

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BENLAZREG Omar

HALLOUB Mohammed Halloub

Filière : Hydrocarbures et chimie

Option : Production des hydrocarbures

Thème

---

**Caractérisation des blocs 5 et 6 du réservoir du champ de TFT en utilisant l'interprétation analytique et numérique des essais transitoires**

---

Devant le jury :

<b>Benyounes Khaled (MCA)</b>	<b>UMBB</b>	<b>Président</b>
<b>Hadjadj Ahmed (MCA)</b>	<b>UMBB</b>	<b>Encadreur</b>
<b>Hammoudi Tarik (MCB)</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>Saifi Redha (MAB)</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>Bahnous Dounia (MAB)</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examinatrice</b>

## REMERCIEMENTS

---

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au bon Dieu qui nous a aidé à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nos sincères et profonds remerciements à notre promoteur Dr. Hadjadj Ahmed pour son aide ainsi qu'à tous les professeurs du Département de Gisements miniers et pétroliers qui ont contribué à notre formation durant ce cycle.

Nous remercions très chaleureusement notre encadreur au cours de stage Mr. Tellab Noureddine qui nous a énormément aidé et soutenu par sa gentillesse et sa générosité exemplaire.

Toutes les discussions et les conseils dont nous avons pu profiter pendant le stage pratique nous ont permis de progressivement nous initier à notre travail. Ainsi qu'à tous les gens qui nous ont aidés au cours de notre stage pratique TFT.

Enfin, nos remerciements s'adressent bien sûr à nos parents, notre famille et nos amis sans oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Nous avons eu la chance de conserver de très bons amis de nos années d'études à Boumerdes. Vous nous avez soutenus pendant ce long périple, un grand merci pour votre présence !

## Dédicace

---

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

*A mes amis*

*A mes collègues*

*Et à tous les gens qui me connaissent  
Je dédie ce modeste travail*

BENLAZREG Omar

---

J'ai le grand plaisir de dédier ce travail :

*A ma très chère mère qui me donne toujours  
l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier  
pour moi*

*A mon très chère père pour ces encouragements,  
son soutien.*

*A tous mes frères et sœurs*

*A tous ce qui j'aime et je respecte.*

Halloub Mohammed Halloub

# Sommaire :

**Introduction générale**

**Nomenclature**

**Liste des figures**

**Liste des tableaux**

## **Chapitre I : Etude bibliographique**

I.1 Revue de littérature : ..... 1

## **Chapitre II : Présentation du champ de TFT**

II.1 Situation géographique : ..... 5

II.2 Situation géologique : ..... 6

II.3 Stratigraphie de la région de TFT : ..... 10

II.4 Caractéristiques pétrophysiques: ..... 15

II.5 Aspect pétrolier : ..... 17

## **Chapitre III : Théorie des essais aux puits**

Introduction : ..... 18

III.1 Principe des essais aux puits : ..... 19

III.2 Objectifs des essais aux puits : ..... 20

III.2.1. Principaux objectifs des essais de puits selon la classification des puits : ..... 20

III.2.1.1 Cas des essais sur puits d'exploration : ..... 20

III.2.1.2 Cas des essais sur puits de confirmation : ..... 20

III.2.1.3 Cas des essais sur puits de développement : ..... 21

III.2.1.3.1 Cas des essais initiaux sur puits de développement : ..... 21

III.2.1.3.2 Cas des essais périodiques sur puits de développement : ..... 22

III.3 Types des essais aux puits : ..... 23

III.3.1. Test de remontée de pression ( BUILD-UP) : ..... 23

III.3.1.1 Objectifs de test BUILD UP: ..... 24

III.3.1.2 Avantages de test BUILD UP: ..... 24

III.3.1.3 Inconvénients de test BUILD UP: ..... 24

III.4 Equations fondamentales : ..... 25

III.4.1. Types de fluides : ..... 25

III.4.1.1	Fluides incompressibles : .....	26
III.4.1.2	Fluides légèrement compressibles : .....	26
III.4.1.3	Fluides compressibles .....	27
III.4.2.	Loi de Darcy : .....	27
Et sous forme vectorielle :	.....	27
III.4.3.	Equation de continuité : .....	28
III.4.4.	Equation de diffusivité : .....	28
III.4.5.	Solution de l'équation de diffusivité : .....	30
III.4.5.1	Variables adimensionnelles : .....	30
III.4.5.2	Solution de l'équation de diffusivité : .....	31
III.4.5.2.1	Ecoulement radial circulaire : de fluide peu compressible dans un réservoir infini et débit constant .....	31
III.4.5.2.2	Ecoulement linéaire : .....	32
III.5	Régimes d'écoulement : .....	33
III.5.1.	Écoulement permanent (steady state flow): .....	33
III.5.2.	Écoulement transitoire (unsteady state): .....	34
III.5.3.	Écoulement semi permanent (Pseudosteady-state) : .....	34
III.6	Géométrie de réservoir : .....	35
III.6.1.	Écoulement radial circulaire : .....	35
III.6.2.	Écoulement linéaire .....	36
III.6.3.	Écoulement sphérique et hémisphérique : .....	36
III.7	Nombre de fluides débordants dans le réservoir : .....	37
III.8	Conditions aux limites : .....	37
III.9	Paramètres estimés : .....	38
III.9.1.	Effet de capacité : .....	38
III.9.2.	Effet du Skin : .....	39
III.9.3.	Estimation de la pression moyenne: .....	41
III.9.3.1	Méthode MATTHEWS BRONS HAZEBROEK: M B H [29].....	41
III.9.3.1.1	Calcul de la pression moyenne par bilan matière [29]: .....	44
III.9.4.	Indice de productivité : $I_p$ .....	45
III.9.5.	Rayon d'investigation : .....	45
III.9.5.1	Définition de Jones: .....	45
III.9.5.2	Définition de POETTMANN: .....	45
III.10	Principe de superposition : .....	46

III.10.1.	Premier principe de superposition : (dans l'espace) .....	46
III.10.2.	Deuxième principe de superposition : (dans le temps) .....	47

### **Chapitre IV : Méthodes d'interprétation**

IV.1	Procédure d'interprétation .....	48
IV.2	Présentation des méthodes d'interprétation: .....	49
IV.2.1	Méthodes conventionnelles : .....	49
IV.2.2	Méthodes des courbes types et de dérivée .....	52
IV.3	Facteurs influençant l'analyse des essais aux puits: .....	54
IV.3.1	Historique du débit de production $t_p$ : .....	54
IV.3.2	Erreur sur la pression initiale $P_{wf}$ et le temps de fermeture : .....	55
IV.3.3	Bruit de jauge de pression: .....	56
IV.3.4	Changing effet de puits : .....	56
IV.3.5	Niveau du liquide en cas bi-phasique : .....	57
IV.3.6	Paramètres entrés et les résultats calculés : .....	58

### **Chapitre V : Modèles des puits, réservoirs, et frontières**

V.1.	Effet du wellbore storage et Du Skin : .....	59
V.2.	Modèles des puits : .....	60
V.2.1.	Les puits verticaux à réservoir homogène : .....	60
V.2.2.	Puits fracturés : .....	61
V.2.2.1.	Puits fracturés à haute conductivité : (Infinite-Conductivity or Uniform Flux Vertical Fracture) : .....	61
V.2.2.2.	Puits fracturés à faible conductivité (conductivité finie) : .....	63
V.2.3.	Puits à pénétration partielle (well limited entry) : .....	65
V.2.4.	Puits horizontaux : .....	68
V.2.5.	Puits incliné : .....	71
V.3.	MODÈLE DU RÉSERVOIR : .....	76
V.3.1.	Réservoir fissuré : .....	76
V.3.1.1.	Modèle double porosité (réservoir fissuré, non homogène) : .....	77
V.3.1.2.	Double porosité PSS (modèle pseudo-permanent) : .....	80
V.3.1.3.	Double porosité (modèle transitoire) : .....	81
V.3.2.	Modèle de double perméabilité: .....	82

V.3.3.	Modèle de composite radial :	84
V.3.4.	Modèle de composite linéaire :	85
V.4.	Modèles aux frontières :	86
V.4.1.	Limites linéaires :	86
V.4.1.1.	Faille (Sealing boundary) :	86
V.4.1.2.	Limite de pression constante :	89
V.4.1.3.	Deux failles étanches parallèles (le chenal) :	90
V.4.1.4.	Deux failles étanches sécantes (intersecting faults) :	91
V.4.2.	Limites fermés (circulaires ou rectangulaires) :	92

## **Chapitre VI : Analyse et interprétation analytique**

VI.1	Présentation du logiciel:	93
	KAPPA :	93
	Ecrin :	93
	Saphir :	93
VI.2	Etapas à suivre dans l'interprétation :	94
VI.2.1	Chargement des données PVT ( A ) :	94
VI.2.2	Chargement des données du débit ( B ) :	94
VI.2.3	Chargement des données de pression ( C ) :	95
VI.2.4	Extraction de la dérivative ( D ):	95
VI.2.5	Choix du modèle ( E ) :	96
VI.2.6	Le calage « matching » ( F ) :	96
VI.3	Analyse des résultats du Test :	97
VI.3.1	Puits TFT75 :	97
VI.3.2	Puits TFT214 :	99
VI.3.3	Puits TFT223 :	102
VI.3.4	Puits TFT44 :	105
VI.3.5	TFT 205 :	108
VI.3.6	TFT 222 :	111
VI.3.7	TFT 450 :	114
VI.3.8	Puits TFT228 :	117

## Chapitre VII : Analyse et interprétation numérique

VII.1	SAPHIR comme logiciel de simulation :.....	120
VII.2	Maillage de Voronoi / PEBI :.....	121
VII.3	Construction du modèle numérique.....	122
VII.4	Analyse des résultats du Test :.....	125
VII.4.1	Puits TFT 44 :.....	125
VII.4.2	Puits TFT 214 :.....	127
VII.4.3	Puits TFT 223 :.....	130
VII.4.4	Puits TFT 228 :.....	133
VII.4.5	Puits TFT 205 :.....	135
VII.4.6	Puits TFT 222 :.....	137
VII.4.7	Puits TFT450 :.....	139
VII.5	La carte de perméabilité :.....	145

### Conclusion et recommandation

### Bibliographie

## Liste des figures :

### Chapitre II :

Figure II-1 : Situation géographique de la région TFT .	5
Figure II-2 : Présentation des périmètres de la région TFT	7
Figure II-3 : Carte du gisement TFT ordovicien .	8
Figure II-4 : Stratigraphie du champ TFT .	15

### Chapitre III :

Figure III-1 : Schéma qui résume les étapes suivies dans une application d'essais de puits.	19
Figure III-2 : Enregistrement du débit et de la pression lors d'un essai de Build up .	23
Figure III-3 : Graphe de la fonction ligne source.	31
Figure III-4 : Evolution de la pression et la dérivée Ecoulement Permanent.	34
Figure III-5 : Evolution de la pression et la dérivée en Ecoulement Pseudo-Permanent.	35
Figure III-6 : Ecoulement radial circulaire.	35
Figure III-7 : Ecoulement linéaire.	36
Figure III-8 : Ecoulement sphérique et hémisphérique .	36
Figure III-9 : l'effet de capacité.	38
Figure III-10 : Effet du Skin.	40
Figure III-11 : Courbes de MBH pour les différents position du puits et un aire de drainage carré. ....	43
Figure III-12 : Principe de superposition dans l'espace.	46
Figure III-13 : Superposition de plusieurs débits.	47

### Chapitre IV :

Figure IV-1 : Courbe d'HORNER.	51
Figure IV-2 : Modèle de la courbe d'Horner.	51
Figure IV-3 : Calage des courbes type avec la dérivée.	53
Figure IV-5 : Exemple de deux tests en débit successive.	54
Figure IV-4 : Log-log plot pour le build up final (la dérivée trois historiques de production.	54
Figure IV-6 : Erreur sur le temps et la pression de la fermeture.	55
Figure IV-7 : Variation de la pression et la dérivé des points (a,b,c,d,e).	55
Figure IV-9 : Bruit de +1 psi chaque 02 points de mesure	56
Figure IV-10 : Courbe log-log pour un draw down ( à gauche ) et un build-up( à droite ) pour un changing wellbore storage.	56
Figure IV-11 : Changement du niveau du liquide après la phase de ségrégation	57
Figure IV-12 : Exemple de la reponse d'un build –up affectée par la ségrégation de phase.	57

