

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

MEBARKIA Ahmed & GUERRIDA Hamza & KHOULED Ahmed Abdelmotalib

-THEME-

**ETUDE COMPARATIVE ENTRE L'INTERPRETATION
ANALYTIQUE ET NUMERIQUE DES ESSAIS DE PUIITS
UTILISANT LE LOGICIEL SAPHIR DE KAPPA**

Soutenue le : 07 / 06 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	DADA Saada	Univ.Ouargla
Examineur:	REMITTA Abd Elrraouf	Univ.Ouargla
Encadreur:	CHETTI Djamel Eddine	Univ.Ouargla

ملخص

تهدف الدراسة إلى إجراء مقارنة بين أسلوبين هاميين في المجال البترولي يكمن دورهما في تعريفنا الخزان البترولي من خلال تزويدنا بمجمل المعطيات والخصائص، وقد كانت عينة الدراسة آبار منطقة القاسي والمتمثلة في (A100, A49, G35, G37, G38) عن طريق برنامج السفير وقد أفضت الدراسة إلى أن هناك تقارب إلى حد كبير في النتائج مما يجعل كلا الطرفين ناجعتين .

الكلمات المفتاحية : التفسير عن طريق برنامج السفير، المحاكات ، تجارب إختبار الآبار .

Summary

The objective of our study is to compare between two important methods used in the field of oil fields. The role of these two methods is the definition of the oil reservoir from the set of information and features that which provide. Our sample consists of Elgassi region well : (G38, G37, G35, A49 and A100) .With saphir program, we got to detect the following result: there is a remarkable reconciliation between the results obtained, confirming that both methods are efficient.

Key words: interpretation by saphir software, simulation, well testing

Résumé

L'objectif de notre étude est de faire une comparaison entre deux méthodes importantes utilisées dans le domaine des champs pétrolier. Le rôle de ces deux méthodes est la définition du réservoir du pétrole à partir de l'ensemble des informations et des caractéristiques qu'elles fournissent. Notre échantillon est composé des puits de la région Elgassi: G38, G37, G35, A49 et A100. Avec le programme Elsaphir, nous sommes arrivés à détecter le résultat suivant : il y a un rapprochement remarquable entre les résultats obtenus, ce qui confirme que les deux méthodes sont efficaces.

Mots clés : interprétation par logiciel de saphir, simulation, essais de puits



Dédicace

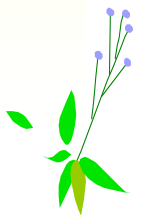
*A nous chers parents qui nous ont aidés et soutenus tout au
long de nos études*

A nos amis

A nos collègues

Et à tous les gens qui nous connaissent

Nous dédions ce modeste travail

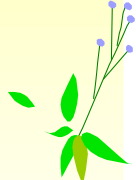




Remerciement

En premier lieu, nous tiens à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Puis nous adressons notre remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour la réalisation de ce travail surtout Mr : Zaatout Kamel et Harrachif Mohamed.



Nomenclatures

B_o : Facteur volumétrique de fond (B/STB).	C_f : Compressibilité de la formation (Psi^{-1}).
μ_o : viscosité (cp).	C_o, C_w et C_g : Compressibilité de l'huile, de l'eau et du gaz (Psi^{-1}).
\emptyset : Porosité.	S_o, S_w et S_g : Saturation en huile, en eau et en gaz.
q : Débit en surface (STB/D).	ρ : Masse volumique (kg/m^3)
k_x : Perméabilité suivant l'axe x (md).	E_i : Exponentiel intégrale.
k_z : Perméabilité suivant l'axe z (md).	Δt : Temps de fermeture (hr).
k_y : Perméabilité suivant l'axe y (md).	t : Temps (hr).
K_v : Perméabilité verticale (md).	C_D : Capacité adimensionnelle.
K_h : Perméabilité horizontale (md).	t_D : Temps adimensionnel.
C_t : Compressibilité totale (Psi^{-1}).	t_{erf1} : Temps de fin du premier écoulement radial (hr).
r_w : Rayon du puits (ft).	t_{elf} : Temps de fin du premier écoulement linéaire.
S_m : Skin mécanique.	t_{d2r} : Temps adimensionnel du deuxième radial.
S_x : Pseudo skin dans la direction x.	t_o : Temps d'ouverture (hr).
S_z : Pseudo skin dans la direction z.	t_f : Temps de fermeture (hr).
L : Longueur du drain (ft).	R_{inv} : Rayon d'investigation (m)
L_w : Longueur effective du drain (ft).	Omega : Storativité
h_s : Distance entre l'éponte supérieure du réservoir et l'axe du drain horizontal (ft).	Lambda : Interporosité
Z_w : Distance entre l'éponte inférieure du réservoir et l'axe du drain horizontal (ft).	L-No flow : Distance à la faille (m).
P_g : Pression du gisement (Kg/cm^2)	N : Nombre de failles
P_{wf} : Pression fond dynamique (Kg/cm^2)	Theta : Angle d'inclinaison ($^\circ$).
h_x : Largeur du réservoir (m).	
h : Hauteur du réservoir (m).	
r_{eh} : Rayon de drainage du puits horizontal (m).	
S : Section (m^2).	

Liste des figures

Figure (I-1) : Situation géographique du champ GEA.....	02
Figure (I-2) : carte structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud.....	03
Figure (II -1) : principe des essais.....	04
Figure (II-2) : l'écoulement linéaire.....	06
Figure (II-3) : l'écoulement radial.....	06
Figure (II-4) : l'écoulement elliptique.....	06
Figure (II-5) : l'écoulement Sphérique.....	07
Figure (II-6) : Outil de Diagnostic des types d'écoulements.....	07
Figure (II-7) : écoulement radial circulaire.....	08
Figure (II-8) : profile de pression 3D (IARF).....	09
Figure (II-9) : Calage des courbes types.....	12
Figure (III-1) : comportement d'un puits avec storage et skin.....	13
Figure (III-2) : comportement d'un Puits fracturé (fracture verticale de conductivité infinie . ou avec flux uniforme).....	13
Figure (III-3): comportement d'un Puits fracturé (fracture verticale de conductivité finie)...	14
Figure (III-4) : écoulement sphérique.....	14
Figure (III-5): comportement d'un puits pénétration partielle.....	15
Figure (III-6) : schéma représente un écoulement dans un puits horizontal	15
Figure (III-7): comportement d'un puits horizontal	16
Figure (III-8): comportement d'un puits dû à une faille étanche.....	16.
Figure (III-9): écoulement dans un puits situé entre deux failles étanches parallèles.....	17
Figure (III-10): comportement d'un puits situé entre deux failles étanches parallèles.....	17
Figure (III-11): écoulement dans un puits situé entre deux failles étanches sécantes.....	17

Figure (III-12): comportement d'un puits situé entre deux failles étanches sécantes.....	18
Figure (III-13): comportement d'un puits avec frontière à pression constante.....	18
Figure (III-14): écoulement dans un puits avec une frontière semi-perméable.....	19.
Figure (III-15): comportement d'un puits avec frontière à pression semi-perméable.....	19.
Figure (IV-1) : Exemple d'une carte d'un modèle de réservoir.....	20
Figure (IV-2) : Définition d'une zone composite.....	21
Figure (IV-3) : Extraction du Voronoi grid.....	21
Figure (IV-4) : Propriété du Voronoi grid.	21
Figure (IV-5) : Voronoi grid et Deluanay triangulation (broken lines).....	22.
Figure (IV-6) : Modules radiaux.....	22
Figure (IV-7) : Les modules des segments.....	22.
Figure (IV-8) : Construction des modules formant les coins.....	23
Figure (IV-9) : Superposition final des modules.....	23
Figure (IV-10) : Voronoi grid.....	23
Figure (IV-11) : Superposition finale des modules et Voronoi grid.....	23
Figure(V.1): l'historique de débit de production du puits AR49.....	25
Figure(V.2): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (BU).....	25
Figure(V.3): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (BU) par méthode numérique	27
Figure(V.4): l'historique de débit de l'injectivité du puits AR100.....	28.
Figure(V.5): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (FO).....	28
Figure (V.6): la carte géologique du Nord d'El Gassi.....	30
Figure (V.7) : la carte 2D du modèle numérique.....	30
Figure(V.8): Comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques du (G35).....	30
Figure (V.9): carte 2D du modèle numérique(G37).....	32
Figure (V.10): comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques.....	32

Figure (V.11): carte 2D du modèle numérique (G38).....	34
Figure(V.12): Comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques (G38).....	34

Liste des tableaux

Tableau (V.1): résultats de test B.U analytique.....	26
Tableau (V.2): résultats du test B.U numérique.....	27
Tableau (V.3): résultats du test F.O	29
Tableau (V.4): comparaison des résultats numériques et analytiques (G35).....	31
Tableau (V.5) : comparaison des résultats numériques et analytiques (G37).....	33
Tableau(V.6): comparaison des résultats numériques et analytiques (G38).....	35

Sommair

Introduction générale.....	01
Chapitre I : présentation de la zone	
Introduction.....	02
I - 1 - Situation géographique du champ.....	02
I - 2 - Structure du champ.....	03
Chapitre II : Théorie d'essais de puits et Méthodes d'interprétation	
Introduction.....	04
II-1-Objectifs des essais	04
II-2-Données nécessaires pour l'analyse des essais	05
II-3-Équation d'écoulement	05
II-3-1- Géométrie du réservoir	05
a - Écoulement linéaire	06
b - Écoulement radial.....	06
c - Écoulement elliptique.....	06
d - Écoulement Sphérique.....	07
II-3-2- Régimes d'écoulement.....	07
a - Régime transitoire	07
b - Régime pseudo permanent	07
c - Régime permanent.....	07
II-4-Equations fondamentales.....	08
II-4-1-Loi de Darcy.....	08
II-4-2-La compressibilité.....	08
a - Équation d'état.....	08
b- Loi de conservation de la masse	09
c - L'Équation de diffusivité.....	09
II-5-Les hypothèses.....	10
II-6-Solution de l'équation de diffusivité.....	10
II-7-Méthodes d'interprétation.....	11

II-7-1-Procédure d'interprétation.....	11
II-7-2-Méthodes des courbes types et de dérivée.....	11
II-7-2-1-Planches de Courbes types.....	11
II-7-2-2-La dérivée.....	12

Chapitre III : Les modèles puits, réservoirs et frontières

III-1-Les conditions de puits.....	13
III-1-1-Puits avec storage et skin (réservoir homogène).....	13
III-1- 2-Puits fracturé (fracture verticale de conductivité infinie ou avec flux uniforme).....	13
III-1- 3- Puits fracturé (fracture verticale de conductivité finie).....	14
III-1-4-Puits en pénétration partielle.....	14
III-1- 5 -Puits horizontal.....	15
III-2 – Les conditions des frontières.....	16
III-2- 1-Une faille étanche.....	16
III-2- 2-Deux failles étanches parallèles.....	17
III-2- 3-Deux failles étanches sécantes.....	17
III-2-4-Frontière à pression constante.....	18
III-2-5-Frontière semi-perméable.....	19

Chapitre IV : méthode numérique

IV-1- Introduction.....	21
IV-2- Construction du modèle numérique.....	21
IV-2-1-Construction du modèle 2D (2D MAP).....	21
IV-2-2- Construction de maillage de Voronoi.....	22

Chapitre V : partie pratique

V- 01 - Introduction.....	24
V- 02 -Description et utilisation du logiciel Saphir.....	24
V- 03 -Puits AR49.....	25
V- 03 - 01 L’historique de débit de production.....	25
V- 03 – 02 -Test de BPU 18-22\05\2012 pour AR49	25
V- 03 – 03- Interprétation de résultats des tests	26
V- 04 -Puits AR100	28
V- 04 – 01-Test de FO 20-30\09\2014 pour AR100.....	28
V- 04 – 02- Interprétation de résultats des tests	29
V- 05 - Puits G35.....	30
V- 05- 01- La comparaison des résultats analytiques et numériques	30
V- 06 - Puits G37	32
V- 06 – 01- La comparaison des résultats analytiques et numériques.....	32
V- 07 - Puits G38.....	34
V- 07 - 01 - La comparaison des résultats analytiques et numériques	34
Conclusion générale	36

Introduction Générale

L'étude de gisement, qui s'est développée au cours de ces dernières décennies, fait appel à de nouvelles techniques pour une meilleure acquisition des données dans la simulation des réservoirs et l'optimisation la récupération des hydrocarbures.

Le potentiel de production des puits est un élément important d'appréciation de la valeur du gisement découvert. Pour cela, on réalise habituellement des essais de puits pour identifier les différentes couches, reconnaître la nature du milieu ou détecter des barrières. Ils permettent aussi d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, notamment la pression de gisement, kh , le facteur d'endommagement, l'indice de productivité, la nature du réservoir, les limites du réservoir...etc.

L'objectif de cette étude consiste à : d'une part d'apprécier les caractéristiques du réservoir, d'autre part de faire la comparaison entre les deux résultats obtenus à partir des deux méthodes analytique et numérique.

La présentation de la zone est traitée en premier chapitre, le deuxième chapitre reprend la théorie d'essais de puits et les méthodes d'interprétation l'identification et l'étude de l'interprétation analytique. Au troisième chapitre, les modèles puits, réservoir et frontières sont traitées en détail. La méthode numérique est présenté au quatrième chapitre. Le partie pratique au cinquième chapitre. Nous avons clôturé notre travail par l'application des deux méthodes pour quelques puits avec une étude comparative (Analytique- Numérique).

Chapitre I

Présentation de la zone

Introduction

Les champs d'El Gassi, Zotti et El Agreb (champs GEA) sont l'objet d'un Contrat de Partage de Production (PSC) entre Sonatrach et Amerada Hess le contrat est entré en vigueur en date du 21 Octobre 2000, couvrant une période initiale de vingt années, et visait à augmenter le taux de récupération des trois champs: El Gassi, El Agreb et Zotti. Le principal redéveloppement subsurface du projet existant prend la forme du projet de compression et de réinjection de gaz (GCR) à El Gassi, de l'augmentation d'injection d'eau à Agreb Ouest et de la pratique du gaz lift sur tous les champs. [11]

I - 1 - Situation géographique du champ

Le champ du GEA se trouve dans la partie Sud-Ouest à environ 100km du champ de Hassi Messaoud, ayant les coordonnées Lambert suivants :

Longitude : 5°45 Est Latitude : 30°59 Nord

Le gisement d'El-Gassi se situe dans la partie sud de la dorsale de Hassi- Messaoud. Ce soulèvement sépare le bassin d'Oued-Mya à l'ouest du bassin d'Illizi- Ghadames à l'est. Tous les gisements d'huile le long de cette dorsale ont pour réservoir d'huile principal le cambrien Ra. Une autre caractéristique prédominante de la dorsale de Hassi-Messaoud est que toutes les culminations structurales (anticlinaux) ont été profondément érodées et incisées par la discordance hercynienne. A El-Gassi, la discordance n'a pas érodé le réservoir Ra, alors qu'aux gisements de Zotti et El-Agreb, elle a enlevé une partie de l'intervalle du réservoir.

