la perforation : un effet de peau positif ($S_p > 0$).
- Le réservoir est poinçonné par l'opération de perforation : le skin négative ($S_p < 0$) présente une mini fracture.
- La présence de seulement quelques perforations actives sur un ensemble de perforations : peau positive ($S_p > 0$).

En général, ces divers phénomènes ne sont pas séparés de l'effet d'endommagement.

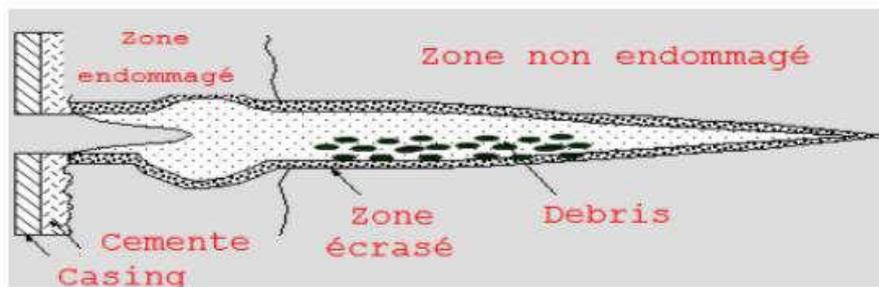


Figure III.4: Skin de perforation.

➤ Ecoulement Radial Circulaire Autour Des Perforations :

Peu de temps après la mise en production, un écoulement radiale circulaire se forme autour du puits, sur une hauteur équivalente à la hauteur perforée. On peut dissimuler cet écoulement grâce à l'effet de capacité du puits. La variation logarithmique de la pression fond en fonction du temps est le signe de cet écoulement.

➤ Calcule de S_p :

Tariq et Karakas (1988) ont découvert le skin de perforation en utilisant l'expression :

$$S_p = S_H + S_v + S_{wb} \quad (\text{III.5})$$

Où :

S_p : Skin de perforation

S_H : Skin de l'effet de plan

S_v : Skin effet de convergence verticale

S_{wb} : Skin de l'effet Wellbore

➤ **Estimation des différents termes du skin de perforation :**

Estimation de S_H :

$$S_H = \ln \frac{r_w}{r'w(\theta)} \quad (\text{III.6})$$

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

$$r'w(\theta) = \begin{cases} \frac{l_{perf}}{4} & \text{si } \theta = 0 \\ a\theta(rw + l_{perf}) & \text{si } \theta \neq 0 \end{cases} \quad (\text{III.7})$$

La constante $a\theta$ dépend de l'angle de perforation qui peut être obtenue.

- Ce Skin effet est négatif dans le cas générale (excepte $\theta \neq 0$).

Estimation de S_v :

Afin d'obtenir S_v , il est nécessaire de calculer deux variables sans dimension :

$$h_d = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (\text{III.8})$$

La perméabilité horizontale et verticale est représentée par K_h et K_v respectivement.

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \right) \quad (\text{III.9})$$

Le pseudo Skin vertical est donc :

$$S_v = 10^a . h_d^{b-1} . r_D^b \quad (\text{III.10})$$

Avec : $\mathbf{a} = \mathbf{a}_1 \log r_D + \mathbf{a}_2$ et $\mathbf{b} = \mathbf{b}_1 r_D + \mathbf{b}_2$

Les constantes a_1 , a_2 , b_1 et b_2 sont aussi en fonction de l'angle de perforation et peuvent être obtenues dans la table III.1. Le Skin vertical S_v est généralement positif [6].

Table III.1: Constantes pour le calcul du Skin de perforation [6].

Angle De perforation	a ₀	a ₁	a ₂	b ₁	b ₂	c ₁	c ₂
0°	0.25	-2.091	0.0453	5.1313	1.8672	1.6 E-1	2.675
180°	0.5	-2.25	0.0943	3.0373	1.8115	2.6 E-2	4.532
120°	0.648	-2.018	0.0634	1.6136	1.7770	6.6 E-3	5.320
90°	0.726	-1.905	0.1038	1.5674	1.6935	1.9 E-3	6.155
60°	0.813	-1.898	0.1023	1.3654	1.6490	3 E-4	7.509
45°	0.860	-1.788	0.2398	1.1915	1.6392	4.6 E-5	8.791

Estimation de S_{wb} :

Pour l'estimation de S_{wb}, Il faut calculer un paramètre sans dimension :

$$r_{wD} = \frac{r_w}{I_{perf} + r_w} \quad (\text{III.11})$$

En suite : $S_{wb} = C_1 e^{C_2 \cdot r_{wD}}$ (III.12)

Les constantes C₁ et C₂ peuvent être obtenues en utilisant la table III .1 [6].

III.5.2 Skin d'inclinaison (Skin de déviation) :

Dans la plupart des cas, les puits n'entrent pas dans une formation perpendiculaire au plan du fond. Quand l'angle d'inclinaison traversant la formation est élevé ($\theta > 10^\circ$), il est possible que la chute de pression diminue en raison de l'angle d'inclinaison. Cette chute de pression est définie comme skin due à l'inclinaison. On peut citer des exemples de cette situation .

- Un puits vertical qui pénètre dans une formation plongeante.
- Un puits à forage directionnel qui pénètre dans une formation horizontale (voir la figure ci-dessous).

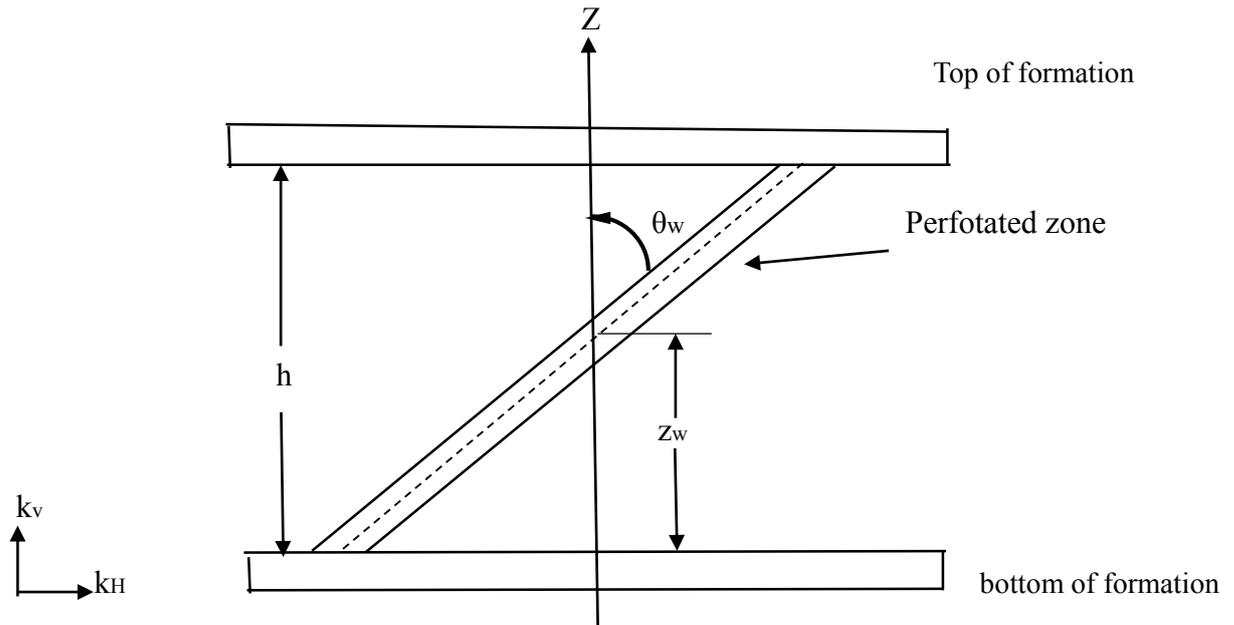


Figure III.5: Skin d'inclinaison [6].

➤ **Les Ecoulements autour d'un puits incliné :**

On peut théoriquement observer deux écoulements successifs autour d'un puits incliné :

- 1) Un écoulement radial autour du puits.
- 2) Un écoulement horizontal pseudo-radial, suite à une période de transition.
 - En règle générale, l'effet de capacité de puits dissimule le premier écoulement radial et la transition qui en découle. On ne voit cet écoulement que pour des angles d'inclinaison très élevés (plus de 75°).
 - L'essai de puits s'interprète comme si le puits était vertical lorsque seul l'écoulement pseudo-radial est visible [7].