## Chapitre V :

Figure V-1 : Effet de WBS et de skin sur la pression et sa dérivée.....	60
Figure V-2: Réponse log log du puits vertical dans un réservoir homogène infini. ....	60
Figure V-3: Courbe log log de la pression et sa dérivée pour un puits fracturé ..... (conductivité infinie) dans un réservoir homogène. ....	62
Figure V-4: Ecoulement linéaire vers la fracture. ....	62
Figure V-5: Ecoulement bilinéaire dans la fracture.....	63
Figure V-6: Réponse log log du puits fracturé à conductivité finie sans effet du WBS.....	64
Figure V-7: Schéma du model de la fracture dans le plans horizontal .....	64
Figure V-8: Modèle de puits à pénétration partielle.....	65
Figure V-9 : Réponse log log de puits à pénétration partielle dans un réservoir homogène infini. ....	67
Figure V-10 : Courbe log-log de la pression et sa dérivée pour un puits à pénétration partielle ( l'influence de la perméabilité vertical ). ....	67
Figure V-11 : Réponse log log du puits horizontal dans un réservoir homogène infini.....	68
Figure V-12 : Ecoulement radiale du premier temp. ....	69
Figure V-13 : Ecoulement lineaire du premier temps. ....	69
Figure V-14 : Ecoulement radiale du dernier temps.....	70
Figure V-15 : Ecoulement lineaire ( Dernier temps).....	71
Figure V-16 : Modèle de puits incliné.....	71
Figure V-17: Courbe log log de la pression et sa dérivée pour un puits incliné dans un réservoir homogène. ....	72
Figure V-18 : Configuration des puits A ,B,C avec différents pénétrations.....	75
Figure V-19 : Réponse de la pression et sa dérivée.....	75
Figure V-20 : Exemple de réservoir de double porosité ( fissuré à gauche ou en couches à droite ). ....	77
Figure V-21: Ecoulement de l'ensemble matrice fissures.....	79
Figure V-22: Influence de $\omega$ sur les courbes de la pression et la dérivée.....	80
Figure V-23: Influence de $\square$ sur les courbes (pression, dérivée) .....	80
Figure V-26 : Réponse log -log pression et dérivé modèle double porosité, transitoire. ....	81
Figure V-24: Réponse de la modèle double porosité, pseudo steady state.....	81
Figure V-25 : Analyse du double porosité à l'aide du semi-log .....	81
Figure V-27: Modèle réservoir double perméabilité. ....	82
Figure V-28: Courbe de la pression et sa dérivée pour le modèle de 2k avec un.....	83
Figure V-29: Modèle composite radial.....	84
Figure V-30: Réponse log log du modèle.....	84
Figure V-31: Modèle composite linéaire.....	85

Figure V-32: Réponse log-log du modèle. ....	85
Figure V-33: Profil de la pression (le signal de pression atteint la faille Pas d'effet observé dans le puits).86	86
Figure V-34 : Profil de pression (le signal de pression atteint le puits avec un doublement de la dérivée)87	87
Figure V-35: Réponse de puits avec effet de faille aux limites. ....	87
Figure V-36 : Méthode des images pour un puits qui produit proche d'une faille.....	88
Figure IV-39 : Schéma d'un puits entre deux failles parallèles. ....	90
Figure V-38: Réponse log log du modèle.....	90
Figure V-37: Modèle à pression constante. ....	90
Figure V-40: Réponse de puits avec limite chenal. ....	91
Figure V-41 : Description du modèle de failles sécantes. ....	91
Figure V-42 : Réponse de puits avec effet de deux failles sécantes aux limites. ....	92
Figure V-44 : Réponse log -log du modèle fermé pendant un draw-down .....	92
Figure V-43: Réponse log -log du modèle fermé pendant un build – up .....	92

## **Chapitre VI :**

Figure VI-1 : Première étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	94
Figure V-2 :Deuxième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	94
Figure VI-3 :Troisième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	95
Figure VI-4 :Quatrième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	95
Figure VI-5 :Cinquième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	96
Figure VI-6 :Sixième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir.....	96
Figure VI-7 :Historique du débit de production du puits TFT75. ....	97
Figure VI-8 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT75 avec les résultats d'interprétations.....	98
Figure VI-9 :Historique du débit de production du puits TFT214. ....	100
Figure VI-10 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT214 avec les résultats d'interprétations.....	100
Figure VI-11 :Historique du débit de production du puits TFT223. ....	102
Figure VI-12 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT223 avec les résultats d'interprétations.....	103
Figure VI-13 :Historique du débit de production du puits TFT44. ....	105
Figure VI-14 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT44 avec les résultats d'interprétations.....	106
Figure VI-15 :Historique du débit de production du puits TFT205. ....	108
Figure VI.16 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT205 avec les résultats d'interprétations.....	109

Figure VI-18 : Historique du débit de production du puits TFT222. ....	111
Figure VI.19 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT222 avec les résultats d'interprétations.....	112
Figure VI-20 :Historique du débit de production du puits TFT450. ....	114
Figure VI.21 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT226 avec les résultats d'interprétations.....	115
Figure VI-22 : Historique du débit de production du puits TFT228. ....	117
Figure VI-23 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT228 avec les résultats d'interprétations.....	118

## **Chapitre VII :**

Figure VII-1 : Maillage cartésien , element finie , voronoi/PEBI. ....	120
Figure VII-2 : Propriété du Voronoi grid. ....	121
Figure VII-3 : Maillage de Voronoi et triangulation de Delaunay (broken lines).....	121
Figure VII-4 : Exemple d'une carte d'un modèle de réservoir.....	122
Figure VII-5 : Zones composites ajoutées.....	123
Figure VII-6 : Carte de la distribution d'hauteur utile.....	123
Figure VII-7 : Extraction du maillage de Voronoi . ....	124
Figure VII-8 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT44) ....	125
Figure VII-9 : 2D Map du modèle numérique du bloc 5 (TFT 44). ....	125
Figure VII-10: Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT44 . ....	126
Figure VII-10 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT214) ....	127
Figure VII-11 : Carte 2D du modèle numérique du bloc 5 (TFT 214).....	128
Figure VII-12 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT214. ....	128
Figure VI-13 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT223) . ....	130
Figure VII-14 : Carte 2D du modèle numérique du bloc 6 (TFT 223).....	130
Figure VI-15 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT223. ....	131
Figure VII-16 : Carte géologique du bloc 06. ....	133
Figure VII-17 : Carte 2D du modèle numérique. ....	133
Figure VII-17 : Courbe log-log de pression du puits TFT 228.....	134
Figure VII-18 : Carte 2D du modèle numérique. ....	135
Figure VII-19 : Courbe log-log de pression du puits TFT 205.....	136
Figure VII-20 : Carte 2D du modèle numérique. ....	137
Figure VII-19 : Courbe log-log de pression du puits TFT 222.....	138
Figure VII-20 : Carte géologique du bloc 6 du TFT ordovicien (TFT450) ....	139

Figure VII-21 : Carte 2D du modèle numérique. ....	140
Figure VII-22 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT450. ....	140
Figure VII-23 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT75) ....	142
Figure VII-24 : Carte 2D du modèle numérique. ....	142
Figure VII-25 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT75. ....	143
Figure VII-26: Carte de perméabilité du champ TFT ordovicien (Bloc 5 et Bloc 6). ....	145

## Liste des tableaux :

### Chapitre II :

Tableau II-1 : Historique de développement du champ TFT .....	4
---	---

### Chapitre V :

Tableau V-1 : Propriétés des différents régimes d'écoulement.....	59
Tableau V-2 : Skin géométrique.....	73
Tableau V-3 : Skin anisotropique.....	73
Tableau V-4 : Différentes composantes qui contribuent au $ST$ estimé à partir des réponses transitoires...	74

### Chapitre VI :

Tableau VI-1 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT75.....	99
Tableau VI-2 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT214.....	101
Tableau VI-3 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT223.....	104
Tableau VI-4 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT44.....	107
Tableau VI-5 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT205.....	110
Tableau VI-6 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT222.....	113
Tableau VI-7 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT450.....	116
Tableau VI-8 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT228.....	119

### Chapitre VII :

Tableau VII-1 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT44) .....	126
Tableau VII-2 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT214.....)	129
Tableau VII-3 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT223).....	132
Tableau VII-4 : Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 228).....	134
Tableau VII-5 : Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 205 ).....	136
Tableau VII-6 : Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 222).....	138
Tableau VII-7 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT450).....	141
Tableau VII-8 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT75).....	144

# INTRODUCTION GENERALE

---

La description fiable d'un réservoir de pétrole ou de gaz est essentielle pour une prédiction précise de sa performance et l'établissement d'un projet de développement du champ.

Avec la géologie et la sismique, plusieurs branches dans l'industrie de pétrole ont contribué à la description du réservoir des hydrocarbures telles que, les essais de puits, Diagraphie, carottage (échantillonnage)...etc.

Les essais des puits représente un outil très efficace, capable d'estimer avec une grande précision les caractéristiques du réservoir .Les études se poursuivent durant la vie d'un gisement afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement. Contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement, et à la diagraphie qui donne une information locale, les essais de puits (souvent combinaison de plusieurs) donne une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production ; et des grandeurs dynamiques telles que la pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité etc.

L'analyse des essais aux puits passe par les étapes suivantes :

1. Calcul des réponses du réservoir à partir des données prises au niveau du puits (pression et débit des fluides).
2. Benchmark des courbes types de modèles reproduisant la même réponse.
3. Calculer les paramètres initiaux du réservoir (Perméabilité, Skin, effet de capacité de puits,...etc.).
4. Ajustement des paramètres par une méthode de régression non linéaire.

L'objectif de notre présent travail est de caractériser les blocs 5 et 6 de la zone huile du réservoir du champ de TFT par l'interprétation analytique et numérique des données des essais de remontée de pression (Build- UP) en utilisant des méthodes de calcul analytiques et numérique (KAPPA :Saphir).

Ce mémoire comporte sept chapitres. Le premier est consacré à l'étude bibliographique. Le second est dédié à la présentation du champ TFT , dans le troisième chapitre , on a présenté la théorie des essais aux puits (well test) , puis nous présentons les méthodes d'interprétation dans le quatrième chapitre, puis le chapitre cinq est dédié pour la présentation des différentes modèles du puits , réservoir et du frontières (les limites) puis nous précédons à l'analyse analytique et l'interprétation des essais du puits de 08 puits par utilisation du logiciel Saphir de KAPPA , enfin le chapitre sept est consacré à l'analyse et l'interprétation des essais aux puits par le modèle numérique pour avoir une meilleur précision concernant l'hétérogénéité et l'interférence entre les puits .

**Revue de littérature :**

Afin de réaliser notre étude, nous avons pu faire une étude bibliographique pour situer notre étude vis à vis les différentes études publiés dans la littérature :

**1. MUSKAT:[1] (Interprétation par droite) :**

Ces techniques sont apparues depuis l'année 1937, et reste les seules disponibles jusqu'aux années 1970, l'auteur a présenté pour la première fois une théorie d'identification des paramètres du réservoir a partir des mesures de remonté de pression (BUILD -UP), cette méthode a été améliorée par plusieurs auteurs [18] en ce qui concerne la compressibilité du fluide, la limite de réservoir, l'historique de production de puits etc. ...

**2. Décennie 1950-1960 : [2,3]**

La plus parts des publications durant cette période ont étudié le comportement des fluides dans le réservoir et à l'abord de puits [19] d'autre phénomènes ont été mis en évidence durant cette période : la notion de skin, skin géométrique pour représenter la perte de charge due a la pénétration partielle du puits, le wellbore storage pour tenir en compte la variation de volume du fluide dans le puits sur l'évolution de la pression [20].

**3. Modèles Hétérogènes : [4]**

Ils ont connu leur apparition dans les années 1960, mais l'utilisation de ses derniers n'était généralisée qu'après l'apparition de la dérivée de la courbe type. Exemple BARNBLATT et al ont introduit la notion de la double porosité la première fois [21], à coté de la double porosité est apparue la double perméabilité, et les multicouches afin de se rapprocher de en plus de la réalité.

#### 4. Ramy et al [5] Courbes types comme technique de calage :

#### 5. La dérivative : [6, 7,8]

Plusieurs formes ont été proposé [6], la plus intéressante est celle de Bourdet en 1983 cette méthode a été fortement amélioré par l'utilisation simultanée avec les courbes types [7,8]

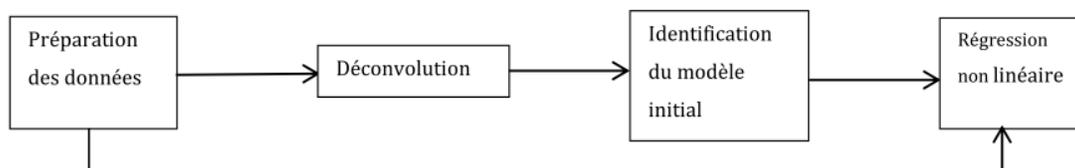
Puis l'algorithme de Bourdet devient le plus populaire dans le calcul de dérivée [8]

#### 6. Génération directe de plusieurs modèles analytiques : [8, 9,10]

On a commencé à prendre en considération l'historique de débit et de pression vers la moitié des années 1980.