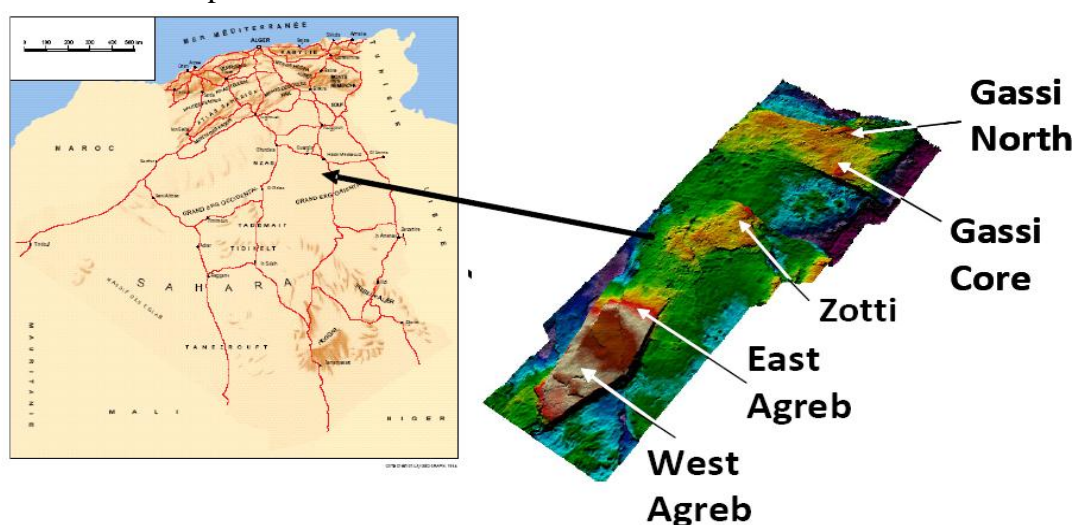


Figure (I-1) : Situation géographique du champ GEA

I - 2 - Structure du champ

La structure d'El-Gassi (figure 1-3) est un large anticlinal à double versant. Le style structural de ce trend est dominé par une orientation NO-SE et des failles subverticales inverses, caractéristiques d'un régime tectonique de décrochement. Les failles, de par la nature de leur rejet tendent à fragmenter fortement le réservoir en compartiments, comme c'est le cas pour le gisement de Hassi-Messaoud. La structure semble avoir été affectée par une inclinaison structurale régionale de direction NE, qui a également créé de larges zones à huile résiduelle en dessous de l'interface huile-eau actuelle. Un ensellement structural prononcé sépare la structure principale d'El-Gassi d'un nose structural plongeant vers la partie NO du permis d'exploitation, testée par le puits ARNE1. Un trend mineur de failles normales, de direction NO-SE a été défini par la sismique et les forages. Ces failles ne semblent pas étanches de nature, vu que les pressions du réservoir de part et d'autre de celles-ci s'équilibrent. L'étendue, la nature et la distribution de ces failles et autres accidents seront mieux définies par la sismique 3D et l'interprétation de celle-ci. ^[11]

L'évolution structurale de la région de GEA, à partir des temps Précambriens, a été définie par nombre d'événements clés qui sont comme suit:

- Événement Précambrien (Panafricain) : orientations structurales dominantes établies.
- Événement du début du Paléozoïque (Calédonien) : orientations Panafricaines réactivées.
- Événement de la fin du Paléozoïque (Hercynien) : orientations Panafricaines réactivées, soulèvement et pénéplanation répandus. La durée de l'exposition subaérienne a été d'approximativement 180 millions d'années.
- Événement Mi- Crétacé (Autrichien): Réactivation majeure de structures Hercyniennes et antérieures.

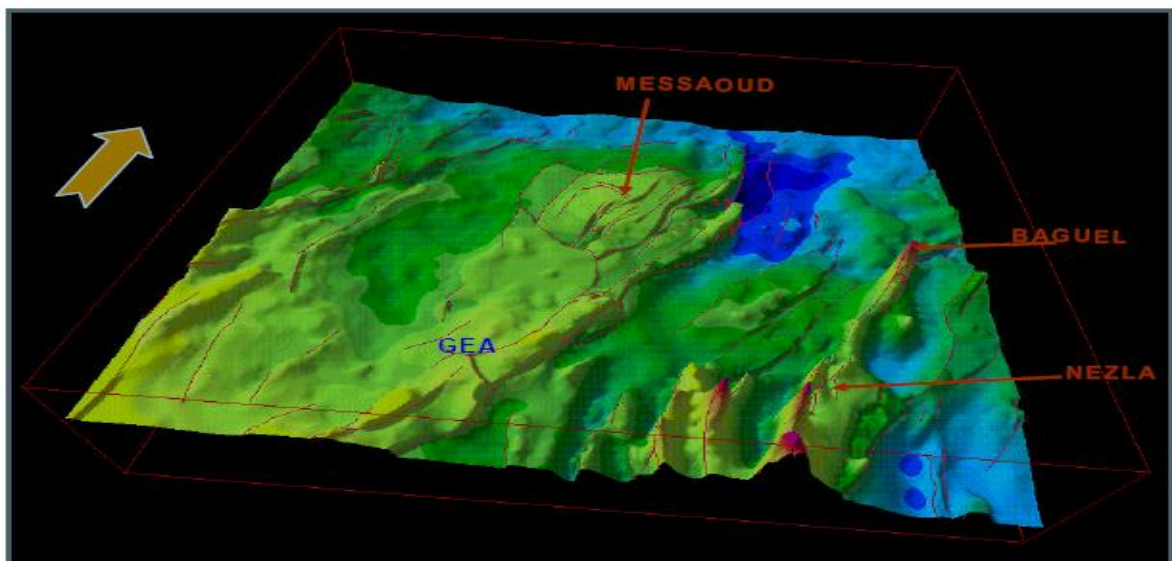


Figure (I-2) : carte structurales Régionales dans la Zone GEA/Hassi Messaoud

Chapitre II

Théorie d'essais de
puits et Méthodes
d'interprétation

II-7-Méthodes d'interprétation

II-7-1-Procédure d'interprétation:

- Diagnostic (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.
- L'interprétation (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification) : C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.
- Validation (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.) : L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. ^[11]

II-7-2-Méthodes des courbes types et de dérivée

II-7-2-1-Planches de Courbes types:

Il existe plusieurs courbes types utilisées pour interpréter les essais, parmi lesquelles celles de Gringarten et Al sont les plus complètes et les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction de temps à l'échelle logarithmique pour une configuration réservoir-puits données. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur adimensionnelle.

Leurs principaux objectifs sont :

- Situer le début de la droite semi-log;
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh , C , S) pour 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. [11]

II-7-2-2-La dérivée:

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent de l'effet d'écrasement lié à la représentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression)

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0.5 de la planche.
- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont situés sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de $C_D \exp(2S)$. La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte. [11]

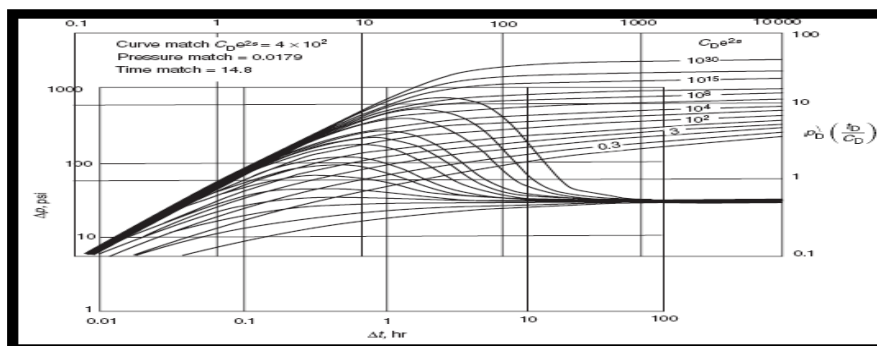


Figure (II-9) Calage des courbes types.

Introduction :

Lors d'un essai du puits, une réponse en pression transitoire est créée à la suite d'une variation de débit. En fonction de l'objectif de l'essai, la réponse du puits est enregistrée pendant une durée déterminée. En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. La pression est constante et uniforme dans le réservoir avant la mise en production du puits, alors qu'elle diminue pendant la période de débit. Par contre dans le cas où le puits est fermé suite à une période de production, cette pression remonte. ^[03]

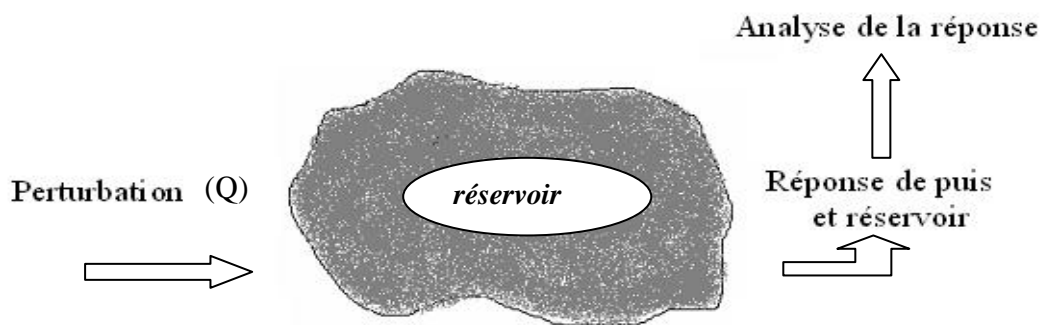


Figure (II -1) : principe des essais

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

II-1-Objectifs des essais:

L'analyse des puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir, utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles.

Les informations résultant d'un essai sont :

Pour le réservoir, nous avons les perméabilités, les hétérogénéités du réservoir, les frontières et les pressions. ^[03]

Pour le puits, nous avons le potentiel de production (index de productivité), skin, géométrie du puits.

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploration, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, les essais périodiques sont faits afin de confirmer la description du réservoir, et pour évaluer un éventuel besoin de traitement, tel que nouvelle complétion, perforation etc.

II-2-Données nécessaires pour l'analyse des essais:

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

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle etc.). Des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation. ^[02]

II -3-Équation d'écoulement :

Les principales variables d'écoulement pour le développement d'une équation de diffusivité dans un milieu poreux sont :

* Types des fluides existants dans le réservoir ; (fluide incompressible, peu compressible, très compressible)

* Le nombre de fluides existants dans le réservoir. ^[07]

$$\Delta P + C_e (\text{grad } p)^2 - \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{dP}{dt} = 0 \dots\dots\dots(1)$$

II-3-1 – Géométrie du réservoir : (géométrie d'écoulement)

La majorité des tests ne peuvent pas décrire la réponse du réservoir entier mais une partie plus proche du puits testé, pour cela il est nécessaire de décrire cette partie du réservoir affectée par la géométrie de l'écoulement possible durant le test.

a - Écoulement linéaire : L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit

seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle, les analyses des données de pression mesurée durant le test suivent les équations de l'écoulement linéaire.

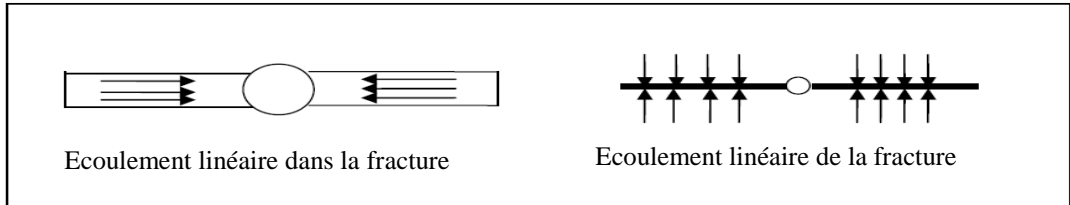


Figure (II-2) : l'écoulement linéaire

b - Écoulement radial : Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial, c'est pour cette raison que la géométrie de l'écoulement radial est applicable dans l'analyse des données de la pression transitoire.

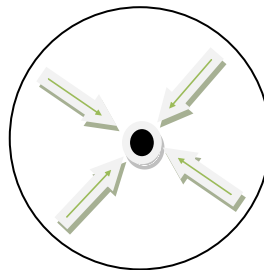


Figure (II-3) : l'écoulement radial

c - Écoulement elliptique : L'écoulement des fluides est radial à une distance proche du puits mais dans les puits fracturés l'écoulement change sa direction et devient elliptique.

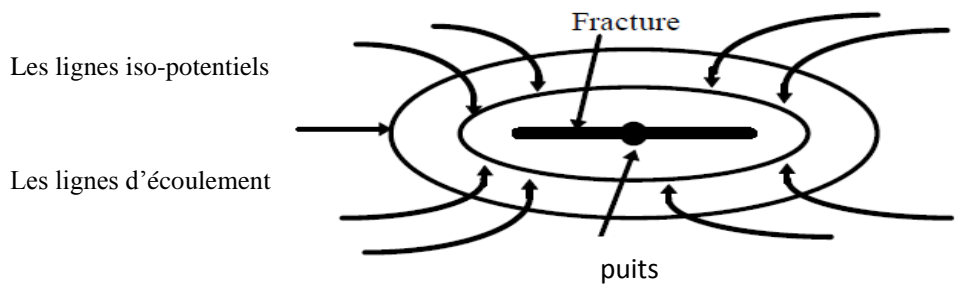


Figure (II-4) : l'écoulement elliptique

d - Écoulement Sphérique : Tout dépend de la configuration de la complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou semi-sphérique aux abords du puits.

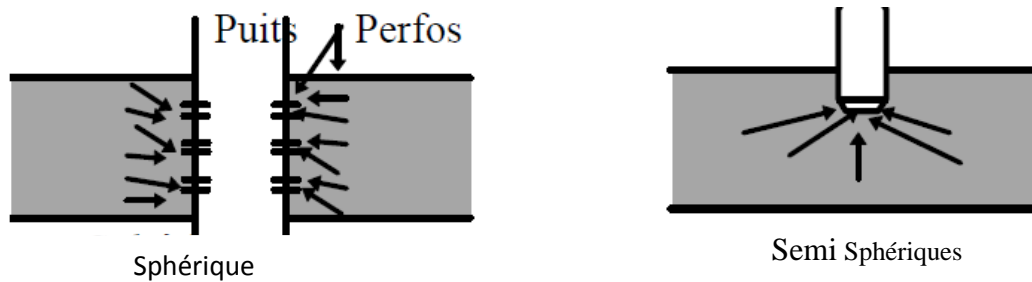


Figure (II-5) : l'écoulement Sphérique

II-3-2- Régimes d'écoulement :

a - Régime transitoire :

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

b - Régime pseudo permanent :

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.

c - Régime permanent :

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement devient permanent. C'est le régime d'écoulement existant en production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gaz-cap ou d'un aquifère quand la mobilité de l'eau est grande devant celle de l'huile.

Remarque : Un essai de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir. ^[06]

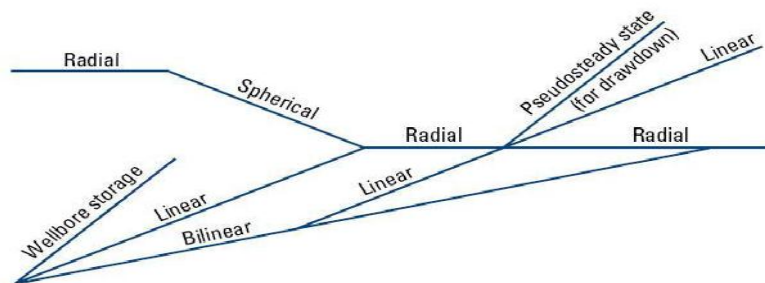


Figure (II-6) : Outil de Diagnostic des types d'écoulements

II-4-Equations fondamentales :

II-4-1-Loi de Darcy:

La loi de Darcy est fondée sur les hypothèses suivantes : laminarité de l'écoulement, l'unicité des fluides, continuité et l'isotropie du milieu.

Son expression vectorielle s'exprime par la relation suivante : ^[01]

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad } P} \dots\dots\dots(2)$$

En écoulement radial circulaire, la loi de Darcy s'écrit :

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

Après intégration, on a: $Q = \frac{2\pi k h}{\mu} \cdot \frac{P_w - P_e}{\text{Ln} \frac{r_w}{r_e}}$

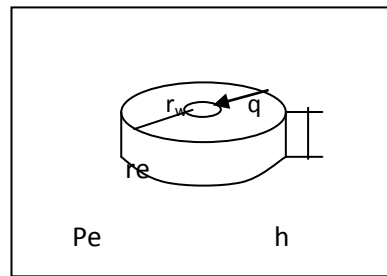


Figure (II-7) : écoulement radial circulaire

II-4-2-La compressibilité:

a - Équation d'état :

Pour un tel fluide, le volume spécifique varie en fonction de la pression suivant une loi de la forme: ^[04]

$$\frac{dv}{v} = \beta dP \quad ; \quad c = \frac{1}{\rho} \cdot \left(\frac{d\rho}{dP} \right)_T \dots\dots\dots(4)$$

Définit la compressibilité du fluide.

β est petit et indépendant de la pression (acceptable pour les huiles)

La compressibilité totale : ^[05]

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \dots\dots\dots(6)$$

b- Loi de conservation de la masse:

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées pendant l'intervalle de temps. ^[09]

$$* \text{Cylindrique: } \frac{d(\rho \phi S_0)}{dt} + \left[\frac{1}{r} \frac{d}{dr}(\rho U_r \cdot r) + \frac{1}{r} \frac{d}{d\theta}(\rho U_\theta) + \frac{d}{dz}(\rho U_z) \right] \dots\dots\dots(7)$$

c - L'Équation de diffusivité:

En utilisant l'équation d'état, la loi de DARCY et la loi de conservation de la masse, nous obtenons une expression en pression: ^[07]

$$\Delta P + C_e (\text{grad } p)^2 - \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t}{k} \frac{dP}{dt} = 0 \dots\dots\dots(8)$$

$$\Delta P - \frac{1}{k} \frac{dP}{dt} = 0 \quad K = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (\text{Diffusivité hydraulique de milieu})$$

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

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

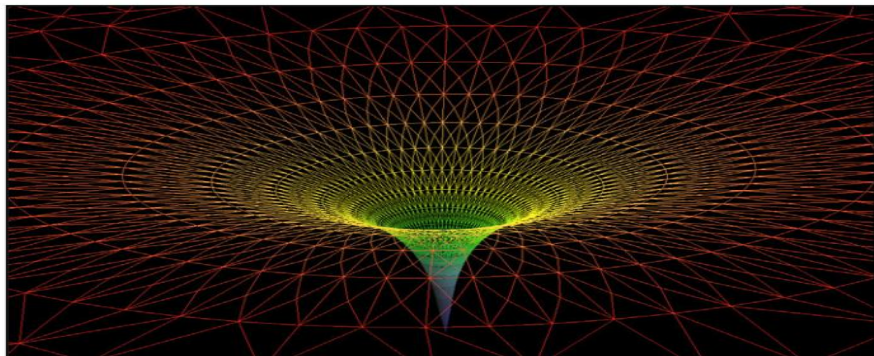


Figure (II-8): profile de pression 3D (IARF)

La résolution de cette équation décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits en se basant sur les conditions aux limites suivantes:

1. état de pression au début de l'essai ;
2. les limites de réservoir ;

3. l'état du puits.