➤ **Calcul du skin d'inclinaison :**

Une expression a été proposée par H. Cinco et ses collègues pour calculer le skin d'inclinaison S_d :

$$S_d = - \left[\frac{\theta'}{41} \right]^{2,06} - \left[\frac{\theta'}{56} \right]^{1,865} \times \log \left[\frac{hD}{100} \right] \quad (\text{III.13})$$

Avec :

$$hD = \frac{hu}{r_w} \sqrt{\frac{Kh}{Kv}} \quad (\text{III.14})$$

$$\theta' = \text{Artg} \left[\sqrt{\frac{Kv}{Kh}} \text{tg} \theta \right] \quad (\text{III.15})$$

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

Selon l'équation, l'anisotropie de perméabilité diminue considérablement l'effet d'inclinaison du puits. L'anisotropie de perméabilité augmente à mesure que l'angle d'inclinaison θ' diminue [2].

III.5.3 Skin de pénétration partielle :

Chaque fois que le puits produit à une hauteur inférieure à la hauteur utile du réservoir, il y a une pénétration partielle.

On peut choisir la pénétration partielle du réservoir de manière volontaire :

- Afin d'éviter les venues de fluides indésirables (voir figure 3.6) Le puits est percé dans la partie inférieure de la zone près d'un contact gaz-huile et en haut de cette zone près d'un aquifère sous-jacent.

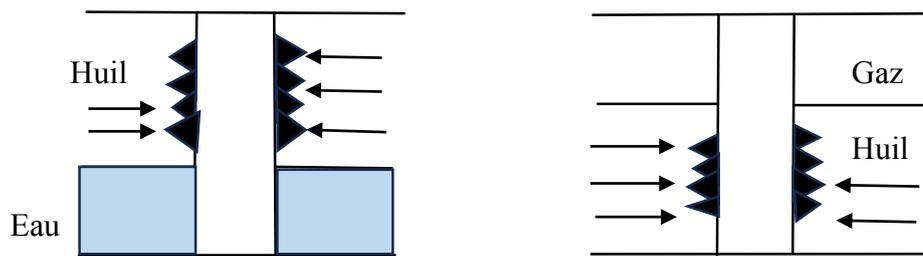


Figure III.6 : Venue des fluides indésirables [2] .

Afin d'obtenir des zones raisons économiques
ou techniques, on ne peut pas de perorer la hauteur réelle d'un réservoir épais et hétérogène.

Le test d'un puits perforé partiellement avec un moyen de mesure de perméabilité verticale de réservoir plus efficace fournit un skin, qui est le résultat de deux effets :

- 1) Le skin du puits S_w .
- 2) L'effet de perforation partielle.

➤ Les Ecoulements Autour D'un Puits à Pénétration Partielle :

Prenons en compte le fait que le puits produit à débit constant et que l'effet de capacité du puits ne dissimule aucun écoulement.

➤ Ecoulement Radial Circulaire Au Niveau Des Perforations :

Une fois la production lancée, un écoulement radial circulaire se forme autour du puits, sur une hauteur équivalente à la hauteur perforée. Ce écoulement peut être dissimulé grâce à la capacité du puits. Cet écoulement se traduit par un changement logarithmique de la pression de fond au fil du temps.

➤ **Ecoulement Sphérique :**

Lorsque le développement vertical de la zone compressible est important, l'écoulement des fluides devient sphérique. La manifestation en débit se traduit par une variation linéaire de la pression de fond en fonction de l'inverse de la racine carrée du temps.

➤ **Ecoulement Radial Circulaire Sur Tout La Hauteur Utile Du Réservoir :**

Après avoir atteint l'ensemble de la hauteur utile du réservoir, la zone compressible devient radiale circulaire. Le débit est similaire à celui qui se produit autour d'un puits perforé sur toute la hauteur du réservoir. Au cours de cette circulation, la pression évolue en débit en suivant l'évolution logarithmique habituelle au fil du temps [8].

➤ **Calcul de S_{pp} :**

$$S' = S_{pp} + S_w (h/h_p) \quad \text{(III.16)}$$

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

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

$$S_{pp} = \left(\frac{1}{h_{pd}} - 1 \right) \ln \frac{\pi}{2r_D} + \frac{1}{h_{pd}} \ln \left[\frac{h_{pD}}{2 + h_{pD}} \left(\frac{A-1}{B-1} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad \text{(III.17)}$$

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

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

Où : $h_{1D} = \frac{1-h_{pD}}{2}$

(par : Paul Papatzaco, 1987)

III.5.4 Skin dû à la fracturation hydraulique :

Les pertes de charge supplémentaires causées par les abords immédiats de la fracture sont reflétées par le Skin géométrique S_f autour de la fracture, qui est souvent différente de celle présente plus loin dans le réservoir. Par exemple, cette disparité est causée par l'intervention de fracturation hydraulique qui altère les niveaux de saturation près de la fracture.

➤ **Types des fractures :**

Il est possible de développer une fracture artificielle en suivant des plans horizontaux ou en suivant des plans verticaux. Dans des plans horizontaux, il est possible d'obtenir des fractures pour des profondeurs inférieures à 1000 mètres. Lorsque les profondeurs dépassent 1000 mètres, le poids des sédiments entraîne le développement des fractures uniquement dans des plans verticaux. Seul ce cas sera traité ici.

➤ **Description de la fracture :**

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

➤ **Les Écoulements Autour D'un Puits Fracturé Artificiellement :**

L'existence d'une fracture artificielle entraîne une modification importante des écoulements autour du puits.

✓ **Écoulement linéaire dans la fracture :**

- Théoriquement, cet écoulement est présent au début de l'essai. Durant ce processus d'écoulement, la majorité des fluides générés au puits sont issus des phénomènes d'expansion dans la fracture. Cet écoulement présente un écoulement linéaire. Comme lors de toute écoulements linéaires, la pression évolue de manière linéaire en fonction de la racine carrée du temps.
- L'effet de capacité du puits toujours masque cet écoulement.

✓ **Écoulement bilinéaire :**

Cet écoulement a été expliqué. Pour la première fois, par Cinco. On le nomme bilinéaire parce qu'il implique l'existence simultanée de deux écoulements linéaires :

-Un écoulement linéaire incompressible dans la fracture.

-Un écoulement linéaire compressible dans la formation.

Les tests mettent rarement en évidence l'écoulement bilinéaire. Le plus souvent, il est dissimulé par l'effet de capacité du puits.

✓ **Écoulement linéaire dans la formation :**

Cet écoulement est fréquemment observé lors des tests de puits artificiellement fracturés. Il fait partie du cadre classique d'analyse de ces tests. Maintenant, les extrémités de la fracture sont atteintes. Les écoulements sont influencés par la taille de la fracture. Cet écoulement se manifeste, comme toute circulation linéaire, par une évolution linéaire de la pression en fonction de la racine carré du passé.

✓ **Écoulement pseudo-radial :**

La fracture artificielle entraîne une modification importante des lignes de courant aux alentours du puits. Ce n'est qu'à une certaine distance du puits que les équipotentielles retrouvent une symétrie radiale.

Lorsque la zone compressible atteint ces zones, le flux devient radial circulaire : la pression évolue logarithmiquement au fil du temps. L'existence de la fracture près du puits se manifeste par un skin géométrique [1].

➤ **Calcul de S_f :**

En considérant que le skin concerne une largeur W_s autour de la fracture et que cette zone a une perméabilité k_s . La perte de charge supplémentaire dans cette zone s'exprime par :

$$\Delta P_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{4K} \frac{W_s}{h \cdot X_f} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \quad (\text{III.18})$$

Le skin est défini par :

$$\Delta P_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2\pi \cdot K \cdot h} S_f \quad (\text{III.19})$$

$$S_f = \frac{\pi}{2} \frac{W_s}{X_f} \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \quad (\text{III.20})$$

La stimulation causée par la fracture se manifeste par un skin négatif lors de l'écoulement radial. On définit ce skin géométrique par :

$$X_f = 2 \cdot r_w \cdot e^{-s} \quad (\text{ft, m}) \quad (\text{III.21})$$

$$X_f = 0,81 - \ln \frac{X_f}{r_w} \quad (\text{III.22})$$

III.3.5 Skin d'un puits horizontal :

Le puits horizontal est représenté dans la figure ci-dessous . Le puits de rayon r_w traverse horizontalement le réservoir infini d'une longueur de $2L$, avec une épaisseur h . Il est limité par des épontes imperméables et situé à Z_w du mur du réservoir.