L'outil de diagnostic est basé sur l'algorithme de Bourdet (dérivée) [8]

L'amélioration des techniques utilisée dans l'interprétation des essais des puits par la mise en évidence de nouvelle approche proposé par Economides et al ( 1990) par l'introduction du première structure d'une interprétation moderne qui repose sur le schéma suivant :



La plupart des théories et des travaux concernent le développement des procédés et des algorithmes de déconvolution et de régression non linéaire [9,10].

**7. Modèle numérique dédié pour les essais de puits (durant 1990):**

Ils ont connu un bon endort le début des années 1990, à cause de l'insuffisance des modèles analytiques dans la résolution des problèmes à géométries complexe et de diffusion non linéaire. Combien même ces méthodes ont commencés réellement à être utilisées vers le début des années 2000. [29]

**Introduction :**

Le champ TFT est un champ d'huile situé dans le bassin d'Illizi, il contient aussi un important Gaz cap qui a été découvert 1961 et mis en production 1999 par SONATRACH en association avec TOTAL-REPSOL.

Les premières découvertes dans la région datent des débuts des années soixante(1960), le premier gisement découvert est celui de TFY au (1961), puis se succédèrent ceux de Hassi- Mazoula Sud et Nord en (1963), de TFY Nord et Djoua en (1966), de TFT Ordovicien en (1968) et enfin ceux de Tamendjelt et Amassak en (1970). Le gisement de TFY est situé au Sud de TFT, l'huile est présente dans l'unité F6 du Dévonien (1300 m) et exploitée par la technique du Gaz- lift.

Voilà un tableau qui résume l'historique de La découverte et la mise en production des différents champs de la région TFT :

CHAMPS	Date de découverte	Date de mise en production
<b>SECTEUR SUD</b>		
TIN FOUYE	1961	1963
HASSI MAZOULA SUD	1963	1966
HASSI MAZOULA B	1966	1967
TIN FOUYE NORD	1966	1966
HASSI MAZOULA NORD	1959	1963
<b>SECTEUR NORD</b>		
TFT PUIITS 100	1966	1967
DJOUA OUEST	1966	1968
TFT ORDOVICIEN	1967	1968
TFT ZONE EST	1968	1968
TAMENDJELT	1970	1974
AMASSAK	1970	1974

**Tableau II-1 : Historique de développement du champ TFT.**

**II.1 Situation géographique :**

Le champ de TFT (Tin Fouyé Tabankourt) est un au Nord Ouest du bassin d’Illizi, à 1300 km au Sud Est de la capitale, à 500 km au Sud Est de Hassi Messaoud et à 300 km au Nord Ouest d’In Amenas, sur la route nationale N°3 reliant Hassi Messaoud et In amenas dans la commune de Bordj Omar Driss.

Le champ de TFT est délimité par les coordonnées UTM (Universal Transvers Mercator) suivantes :

$X_1 = 310.000.$

$Y_1 = 3110.000.$

$X_2 = 400.000.$

$Y_2 = 3190.000.$

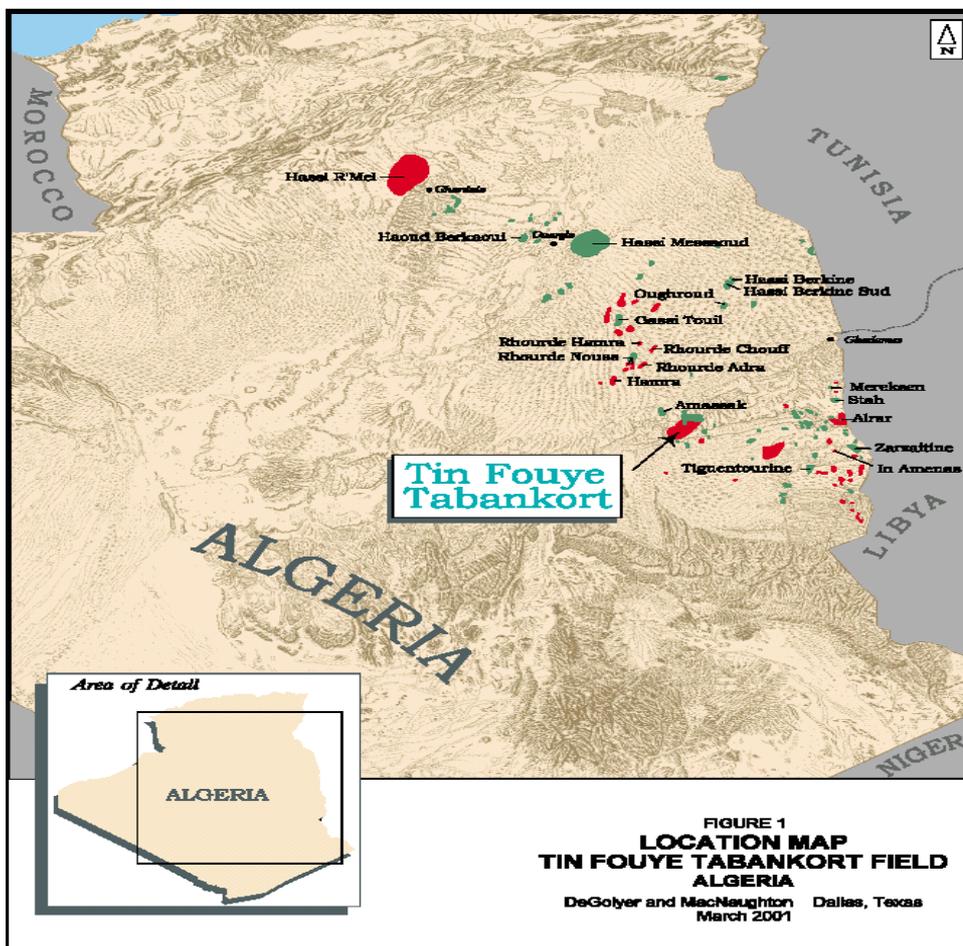


Figure II-1 : Situation géographique de la région TFT.

**II.2 Situation géologique :**

Etymologiquement, TFT puise son origine dans dialecte Touareg, elle se définit comme "rivière digues", signification plausible au regard du relief et configuration de la région.

Du point de vue géologique le gisement de TFT se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimités par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclin ; le toit du réservoir ordovicien forme un monoclin de direction Est-Ouest et de pendage Nord. La régularité du monoclin est aussi affectée par une série de failles de direction nord-ouest à Nord- Nord-Ouest et du nord-est à Nord- Nord- Est, par des culminations de la pente structurale.

Des failles dont le rejet atteint 50 à 60 m ont été mises en évidence, dans l'ouest de la structure. Dans la partie Est, le rejet est de 20 à 30 m, dans les régions des champs où les rejets des failles dépassent l'épaisseur de la couche, ces failles représentent des écrans hydrodynamiques.

L'analyse des concentrations au toit de l'ordovicien au mur de la couche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en blocs. Les séries sédimentaires sont marquées par deux discordances majeures, la discordance Frasnienne et la discordance Hercynienne. Ces dernières ont engendré la disparition des terrains du dévonien et ceux du trias.

❖ Le champ de TFT comporte les gisements suivants :

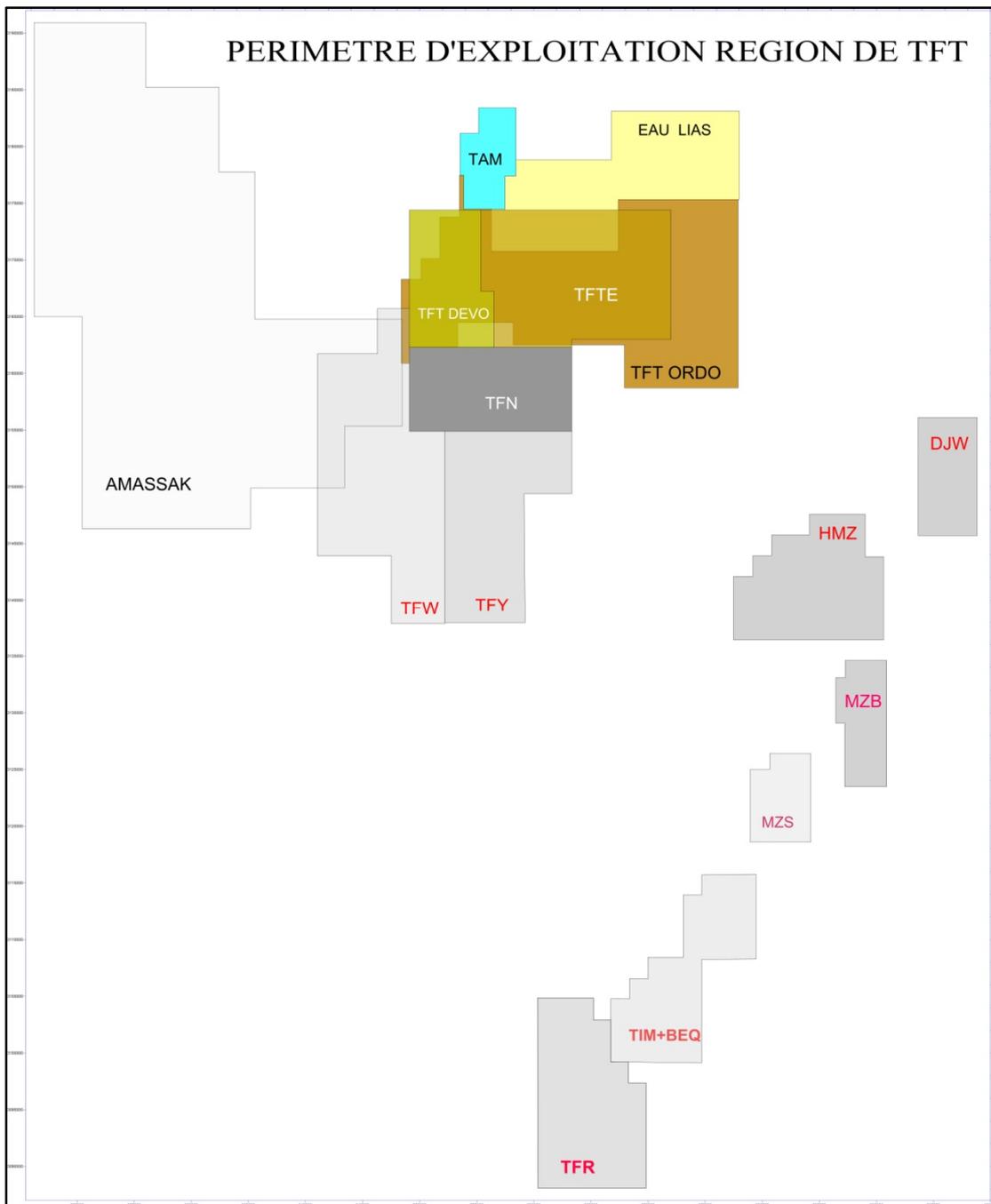


Figure II-2 : Présentation des périmètres de la région TFT



Dans le gisement de TFY, le forage a mis en évidence au niveau des séries paléozoïques des accumulations d'huile sous saturée, essentiellement dans le réservoir Dévonien F.6 qui comporte un aquifère actif et du gaz dans l'Ordovicien, unité IV.

Le réservoir dévonien est exploité par gas-lift.

- **GISEMENT D'AMASSAK :**

Le gisement d'AMASSAK est situé à 25 km à l'Ouest - Nord Ouest du gisement de TFT.

Le réservoir ordovicien se présente comme un monoclinal pente vers le Nord - Est et recoupé par plusieurs accidents subméridiens; ces accidents jouent le rôle de limites de compartiments de l'accumulation d'huile.

Il a été mis en évidence de l'huile et du gaz dans l'unité IV-3 de l'ordovicien qui est le principal réservoir de cette zone.

- Injection d'eau à partir de 1995.

- **GISEMENT DE DJOUA :**

Le gisement de DJOUA situé à 30 Km au Sud Est de TFT, se présente sous forme d'un anticlinal allongé Nord / Ouest - Sud / Est affecté par une faille de même direction.

Il produit de l'huile principalement dans le réservoir F 6 (unités C1, A- VIII et M1-X) par pompage électrique.

- **GISEMENT DE TAMENDJLET :**

Le réservoir de TAMENDJLET, situé à environ 6 km au Nord - Ouest de TFT se présente sous forme de deux unités structurales majeures, séparées par un grand accident composé d'une série de failles en relais; du Sud au Nord on distingue:

- Un anticlinal
  - Un monoclinal plongeant vers le Nord - Ouest,
- L'exploitation du réservoir F 6 se fait par gaz-lift.