Le plus souvent, on suppose que le réservoir est homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son épaisseur. la compressibilité et la viscosité des fluides sont constante et uniformes en utilisant les conditions aux limites suivantes :

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

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation :

$$P_i - P_{wf}(t) = \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,87S \right) \dots\dots\dots(10)$$

- Approximation logarithmique :

$$P_i - P(r, t) = - \frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i \left(\frac{-r^2}{4Kt} \right) \dots\dots\dots (11)$$

II-5-Les hypothèses:

Pour un écoulement transitoire la solution de cette équation est basée sur les hypothèses suivants :

- 1) L'écoulement est radial circulaire mono-phasique.
- 2) L'écoulement se fait à une température constante.
- 3) La formation a une épaisseur constante.
- 4) Le fluide a une viscosité et une compressibilité constante.
- 5) La perméabilité de réservoir est constante.
- 6) Le puits foré en open hole et perpendiculaire à la formation

II-6-Solution de l'équation de diffusivité: ^[02]

En utilisant les grandeurs sans dimension. P_D, t_D, r_D .

Pression: $P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P$ $P_D = \frac{kh}{141,2 \cdot qB\mu} \Delta P$	Temps: $t_D = \frac{k \cdot \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2}$ $t_D = \frac{0,000264 \cdot k \cdot \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2}$	Longueur : (SI) $r_D = \frac{r}{r_w}$ (US)
---	--	---

Chapitre III

Les modèles puits,
réservoir, frontières

III - Les modèles puits , réservoirs et frontières

III-1- Les conditions de puits: ^[11]

III-1 -1- Puits avec storage et skin (réservoir homogène):

Régimes caractéristiques:

- Effet de wellbore storage. Résultat : coefficient de wellbore storage C.
- Ecoulement radial. Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin.

Analyse log-log:

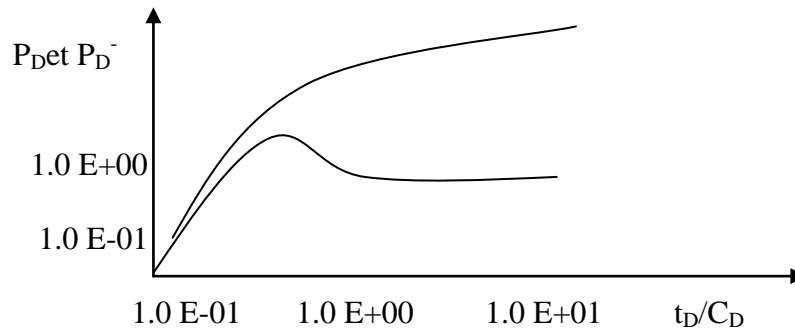


Figure (III-1) : comportement d'un puits avec storage et skin.

III-1- 2- Puits fracturé (fracture verticale de conductivité infinie ou avec flux uniforme): ^[11]

Deux solutions sont disponibles. L'une considère que le débit est uniformément distribué le long de la fracture, l'autre suppose que la conductivité de la fracture est infinie.

Régimes caractéristiques:

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement linéaire: droite de pente 1/2.
- Ecoulement pseudo radial: stabilisation de la dérivée à 0.5.

Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S.

Analyse log-log:

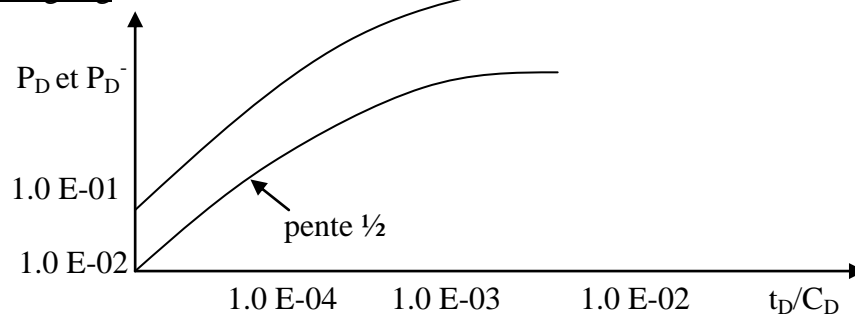


Figure (III-2): comportement d'un Puits fracturé (fracture verticale de conductivité infinie ou avec flux uniforme)

III-1- 3- Puits fracturé (fracture verticale de conductivité finie): ^[11]

Avec cette solution, les gradients de pression le long de la fracture ne sont pas négligés. Ce comportement s'observe lorsque la perméabilité de la fracture n'est pas nettement plus forte que la perméabilité de la formation, particulièrement lorsque la fracture est longue.

Régimes caractéristiques:

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement bi-linéaire: droite de pente 1/4. Résultat : conductivité de la fracture k_f
- Ecoulement linéaire: droite de pente 1/2. Résultat : demi-longueur de fracture x_f .
- Ecoulement pseudo radial: stabilisation de la dérivée à 0.5.

Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S .

Analyse log-log:

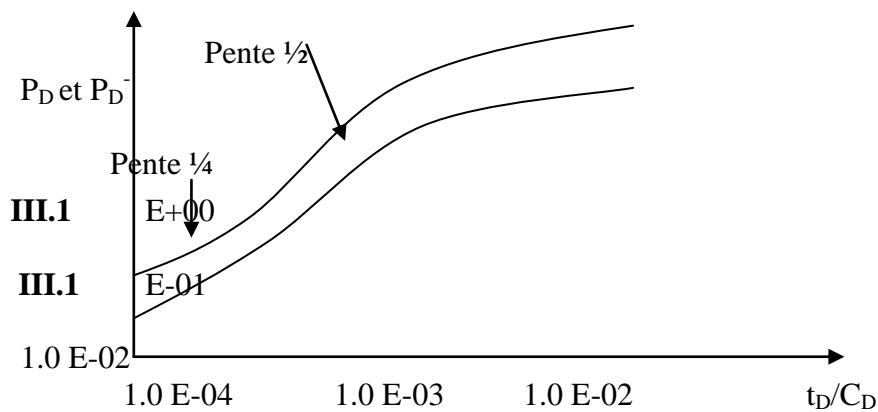


Figure (III-3) :comportement d'un Puits fracturé(fracture verticale de conductivité finie)

III-1-4-Puits en pénétration partielle : schéma représente un écoulement dans un puits en pénétration partielle ^[11]

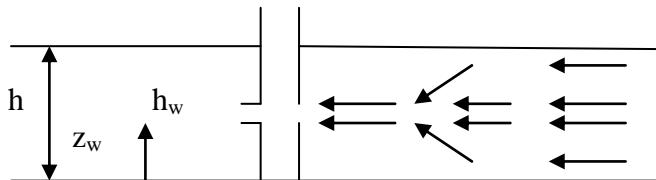


Figure (III-4) : écoulement sphérique.

H_w : épaisseur de l'intervalle perforé.

Z_w : distance entre le centre de l'intervalle perforé et la limite inférieure de la zone.

K_h : perméabilité horizontale, k_v : perméabilité verticale.

Régimes caractéristiques :

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement radial face à l'intervalle perforé : première stabilisation de la dérivée à 0.5 h/hw.

Résultats : produit perméabilité épaisseur pour l'intervalle perforé $k_H h w$ et skin mécanique (de colmatage) S_w .

- Ecoulement sphérique : droite de pente $-1/2$ sur la dérivée.

Résultat : anisotropie de perméabilité k_H/k_v et position de l'intervalle perforé sur l'épaisseur totale.

- Ecoulement radial sur l'épaisseur totale : seconde stabilisation de la dérivée à 0.5. Résultat : produit perméabilité épaisseur totale $k_H h$ et skin total S_t .

$$S_t = (h/h_w)S_w + S_{pp}$$

S_w : skin mécanique (de colmatage)

S_{pp} : skin de pénétration partielle

Analyse log-log :

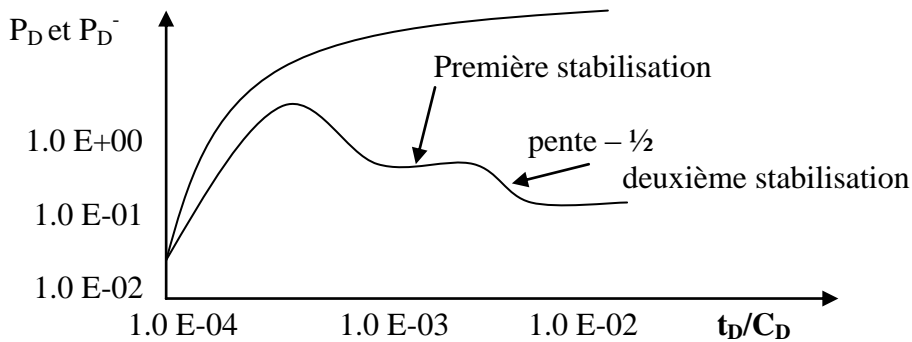


Figure (III-5): comportement d'un puits pénétration partielle.

III-1-5 Puits horizontal: l'écoulement dans un puits horizontal. ^[11]

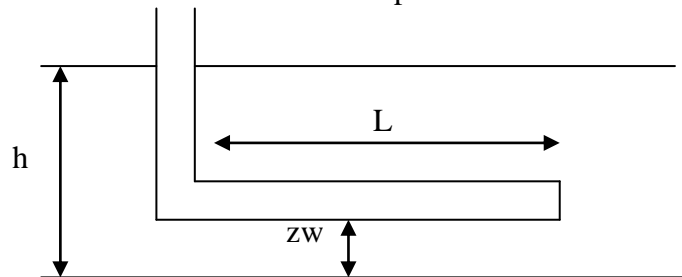


Figure (III-6) : schéma représente un écoulement dans un puits horizontal

L : longueur du drain horizontal.

Z_w : distance entre le drain horizontal le la limite inférieure de la zone

K_h : perméabilité horizontale, k_v : perméabilité verticale.

Régimes caractéristiques:

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement radial vertical: première stabilisation de la dérivée à $0.5(h/L)(Kh/kv)^{1/2}$. Résultat : anisotropie de perméabilité kH/kv et skin mécanique S_w
- Ecoulement linéaire entre les épontes: droite de pente $1/2$ sur la dérivée.
Résultat : longueur effective L et position z_w du drain horizontal.
- Ecoulement radial sur l'épaisseur totale: seconde stabilisation de la dérivée à 0.5 . Résultat : produit perméabilité épaisseur totale $k_H h$ et skin total S_t .

Analyse log-log:

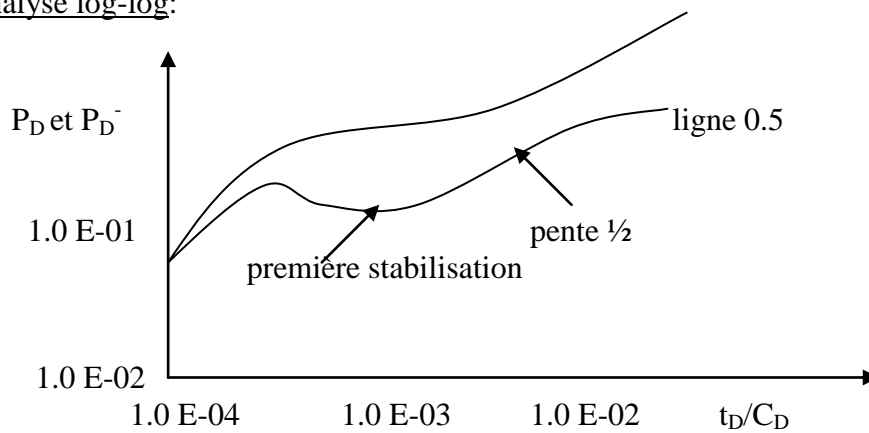


Figure (III-7):comportement d'un puits horizontal

III-2 – Les conditions des frontières: ^[11]

III-2- 1-Une faille étanche:

Régimes caractéristiques:

- Ecoulement radial circulaire.
- Ecoulement semi-radial

Analyse log-log: Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir homogène limité par une faille étanche

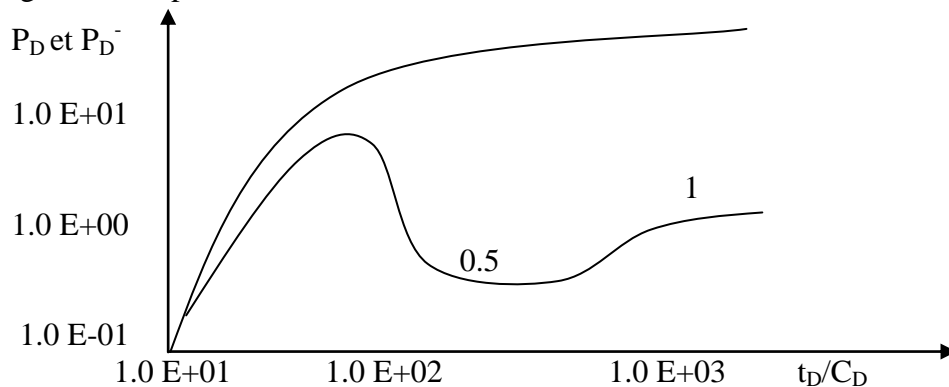


Figure (III-8):comportement d'un puits dû à une faille étanche.

III-2- 2-Deux failles étanches parallèles:

Régimes caractéristiques:

- Ecoulement radial circulaire.
- Ecoulement linéaire.

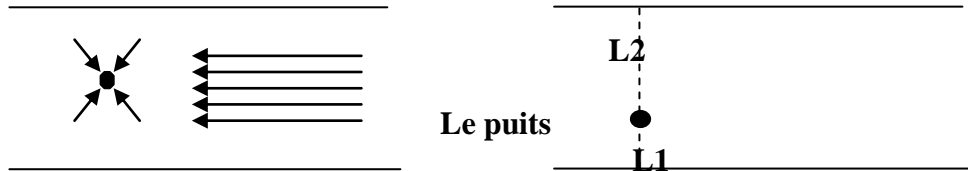


Figure (III-9): écoulement dans un puits situé entre deux failles étanches parallèles.

Analyse log-log:

Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir homogène limité par deux failles parallèle

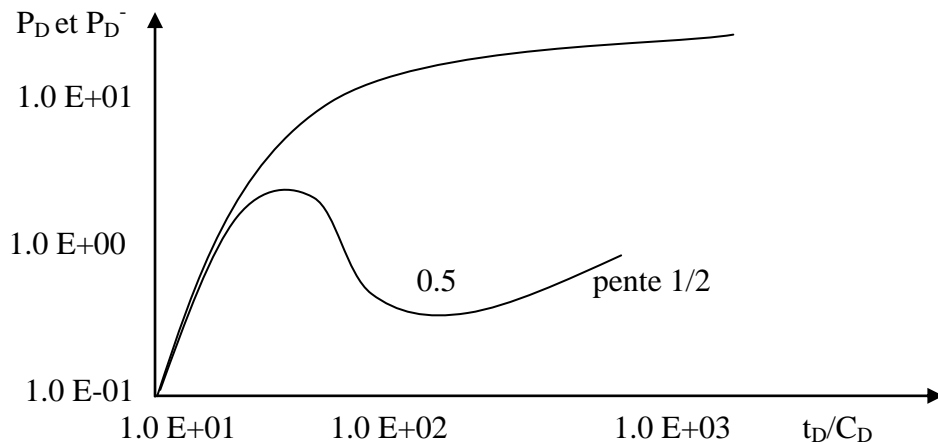


Figure (III-10):comportement d'un puits situé entre deux failles étanches parallèles.

III-2 -3-Deux failles étanches sécantes:

L'angle des deux failles est inférieur à 180°.

Le réservoir est infini dans les autres directions.

Le puits est situé à un angle θ_w dans le secteur et la distance du puits à l'intersection est L_D .