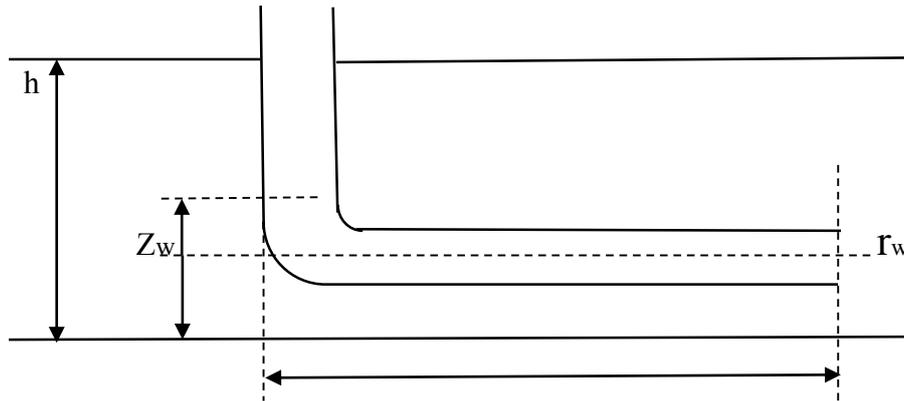


Figure III.7: Skin D'un puits Horizontal [1].

➤ Écoulements Autour D'un Puits Horizontal :

Il est possible de distinguer deux périodes d'écoulement caractéristiques lors du test d'un puits horizontal en supposant que l'effet de capacité du puits ou l'effet des limites de l'aire de drainage ne les dissimule pas :

✓ Écoulement radial vertical :

La zone compressible, générée par la variation de débit se développe d'abord dans un plan vertical perpendiculaire au puits. L'écoulement qui lui associer est un écoulement radial. Il se clôt lorsque les épontes du réservoir sont atteintes ou lorsque les extrémités du puits ont un impact sur les écoulements.

✓ Écoulement Pseudo-radial :

Lorsque l'écoulement radial vertical est terminé, une période de transition débute. Une certaine période plus tard, les équipotentiels deviennent des cylindres verticaux semblables à ceux que l'on trouve autour d'un puits horizontal. Dès lors, l'écoulement devient radial circulaire dans une disposition horizontale. On nomme cet écoulement pseudo-radial [7].

➤ **calculs S_{th} ; S_z :**

On peut évaluer le skin du puits horizontal en utilisant deux skins, à savoir le skin du puits S_w et le skin géométrique S_g , comme suit :

$$S_{th} = S_g + \frac{h}{2L} \sqrt{\frac{K_h}{K_V}} S_w \quad (\text{III.23})$$

➤ **Calcul skin géométrique S_g :**

En comparant un puits horizontal à un puits vertical, le skin géométrique S_g reflète l'amélioration de la géométrie en raison de la production. On peut l'évaluer en utilisant l'équation suivante :

$$S_g = 0.81 + \ln \frac{L}{r_w} + S_{zt} \quad (\text{III.24})$$

$$S_{zt} = -1.151 \sqrt{\frac{K_h}{K_V}} \frac{h}{L} \log \left[\frac{\pi r_w}{h} \left(1 + \sqrt{\frac{K_V}{K_h}} \right) \sin \frac{\pi z_w}{h} \right] - 0.5 \frac{K_h}{K_V} \frac{h^2}{L^2} \left(\frac{1}{3} - \frac{z_w}{h} + \frac{z_w^2}{h^2} \right) \quad (\text{III.25})$$

III.3.6 Skin d'injection (variation de mobilité) :

Dans un réservoir homogène, l'injection d'un fluide crée deux zones de caractéristiques distinctes autour du puits. Les approches d'analyse exposées ici supposent les deux zones concentriques.

Cette hypothèse est confirmée lorsque la mobilité du fluide injecté (k_w/μ_w) est inférieure à celle du fluide en place (k_o/μ_o), sinon des digitations peuvent survenir.

Lorsque l'effet de capacité du puits ne les dissimule pas, l'analyse d'un puits injecteur révèle deux périodes d'écoulement distinctes :

➤ **Un premier écoulement radial circulaire :**

Il s'agit du déplacement de la zone compressible vers la zone proche du puits, où le fluide injecté a balayé l'huile présente. Cette circulation représente une variation logarithmique de la pression au fil du temps.

➤ **Un deuxième écoulement radial circulaire :**

Il s'agit de la traversée de la région éloignée. Il s'agit de la circulation couramment observée lors du test d'un puits vertical dans un réservoir à huile. Cet écoulement représente une variation logarithmique de la pression au fil du temps.

Le skin c'est un skin composite du au skin du puits S et a l'effet de l'injection Src.

$$S_{glob} = \frac{K_o}{\mu_o} \frac{K_w}{\mu_w} S + \left[\frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_w}{K_w} - 1 \right] \ln \frac{r_i}{r_w} \quad (III.26)$$

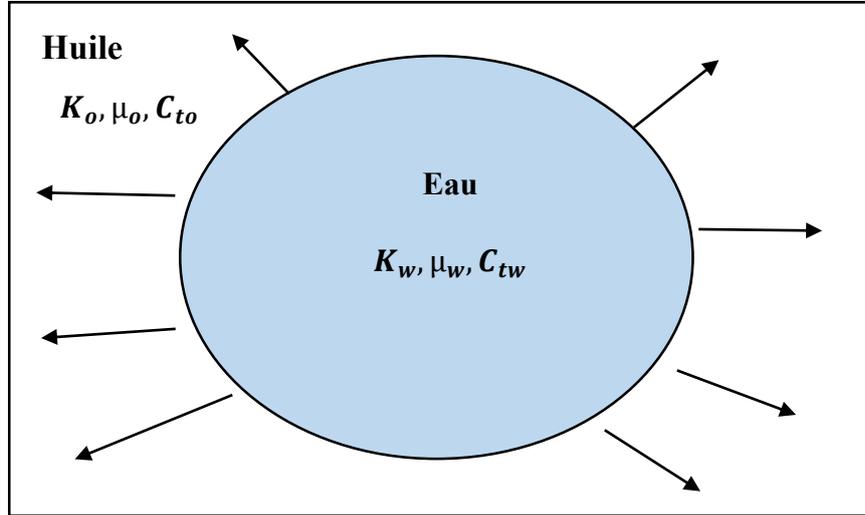


Figure III.8: : Skin d'injection [8].

Le deuxième terme dans l'expression de S_{glob} explicatif des pertes de charge considérables qui peuvent entraîner l'injection d'une eau moins mobile que l'huile dans un réservoir d'huile [8].

$$S_{rc} = \left[\frac{K_o}{K_o} \frac{\mu_w}{\mu_w} - 1 \right] \ln \frac{r_i}{r_w} \quad (III.27)$$

3.3.7 Skin produit par l'anisotropie de perméabilité Sani :

Un modèle de réservoir isotopique équivalent utilise une perméabilité horizontale moyenne. Les distances sont réparties dans les deux directions principales de perméabilité k_{max} et k_{min} avec :

$$\vec{K} = \sqrt{K_{max}/K_{min}} \quad (\text{md}, \mu\text{m}^2) \quad (III.28)$$

$$X' = X \sqrt{\frac{\vec{K}}{K_{max}}} = X^4 \sqrt{\frac{K_{min}}{K_{max}}} \quad (\text{ft}, \text{m}) \quad (III.29)$$

$$y' = \frac{\vec{K}}{K_{min}} = y^4 \sqrt{\frac{K_{max}}{K_{min}}} \quad (\text{ft}, \text{m}) \quad (III.30)$$

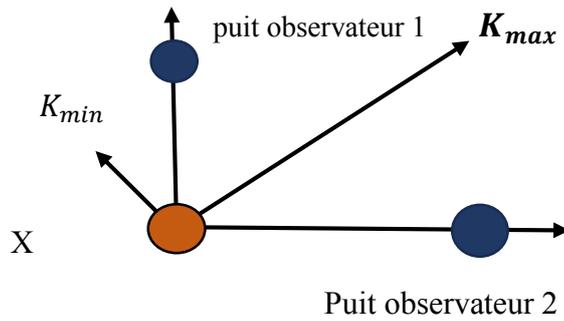


Figure III.9: : Skin d'anisotropie de Perméabilité [4].