- **GISEMENT DE HASSI MAZOULA NORD :**

Le réservoir dévonien F6 se présente comme un anticlinal aplati, légèrement allongé du Sud - Sud / Est au Nord - Nord / Est, et est lié à l'accident majeur « Mazoula - Belouda ».

L'exploitation du réservoir F6 se fait par pompage électrique.

- **GISEMENT DE HASSI MAZOULA SUD :**

Le gisement de HMZ - SUD se présente sous forme d'anticlinal limité par deux failles à l'est et à l'ouest dont les rejets sont de l'ordre de 100 m.

Actuellement, seul le réservoir F6 produit de l'huile par pompage électrique.

### II.3 Stratigraphie de la région de TFT :

La coupe stratigraphique type du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien gréseux au Turonien calcaire.

L'étude des coupes des puits forés dans la région montre une certaine régularité dans la disposition des couches sur toute l'étendue du champ. On remarque néanmoins dans certaines zones que le Paléozoïque est profondément entamé par discordance Hercynienne, il ne reste que quelques mètres du Carbonifère et de même pour le réservoir F6 complètement ou partiellement érodé à son sommet.

Donc la série stratigraphique du champ de TFT est représentée de haut en bas par les formations suivantes :

#### A. Mésozoïque:

Il est marqué par la disparition des terrains triasiques et une limite incertaine entre le Crétacé et le Jurassique.

➤ *Turonien* : (e: 81 m) e : épaisseur

Il est subdivisé en deux ensembles lithologiques. Le premier est représenté par un calcaire blanc à beige, microcristallin, dur, légèrement dolomitique. Le second, par des marnes grises, tendres à pâteuses.

➤ **Cénomaniens** : (e : 176 m)

Il est représenté par une argile verte au sommet et brunâtre à rouge brique vers la base, tendre à pâteuse, localement carbonatée.

Au sein de cet ensemble argileux, on note une intercalation de passées de gypse blanc, translucide, fibreux et de calcaire blanc, microcristallin, légèrement dolomitique.

➤ **Albiens** : (e : 71 m)

Ce terme est représenté par une alternance de niveaux métriques de grès gris-blanc, fin à très fin, friable, à ciment Argi-carbonaté, de sable blanc à rosâtre, fin à moyen, arrondi à sub-arrondi et d'argile brune à verte, tendre à pâteuse, localement indurée.

➤ **Aptiens** : (e : 28 m)

Il est représenté par un niveau d'argile gris-vert, tendre à pâteuse, silteuse où s'intercalent des passées de sable blanc, fin à moyen, arrondi.

➤ **Barrémiens** : (e : 296 m)

Cet étage est représenté dans sa partie sommitale par un empilement rythmique de niveaux de sable translucide, opaque, moyen à grossier, sub-arrondi, séparés par des passées d'argiles rouge brique, tendres, légèrement carbonatées et de calcaire jaune, tendre. Dans sa partie basale, il est représenté par du sable translucide, moyen à grossier, arrondi à sub-arrondi, renfermant des passées micro-conglomératiques.

➤ **Néocomiens et le Malm** : (e : 188 m)

Cet intervalle est représenté par une intercalation de niveaux de sable blanc, translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier, sub-arrondi, d'argile brune, légèrement silteuse, présentant des traces de lignite à la base.

➤ **Doggers** : (e : 195 m).

C'est un empilement de niveaux métriques de sable blanc, translucide, parfois rosâtre, fin à moyen, de silt versicolore, pâteux, de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi, siliceux, pyriteux et d'argiles brunes à vertes, pâteuses.

On note par ailleurs la présence de fines passées de lignite le long de l'intervalle.

➤ **Lias : (e : 99 m)**

Il est caractérisé par une alternance de niveaux de sable blanc, translucide, moyen, sub-arrondi, de grès blanc, moyen à grossier, siliceux, dur, pyriteux, devenant micro-conglomératique par endroits.

On note par ailleurs la présence de petites passées de dolomie blanche, compacte, massive.

**B. PALEOZOIQUE :**

Le premier horizon paléozoïque sous la discordance Hercynienne est le Carbonifère, représenté par le Viséen et le Tournaisien.

❖ **Carbonifère:**

➤ **Viseen & Tournaisien : (e : 47 m)**

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée, renfermant quelques passages de grès gris à beige-brun, moyen à grossier, silico-argileux, moyennement dur.

❖ **Dévonien :**

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du Dévonien Moyen.

➤ **Dévonien Supérieur :**

➤ **Strunien (Réservoir F2) : (e : 65 m)**

C'est un ensemble d'argile gris-noir, silteuse, indurée, micacée où s'intercalent quelques niveaux métriques de grès brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyriteux.

➤ **Série Argileuse : (e : 154 m)**

Cet intervalle est représenté par une argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

➤ **Dévonien Inférieur :(Réservoir F6)**

➤ **Unité C-2 -II : (e : 25 m)**

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grès blanc, fin à très fin, friable, mal cimenté, intercalés à de fines passées d'argile gris-foncé, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

➤ *Unité C-1 -II: (e : 15 m)*

C'est une superposition de niveaux de grès blanc, moyen, à grossier, bien classé, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris-foncé, silteuse, finement micacée, indurée.

**C. Gothlandien:**

➤ *Gothlandien Argilo-Gréseux (Réservoir F6).*

➤ *Unité B-2 IV-V : (e : 60 m).*

C'est une succession rythmique de niveaux de grès gris clair, moyen à grossier, silico-argileux et d'argile gris -foncé, silteuse, indurée, finement micacées.

➤ *Unité B-2 VI : (e : 17 m)*

Elle est caractérisée par une superposition de niveaux de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi, moyennement consolidé, séparés par des passées d'argiles gris -foncé, silteuses, finement micacée.

➤ *Unité B-1 VII : (e : 74 m)*

Cette unité est représentée par une sécession rythmique de niveaux de grès gris-clair à blanc, fin à très fin, siliceux et d'argile gris -clair, légèrement silteuse, tendre, devenant rouge-brique vers la base; On note par ailleurs la présence de passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

➤ *Unité A -VIII : (e : 100 m)*

C'est une superposition de niveaux métriques de grès à gris -blanc, fin à moyen, silico-argileux, friable, localement pyriteux, riche en dragées de quartz.

Ces niveaux sont séparés par des passées de silt blanc à gris-vert, tendre.

➤ *Unité M-2 -IX : (e : 64 m)*

Cette unité est représentée par une argile gris clair, indurée, finement micacée, présentant des traces de pyrites, avec des passées grès blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable.

➤ *Unité M-1 -X : (e : 56 m)*

C'est une superposition de niveaux de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux, friable pyriteux, séparés par des passées d'argile gris-claire à noire, tendre, localement micacée.

➤ ***Gothlandien Argileux*** : ( *e* : 195 m)

Cet ensemble est représenté par une argile gris-foncé, devenant parfois noire, silteuse, micacée. On note par ailleurs, la présence vers le sommet de quelques passées de grès gris-blanc, fin à très fin, silico-argileux.

**D. Ordovicien:**

➤ ***Unité IV-3*** : ( *e* : 16 m)

Elle est représentée par une intercalation de niveaux d'argiles grises, fortement silteuses, indurées, micacées et de grès gris-blanc à gris beige, silico-argileux, moyen à grossier, sub-arrondi, friable, localement pyriteux, devenant micro-conglomératique, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux, moyennement dur.

➤ ***Unité IV-2*** : ( *e* : 40 m)

Elle constituée d'une alternance de bancs d'argile gris foncé micacé et de grés fin siliceux.

ERE	SYST	ETAGES	NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.		
		TURONIEN	CALCAIRE MARNEUX	81	Calcaire, marnes et argile.		
		CENOMANIEN	DALLE CALCAIRE IN-AKAMIL	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.		
		ALBIEN	TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.		
		APTIEN	TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie.		
		BARREMIEN	TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.		
		NEOCOMIEN + MALM		188	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.		
	JURASSIQUE	DOGGER	ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite.		
		LIAS		99	Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite.		
	TRIAS	discordance hercynienne		ZARZAITINE INFÉRIEUR	30	Argile, grès.	
CARBO-NIFERE	VISEEN & TOURNAISIEN		SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.		
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS. MELLOUKI	65	Argile, grès.	
		INF	SÉRIE ARGILEUSE <small>discordance frasienne</small>			154	Argile avec présence de silt, passées de calcaire.
	UNITÉ C3 - I		BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile. Pyrite.		
	UNITÉ C2 - II		TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.		
	UNITÉ C1 - III		BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.		
	GOTHLANDIEN	GOTHLANDIEN ARGILO-GRÉSEUX	UNITÉ B2 - IV-V	RESERVOIR "F6"	TALUS A	60	Grès, argile.
			UNITÉ B2 - VI		TIGILLITES	17	Grès.
			UNITÉ B1 - VII		74	Grès, argile.	
			UNITÉ A - VIII		BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.
			UNITÉ M2 - IX		FORMATION D'ATAFAITAF	54	Argile, grès.
			UNITÉ M1 - X		56	Grès, argile.	
			GOTHLANDIEN ARGILEUX		195	Argile avec passées de grès au sommet.	
	CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITÉ IV - 3		"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.	
		UNITÉ IV - 2			24	Argilo-gréseux.	
		UNITÉ III - 3		FORMATION D'IR. TAHOÛTE	17	Grès, argile. Tigillites.	
UNITÉ III - 2		"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.			
<b>SOCLE</b>					Roches éruptives (gabbro).		

Figure II-4 : Stratigraphie du champ TFT.

#### II.4 Caractéristiques pétrophysiques:

Le réservoir de TFT se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques. Il est surmonté par les argiles Siluriennes qui donnent lieu à un contact franc.

Le mur de réservoir est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV. Les accumulations principales d'huile et de gaz appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2, ainsi qu'aux grés C1, C2, C3 de réservoir F6 du Dévonien.

Le complexe terminal (Unité IV-3 et IV-2) qui est le réservoir principal de la région, est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire. Il repose sur les formations antérieures par l'intermédiaire d'une surface de ravinement et se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur et de faciès entraînant des caractéristiques pétrophysiques variables.

➤ **Unité IV-3 :**

Elle est constituée de grés hétérométriques, fins, moyens, parfois grossiers à micro conglomératiques siliceux ou argilo-siliceux, ils contiennent de rares passées d'argile noire silteuse.

Dans la partie centrale du gisement, l'épaisseur de la couche atteint 40 à 45 m, dans les autres parties du champ cette épaisseur varie entre 10 et 20 m.

- La porosité moyenne : 9%.
- Argilosité moyenne  $V_{sh}$  : 15 %.
- La perméabilité moyenne : 52 mds.
- SW : 11.2 à 31 %.

➤ **Unité IV-2 :**

Cette unité est très hétérogène par ses caractéristiques géologiques et pétrophysiques, elle forme un complexe argilo-gréseux. Vers le sud et le Sud-est, l'unité IV-2 évolue en faciès gréseux et son épaisseur augmente.

- Epaisseur utile: 0 à 59 m.
- Porosité moyenne: 8 %.
- Perméabilité moyenne: 16 mds.

➤ **Unité C1-III : (Dévonien)**

- Epaisseur utile: 30 m.
- Perméabilité moyenne: 450 mds.
- Porosité moyenne: 19 %.
- SW : 20 %

**II.5 Aspect pétrolier :**

Les accumulations principales d'huiles et de gaz qui ont fait de la région l'un des plus grands gisements du pétrole en Algérie, appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2 du réservoir ordovicien, dont la pression moyenne initiale est de 171.30 bar pour l'ensemble du gisement à une profondeur de 2000 m.

- la quantité d'huile en place a été estimée à 271.1 Mm<sup>3</sup> associé à un gaz cap important.

- Les propriétés des fluides de gisement peuvent être résumées comme suite :

- **Propriétés du gaz : (à la pression de gisement initial)**

1. Le facteur volumétrique de fond ( $B_g$ )=0.0055 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
2. La viscosité ( $\mu_g$ )=0.023 Cp.

- **Propriétés de l'huile : (à la pression de gisement initial)**

1. Le facteur volumétrique de fond ( $B_o$ )=1.43 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
2. La viscosité ( $\mu_o$ )=0.355 Cp.
3. La densité ( $d_o$ )=0.82.
4. GOR initial ( $R_s$ )=150 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

- **Propriétés de l'eau de gisement : (à la pression de gisement initial)**

1. La densité (à 88 °C)=1.02 g/cm<sup>3</sup>.
2. La compressibilité : 3 (kg/cm<sup>3</sup>).
3. La viscosité : 0.38 cp.
4. Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1.02 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.
5. Salinité moyenne (NaCl) : 250 g/l.