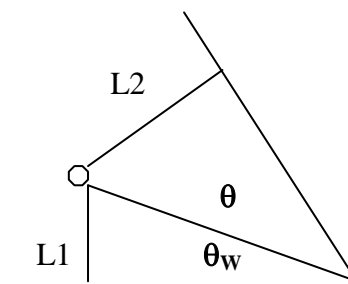


Figure (III-11): écoulement dans un puits situé entre deux failles étanches sécantes

La distance des deux failles L_1 ET L_2 est définie par : $L_1 = L_D r_w \sin \theta_w$

$$L_2 = L_D r_w \sin (\theta - \theta_w) \quad \text{avec } L_D = L/r_w$$

Régimes caractéristiques:

- Ecoulement radial circulaire.
- Ecoulement linéaire.
- Fraction de l'écoulement radial.

Analyse log-log:

Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir homogène limité par deux failles sécantes

Lorsque par exemple l'angle des failles est de 60°, le secteur angulaire fait 1/6 du plan (2π), et la dérivée stabilise à 3

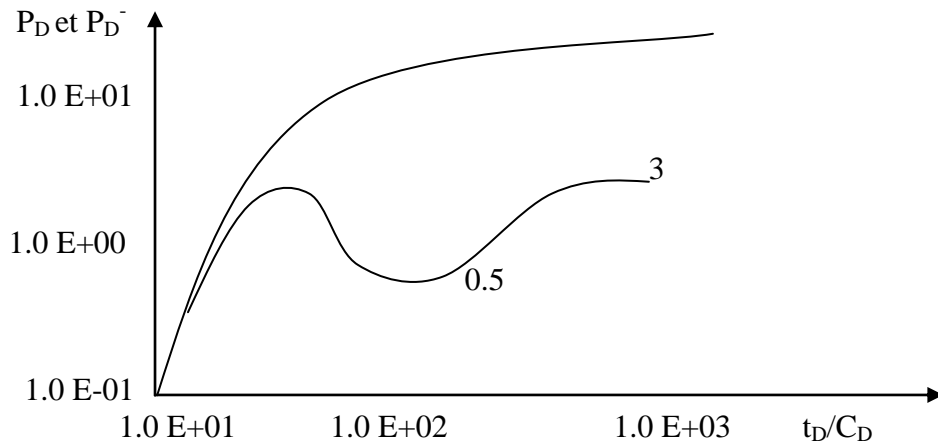


Figure (III-12):comportement d'un puits situé entre deux failles étanches sécantes

III-2-4-Frontière à pression constante:

Analyse log-log:

Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir homogène avec une frontière à pression constante

La dérivée stabilisée s'exprime, en termes sans dimension:

$$P_D = \ln(2L_D) + S$$

La dérivée suit une droite de pente -1.

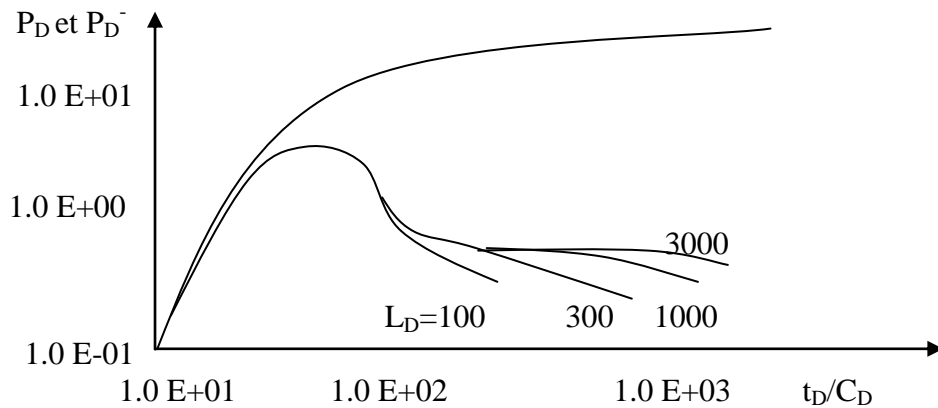


Figure (III-13):comportement d'un puits avec frontière à pression constante.

III-2-5-Frontière semi-perméable:

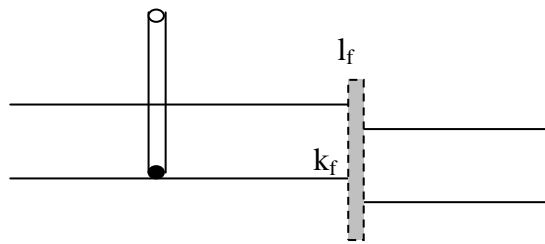


Figure (III-14): écoulement dans un puits avec une frontière semi-perméable.

La faille semi-étanche est à la distance L du puits, son épaisseur est l_f sa perméabilité k_f . La transmissibilité de la faille ω s'exprime sans dimension:

$$\omega = (k_f / l_f) / (k / L)$$

Analyse log-log:

Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir homogène avec une frontière semi-perméable

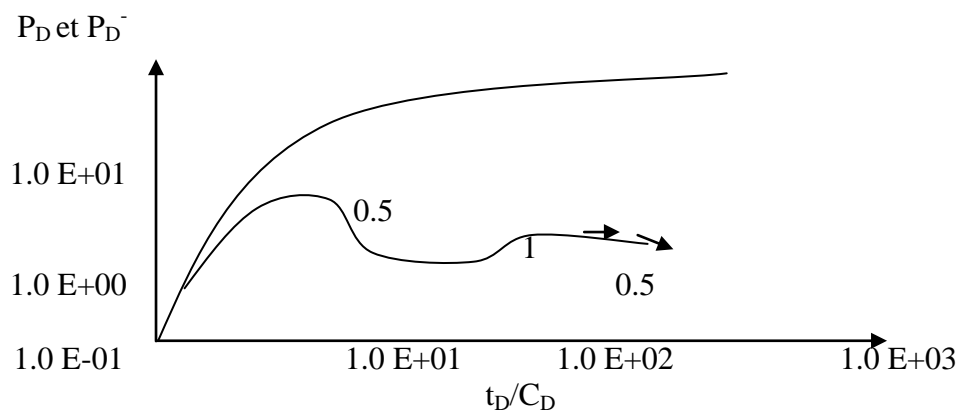


Figure (III-15):comportement d'un puits avec frontière à pression semi-perméable.

Chapitre IV

Méthode
numérique

IV-1 Introduction

Les modèles numériques deviennent de plus en plus populaires dans l'analyse well test, principalement parce qu'ils traitent des problèmes au delà de l'extension des modèles analytiques et semi analytiques. Les deux principaux domaines d'application des modèles numériques sont les domaines non-linéaires, tels que les écoulements non-Darcien, et les réservoirs ou puits à géométrie complexe.

Les premières applications du modèle numérique à l'interprétation des essais de puits ont été faites dans l'industrie à l'aide des simulateurs standard de réservoirs avec l'amélioration locale de grille. Ces dernières années, des améliorations des grilles automatiques non structurées et l'utilisation des ordinateurs plus rapides ont permis à de tels modèles d'être produits dans une période qui semble acceptable pour l'utilisateur. Le temps requis pour calculer la solution a diminué des jours aux heures, puis aux minutes et maintenant, pour des problèmes linéaires, aux secondes^[06]

IV-2- Construction du modèle numérique

IV-2-1-Construction du modèle 2D (2D MAP):

C'est le point de départ pour n'importe quelle description détaillée du réservoir, accessible d'une étiquette dans la fenêtre de Saphir.

Le modèle linéaire numérique peut être construit par des puits (géométrie et position). Le modèle peut être divisé en parts composées en dessinant les failles, les frontières, les zones composées dans le réservoir et/ou autour des puits, la distribution de l'épaisseur et de porosité.

Etape 1 : Après avoir défini l'échelle, les différents types de puits, la localisation des puits, ainsi que les failles et les limites du réservoir doivent être introduits.

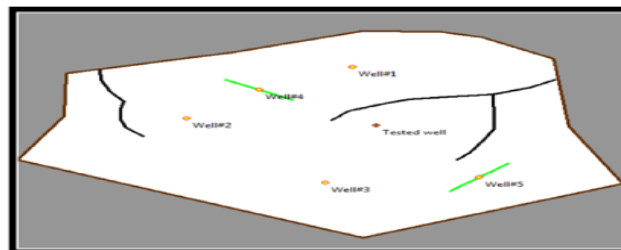


Figure (IV-1) : Exemple d'une carte d'un modèle de réservoir.

Etape 2 : La définition des zones composées autour du puits et du réservoir. D'autres paramètres peuvent être pris en compte tels que la distribution de la perméabilité et l'épaisseur dans le réservoir.

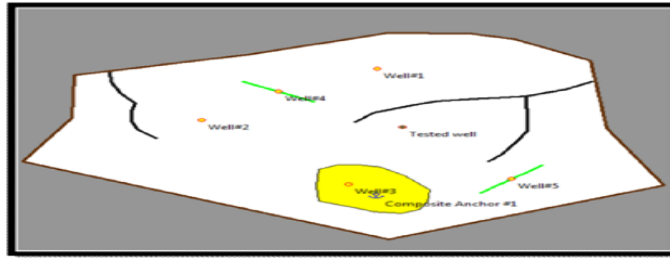


Figure (IV-2) : Définition d'une zone composite

Etape 3: L'extraction des mailles se fait automatiquement en cliquant sur l'icône 'Show grid'.

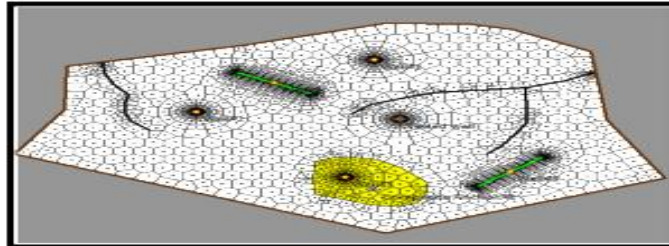


Figure (IV-3) : Extraction du Voronoi grid.

IV-2-2- Construction de maillage de Voronoi:

La base de Voronoi gridding génère une série des points localisés appelés 'grid nodes', qui peuvent être spécifiés à l'intérieur du domaine indépendamment de la position des autres nœuds. Il est donc impossible d'identifier une grille par une série d'index (i,j) dans le 2D et (i,j,k) dans 3D, c'est pour cette raison qu'une maille de Voronoi est qualifiée d'une maille non structurée. Une cellule de Voronoi est définie comme de l'espace proche de son nœud de maille qu'à n'importe quel autre nœud de maille. Une propriété principale du maillage de Voronoi est que le segment de contact entre deux cellules voisines est le bisecteur du segment liant les nœuds de cellules.

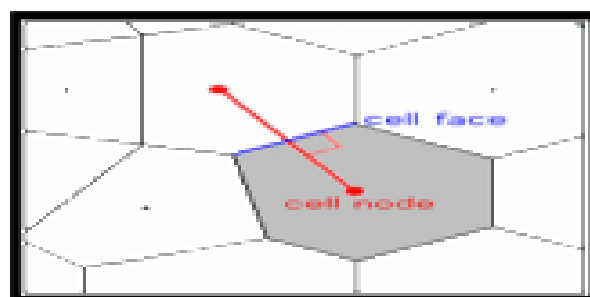
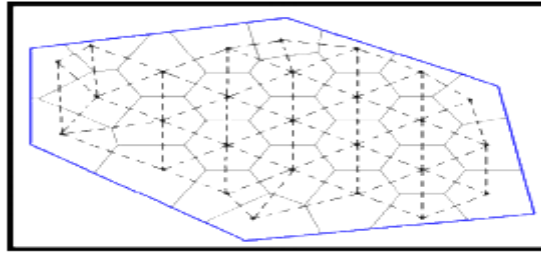


Figure (IV-4) : Propriété du Voronoi grid.

La grille de Voronoi est étroitement liée à la triangulation de Deluanay. En fait les facettes de Deluanay sont obtenue sen liant les nœuds de cellules de Voronoi.



Figure(IV-5) : Voronoi grid et Deluanay triangulation (broken lines).

La grille est établie par la superposition des modules simples. Un module est un ensemble d'emplacements associés à un élément de réservoir. Les types principaux de module sont:

- Les modules radiaux sont construits autour des puits. La figure montre les modules tronqués par interférence et les nœuds restants après traitement

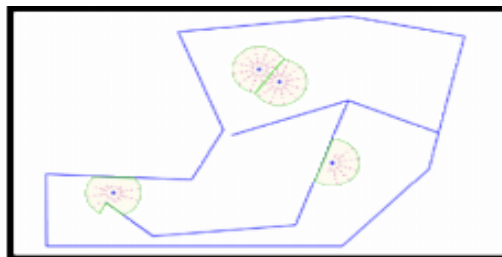


Figure (IV-6) : Modules radiaux.

Les modules des segments sont construits autour des failles et du contour. le diagramme ci-dessous montre les nœuds restants après traitement.

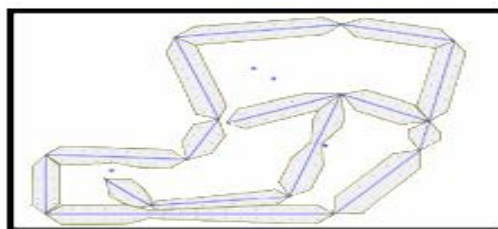


Figure (IV-7) : Les modules des segments

Les modules formant les coins sont construits et constituent une amélioration locale qui permettent de s'assurer que la forme de la grille de Voeronoi va suivre exactement les angles formés par le contour et les failles.

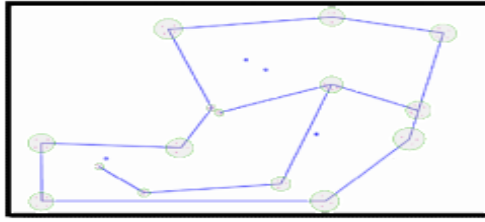


Figure (IV-8) : Construction des modules formant les coins.

La figure Figure (IV-9) montre la superposition finale de tous les modules dans laquelle sont indiquées les principales interférences.

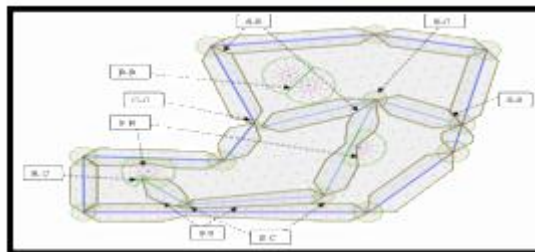


Figure (IV-9) : Superposition final des modules.

Enfin, la triangulation est exécutée, et la grille de Voronoi résultante pour cette géométrie est exposée dans la figure ci-dessous.

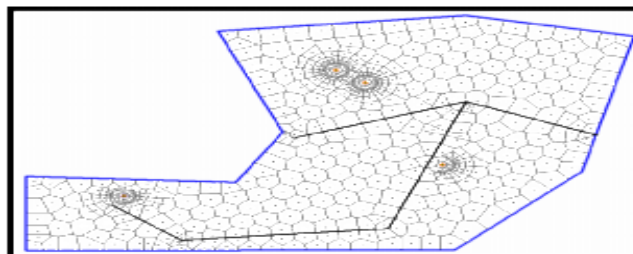


Figure (IV-10) : Voronoi grid

La superposition des figures montre l'influence spécifique de chaque module sur le résultat final.

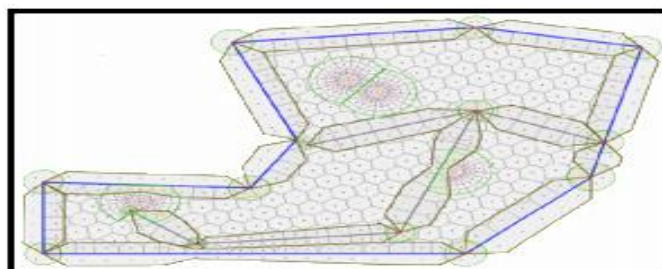


Figure (IV-11) : Superposition finale des modules et Voronoi grid.

Chapitre V

Partie pratique

V- 01 - Introduction:

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...). De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire.

Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement Ecrin qui est la quatrième Version développée par KAPPA. Ecrin V4.10.02 intègre toutes les applications de KAPPA, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis.

V- 02 - Description et utilisation du logiciel Saphir :

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

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

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres 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 régimes d'écoulement. Parmi ces courbes on a MDH et Horner.