Le puits elliptique présente une section avec une surface identique à celle du puits. Ce puits elliptique se comporte comme un puits cylindrique dont le rayon est le moyen du grand et du petit axe, ce qui crée un skin négatif apparent.

III.3.8 Skin dû à l'écart de loi de darcy (effet de turbulence pour les puits à gaz) :

- Dans un puits à gaz, il est fréquent que la vitesse du fluide aux alentours du puits soit élevée. La loi de Darcy n'est plus applicable à l'écoulement près du puits.
- Un skin positif, en fonction du débit, reflète les pertes supplémentaires de charge causées par cette différence à la loi de Darcy.
- Le skin est défini en fonction du débit, ce qui est connu sous le nom d'effet de turbulence ou de « non darcy-skin ».

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

- Dans une séquence multi-débit, l'analyse est effectuée en fonction du réservoir de débit (q_n, q_{n-1}) , et le skin est calculé en fonction de la variation de $\Delta P_{Prés}$ entre la période n et n-1. Cette variation est exprimée comme suit :

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

III.3.9 Skin géologique :

Il est possible de traiter le forage d'un puits dans une lentille mal alimentée en utilisant des techniques de skin :

- Le réservoir présente les traits des régions éloignées qui alimentent la lentille.
- Les caractéristiques de la lentille sont représentées par le skin.

Dans tous ces cas, la perte supplémentaire de charge, située près du puits, peut être considérée comme un élément de skin à condition que l'écoulement puisse être considéré comme continu. Il est nécessaire que la zone compressible soit dépassée de la zone du skin [4].

La notion d'abord du puits peut recouvrir des réalités très différentes :

- Si le puits est acidifié, la perte de charge supplémentaire s'applique à une distance inférieure à 2 mètres autour du puits.
- En ce qui concerne une fracture hydraulique, il est nécessaire d'attendre que l'essai concerne des zones situées à plusieurs dizaines de mètres du puits avant de traiter la fracture en ce qui concerne le skin [9].

Chapitre IV : Etude de cas

Chapitre IV : Etude de cas

IV.1 Introduction:

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud est l'un des plus vastes au monde. Dans le but d'accroître la production globale du champ, la SONATRACH a commencé à exploiter les champs périphériques, tels que le champ de RAMA-RAA. Situé dans le bassin d'Amguid Messaoud, le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) fait partie du périmètre de recherche et d'exploitation de Touggourt EST (blocs : 415a/ 424b) (Figure 4.1). Le permis d'exploitation couvre une superficie de 246.30 km².

Le principal objectif du champ est le réservoir Triasique (Série Inférieure), qui a été mis au jour lors du forage du puits RAA1 en 2010. Le puits RAA2 a découvert les grès d'Ouargla comme un objectif secondaire en 2014 (Fig IV.2).

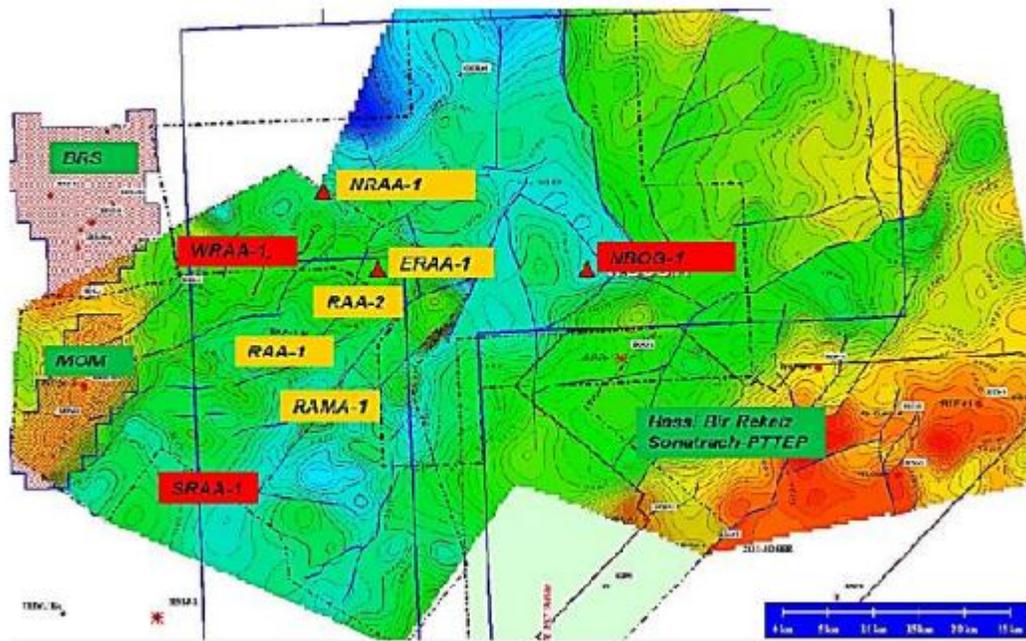


Figure IV.1: Périmètre d'exploitation de gisement Rahlet El Aouda

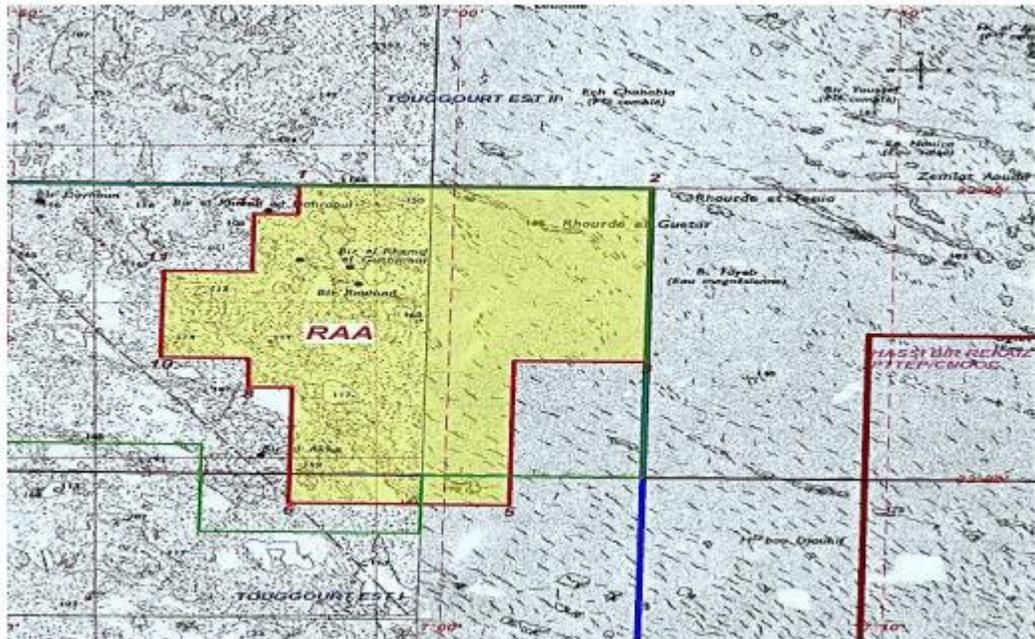


Figure IV.2: Plan de position des puits découverte RAA- RAMA

IV.2 Description et utilisation du logiciel Saphir :

La méthode de Saphir est principalement utilisée pour interpréter les essais de puits, en utilisant la dérivée de la pression et en ajustant les données mesurées au modèle en prenant en compte l'historique détaillé de la production. Outre l'analytique, il y a la partie numérique qui s'occupe des problèmes non linéaires et est utilisée pour produire des géométries complexes qui ne peuvent pas être réalisées par l'analytique. Saphir propose une variété complète de fonctionnalités. D'autres outils d'édition offrent la possibilité de corriger les tendances et d'analyser la pression. Un module du contrôle de qualité (QA/QC) offre la possibilité, grâce à l'analyse différentielle des différentes mesures, Une fois que le modèle a été généré, la régression non-linéaire est employée pour améliorer les réglages du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régime d'écoulement, parmi ces courbes il y a MDH et Horner.