**Introduction :**

Les informations fiables sur des conditions in situ de réservoir sont importantes en beaucoup de phases de la technologie de pétrole.

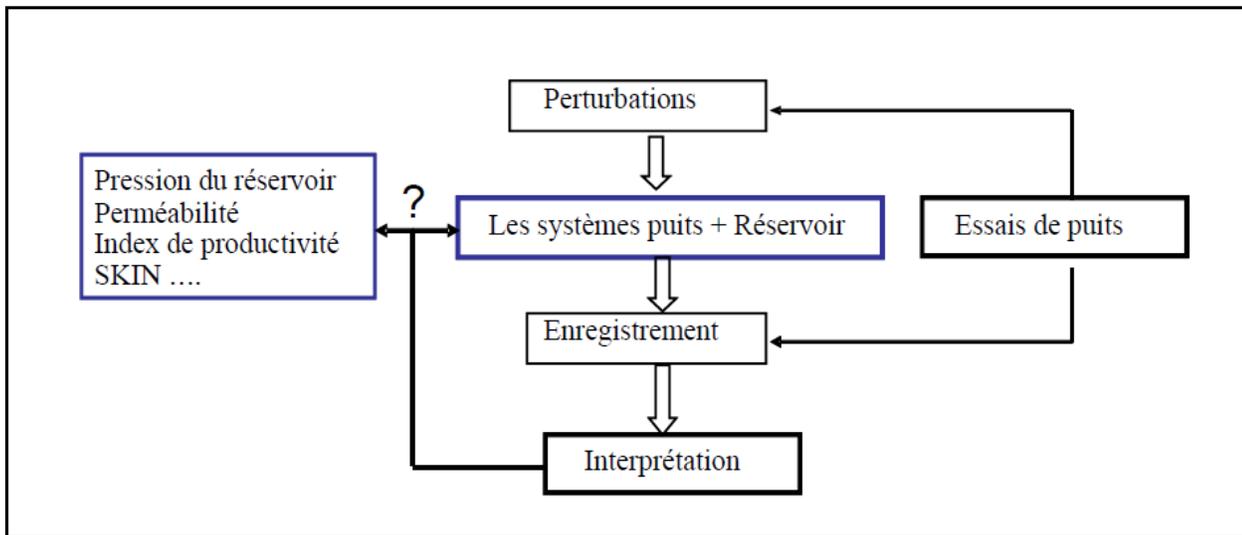
L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de réservoir et pour prévoir la future production sous de divers modes des fonctionnements.

L'ingénieur de production doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

- L'objectif de ce chapitre est de développer une compréhension de base d'essai de puits et des techniques associées d'interprétation.

**III.1 Principe des essais aux puits :**

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



**Figure III-1 : Schéma qui résume les étapes suivies dans une application d'essais de puits.**

### III.2 Objectifs des essais aux puits :

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. Les résultats d'essais de puits, associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir, qui sera utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

D'une façon générale le but des essais de puits est :

- D'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits
- De contrôler l'efficacité des opérations de mise en production
- De déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques.

#### **III.2.1. Principaux objectifs des essais de puits selon la classification des puits :**

Selon que l'essai de puits est effectué sur un puits d'exploration, un puits de confirmation ou un puits de développement (et dans ce dernier cas que l'essai soit un essai initial ou un essai périodique), les objectifs de base ou l'importance respective de ces objectifs ne sont pas les mêmes.

##### **III.2.1.1 Cas des essais sur puits d'exploration :**

- Pour ce type de puits, les essais s'effectuent en cours de forage. Une zone vierge vient d'être forée où l'on a peu d'information sur les pressions, les fluides en place et les qualités de réservoir.

L'objectif du test est donc par priorité de prouver la présence d'hydrocarbure et de définir :

- la nature et les caractéristiques des fluides en place (y compris l'eau), "
- les caractéristiques de la couche et plus particulièrement la pression initiale, la température ainsi qu'une perméabilité et une productivité approximative.

##### **III.2.1.2 Cas des essais sur puits de confirmation :**

Ces puits, réalisés aussi pendant la phase exploration, sont aussi appelés puits d'appréciation ou, selon l'objectif premier visé, puits de délinéation.

L'approche n'est plus la même. Les premiers renseignements ont été obtenus sur le puits d'exploration ou les précédents puits de confirmation. On ne cherche donc plus à prouver une découverte mais à recueillir suffisamment de données pour pouvoir bâtir ou finaliser un avant projet.

Le programme de l'essai de puits, généralement plus complet est bâti à l'aide des connaissances acquises lors des essais effectués sur le ou les puits précédents.

On cherche tout d'abord à confirmer les premiers résultats et :

- obtenir un échantillon parfaitement représentatif (par exemple par échantillonnage de fond en respectant un débit limite estimé dans le cas où il y a possibilité d'être au fond dans des conditions monophasiques),
- confirmer et/ou préciser les caractéristiques réservoirs déjà obtenues (pression, perméabilité et productivité du puits, . . .).

On cherche également, si le temps le permet, à déterminer les caractéristiques lointaines de la couche :

- perméabilité lointaine,
- présence d'hétérogénéités latérales et/ou verticales, de discontinuité, de faille, limites du réservoir, mécanismes naturels de drainage.

L'utilisation combinée de ces renseignements avec les résultats obtenus par d'autres moyens tels que lithologie, diagraphies différées, permet d'effectuer les premières corrélations entre puits et donc d'avoir une image à l'échelle du gisement et non plus seulement à celle du puits.

### **III.2.1.3 Cas des essais sur puits de développement :**

#### **III.2.1.3.1 Cas des essais initiaux sur puits de développement :**

Dans ce contexte, les fluides sont généralement bien connus. L'échantillonnage constitue donc un objectif important pour un tel essai seulement dans le cas d'un puits structurellement éloigné ou isolé de la zone déjà développée.

L'effort porte donc principalement sur la détermination des caractéristiques du réservoir au moyen de l'analyse des mesures de pression et de débit.

- Le premier objectif de l'essai sur un puits de développement est d'évaluer l'état du puits et ses abords. Les paramètres suivants sont recherchés :
  - la qualité de la liaison couche-trou (skin factor),
  - la perméabilité proche (et lointaine).
  - la productivité actuelle et la productivité potentielle du puits,
  - la pression statique du réservoir au moment de l'essai.

- Le deuxième objectif est de porter l'investigation à une échelle plus grande du réservoir pour estimer les hétérogénéités (perméabilités verticales et horizontales, failles, fractures, . . .) et les limites, les interférences entre puits de développement, le degré de communication entre plusieurs zones, les mécanismes naturels de drainage (activité d'un aquifère, . . .).

Ceci conduit à une meilleure connaissance des données du réservoir et donc à une meilleure vision du développement du gisement.

#### **III.2.1.3.2 Cas des essais périodiques sur puits de développement :**

Les objectifs sont nombreux et variés et s'inscrivent dans le cadre d'une politique de surveillance des puits élaborée sur l'ensemble du gisement.

- ❖ Un premier souci est de surveiller l'état de santé du puits et en particulier :
  - de suivre l'évolution de la productivité du puits et donc de l'endommagement aux abords du trou,
  - de détecter, de situer ou de comprendre des "anomalies" au niveau de la liaison couche trou (coning, problèmes liés à l'exploitation simultanée de zones multiples, fuites, . . .).
- ❖ Un deuxième aspect est de surveiller le comportement plus global du gisement et en particulier de suivre l'évolution :
  - de la pression statique du réservoir (ce qui permet, entre autres, d'évaluer la nécessité ou l'efficacité d'un procédé de maintien de pression).
  - des interfaces, . . . .

### III.3 Types des essais aux 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 le test 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 ; interference test ; pulse test)

#### III.3.1. Test de remontée de pression ( BUILD-UP ) :

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

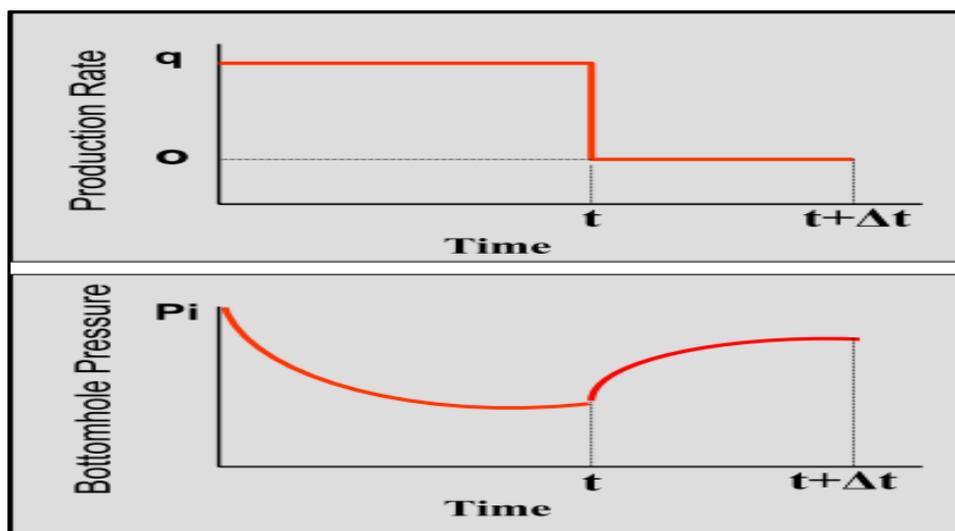


Figure III-2 : Enregistrement du débit et de la pression lors d'un essai de Build up .

**III.3.1.1 Objectifs de test BUILD UP:**

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

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

**III.3.1.2 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 certain puits qui fonctionne avec des moyens artificiels (pompage )

**III.3.1.3 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.
- Le test BUILD UP est un essai à deux débits, ce qui signifie que 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. On peut envisager deux cas suivant le rayon d'investigation atteint pendant la période de débit avant fermeture(régime permanent ou régime pseudo permanent).

**III.4 Equations fondamentales :**

L'écoulement dans des médias poreux est un phénomène très complexe et ne peut pas être décrits aussi explicitement que traversent des pipes ou des conduites. Il est plutôt facile de mesurer la longueur et le diamètre d'une pipe et de calculer sa capacité d'écoulement en fonction de la pression ; cependant, dans des médias poreux il n'y a aucun chemin défini d'écoulement qui se prête à la mesure.

L'analyse du flux de fluide dans des médias poreux a évolué tout au long des années le long de deux axes : l'expérimental et l'analytique. Les physiciens, ingénieurs, hydrologistes, et semblable ont examiné expérimentalement le comportement de divers fluides comme s'ils traversent des médias poreux. S'étendant du sable au verre de Pyrex fondu. Sur la base de leurs analyses, ils ont essayé de formuler les lois et les corrélations qui peuvent alors être employées pour faire des prévisions analytiques pour les systèmes assimilés.

L'objectif principal de ce paragraphe est de présenter les rapports mathématiques qui sont conçus pour décrire l'écoulement des fluides dans le réservoir. Les formes mathématiques de ces rapports varieront selon les caractéristiques du réservoir.

Les caractéristiques primaires de réservoir qui doit être considéré incluent :

- Types de fluides dans le réservoir
- Régimes d'écoulement
- La géométrie de réservoir de
- Nombre de fluides débordants dans le réservoir.

**III.4.1. Types de fluides :**

Le coefficient isotherme de compressibilité est essentiellement le facteur contrôlant en identifiant le type du fluide de réservoir.

Généralement des fluides de réservoir sont classifiés dans trois groupes :

- 1) fluides incompressibles.
- 2) fluides légèrement compressibles.
- 3) fluides compressibles.

Le coefficient isotherme  $c$  de compressibilité est décrit mathématiquement par les deux expressions équivalentes suivantes :

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

En termes de masse volumique :  $c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$  .....(III-2)

Avec :

V: Volume du fluide.

P : Pression.

$\rho$ :Masse volumique

C : compressibilité du fluide

**III.4.1.1 Fluides incompressibles :**

Un fluide incompressible est défini comme fluide dont le volume ou la densité ne change pas avec de la pression. C'est :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \quad \text{Et} \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \quad \text{.....(III-3)}$$

Les fluides incompressibles n'existent pas ; cependant, on peut assumer que dans certains cas ce comportement simplifie la dérivation et la forme finale de beaucoup d'équations d'écoulement.