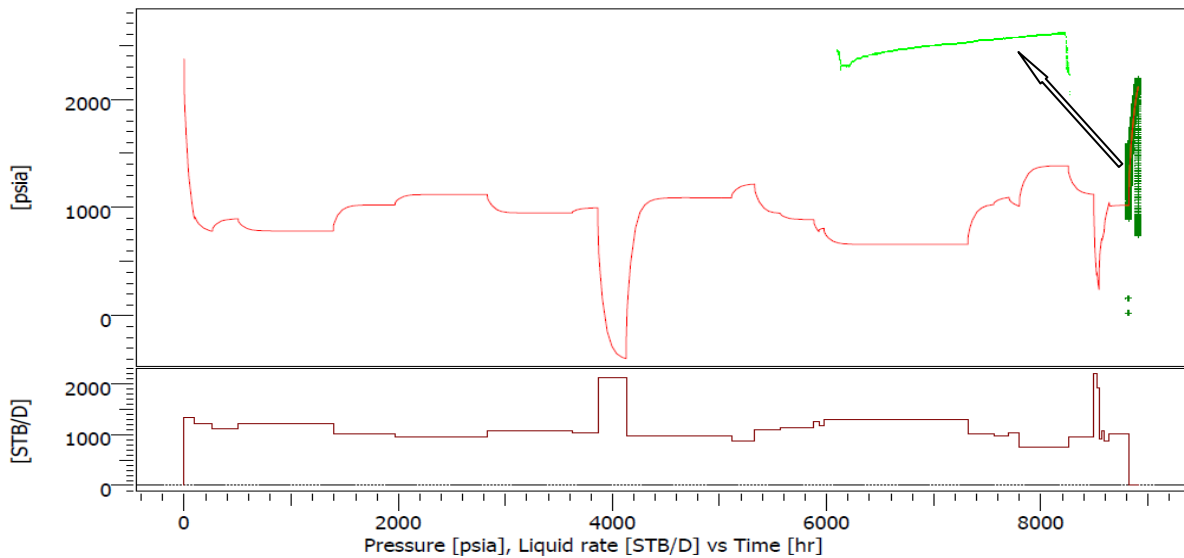
V- 03 - Puits AR49 :

Le puits AR49 est un puits producteur d’huile, horizontal, foré et complété en liner crépine le (07\03\2002).

Un test de BUILD-UP a été réalisé en 18-22\05\2012 pour l’évaluation des paramètres du réservoir et l’optimisation de débit de production.

La fiche technique est présentée dans l’annexe 01.

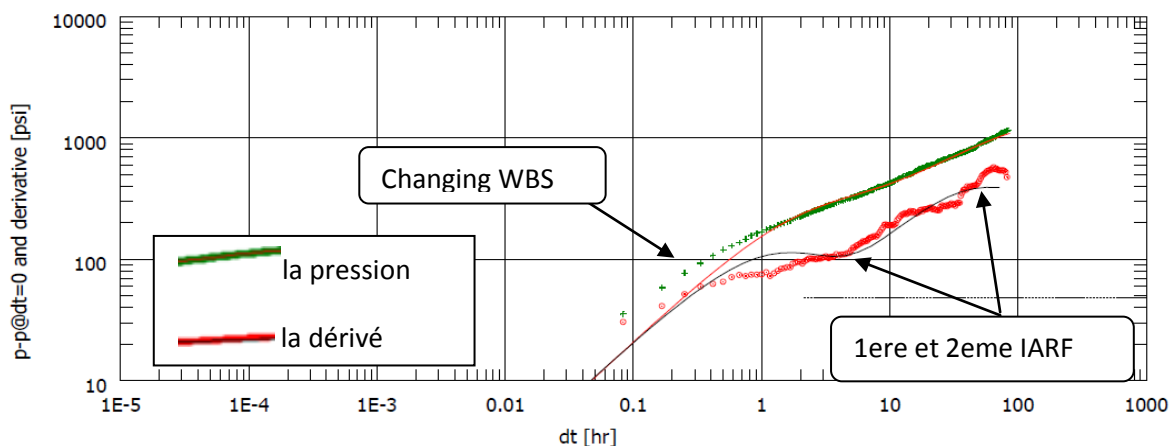
V- 03 – 01 la variation de débit de production est donné dans la figure suivante :



Figure(V.1): l’historique de débit de production du puits AR49.

V- 03 - 02 Test de BPU 18-22\05\2012 pour AR49 :

Les résultats de test, la courbe log-log de pression et sa dérivée sont représentées dans la figure et l’extrait de PDF suivants :



Figure(V.2): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (BU).

Les résultats obtenus à travers la courbe log-log de pression et sa dérivée :

Tableau (V.1): résultats de test B.U analytique

Pressure build-up #1		Model Parameters	
Rate	0 STB/D	Well & Wellbore parameters (Tested well)	
Rate change	1028 STB/D	C	3.08 bbl/psi
P@dt=0	1022.99 psia	Ci/Cf	0.106
Pi	2369.49 psia	delta_t	4.16 hr
Smoothing	0.3	Skin	12.9
Selected Model		Geometrical Skin	-11.1
Model Option	Standard Model	well length	771.069 ft
Well	Horizontal, Changing Storage (Fair)	Zw	159.605 ft
Reservoir	Homogeneous	Theta	0 °
Boundary	Rectangle, No flow	Reservoir & Boundary parameters	
Top/Bottom	Constant P./Constant P.	h	174 ft
Main Model Parameters		Pi	2369.49 psia
TMatch	0.234 [hr] ⁻¹	k.h	685 md.ft
PMatch	0.0102 [psia] ⁻¹	k	3.94 md
C	3.08 bbl/psi	kz/kr	1.57
Total Skin	1.83	S - No flow	2110 ft
k.h, total	685 md.ft	E - No flow	1560 ft
k, average	3.94 md	N - No flow	49900 ft
Pi	2369.49 psia	W - No flow	49900 ft
		Derived & Secondary Parameters	
		Delta P (Total Skin)	178.827 psi
		Delta P Ratio (Total Skin)	0.163964 Fraction
		Pbar	2364.54 psia

V- 03 – 03 Interprétation de résultats des tests :

Le test de BUILD-UP montre clairement le comportement du modèle horizontal avec le réservoir homogène.

La courbe de la dérivée représente 3 périodes d'écoulement :

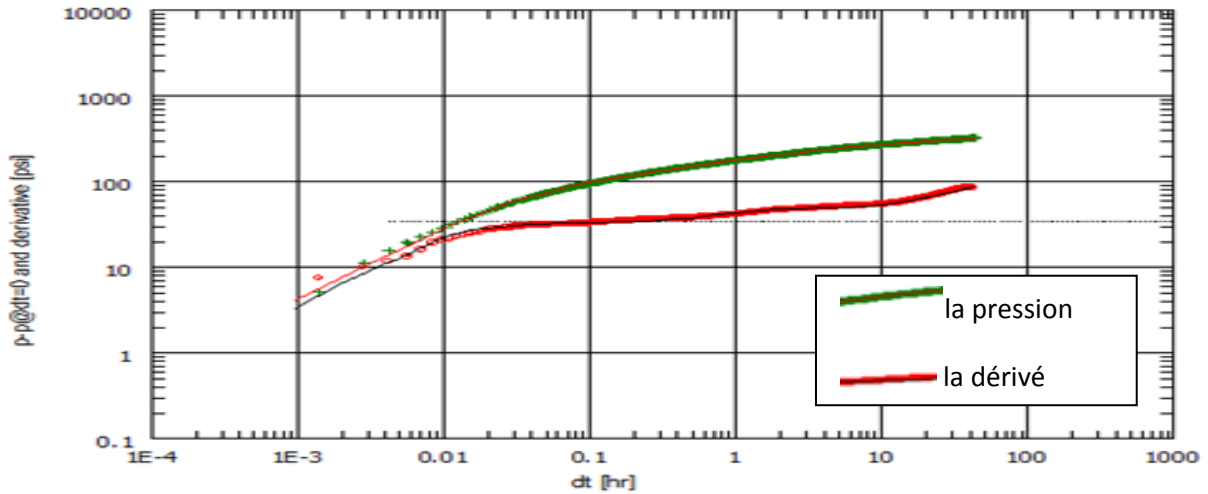
1. Le changing de WBS.
2. Ecoulement radial Vertical (1^{ère} IARF) ; avec une stabilisation de la dérivée (0.5) et k= 3.94md .
3. Ecoulement linéaire Vertical ; avec une pente de 1/2 dans la dérivée.

On remarque que WBS changing - sans stabilisation dans la 1^{ère} et la 2^{ème} IARF haut skin.

On trouve donc que le Skin est de l'ordre de 13, ce qui montre que le puits est endommagé et cela nécessite une opération de stimulation.

L'acidification est recommandée pour ce puits, car elle peut donner de bons résultats qui sont économiquement rentables.

Un autre test BU a été réalisé pour suivre le succès de l'opération précédente (s'il y a un changement de paramètres tels que kh, S, Pi... ou non.). Dans ce test BU nous avons utilisé la 2^{ème} méthode de l'interprétation (méthode numérique).



Figure(V.3): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (BU) par méthode numérique

Tableau (V. 2): résultats du testB.U numérique.

Pressure build-up #2		Model Parameters	
Rate	0 STB/D	Well & Wellbore parameters (AR49 Horizontal)	
Rate change	2898.34 STB/D	C	0.0203 bbl/psi
P@dt=0	2845.82 psia	Ci/Cf	1.29
Pi	3237.01 psia	delta t	0.0267 hr
Smoothing	0.1	Skin	-3.62
Selected Model		Reservoir & Boundary parameters	
Model Option	Numerical, Material Balance	Pi	3237.01 psia
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)	k.h	2040 md.ft
Reservoir	Homogeneous	k	11.7/md
Boundary	Polygonal, No flow	Composite Anchor #1	
Main Model Parameters		M	1
TMatch	118 1/hr	D	1
PMatch	0.0147 1/psia	Zone area	0.120927 acre
C	0.0203 bbl/psi	Composite Anchor #2	
Total Skin	-3.62	M	1.8
k.h, total	2040 md.ft	D	1.8
k, average	11.7 md	Zone area	
Pi	3237.01 psia	1435.34 acre	
		Derived & Secondary Parameters	
		Delta P (Total Skin)	
		-246.558 psi	

On déduit que les paramètres de réservoir sont changés, et le puits est en bon état (skin= -3.62 et k =11.7), donc L'acidification est beaucoup plus recommandée pour ce puits.

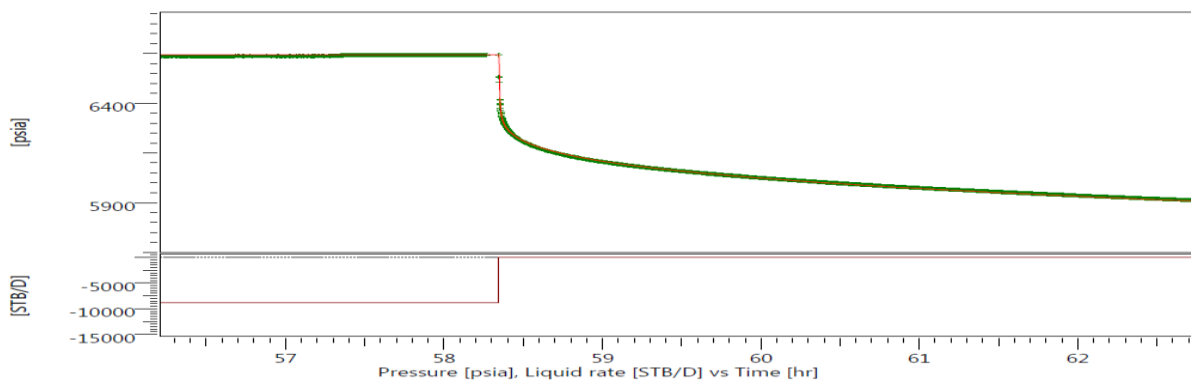
V- 04 Puits AR100 :

Le puits AR100 est un puits injecteur d'eau, Vertical, foré et complété en cased hole en février 2007.

Un test de FALL-OFF a été réalisé en 20-30\09\2014 pour connaître la qualité de communication (la mobilité) et l'influence sur les puits producteurs

La fiche technique est présentée dans l'annexe 01.

La variation de débit de production est donné dans la figure suivante :

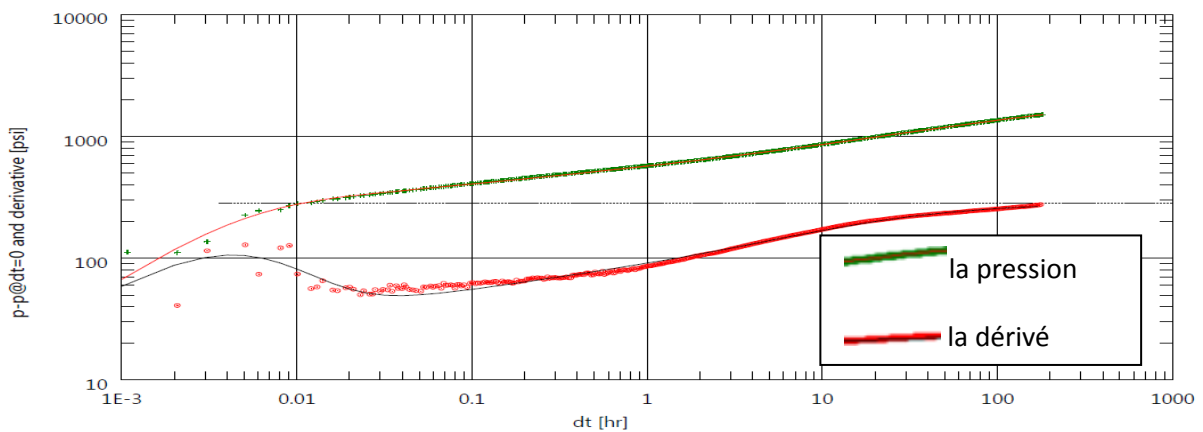


Figure(V.4): l'historique de débit de l'injectivité du puits AR100.

V- 04 - 01 Test de FO 20-30\09\2014 pour AR100 :

Les résultats de test et la courbe log-log de pression et sa dérivée sont représentés dans

La figure suivante :



Figure(V.5): la courbe de log-log de la pression et sa dérivée (FO).

Tableau (V. 3): résultats du test F.O

20140920 to 20140930 ar100 falloff11000 fall-off #3		Model Parameters	
Rate	0 STB/D	Well & Wellbore parameters (Tested well)	
Rate change	8794.18 STB/D	C	0.00478 bbl/psi
P@dt=0	6643.07 psia	Ci/Cf	3.66
Pi	4102.73 psia	delta_t	1.66E-5 hr
Smoothing	0.1	Skin	0.343
		Geometrical Skin	-4.29
Default values are used!		Xf	651 ft
Selected Model		Fc	4780 md.ft
Model Option	Standard Model	Reservoir & Boundary parameters	
Well	Fracture - Finite conductivity, Changing Storage (Hegeman)	Pi	4102.73 psia
Reservoir	Homogeneous	k.h	2240 md.ft
Boundary	Infinite	k	4.55 md
Main Model Parameters		Derived & Secondary Parameters	
TMatch	0.0157 [hr]-1	Rinv	1960 ft
PMatch	0.00177 [psia]-1	Test. Vol.	63.5909 MMB
C	0.00478 bbl/psi	Delta P (Total Skin)	-2233.32 psi
Total Skin	-3.95	Delta P Ratio (Total Skin)	-1.47795 Fraction
k,h, total	2240 md.ft		
k, average	4.55 md		
Pi	4102.73 psia		

V- 04 - 02 Interprétation de résultats des tests :

Le test de FALL OFF montre clairement le comportement du modèle Vertical , avec le réservoir homogène.

La courbe de la dérivée représente 4 périodes d'écoulement :

1. Le changing WELLBORE STORAGE.
2. Ecoulement radial Vertical (1ere IARF) ; avec une stabilisation de la dérivée (0.5)k= 4.55md
3. Ecoulement linéaire Vertical ; avec une pente de 1/2 dans la dérivée.

On remarque que WBS changing - sans stabilisation dans la 1^{ère} et la 2^{ème} IARF.

On remarque un haut longueur de Xf, ce qui montre qu'il est obéi à une opération de fracturation artificiel .

- Poursuivre la surveillance de puits d'injection et d'assurer une bonne qualité des données
- La stimulation du puits n'est pas urgence pour le moment en raison du faible skin observé.

V- 05 - Puits G35 :

G35 est un puits producteur d'huile, foré et complété en OPEN-HOLE en juillet 2004, puis il est mis en production en Septembre 2004. On a utilisé la carte géologique du Nord d'EL Gassi pour générer la carte 2D du modèle numérique

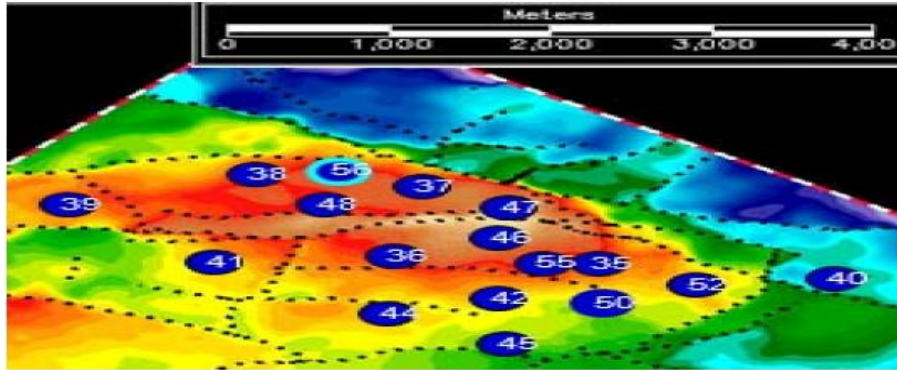


Figure (V.6): une demi- carte géologique du Nord d'El Gassi.