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

- Les données du test de puits (Φ , ct , h , q , μ ...etc.) sont enregistrées à la pression moyenne du réservoir.
- Le choix du modèle correspondant au test est basé sur la géologie de la zone (fissure, faille...etc.) qui entoure le puits.
- Deux types de courbes sont employés pour interpréter le test de puits. La courbe log-log de toutes les données de test est tracée afin de repérer les différents régimes de débit et de choisir le modèle du réservoir le plus adapté en utilisant la courbe de dérivée.

IV.3 Résultats d'Interprétation des essais de puits :

Pour analyser les phénomènes pseudo skin dans le champ de HMD, deux (02) puits de différents modèles ont été choisis dans le flanc est de la zone OKN. Les puits sélectionnés sont définis dans le tableau suivant :

Table IV.1: Les données de bases des puits sélectionnés

PUITS	Type	Complétion	Réservoir (drains)	Intervalle de perforation(m)
Puits NHBHJ-1	Producteur d'huile	Liner $4\frac{1}{4}$, Tubing $4\frac{1}{2}$	SI	4011.5 – 4019 m/ 4021 – 4040 m/ 4043 – 4048 m/ 4061.5 – 4095 m.
Puits NHGAW-1	non productif	Liner $4\frac{1}{2}$, tubing $4\frac{1}{4}$, Tubing $2\frac{7}{8}$ à l'intérieure de Tubing $4\frac{1}{2}$ (Chemisage)	SI	3435 – 3457 m 3457 – 3482 m 3482 – 3585 m 3535 – 3585 m

IV.3.1 Données et résultats de test DST-1 :

- Rayon du puits : 8 ½ inch.
- Hauteur utile : 65 m.
- Porosité : 7 %.
- Intervalles perforés et testés : 4011.5 – 4019 m/ 4021 – 4040 m/ 4043 – 4048 m/ 4061.5 – 4095m.

Table IV.2: Résultats de comptage.

Date	12/08/2023	13/08/2023	13/08/2023	15/08/2023
Duse (in)	32/64	24/64	32/64	24/64
WHP moyenne (psi)	500	780	500	800
Débit huile (m3/h)	3.18	3.13	3.15	2.71
Débit gaz moyen (m3/h)	1907	1790	1940	1853
GOR (sm3/m3)	601.8	572	617	691.5
Densité d'huile (15°C)	0.774	0.773	0.774	0.773
Densité du gaz (air = 1)	0.892	0.89	0.89	0.890
BSW (%)	Traces	Traces	Traces	Traces

IV.3.2 Données PVT :

- $Bo = 3.444 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$, $\mu = 0.1 \text{ cp}$;
- Compressibilités :
 - Compressibilités d'huile = $2.232 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
 - Compressibilité d'eau = $3.303 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
(Calculée par la corrélation de BILL and BEGGS)
 - Compressibilité de formation = $1.982 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
(Calculée par la corrélation de Newman)
 - Compressibilité totale = $Co (1-Sw) + Cw Sw + Cp = 1.94229 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$

IV.3.3 Historiquedérivative et analyse :

Table IV. 3: Le temps équivalent pour le dernier débit.

ToD	FP #	Oil rate m3/hr	Duration hr
10:30:00	1	0	54.55
17:03:00	2	3.18	3.5074
20:33:27	3	0	10.8705
07:25:40	4	3.12	1.6
09:01:40	5	3.18	9.2296
18:15:27	6	0	13.0906
07:20:53	7	3.12	8.6499
15:59:53	8	3.18	3.989
19:59:13	9	0	34.192
06:10:44	10	2.71	8.168
14:20:49	11	0	22.198

Intrepretaion de table

- ToD (Time of Day) : horodatages spécifiques pour chaque saisie de données.
- FP # (Flow Period Number) : Numéro d'identification de chaque période de flux.
- Débit d'huile (m³/h): Le taux de production d'huile en mètres cubes par heure.
- Durée (h) : Durée de chaque période de flux en heures.

1. Périodes de Non-Production (Débit = 0 m³/hr) :

- FP #1 (54.55 hr) : Une période prolongée sans production pourrait indiquer une maintenance planifiée, une révision majeure de l'équipement, ou un problème technique majeur.
- FP #3 (10.8705 hr) : Une autre période notable sans production, possiblement due à des ajustements ou des réparations après une période de production.
- FP #6 (13.0906 hr), FP #9 (34.192 hr), FP #11 (22.198 hr) : Ces périodes montrent une tendance à des interruptions fréquentes ou prolongées.

2. Périodes de Production Active :

- Débit Consistant à 3.18 m³/hr : Observé dans FP #2, FP #5, et FP #8, ce débit pourrait représenter le potentiel optimal de production du puits sous conditions normales.

- Débit à 3.12 m³/hr : Observé dans FP #4 et FP #7, ce léger déclin par rapport au débit optimal pourrait être dû à des fluctuations naturelles dans les conditions du réservoir.

- Débit à 2.71 m³/hr : Uniquement dans FP #10, cette baisse notable pourrait nécessiter une investigation pour identifier des causes spécifiques (p. ex., baisse de pression, obstructions).



Figure IV. 3: Répartition des pressions de Bild-UP.

IV.3.4 Les résultats d'interprétation des essais des puits sélectionnés sont présentés comme suite :

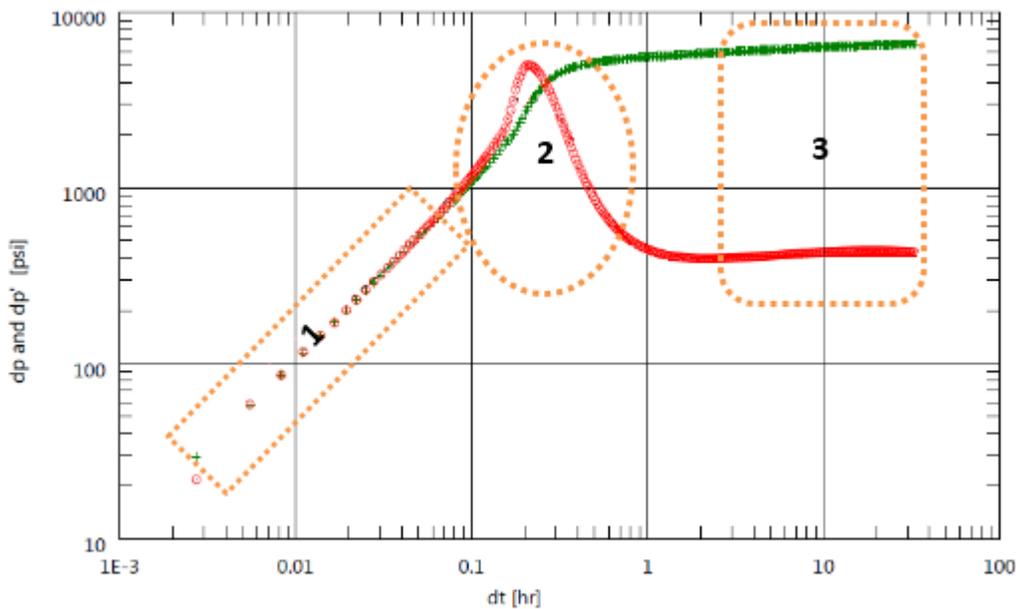


Figure IV.4: Log-log plot du puits NHBHJ-1

- (1) La dérivative commence par une période de Welbore Storage caractérisé par une pente égale à 1,
- (2) suivi par un changement de pente dans la même période,
- (3) ensuite après le HUMP du Skin, elle se stabilise sur ligne horizontale qui est IARF (l'écoulement radial circulaire horizontal).