**III.4.1.2 Fluides légèrement compressibles :**

Ces fluides « légèrement » compressibles montrent de petits changements de volume, ou de densité, avec des changements de pression. Connaissant le volume  $V_{ref}$  d'un liquide légèrement compressible à une pression (initiale) de référence, les changements du comportement volumétrique de ce fluide en fonction de la pression  $p$  peuvent être mathématiquement décrits en intégrant l'équation (2.1) pour donner :

$$-c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{\partial V}{V} \quad \text{.....(III-4)}$$

$$\exp[c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}} \dots\dots\dots(III-5)$$

$$V = V_{ref} \exp[c(p_{ref} - p)] \dots\dots\dots(III-6)$$

**III.4.1.3 Fluides compressibles**

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

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(III-7)$$

**III.4.2. Loi de Darcy :**

La loi fondamentale du mouvement liquide dans des médias poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique s'est développée par Darcy dans 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide. Ce rapport est :

$$v = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots\dots\dots(III-8)$$

Et sous forme vectorielle :

Avec :

$$\vec{v} = - \frac{\bar{k}}{\mu} \vec{\nabla} p \dots\dots\dots(III-9)$$

V= vitesse apparente (cm/s)

Q= débit volumétrique (cm<sup>3</sup>/s)

A= section de passage de fluide (cm<sup>2</sup>).

$\bar{k}$  : est le tenseur de perméabilité,(md).

P= pression (atm)

$\vec{\nabla}$  :nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire) ;
- écoulement permanent ;
- formation homogène ;
- pas de réaction entre fluide et formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence les graves erreurs. Des modifications pour l'écoulement turbulent seront discutées plus tard en ce chapitre

**III.4.3. Equation de continuité :**

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

$$div(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \quad \dots\dots\dots(III-10)$$

Avec :

$S_o$  : est la saturation en huile.

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

**III.4.4. Equation de diffusivité :**

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

$$div\left(\rho \frac{\bar{k}}{\mu} \vec{\nabla} p\right) = \rho \phi c_t \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(III-11)$$

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

➤ Pour un fluide peu compressible ( $\rho \approx cte$ ) l'équation précédent se simplifie en :

$$k \Delta p = \phi c_t \mu \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(III-12)$$

$\Delta$  : est l'opérateur Laplacien.

Dans un milieu isotrope :

$$\Delta p = \frac{\phi c_t \mu}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(III-13)$$

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

$$\Delta p = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(III-14)$$

Dans le système de coordonnées cylindrique l'équation de diffusivité a la forme suivante :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(III-15)$$

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

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(III-16)$$

- Pour un fluide compressible ( $\rho, \mu, c_t$ ) sont tous fonctions de pression alors ALHUSSAINY a introduit la notion de pseudo pression et pseudo temps pour linéariser l'équation de diffusivité tel que :

$$m(p) = \int_0^p \left( \frac{2p}{\mu_g Z} \right) dp \dots\dots\dots(III-17)$$

et 
$$t_p = \int_0^p \frac{dt}{\mu c_t} \dots\dots\dots(III-18)$$

$m(p)$  : est le pseudo pression.

$t_p(p)$  : est la fonction pseudo temps.

Enfin l'équation devient :

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t_p} \dots\dots\dots(III-19)$$

**III.4.5. Solution de l'équation de diffusivité :**

**III.4.5.1 Variables adimensionnelles :**

Pour simplifier l'équation de diffusivité et les conditions aux limites un traitement adimensionnel est plus simple alors une variables sont devenu adimensionnel en multipliant par un facteur de dimension inverse ainsi :

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (III-20)$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi\mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (III-21)$$

$$P_D = \frac{p_i - p(r, t)}{\left(\frac{141.2Q_o\mu_o B_o}{hk}\right)} \dots\dots\dots (III-22)$$

Pour dans la géométrie radial :  $r_D = \frac{r}{r_w} \dots\dots\dots (III-23)$

Et  $r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (III-24)$

Enfin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \dots\dots\dots (III-25)$$

Pour la géométrie linéaire :

$$x_D = \frac{x}{\sqrt{A}} \dots\dots\dots (III-26)$$

$$p_D = \frac{k\sqrt{A}}{2\pi(141.2)B\mu Q} \dots\dots\dots (III-27)$$

Enfin l'équation de diffusivité

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial x_D^2} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \dots\dots\dots (III-28)$$

**III.4.5.2 Solution de l'équation de diffusivité :**

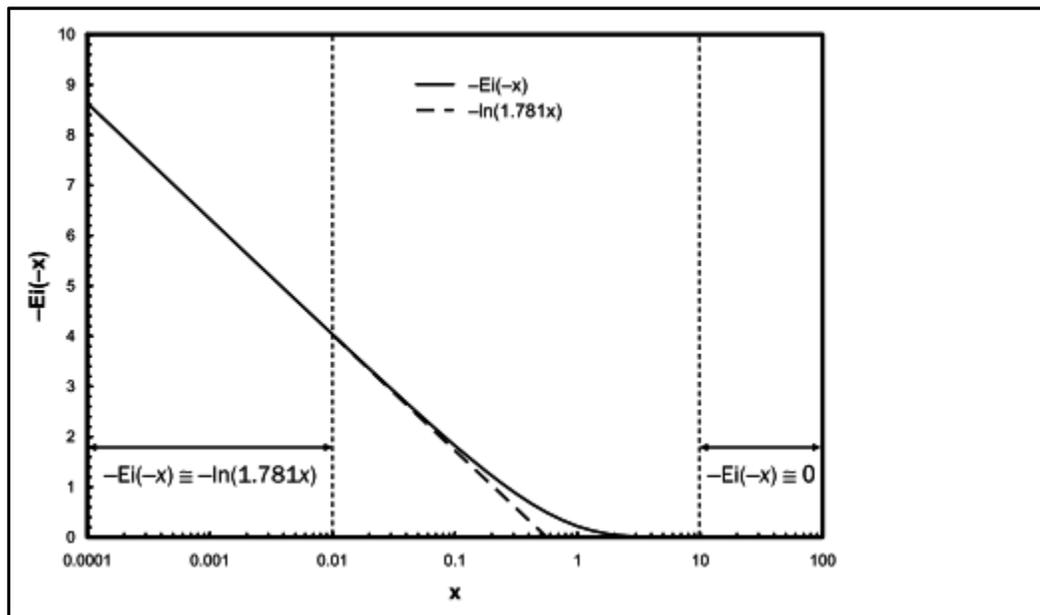
La manipulation de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement et conditions aux limites est plus facile avec les variables adimensionnelles ; les solutions sont généralement données dans l'espace de Laplace. Mais l'inversion de ces solutions vers l'espace réel n'est pas aussi simple, et ça nécessite des fois l'utilisation d'un algorithme numérique (algorithme de Stehfest par exemple). L'explication détaillée de ces solutions dépasse l'objectif de ce mémoire, alors on va se limiter dans deux cas importants dont l'interprétation des essais de puits utilise souvent

**III.4.5.2.1 Ecoulement radial circulaire : de fluide peu compressible dans un réservoir infini et débit constant**

la fonction de la ligne source :

La solution est exprimée à l'aide de la fonction exponentiel intégral, souvent appelée la fonction de la ligne source comme suit :

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i \left( \frac{r_D^2}{4t_D} \right) \dots\dots\dots(III-29)$$



**Figure III-3 : Graphe de la fonction ligne source.**

Ou bien :

$$p(r, t) = p_i + \left[ \frac{70.6Q_o\mu_oB_o}{hk} \right] E_i \left( \frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \dots\dots\dots(III-30)$$

Avec :

$$E_i(-x) = - \int_x^{+\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots (III-31)$$

pour des petites valeurs de x : (x < 0.01), la fonction exponentiel intégral peut être rapprochée à la fonction logarithmique tel que :

$$E_i(-x) = \ln(\gamma x) \dots\dots\dots(III-32)$$

γ : constante d'Euler, γ=1.781

avec :

$$x = \frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} \dots\dots\dots(III-33)$$

alors :

$$p(r, t) = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_o B_o}{hk} \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r^2}\right) - 3.23 \right] \dots\dots\dots(III-34)$$

et comme on enregistre souvent la pression dans les essais de puits au fond de puits la solution deviendra en remplaçant « r et p » par « r<sub>w</sub> et p<sub>wf</sub> » :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_o B_o}{hk} \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right] \dots\dots\dots(III-35)$$

en tenant compte de facteur de Skin :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_o B_o}{hk} \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s \right] \dots\dots\dots(III-36)$$

qui est l'expression utilisée souvent dans les essais de puits.

**III.4.5.2 Ecoulement linéaire :**

La solution est donnée dans l'espace de Laplace ; l'inversion de cette solution donne :

$$p_D(x_D, t_D) = 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \exp\left(\frac{-x_D^2}{4t_D}\right) - x_D \operatorname{erfc}\left(\frac{x_D}{2\sqrt{t_D}}\right) \dots\dots\dots(III-37)$$

Avec :

$$erfc(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^{+\infty} \exp(-t^2) dt \dots\dots\dots(III-38)$$

Pour le cas spécial  $x_D=0$  , sur la facette de la fracture la solution devient :

$$p_D(0, t_D) = 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \dots\dots\dots(III-39)$$

**III.5 Régimes d'écoulement :**

Il y a fondamentalement trois régimes d'écoulement qui doivent être identifiés afin de décrire le comportement de flux de fluide et la distribution de pression de réservoir en fonction du temps. Ces trois régimes d'écoulements sont :

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

**III.5.1. Écoulement permanent (steady state flow):**

Ce régime d'écoulement est identifié comme si la pression à chaque emplacement dans le réservoir reste constante, c.-à-d.,ne change pas avec du temps. Mathématiquement, cette condition est exprimée comme :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \dots\dots\dots(III-40)$$

Cette équation déclare que le taux de changement de la pression p avec le temps à n'importe quel emplacement i est nul. Dans les réservoirs, l'état d'écoulement équilibré peut seulement se produire quand le réservoir est complètement rechargé et soutenu par des fonctionnements forts de couche aquifère ou d'entretien de pression.

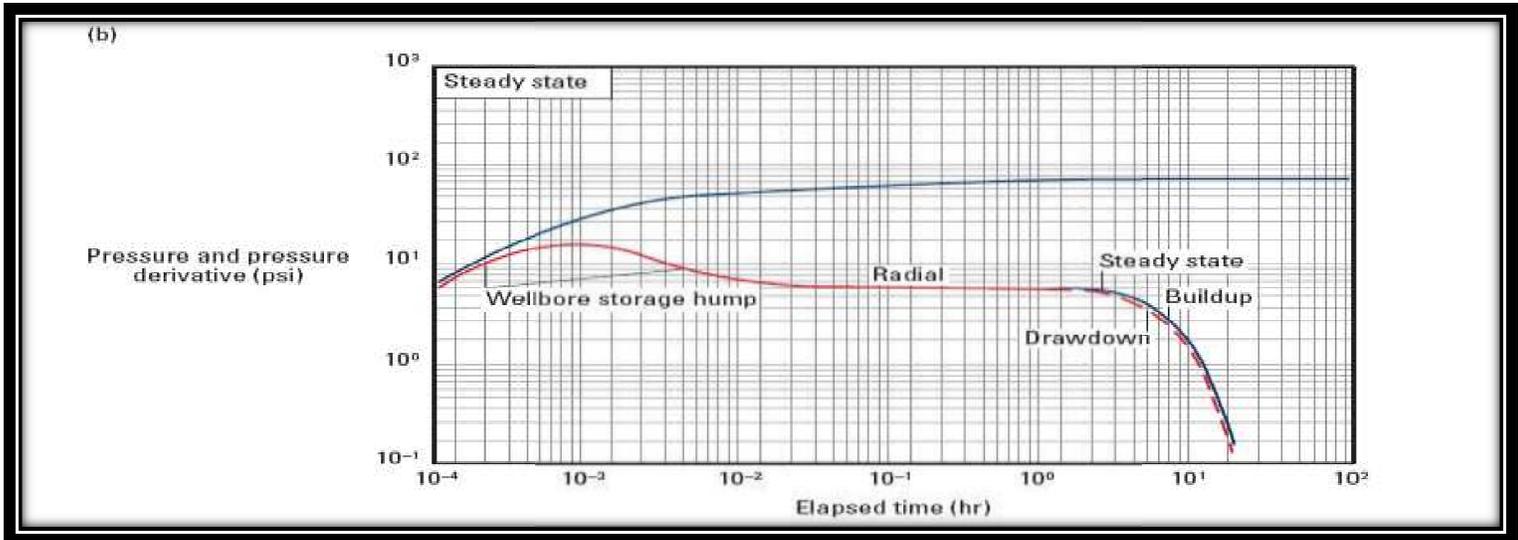


Figure III-4 : Evolution de la pression et la dérivée Ecoulement Permanent.