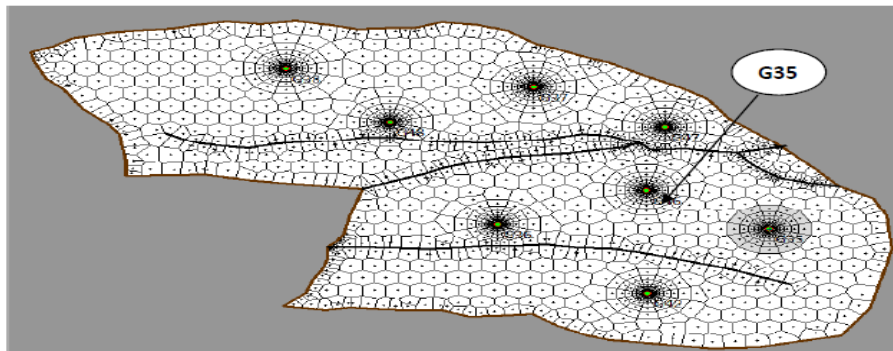
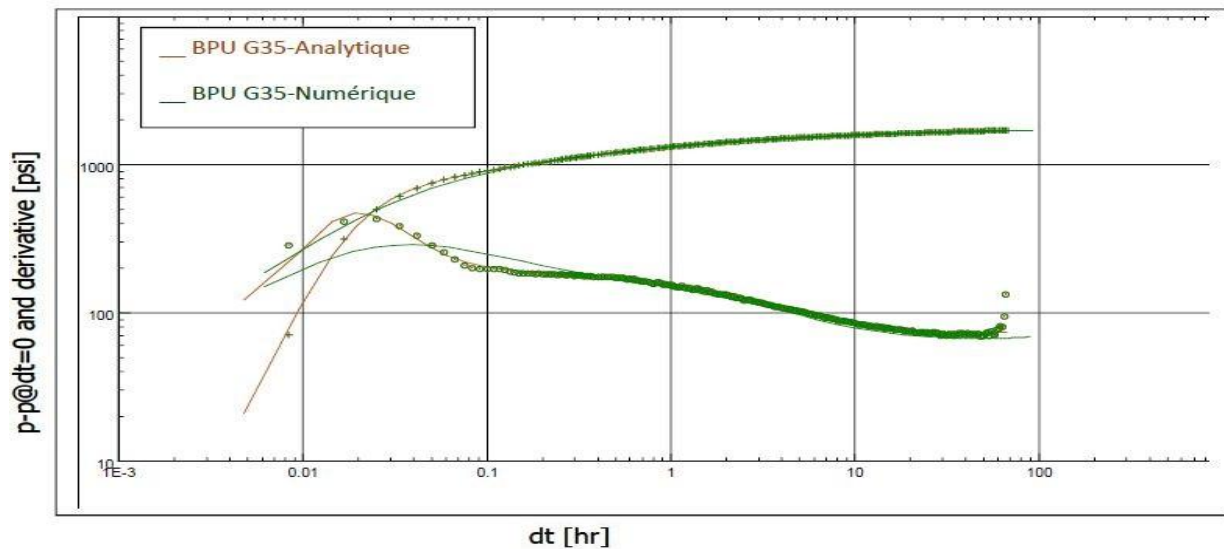


Figure (V.7) : la carte 2D du modèle numérique.

V- 05 – 01- les courbes montrer les résultats enter la comparaison des résultats analytiques et numériques:



Figure(V.8): Comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques du (G35)

Tableau (V.4) : comparaison des résultats numériques et analytiques (G35).

Model Option	Standard Model	Model Option	Numerical
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage	Well	Vertical -Limited entry
Reservoir	Homogeneous	Reservoir	Homogeneous
Boundary	Infinite	Boundary	Polygonal, No flow
Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow
Main Model Parameters		Main Model Parameters	
TMatch	4660 l/hr	TMatch	295 l/hr
PMatch	0.00676 l/psia	PMatch	0.00686 l/psia
C	1.67E-4 bbl/psi	C	0.00269 bbl/psi
Total Skin	4.13	Total Skin	4.82
k.h, total	792 md.ft	k.h, total	804 md.ft
k, average	3.55 md	k, average	3.61 md
Pi	6301.2 psia	Pi	6308.75 psia
Model Parameters		Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (G35)		Well & Wellbore parameters (G35)	
C	1.67E-4 bbl/psi	C	0.00269 bbl/psi
Ci/Cf	999		
Alpha	339		
Skin	-4.68	Skin	-3.97
Geometrical Skin	8.81	Geometrical Skin	8.79
Hw	85.4571 ft	Hw	85 ft
Zw	110.711 ft	Zw	111.549 ft
Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters	
H	223 ft	Pi	6308.75 psia
Pi	6301.2 psia	k.h	804 md.ft
k.h	792 md.ft	K	3.61 md
K	3.55 md	kz/kr	0.232
kz/kr	0.207	H	223 ft
Derived & Secondary Parameters		Derived & Secondary Parameters	
Prod. Index	1.03128 [STB/D]/psia	Prod. Index	1.03128 [STB/D]/psia
Rinv	548 ft	Delta P (Total Skin)	702.492 psia
Test. Vol.	0.0157717 bcf	Pbar	6290.1 psia
Delta P (Total Skin)	611.34 psia		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.357432 Fraction		

D'après le tableau, on remarque que les principaux résultats des 02 modèles sont en accords (analytique : $K=3.55$, $S=4.13$ /Numérique : $K=3.16$, $S=4.82$). L'interprétation des trois tests montre que :

Le modèle de pénétration partielle est justifié par les données géologiques (le puits n'est pas foré sur toute la couche productrice),

L'interprétation montre l'augmentation du skin augmente qui est causé par l'augmentation du top des sédiments.

• L'opération de CLEAN-OUT n'est pas efficace car l'écoulement est un problème
Continue pour ce puits.

V- 06 - Puits G37 :

Le puits G37 est un puits producteur d'huile vertical, foré et complété en OPEN-HOLE en janvier 2005 (n'est pas foré sur toute la couche productrice). Il est mis en production en février 2005. Un test de BUILD-UP a été réalisé pour l'évaluation des paramètres de réservoir et l'optimisation de débit de production.

L'interprétation analytique du puits G 37 montre que G37 est un puits avec pénétration partielle dans un réservoir homogène.

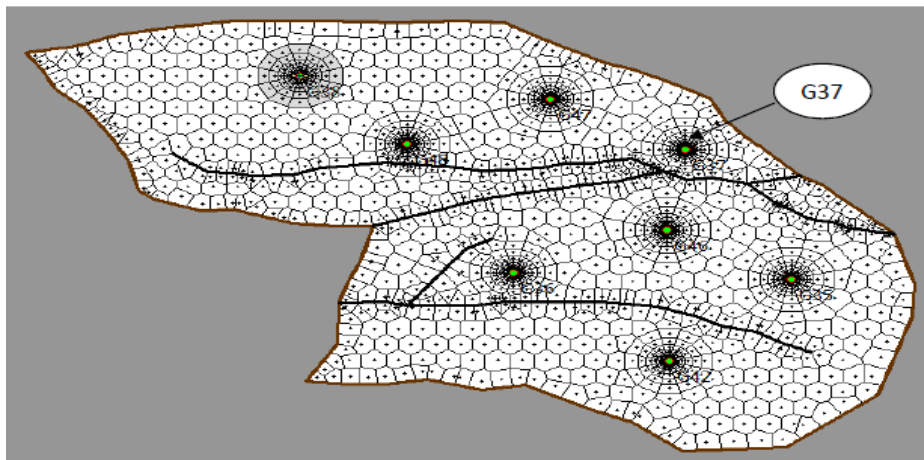


Figure (V.9): carte 2D du modèle numérique(G37).

V- 06 – 01- La comparaison des résultats analytiques et numériques : elle est présentée dans la figure et le tableau suivant:

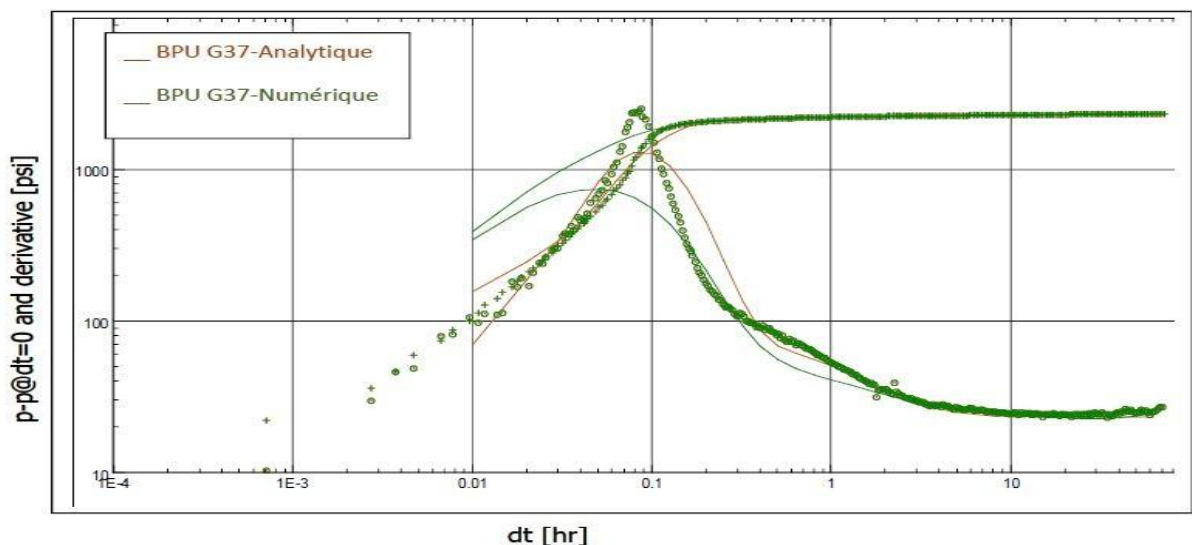


Figure (V.10): comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques

Tableau (V.5) : comparaison des résultats numériques et analytiques (G37).

Model Option	Standard Model	Model Option	Numerical, Other Wells Included
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage (Hegeman)	Well	Vertical - Limited entry
Reservoir	Homogeneous	Reservoir	Homogeneous
Boundary	Infinite	Boundary	Polygonal, No flow
Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow
Main Model Parameters		Main Model Parameters	
TMatch	4080 1/hr	TMatch	877 1/hr
PMatch	0.0215 1/psia	PMatch	0.0198 1/psia
C	0.00121 bbl/psi	C	0.00518 bbl/psi
Total Skin	42.3	Total Skin	36.7
k.h, total	3850 md.ft	k.h, total	3540 md.ft
k, average	14.3 md	k, average	13.1 md
Pi	6051.88 psia	Pi	6652.28 psia
Model Parameters		Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (G37)		Well & Wellbore parameters (G37)	
C	0.00121 bbl/psi	C	0.00518 bbl/psi
Ci/Cf	7.33	Skin	31.5
Alpha	15700	Geometrical Skin	5.15
Skin	7.35	Hw	134.521 ft
Geometrical Skin	35	Zw	134.521 ft
Hw	35.1821 ft		
Zw	139.6 ft		
Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters	
H	269 ft	Pi	6652.28 psia
Pi	6051.88 psia	k.h	3540 md.ft
k.h	3850 md.ft	K	13.1 md
K	14.3 md	kz/kr	0.103
kz/kr	0.118	H	269 ft
Derived & Secondary Parameters		Derived & Secondary Parameters	
Prod. Index	0.973546 [STB/D]/psia	Prod. Index	0.973546 [STB/D]/psia
Rinv	1660 ft	Delta P (Total Skin)	1853.05 psia
Test. Vol.	0.208648 bcf	Pbar	6183.36 psia
Delta P (Total Skin)	1966.71 psia		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.830726 Fraction		

Le modèle numérique du puits avec pénétration partielle dans un réservoir homogène donne le même résultat que celle de la solution analytique.

Aussi dans le cas de la pénétration partielle le skin totale est plus élevée du skin géométrie

Si kz diminue la pente $-1/2$ de l'écoulement sphérique devient évident, et la durée du régime d'écoulement sphérique augmente, ainsi que la perte de la charge totale augmente (courbe log-log). Le skin global augmente aussi, comme il est montré par la séparation des courbes log-log et la dérivée.

On recommande l'acidification pour diminuer le skin de l'endommagement

On remarque que la perméabilité au voisinage du puits G37 est plus grande que celle des autres puits dans la même zone qui est caractérisé par une faible perméabilité.

Conclusion :

- D'après l'interprétation du test de BUILD-UP on peut conclure que le puits G37 est un puits avec skin de 42.3 et dans un réservoir de perméabilité de 14.3 md.
- Une grande perméabilité dans puits G37 peut être causée par Des fractures dans la couche productrice.

V- 07 - Puits G38 :

Le puits G38 est un puits producteur d'huile, foré et complété en OPEN-HOLE en avril 2005 (il n'est pas foré sur toute la couche productrice), puis il est mis en production le 03 juillet 2005.

Un BUILD-UP a été réalisé pour l'évaluation des paramètres du réservoir (K, S,...) et déterminer le potentiel initial du puits.

D'après l'interprétation analytique ; le puits G38 est un puits avec pénétration partielle dans un réservoir homogène. Pour l'interprétation numérique, on a utilisé la carte géologique du Nord d'El Gassi pour créer la carte 2D du modèle numérique:

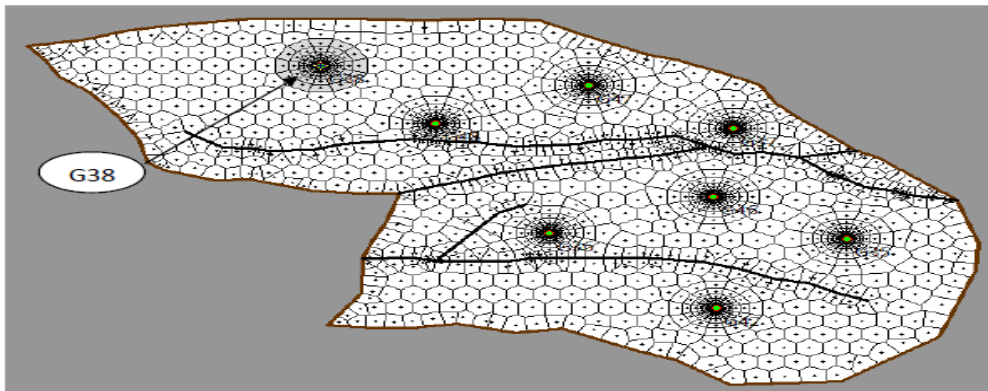
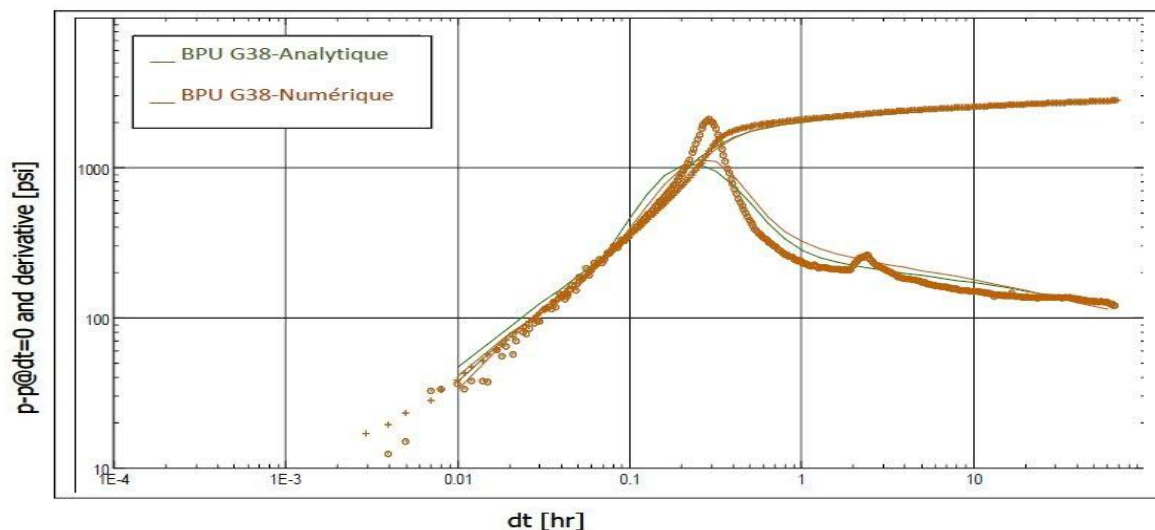


Figure (V.11): carte 2D du modèle numérique (G38).