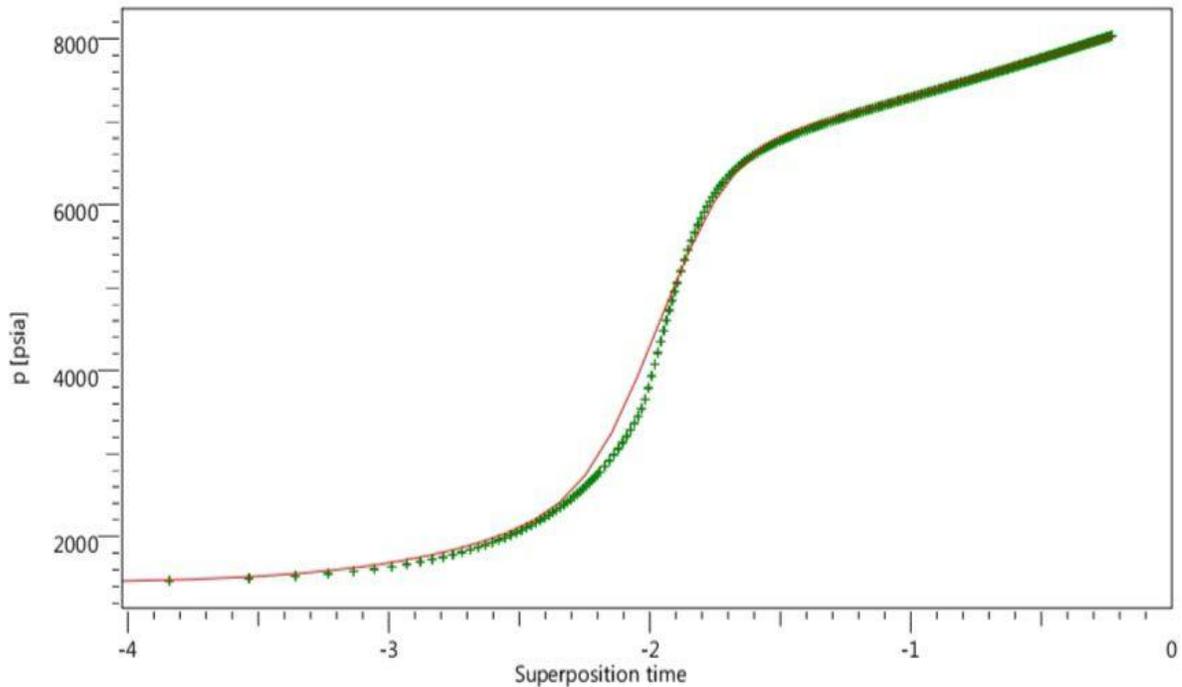


Figure IV.5: Semi-log plot du puits NHBHJ-1.

Ce graphe semi-logarithmique de la pression de fond de puits (P_{wf}) en fonction du temps de superposition (t) pour le puits NHBHJ-1. Le graphique est tracé sur une échelle logarithmique en base 10 pour l'axe des y (P_{wf}) et une échelle linéaire pour l'axe des x (t).

La courbe présente une tendance décroissante générale, ce qui indique que la pression de fond de puits diminue avec le temps de superposition. La pente de la courbe est plus raide au début, puis diminue progressivement au fil du temps. Cela suggère que la pression de fond de puits diminue plus rapidement au début de la période de superposition, puis se stabilise au fil du temps.

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build Up	Field : HMD Test Name / # NHBHJ-1	
Modèle retenu			
Model		sélection et Matching	
Well		Vertical	
Reservoir		homogène	
Boundary		Infinite	
Résultats sur log-log-plot		Résultats sur semi-log-plot	
C = 7.75 E-4 bbl/psi Skin = 5.47 Pi =8245.47 psi k.h =30.9 md.ft k =0.145 md Ri =50.3 m Delta P Skin = 4542.42 psi Delta P Ratio (Total Skin) = 0.688662 Fraction		Slope =12.261 kg/cm ² P@1hr = 0.00121 1/psia k.h =89 md.m k =6.14 md p* =302.81 kg/cm ² Skin = 6.17 Delta P Skin = 7.26 kg/cm ²	

IV.3.5 Données et résultats de test DST-2 :

- Rayon du puits : 8 1/2 inch.
- Hauteur utile : 67 m.
- Porosité : 4 %.
- Intervalles perforés : 3515 – 3490 m/ 3476 – 3458 m.

Table IV.4: Résultats de comptage.

Date	25/05/2016	26/05/2016	26/05/2016
Duse (in)	32/64	24/64	32/64
WHP moyenne (psi)	2000	2250	2000
Débit huile moyen (m ³ /h)	26.9	20.8	26.5
Débit gaz moyen (sm ³ /h)	3457.35	3036.23	3472.7
GOR (sm ³ /m ³)	128.5	145.9	131
Densité de l'huile à 15°C	0.82	0.812	0.813
Densité du gaz (air = 1)	1.04	1.03	1.05
BSW (%)	0.5	traces	Traces
H2S (%)	0	0	0
CO2 (%)	1.5	1.5	1.5

IV.3.6 Données PVT :

- $B_o = 1.728 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$, $\mu = 0.3 \text{ cp}$;
- Compressibilités :
 - Compressibilités d’huile = $2.53 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
 - Compressibilité d’eau = $3.42798 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
(Calculée par la corrélation de BRILL and BEGGS)
 - Compressibilité de formation = $3.00845 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
(Calculée par la corrélation de de NEWMAN)
 - Compressibilité totale = $C_o (1-S_w) + C_w S_w + C_p = 3.9728 \cdot 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$

IV.3.7 Historique, dérivative et analyse :

On observe plusieurs bruits durant la manipulation des duses et durant le passage de la duse ajustable vers la duse fixe :

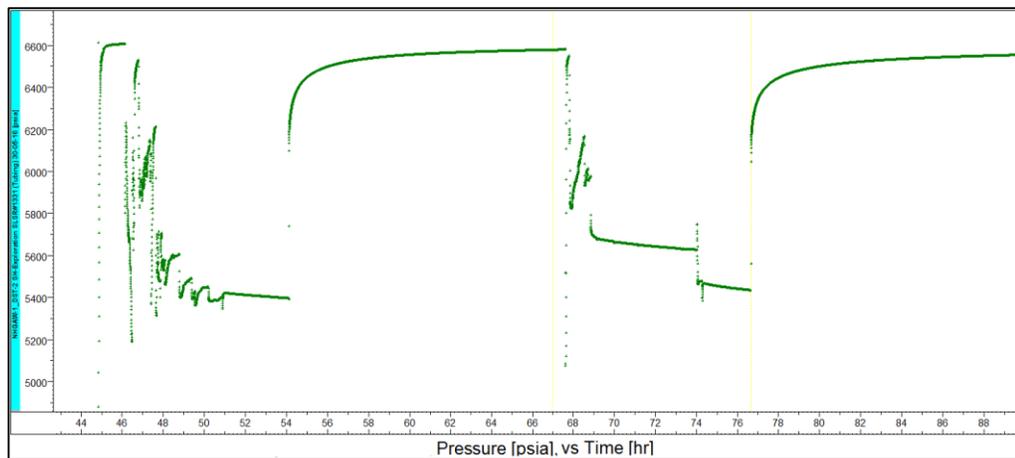


Figure IV. 6: Répartition des pressions de Bild-UP.

Suite à ce bruit et pour simplifier l’input de l’historique, on a calculé le temps équivalent pour le dernier débit :

Table IV.5: le temps équivalent pour le dernier débit.