**III.5.2. Écoulement transitoire (unsteady state):**

L'écoulement transitoire est défini comme la condition d'écoulement à laquelle le taux de changement de pression avec le temps à toute position dans le réservoir n'est pas zéro ou constante. Cette définition suggère que le dérivé de pression par rapport au temps est essentiellement une fonction de la position  $i$  et du temps  $t$ , ainsi :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = f(x, t) \dots\dots\dots(III-41)$$

**III.5.3. Écoulement semi permanent (Pseudosteady-state) :**

Quand la pression à différents emplacements dans le réservoir diminue linéairement en fonction du temps, c.-à-d., à une constante le taux en baisse, l'état d'écoulement est caractérisé comme écoulement semi permanent (pseudo steady-state). Mathématiquement, cette définition déclare que le taux de changement de pression par rapport au temps à chaque position est constant, ou :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = constante \dots\dots\dots(III-42)$$

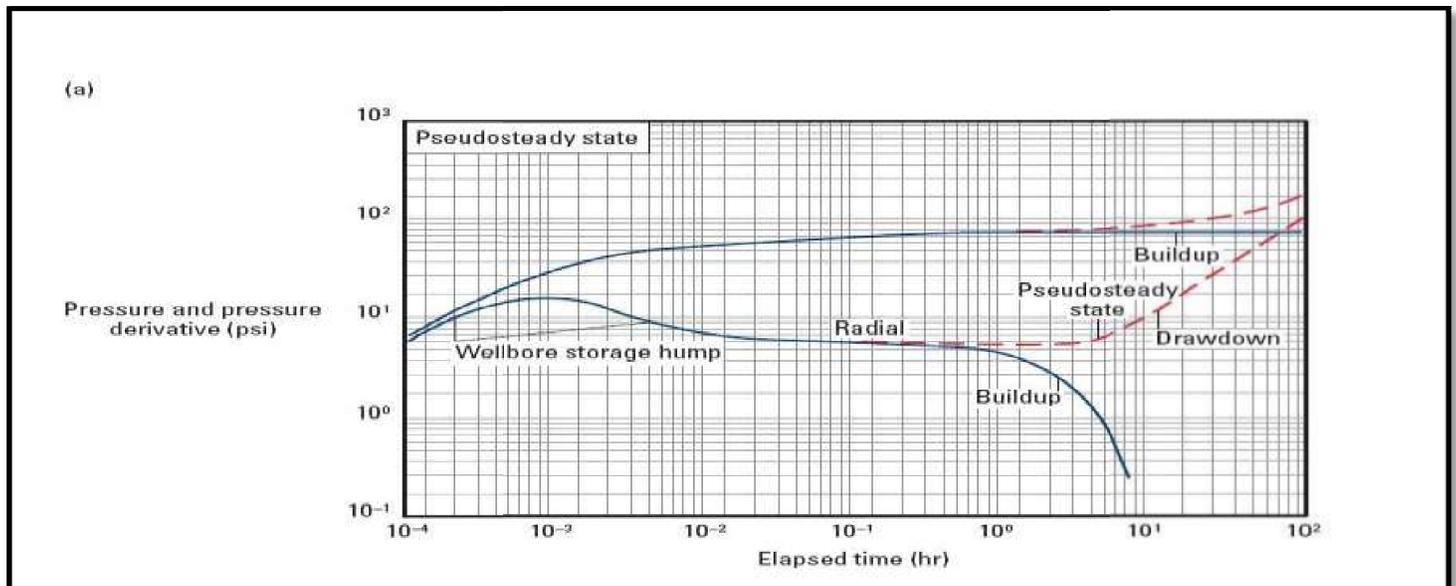


Figure III-5 : Evolution de la pression et la dérivée en Ecoulement Pseudo-Permanent.

### III.6 Géométrie de réservoir :

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

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

#### III.6.1. Écoulement radial circulaire :

En l'absence des hétérogénéités graves de réservoir, l'écoulement dans ou le puits ou partant de celui-ci suivra des lignes de flux radial, car les fluides se déplacent et convergent vers le puits de toutes les directions. (Voir Figure III-6).

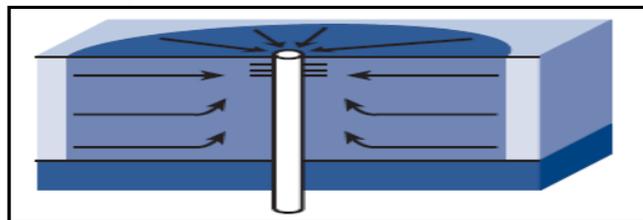
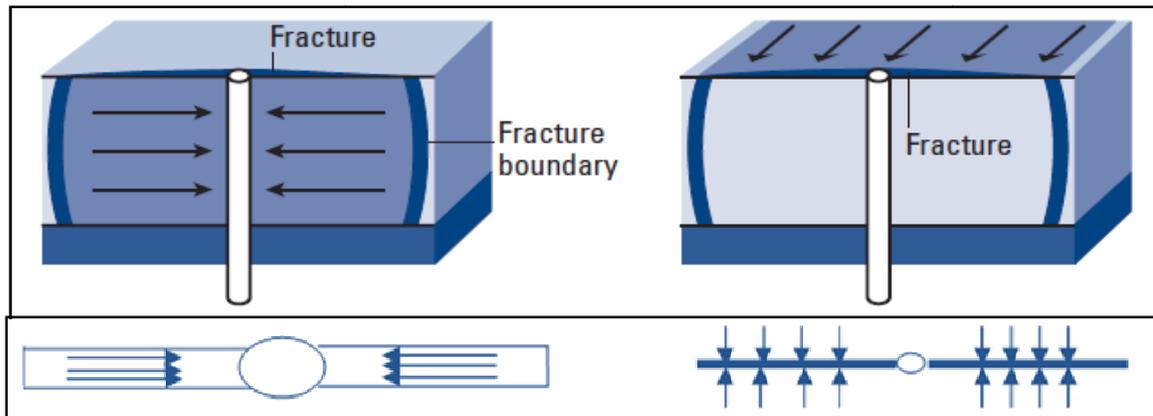


Figure III-6 : Ecoulement radial circulaire.

### III.6.2. Écoulement linéaire

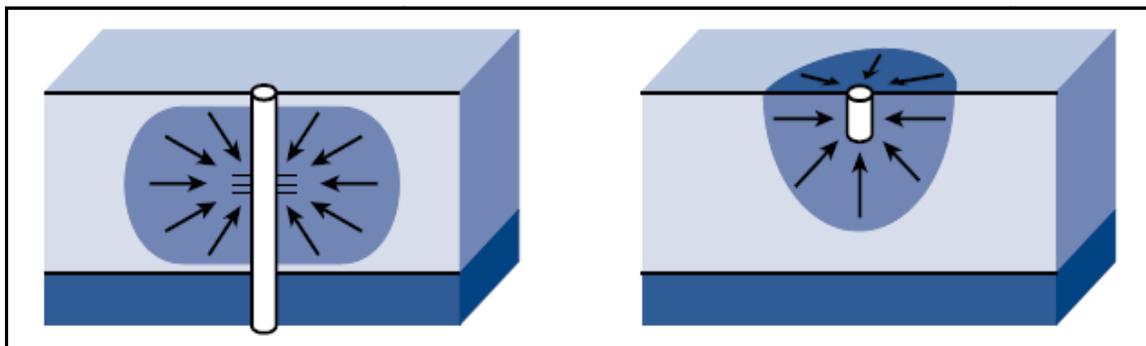
L'écoulement linéaire se produit quand les lignes de courant sont parallèles et le fluide coule dans une direction simple. En outre, la section à couler doit être constante. La **fig.2.2** montre un système d'écoulement linéaire idéalisé. Une application commune d'écoulement linéaire est le flux de fluide dans des fractures hydrauliques verticales,



**Figure III-7 : Écoulement linéaire.**

### III.6.3. Écoulement sphérique et hémisphérique :

Selon le type de configuration de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique près du puits. Bien avec une perforation dans un l'intervalle limité a pu avoir comme conséquence un écoulement sphérique à proximité des perforations comme illustré sur la **figure III-8**. Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications de la **figure III-8**, a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique. La condition a pu surgir là où le coning d'eau est important.



**Figure III-8 : Écoulement sphérique et hémisphérique .**

### III.7 Nombre de fluides débordants dans le réservoir :

Les expressions mathématiques qui sont employées pour prévoir le comportement volumétrique et de pression dans un réservoir varient dans la forme et la complexité selon le nombre de fluides mobiles dans le réservoir. Il y a généralement trois cas de système d'écoulement :

- Ecoulement monophasé (huile, eau, ou gaz) ;
- Ecoulement bi-phasique (huile-eau, gaz-huile, ou gaz-eau) ;
- Ecoulement triphasé (huile, eau, et gaz).

La description du flux de fluide et analyse suivante de pression les données deviennent plus difficiles comme nombre de fluides mobile augmente

### III.8 Conditions aux limites :

L'intégral d'une équation différentielle donne une solution générale qui est exprimé par plusieurs constantes arbitraires, pour trouver la solution exacte d'une équation différentielle il faut fournir un système d'équations supplémentaire dont la dimension dépend de l'ordre de l'équation, c'est ce qu'on appelle les conditions au limites.

Puisque l'équation de diffusivité est une fois dérivable par rapport au temps et deux fois par rapport à l'espace on aura besoin d'une condition limite pour le temps-ce qu'on appelle condition initiale- et deux pour l'espace. Généralement on a deux types de conditions aux limites soit de

Dirichlet ( $\left. \frac{\partial f}{\partial x_i} \right|_{M_0} = 0$ ), ou bien de Newman ( $f(M_0) = f_0$ ).

- Condition initiale : on suppose que le réservoir à l'instant zéro était à une pression initiale  $p_i$  uniforme sur tout le réservoir.
- Conditions aux limites : pour les conditions aux limites de l'espace, on distingue deux types selon la position :
  - 1) Condition à la limite interne : cela veut dire aux parois du puits, et dans la plupart des cas elle est de type de Dirichlet parce que souvent on impose un débit de production constant, sauf pour les formations un consolidées là on est obligé de poser une pression de fond constante alors une condition de type Newman
  - 2) Conditions à la limite externe : cela veut dire aux frontières du réservoir, on peut avoir une condition de type de Dirichlet : limite de drainage du puits, et même pour une faille étanche ; ou bien de type Newman : une pression constante au contact d'un aquifère actif, près d'un puits injecteur ; ou bien une pression qui égale à la pression initiale à l'infinie .

**III.9 Paramètres estimés :**

**III.9.1. Effet de capacité :**

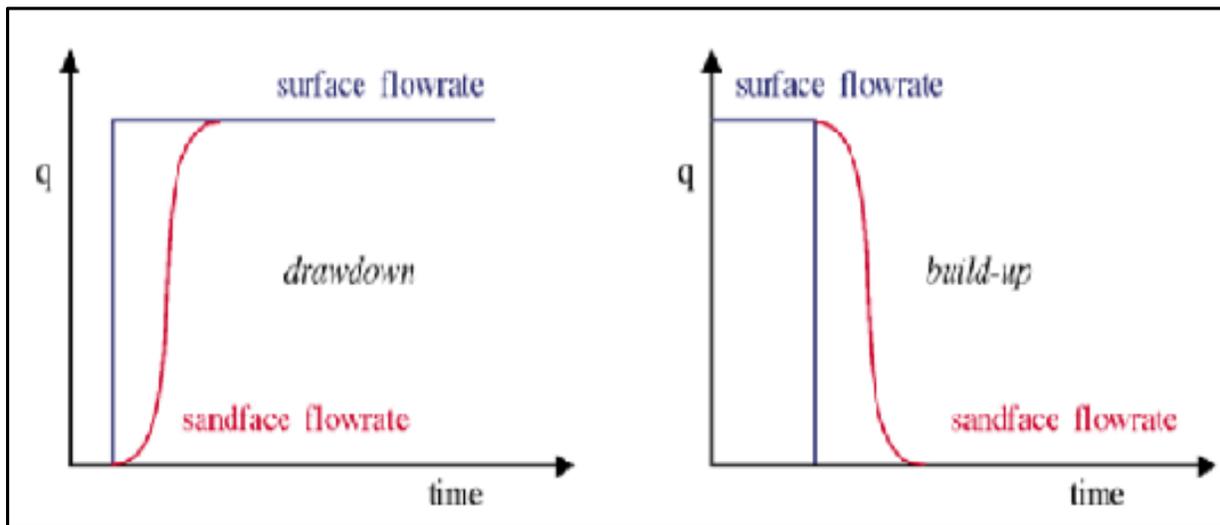
Fondamentalement, l'analyse d'un essai de puits traite l'interprétation de la réaction de pression de puits à un changement donné du débit (de zéro à une valeur constante pour un essai draw-down, ou de taux constant à zéro pour un essai build up). Malheureusement, le débit est contrôlé sur la surface, pas au fond du puits. En raison du volume de puits, un débit extérieur constant ne s'assure pas que le débit entier est produit à partir de la formation. (Voir figure III-9) .Cet effet est dû à la capacité de puits. Qui exprimée par la constante « c » avec :

$$c = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \dots\dots\dots(III-43)$$

$$c = \frac{qt}{24\Delta p} = \frac{QBt}{24\Delta p} \dots\dots\dots(III-44)$$

$\Delta V_{wb}$  : Changement du volume de fluide dans le puits.