V- 07 – 01- La comparaison des résultats analytiques et numériques : elle est présentée dans la figure et le tableau suivants :



Figure(V.12): Comparaison des résultats (plots) numériques et analytiques (G38).

Tableau(V.6) : comparaison des résultats numériques et analytiques (G38).

Model Option	Standard Model	Model Option	Numerical, Other Wells Included
Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage	Well	Vertical - Limited entry, Changing Storage
Reservoir	Homogeneous	Reservoir	Homogeneous
Boundary	Infinite	Boundary	Polygonal, No flow
Top/Bottom	No flow/No flow	Top/Bottom	No flow/No flow
Main Model Parameters		Main Model Parameters	
TMatch	97.3 1/hr	TMatch	111 1/hr
PMatch	0.00397 1/psia	PMatch	0.00406 1/psia
C	0.00439 bbl/psi	C	0.00395 bbl/psi
Total Skin	3.55	Total Skin	3.56
k.h, total	333 md.ft	k.h, total	340 md.ft
k, average	1.13 md	k, average	1.15 md
Pi	6322.27 psia	Pi	6895.87 psia
Model Parameters		Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (Tested well 38)		Well & Wellbore parameters (Tested well 38)	
C	0.00439 bbl/psi	C	0.00395 bbl/psi
Ci/Cf	4.53	Ci/Cf	4.53
Alpha	3500	Alpha	3900
Skin	-0.675	Skin	-1.75
Geometrical Skin	4.22	Geometrical Skin	5.31
Hw	175 ft	Hw	147.621 ft
Zw	150 ft	Zw	147.621 ft
Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters	
H	295 ft	Pi	6895.87 psia
Pi	6322.27 psia	k.h	340 md.ft
k.h	333 md.ft	K	1.15 md
K	1.13 md	kz/kr	0.0909
kz/kr	0.0951	H	295 ft
Derived & Secondary Parameters		Derived & Secondary Parameters	
Prod. Index	0.376521 [STB/D]/psia	Prod. Index	0.376521 [STB/D]/psia
Rinv	524 ft	Delta P (Total Skin)	876.566 psia
Test. Vol.	0.0178531 bcf		
Delta P (Total Skin)	894.157 psia		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.322495 Fraction		

Après la comparaison des résultats analytiques et numériques, on remarque que les principaux résultats des 02 modèles sont en accords.

D'après l'étude comparative précédente des puits « G35, G37, G38 », on remarque que les modèles analytiques et numériques sont comparables. Le réservoir est homogène mais avec des mauvaises caractéristiques.

De l'interprétation on peut conclure que la production est médiocre dans G38 à cause des caractéristiques pauvres du réservoir ($K=1,13$).

Conclusion général

L'interprétation des essais de puits permet de déduire des informations, qui peuvent servir à faire une planification, ou de prendre une décision concernant les problèmes rencontrés. Elles permettent aussi d'augmenter le taux de récupération, et d'assurer la pression dans un intervalle pour éviter la répétition des problèmes.

Il y a plusieurs méthodes d'interprétation; chaque méthode se base sur des hypothèses. Elles se distinguent par leurs avantages et leurs inconvénients. Parmi celles qui sont souvent utilisées dans le champ pétrolier on cite : Gingrten et la méthode de la dérivée (courbe type). Ces méthodes s'appliquent avec la création d'un programme de simulation qui permet de faciliter la maîtrise de l'étude et en même temps de diminuer les erreurs.

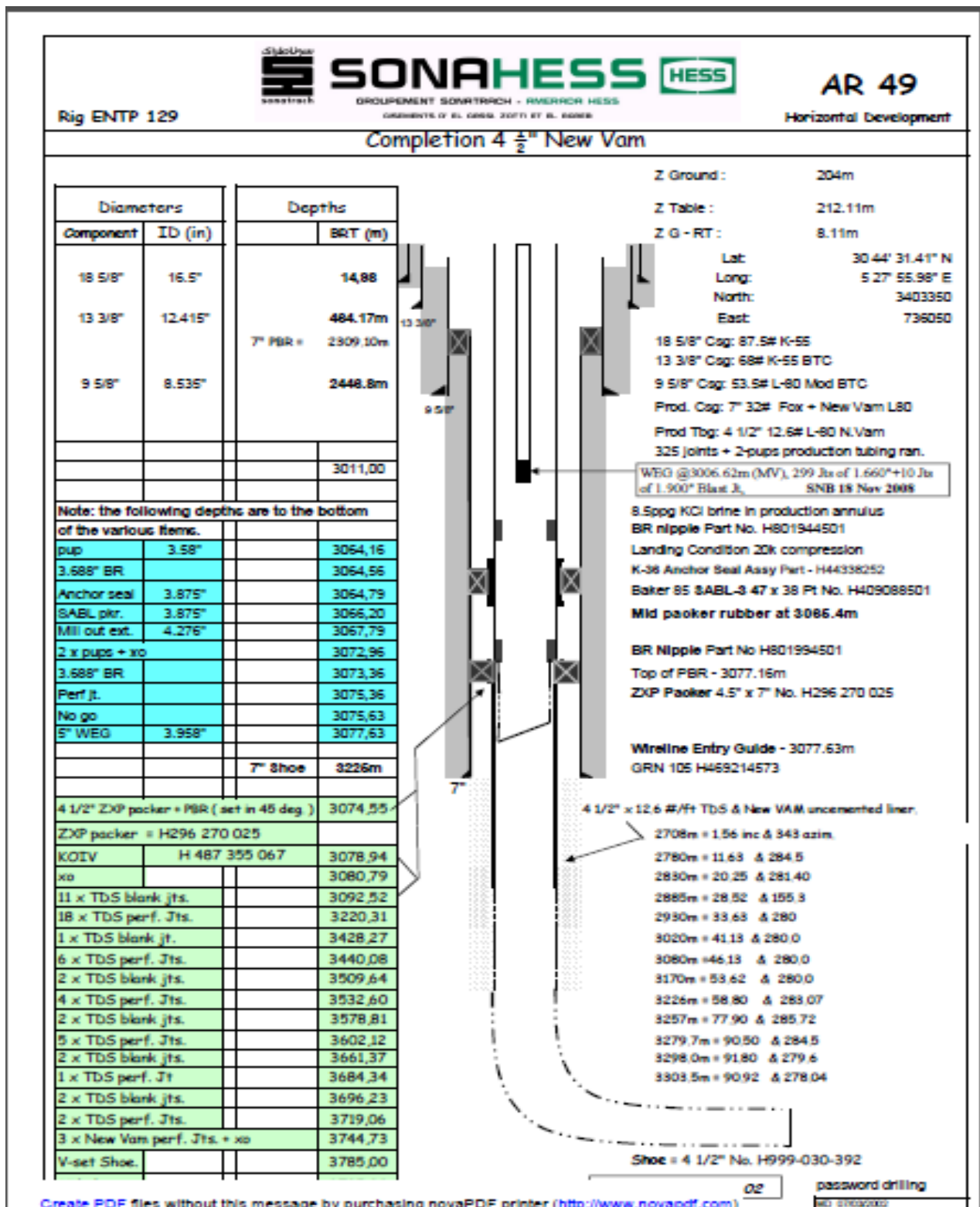
La comparaison des deux méthodes, montre qu'elles sont proches, sauf pour quelques cas qui sont rares.

Pour le puits G35 : On peut conclure que l'opération de CLEAN-OUT n'est pas efficace car l'écoulement est un problème Continu pour ce puits.

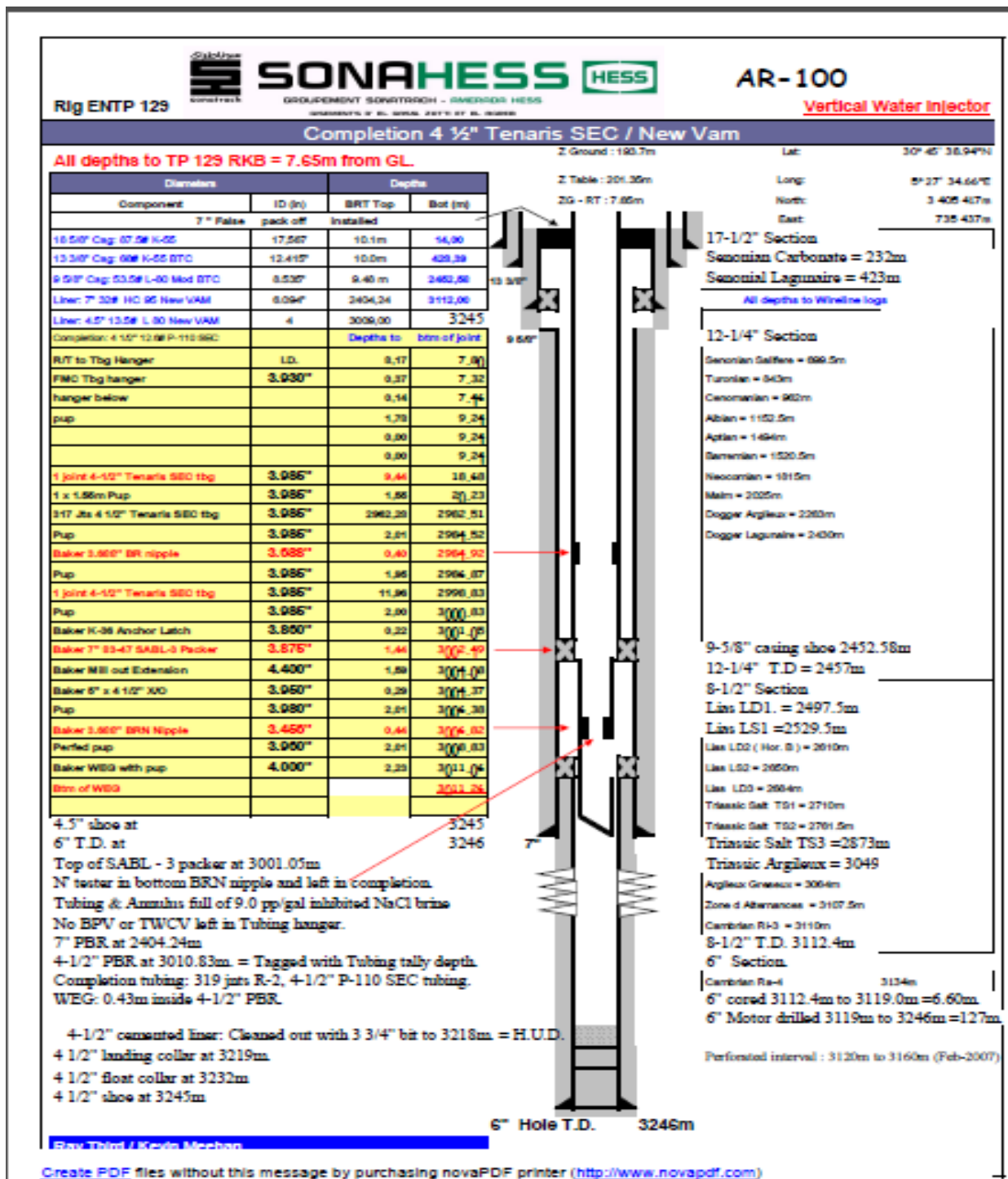
Pour le puits G37 : d'après l'interprétation du test de BUILD-UP on peut conclure que le puits G37 est un puits avec skin de 42.3 et dans un réservoir de perméabilité de 14.3 md.

Pour le puits G38 : De l'interprétation on peut conclure que la production est médiocre dans G38 à cause des caractéristiques pauvres du réservoir ($K=1,13$).

Fiche technique de puits AR 49 :



Fiche technique de puits AR 100 :



Current Well Parameters

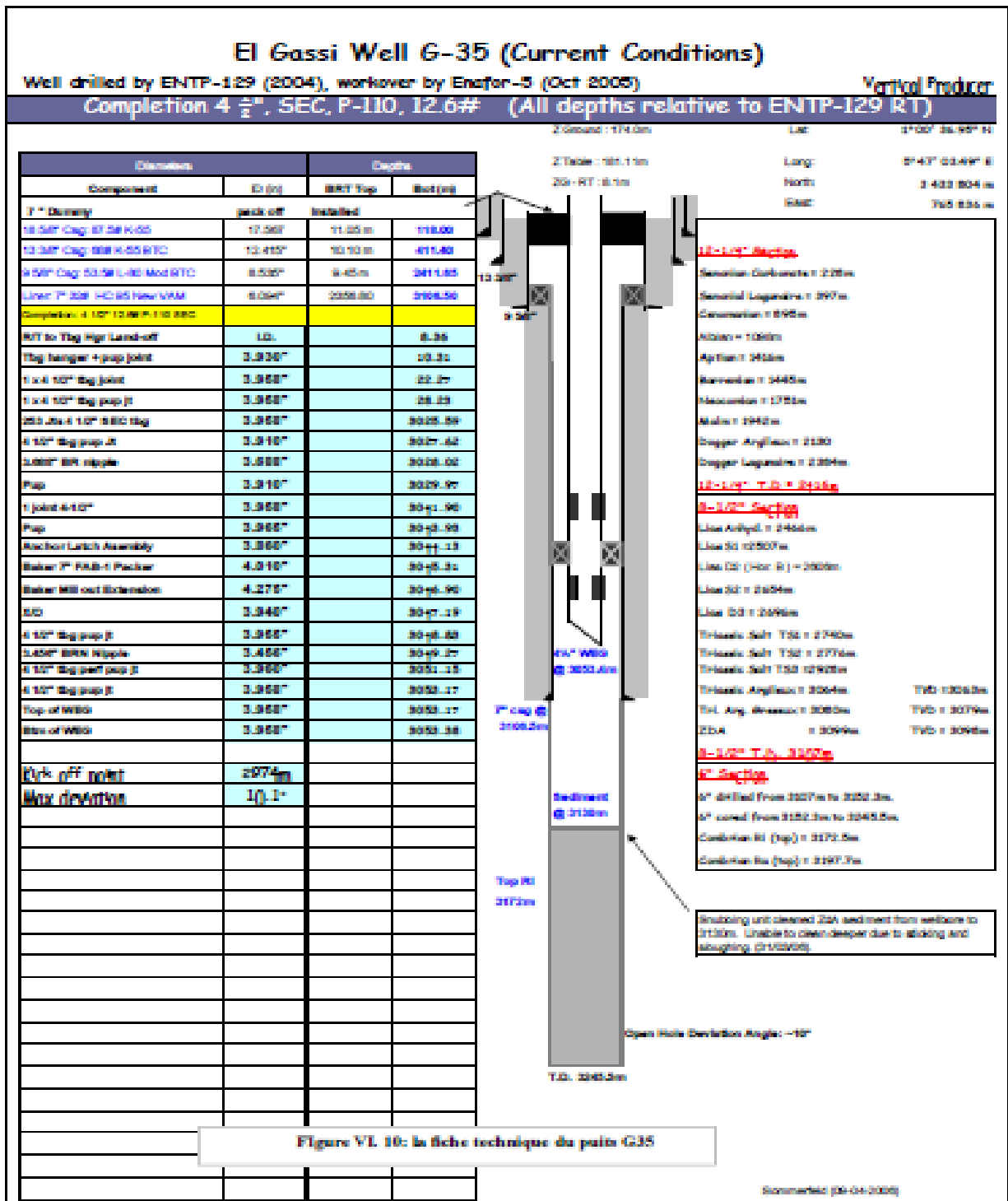
Winj rate = 8500 BOWPD

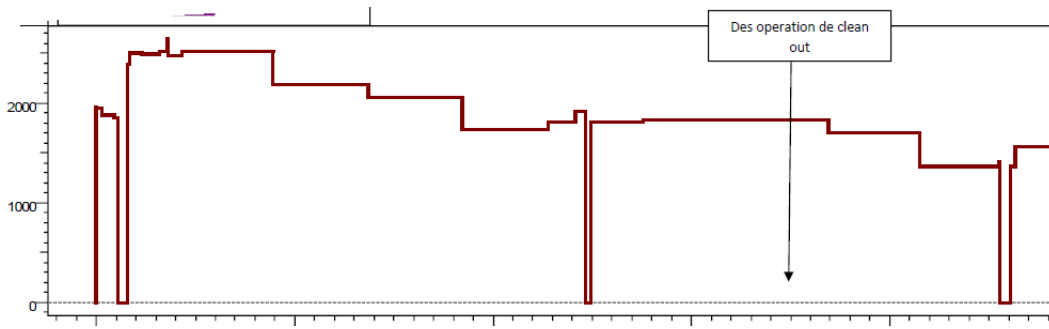
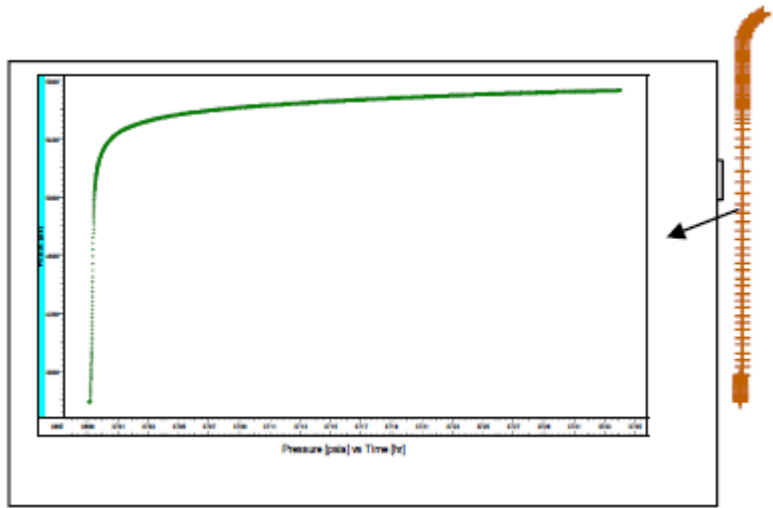
P upstream chock= 158 bar