ToD	FP #	Oil rate m3/hr	Duration hr
12:00:00	1	0	67
07:00:00	2	26.5	9.66608
16:39:58	3	0	60.3339

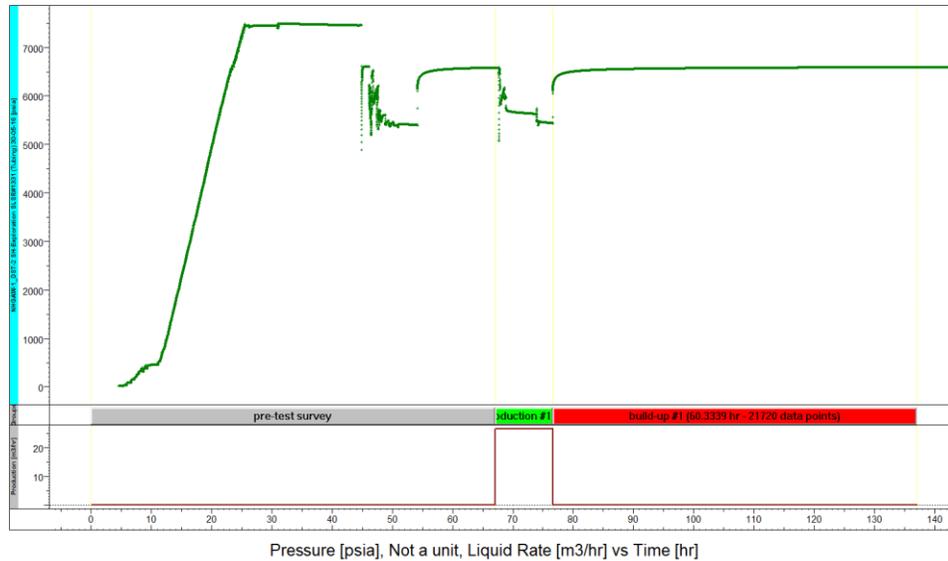


Figure IV.7: : Répartition des pressions de Bild-UP.

IV.3.8 Les résultats d'interprétation des essais des puits sélectionnés sont présentés comme suite :

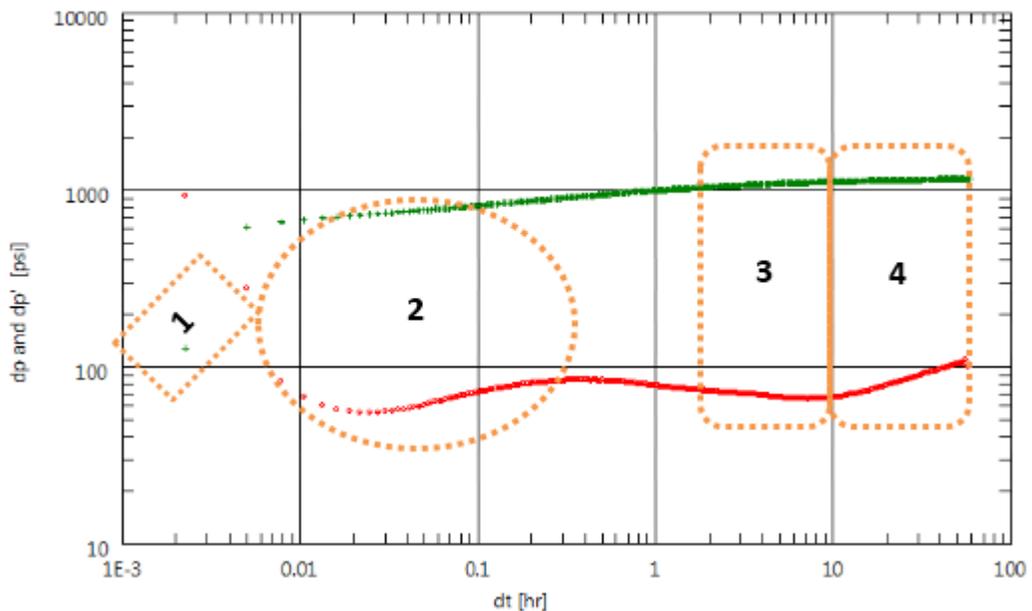


Figure IV.8 : Log-log plot du puits NHGAW-1.

(1) le WBS se passe très rapidement par rapport au scanning rate des gauges, et c'est à cause de ça qu'on n'a pas une ligne claire pour cette période,

(2) une période de transition s'explique par la présence de deux couches ou réservoir à double porosité,

(3) et (4) une stabilisation de dérivative IARF suivi par une remontée de la dérivative par une pente de 0.25 qui correspond a une faille.

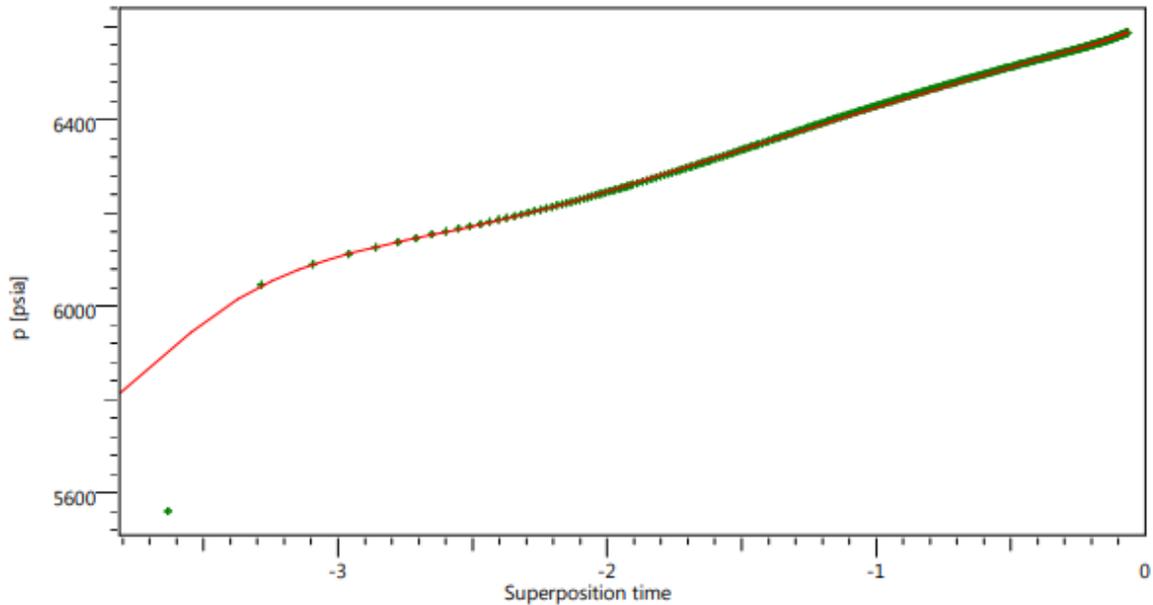


Figure IV.9: Semi-log plot du puits NHGAW-1

Sur la base des observations ci-dessus, on peut interpréter l'image comme suit :

- * La pression de fond de puits du puits NHBHJ-1 diminue avec le temps de superposition.
- * La vitesse de diminution de la pression de fond de puits est plus rapide au début de la période de superposition, puis diminue progressivement au fil du temps.

La diminution de la pression de fond de puits est un phénomène courant dans les puits de pétrole et de gaz. Elle peut être causée par plusieurs facteurs, tels que l'épuisement du réservoir, les dommages à la formation et les incrustations. Cette diminution peut avoir un certain nombre d'implications pour la production, notamment une diminution de la production, une augmentation des coûts et des risques de sécurité.

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 1	
	Company : SH Test type : Build-up	Field : HMD Test Name / # NHGAW-1	
Modèle retenu			
Model	sélection et Matching		
Well	Vertical		
WBS Type	Constant wellbore storage		
Reservoir	deux couches		
Boundary	Faille		
Résultats sur log-log plot		Résultats sur semi-log plot	
C = 5.69E-4 bbl/psi Skin1 = 1.41 Skin2 = 9.89 Pi = 6607.62 psi k.h = 1880 md.ft k = 8.55 md Omega = 0.278 Lambda = 0.00252 Kappa = 0.999 L1 - No flow = 105 m Delta P (Total Skin) = 222.212 psi Delta P Ratio (Total Skin) = 0.192312 Fraction		Slope = 2.53382 kg/cm ² P@ 1hr = 124.149 kg/cm ² k.h = 213 md.m k = 9.69 md p* = 136.716 kg/cm ² Skin = 2.103 Delta P Skin = 2.453 kg/cm ²	

IV.4 Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins :

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

Table IV.6 : Résultats de calcul des différents Pseudo-Skins

PUITS	rw	I perfo	q	a(q)	r'(q)	SH	Kh/Kv	h perf	r perf	hD	rD	
	ft	ft	degre	-	ft	-	-	1/shot/ft	ft	-	-	
NHBHJ-1	0,708	2,550	60,000	0,813	2,276	-2,109	1,000	0,187	0,013	0,055	0,002	
NHGAW-1	0,708	2,140	60,000	0,813	1,943	-2,021	1,000	0,187	0,013	0,068	0,002	
	a1	a2	b1	b2	a	b	SV	Rwd	C1	C2	Swb	Sp
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,178	1,652	0,793	0,084	0,000	7,509	0,001	-1,315
	-1,898	0,102	1,365	1,649	5,138	1,652	1,077	0,101	0,000	7,509	0,001	-0,943

Table IV.7: Pseudo-Skin de pénétration partielle

PUITS	htu(m)	hp(m)	rw	Kh/Kv	rD	hpD	h1D	A	B	Spp
NHBHJ-1	16,500	12,00	0,708	1,000	0,015	0,890	0,050	3,669	1,393	0,327
NHGAW-1	20,000	14,10	0,708	1,000	0,009	0,679	0,155	3,079	1,505	1,460

Table IV. 8: Pseudo-Skin de multiphasique

PUITS	Pg(kg/cm ²)	Pb (kg/cm ²)	Pwf (kg/cm ²)	Sm
NHBHJ-1	278,16	190,000	210,610	-0,416
NHGAW-1	132,18	190,000	116,560	1,870

IV.5 Calcul du Skin d'endommagement :

Plusieurs d'études confirment que le skin total peut être calculé par la sommation des skins calculés pour chaque effet isolé.

L'interprétation des essais de puits donnent la valeur du skin total.

$$St = Sw + Sp + Sd + Sf + Sani + SL + Sm + Sf$$

$$St = Sw + \sum \text{pseudo-skin}$$

Donc d'après les résultats des calculs des pseudo-skins et les valeurs de skin total donné par l'interprétation des essais de puits, on applique la sommation précédente pour obtenir les valeurs de skin d'endommagement Sw qui sont présentées dans le tableau suivant :

Table IV. 9: Skin total et d'endommagement et les pseudo-skins.

puits	reservoir model	Skin total	Sp	Spp	Sm	Sf	Src	Sdp	SL	Sw
NHBHJ-1	homogène	6.170	-1,315	0,327	-0,416	0,000	0,000	0,000	0,000	4,766
NHGAW-1	deux couches	2.103	-0,943	1,460	1,870	0,000	0,000	0,000	0,000	-0,284

v.6 Analyse des résultats obtenus :

Le puits NHBHJ-1 :

Le forage Nord Hassi Belhadj-1 (NHBHJ-1) est implanté dans le but de confirmer l'extension vers le Nord de la découverte d'hydrocarbures au puits HBHJ-1 dans les réservoirs Trias (Série

Inférieure) et Ordovicien (Grès de Ouargla+Quartzites de Hamra) sur la structure HBHJ-1 du réservoir Ordovicien (GO+QH).

Le puits NHBHJ-1 a été foré en cinq (05) phases, traversant une série de dépôts de 4280m d'épaisseur.

Le calcul des Pseudo-Skins donne des valeurs positives moyennes qui sont : Soient Pseudo-Skin de perforation ($S_p = -1,315$), cette valeur est expliquée par la perforation en Underbalance, Pseudo-Skin de pénétration partielle ($S_{pp} = 0,327$) dû à la hauteur perforer, Pseudo-skin de multiphasique négative ($S_m = -0.416$) parce que la pression de gisement et la pression de fond dynamique sont supérieures à la pression de bull

Suivant la perméabilité le réservoir avait les caractéristiques d'un milieu poreux médiocres et on observe aussi que le Skin est égale 6.170 à ce qui montre la présence d'un endommagement aux abords de puits.

Le puits NHGAW-1

Le forage NHAGW-1 a pour objectif de confirmer le potentiel en hydrocarbure de l'auréole Quartzites de Hamra, au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud. Un test en barefoot a été réalisé au niveau de ce réservoir et s'avère non productif. Le Cambrien ($R_i + R_a$) représente pour ce puits un objectif secondaire.

Le puits NHGAW-1 a été foré en quatre (04) phases, traversant une série de dépôts de 3585m d'épaisseur. L'objectif de cet essai est de faire un diagnostic sur l'état des abords du puits (skin), de déterminer le type du réservoir ainsi que les limites avoisinant le puits. et par la même occasion voir l'évolution de la pression du réservoir dans le temps en la comparant aux anciennes mesures

Un test de long build-up a été réalisé sur ce puits et le modèle de calage approprié pour

ce puits est celui d'un réservoir bicouches « Two layers » délimités par deux failles sécantes (intersecting faults P_i/N)

Le skin total est déterminé par la droite semi-log ($S_t = 2.103$) qui donne un skin

d'endommagement négative ($S_w = -0,284$), Selon les résultats obtenus le problème dans Skin de pénétration partielle et Skin de multiphasique par ce que elles grands.

Conclusion & recommandation

Grâce à cette modeste travail, nous avons pu observer l'impact de chaque phénomène de pseudo skin sur le skin total et d'analyser ces phénomènes et tirer les conclusions suivantes :

- Dans le puits NHBHJ-1 le skin d'endommagement est plus grand donc il y a un problème dans le réservoir la solution est de faire une stimulation ;
- Dans le puits NHGAW-1 on remarque que le Pseudo Skin de pénétration partielle Spp est grands ; la cause principale est que la densité de boue été élevé qui a causé une over balance sur le puit, on observe aussi qu'il a un écoulement sphérique dû par la réduction de la hauteur des perfos donc on doit faire des perfos complémentaire ;
- Les valeurs du skin de perforation sont négatives pour les deux puits, car l'opération de perforation été réalisée avec succès.
- Le skin endommagé et le skin en pénétration partielle jouent un rôle essentiel dans le skin total.
- Le skin multiphasique (turbulence) prend des valeurs positives pour une pression de fond inférieure à la pression de bulle et une valeur négative pour une pression de fond supérieure à la pression de bulle (NHGAW-1).

La plupart du temps, dans la région de Hassi Messoud, chaque puits est un cas unique : Le genre et la gravité des dommages pourraient être très différents, les causes du pseudo-skin pourraient varier. Ainsi, il est impossible de généraliser cette étude. Sur tous les gisements de puits.

Références bibliographiques

- [1] A. Bouziane IAP Boumerdes.; Coures essais du puits, Adress:e-mail :abdelbo84@gmail.com
- [2] Chebaiki Mohamed Rafik, Moati Seifeddin Analyse Des Phenomenes Des PseudoSkins Dans Le Flanc Est De (Hbk).
- [3] BENSALÉM TARIQ, MEKKI BILAL, ETUDE DE L'OPERATION DE DRILL STEM TEST (DST) AVEC TRAITEMENT DE VENUE DANS LE CHAMP DE HASSI TERFA CAS DE PUITS HTFN09 mémoire de Master 2016/2017.
- [4] GHERBI Abdenour, ATMANE Rahma, ZEHOUANI Fatima Zohra, ETUDE ET EVALUATION DES ESSAIS AUX PUITS (MD-746, HTFN9, HTF14) DANS LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD, mémoire de Master 2021/2022.
- [5] G. BOURDAROT essais de puits: méthodes d'interprétation, EDITIONS TECHNIP année 1996 .
- [6] Unsteady-State Pressure Distribution Created by A Directionally Drilled Well", H. Cinco, F.G. Miller and H.J. Ramey, Jr., Jpt (November 1975).
- [7] BETTA Aymen Ibrahim, BOUABELLOU Yasser, NAHOUI Fatima Zohra 2016 Interprétation des données de well test par la déconvolution et optimisation de la performance des puits de Quartzite Hamra.
- [8] Bourdarot.; Essais de puits, méthodes d'interprétation, éditions technic. Paris et institut français du pétrole, Rucil – Malmaison; 1996.
- [9] Heber Cinco-ley. Pseudo Skin factor for partially-penetrating directionally-drilled wells wells.SPE5589.
- [10] D. BOURDET, Well Testing and Interprétation D.B.W 2001 .