P Downstream chock = 157 bar

Well Inj Target = 15000 BOWPD

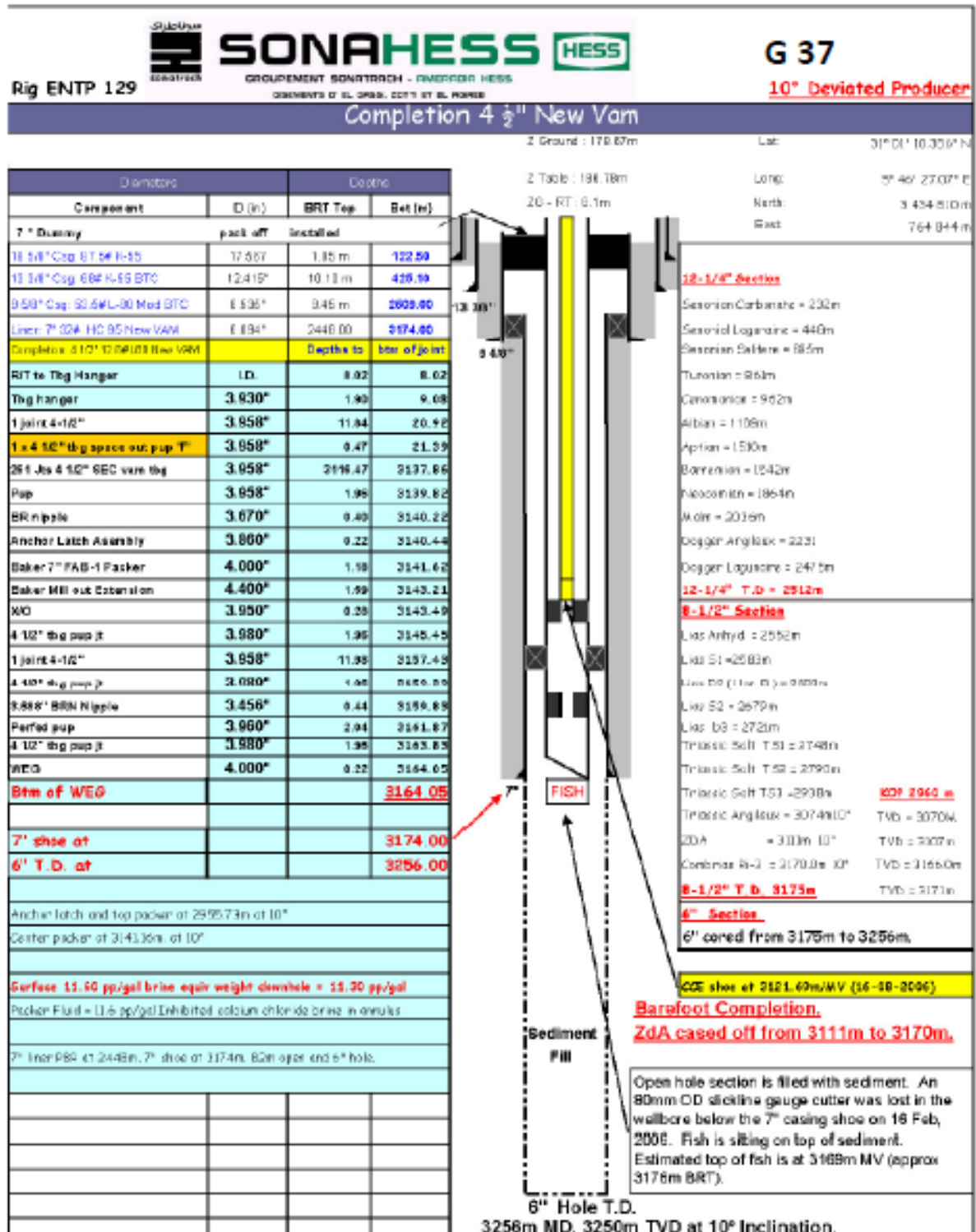
Fiche technique de puits GS 35 :

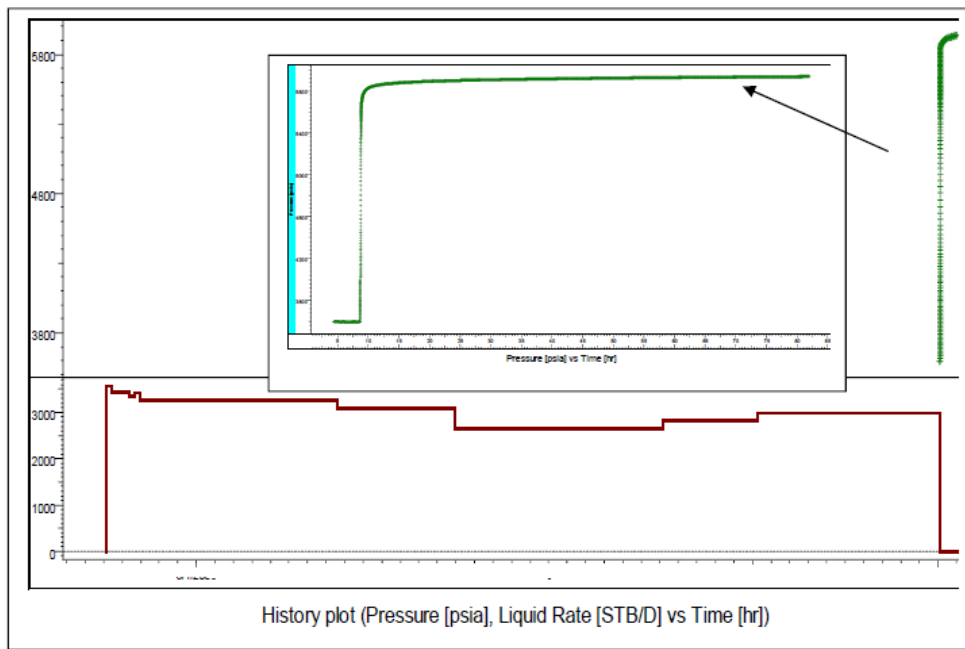




BuildUp et l'historique de débit de production du puits G35.

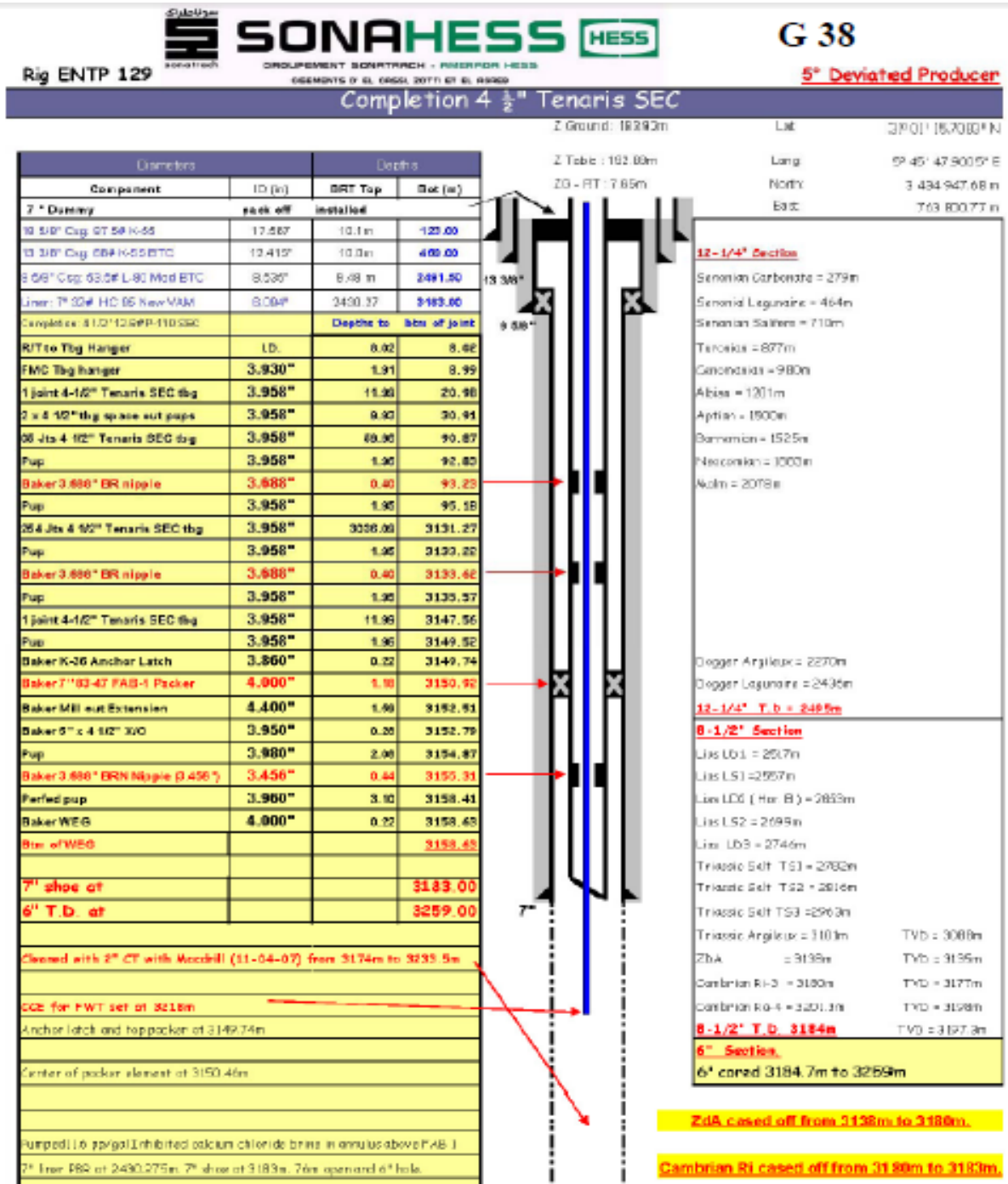
Fiche technique de puits GS 37 :

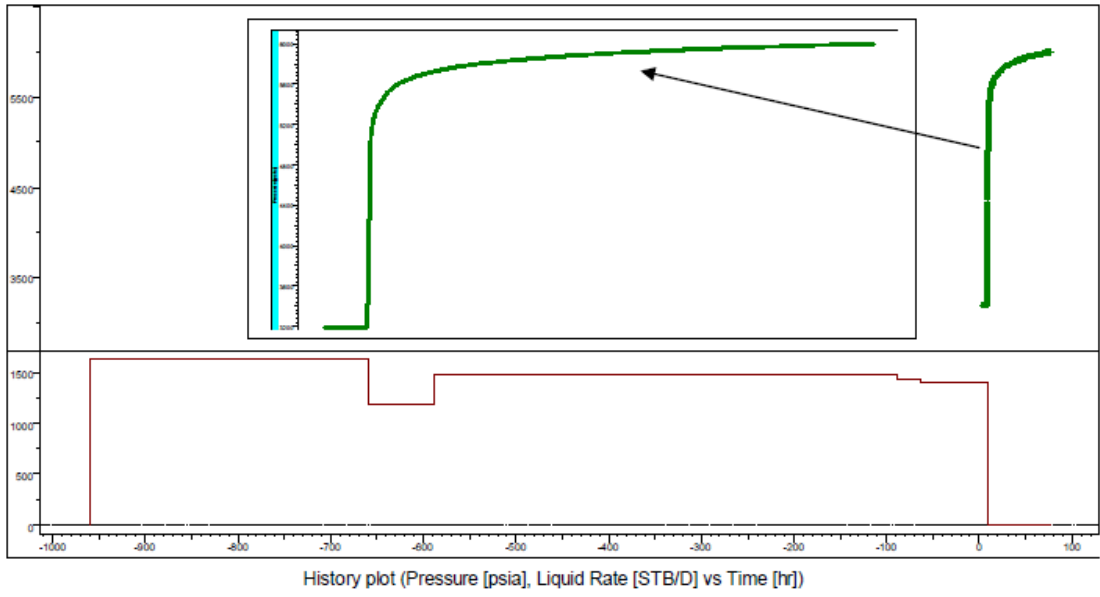




BuildUp et l'historique de débit de production du puits G37.

Fiche technique de puits GS 38 :





BuildUp et l'historique de débit de production du puits G38.

- **La solution de l'équation de diffusivité:**

En utilisant les grandeurs sans dimension. P_D , t_D , r_D .

Pression:

$$P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} \Delta P \quad (\text{SI})$$

$$P_D = \frac{kh}{141,2 \cdot qB\mu} \Delta P \quad (\text{US})$$

Temps:

$$t_D = \frac{k \cdot \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

$$t_D = \frac{0,000264 \cdot k \cdot \Delta t}{\phi \mu c_t r_w^2}$$

Longueur :

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

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

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

$$P_i - P(r, t) = -70,6 \cdot \frac{qB\mu}{kh} \cdot E_i \left[\frac{-948 \cdot r^2}{Kt} \right]$$

Cette équation s'écrit:

$$P_D = -\frac{1}{2} \cdot E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right)$$

D'après Muellier:

- Cette solution égale à la solution exacte Si:

$$\frac{t_D}{r_D^2} > 25 \Rightarrow t(\text{hrs}) > \frac{9,48 \cdot 10^4 \cdot \mu \cdot c_t \cdot \phi \cdot r^2}{k}$$

Cette solution approche de la solution exacte tout dépend des valeurs

$$(t_D, r_D): \quad \frac{t_D}{r_D^2} < 25.$$

* Si $r_D \geq 20$, l'erreur est 1% pour $\frac{t_D}{r_D^2} \geq 0,5$.

Cette solution est applicable généralement dans le régime transitoire

Pour $x = \frac{r^2}{4K \cdot t} < 0,01$. On a: $E(-x) = 0,5772 - \log \frac{4 k \cdot t}{\phi \mu c_t r_w^2}$

D'où: $P(r,t) = P_i - \frac{q \mu}{4\pi \cdot kh} \cdot \left[\log \frac{k \cdot t}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r^2} + 0,809 \right]$ (SI)

Bibliographie

- [01] - Tarek Ahmed & Paul D. McKinney, Advanced Reservoir Engineering
Ed: Elsevier 2005, ISBN: 0-7506-7733-3
- [02] - Handbook of Petroleum Exploration and Production v3 , Well test analysis: The use of advanced interpretation models aut: Dominique Bourdet
Ed: Elsevier 2002, ISBN: 0-444-50968-2
- [03] - Sandal, H.H Horne, R.N, Ramey, H.J., and Williamson, J.W: “Interference Testing with Wellbore Storage and Skin Effect at the Produced Well,” paper SPE 7454 presented at the 53rd Annual Fall. Technical. Conference and exhibition of *SPE of AIME* in Houston, Texas (Oct, 13-1978)
- [04] - Olivier Houzé - Didier Viturat - Ole S. Fjaere (et al), KAPPA_DDA_book (1988-2012)
- [05] - Reservoir Engineering, Radial Flow, and Well Test Analysis
- [06] - Christian Bohler, Jean-Luc Boutaud de la Combe, formation total, Interprétation des essais de puits, ENSPM –17 au 21 octobre 2005
- [07] - Basic Welltest Analysis Theory
- [08] - well testing fundamentals, feketek's well testing software, poster
- [09] - Powerpoint les essais de puits ,université kasdi merbeh ouargla
- [10] - Production Well Test Training Naftogas
- [11] - Memoire NOUR et NOURY