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



**Figure III-9 : l'effet de capacité.**

**III.9.2. Effet du Skin :**

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

Hawkins (1956) [13] a proposé que la perméabilité dans la zone altérée, c.-à-d.  $k_s$ , soit uniforme et la chute de pression à travers la zone puisse être rapprochée par l'équation de Darcy. Hawkins a proposé l'équation suivante :

$$\Delta p_s = \left[ \Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k_s \right] - \left[ \Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k \right] \dots\dots\dots(III-45)$$

$$(\Delta p)_{skin} = \left( \frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k_{skin}} \right) \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) - \left( \frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \dots\dots\dots(III-46)$$

Alors :

$$(\Delta p)_{skin} = \left( \frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) \left[ \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \dots\dots\dots(III-47)$$

Or :

$$(\Delta p)_{skin} = \left( \frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708 h k} \right) s = 141.2 \left( \frac{Q_o \mu_o B_o}{h k} \right) s \dots\dots\dots(III-48)$$

Donc :

$$s = \left[ \frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left( \frac{r_{skin}}{r_w} \right) \dots\dots\dots(III-49)$$

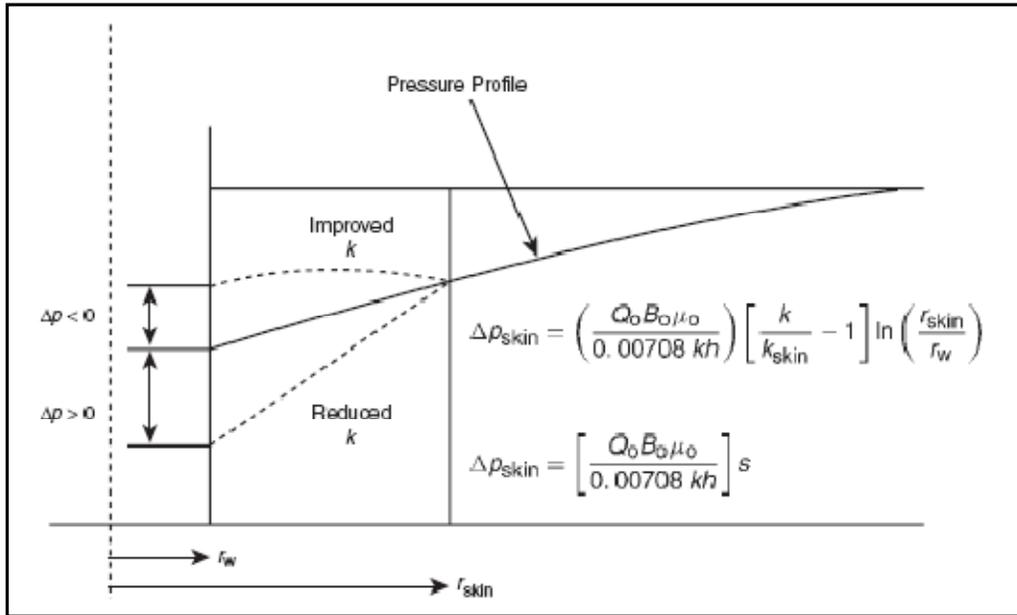


Figure III-10 : Effet du Skin

Un traitement alternatif proposé par Matthew & Russell utilise un rayon de puits effectif ou apparent de tel sorte que la perte de charge totale soit égale dans les deux systèmes, remplaçant dans l'équation de Darcy on obtient :

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \dots\dots\dots(III-50)$$

$r_{wa}$  : rayon apparent.[ft]

$r_w$  : rayon de puits. [ft]

Remarque :

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

Aujourd'hui on définit le Skin comme étant la somme des pseudos skin dont le skin mécanique ou d'endommagement fait partie tel que :

$$S = S_d + S_r + S_p + S_t + S_{dw} \quad \dots\dots\dots(III-51)$$

Avec :

S : skin total.[adimensionnel]

$S_d$  : skin d'endommagement. [adimensionnel]

$S_r$  : skin dû à la pénétration partielle. [adimensionnel]

$S_p$  : skin dû au perfores. [adimensionnel]

$S_t$  : skin dû à un écoulement non darcy (turbulent). [adimensionnel]

$S_{dw}$  : skin dû à la déviation du puits. [adimensionnel]

### **III.9.3. Estimation de la pression moyenne:**

La pression moyenne P de réservoir est utilisé pour caractériser le réservoir, le calcul de l'index de productivité  $I_p$ , l'estimation des réserves en place, et prévoir le comportement futur du réservoir.

#### **III.9.3.1 Méthode MATTHEWS BRONS HAZEBROEK: M B H [29]**

##### **a) Principe de la méthode:**

La pression à l'intérieur d'une aire de drainage fermée est calculée analytiquement à l'aide de la méthode des images. Pour une aire de drainage rectangulaire, il faut considérer quatre familles d'images correspondant aux images de puits par rapport aux quatre limites de l'aire de drainage.

$$P_i - P_{ws} = \frac{m}{2.303} \left\{ \ln \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + \sum_{i=1}^{\infty} \left[ Ei \left[ -\frac{\phi \mu C_i a_i^2}{4K\Delta t} \right] - Ei \left[ \frac{\phi \mu C_i a_i^2}{4K(t_p + \Delta t)} \right] \right] \right\} \dots\dots\dots(III-52)$$

Avec :

$a_i$ ; La distance du puits aux images.[ft]

$m$ ; Pente du droit semi-log.

Pour  $\Delta t$  infini, l'expression précédente prend la forme:  $P_i - P^* = \frac{m}{2.303} F(t_p) \dots\dots\dots(III-53)$

Avec :

$F(t_p)$  : Est une fonction du temps de production, de l'aire de drainage et de la position du puits.

Un bilan matière fournit la chute de la pression moyenne.

$$t_{PDH} = \frac{kt_p}{\phi \mu C_i A} \dots\dots\dots(III-54)$$

$$\frac{2.303(P^* - \bar{P})}{m} = 4 \pi t_{PDA} - F(t_p) \dots\dots\dots(III-55)$$

Cette dernière fonction à été calculée pour différentes formes géométriques de réservoir-puits.

On peut écrire encore:  $\bar{P} = P^* - \frac{m}{2.303} P_{DMBH}(t_{PDA}) \dots\dots\dots(III-56)$

$P_{DMBH}$ : La pression sans dimensions et  $t_{PDA}$  a présenté dans les abaques MBH pour les différentes formes géométriques de l'aire de drainage avec des diverses situations des puits dans l'aire de drainage.

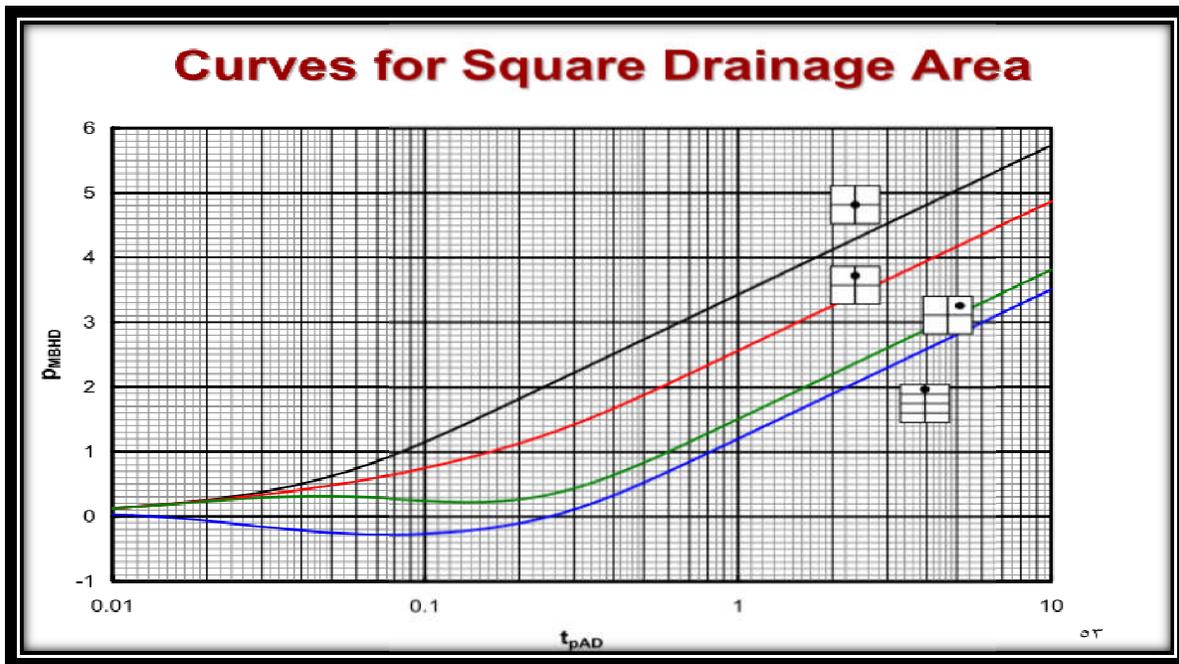


Figure III-11 : Courbes de MBH pour les différentes positions du puits et une aire de drainage carré.

**b) Procédure de calcul de la pression moyenne par la méthode MBH [29]:**

- 1) Extrapoler le plot HORNER pour obtenir  $p^*$  correspondant à  $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$
- 2) Calculer la perméabilité  $k$  à partir de la pente de la droite de plot HORNER.
- 3) Estimer la configuration de l'aire de drainage ( méthode de MATHEWS et RUSSEL) ainsi que la surface de l'aire de drainage par planimétrie ou par bilan matière en prenant le cas d'un cercle.

4) Calculer la valeur de:  $t_{PDA} = \frac{0.0002637kt_p}{\phi\mu C_A} \dots\dots\dots(III-57)$

5) Choisir la courbe correspondant à la configuration réservoir – puits.

6) Déterminer à partir de l'abaque approprié  $P_{DMBH} = \frac{2.303(P^* - \bar{P})}{m} \dots\dots\dots(III-58)$

7) Calculer la pression moyenne à partir de la valeur ci-dessus, de  $m$  et de  $p^*$

Remarque:

- ❖ Il existe d'autres méthodes (DIETZ et RAMEY et COBB) [29] qui sont aussi basées sur l'extrapolation et la correction de la pression de la région transitoire.

**III.9.3.1.1 Calcul de la pression moyenne par bilan matière [29]:**

La pression moyenne dans le volume des pores de l'aire de drainage de puits de test est calculée à partir de la formule de l'expansion du fluide dans l'aire de drainage à condition que  $P_G > P_b$

$$\Delta V = (Ah\Phi)(P_i - P)Ct = (qB_0t)(5.615) \text{ ft}^3 \dots\dots\dots(\text{III-59})$$

$$\text{D'où: } \bar{P} = P_i - \frac{0.2339qBt_p}{Ah\phi C_i} \dots\dots\dots(\text{III-60})$$

Si on substitue cette dernière équation dans l'équation MDH:

$$P_{ws} = P_i + \frac{162.6\mu qB}{kh} \log \Delta t + \frac{162.6\mu qB}{kh} \left[ \log \frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} - \log \frac{4A}{1.781 C_A r_w^2} - 3.2275 \right] - \frac{0.2339qB(t_p+t)}{Ah\phi C_i} \dots\dots\dots(\text{III-61})$$

On trouve:

$$\bar{P} - P_{ws} = \frac{162.6\mu qB}{kh} \log \Delta t - \frac{162.6\mu qB}{kh} \left[ 3.2275 + \log \frac{4A}{1.781 C_A r_w^2} - \log \frac{k\Delta t}{\phi\mu C_i r_w^2} \right] \dots\dots\dots(\text{III-62})$$

Il est possible de déterminer la valeur de  $\Delta t$  pour laquelle la droite de M D H est extrapolée pour obtenir P. lorsque

$$P_{ws} = \bar{P}(\Delta t)_{\bar{P}} = 3792 - \frac{\phi\mu C_i A}{hC_A} \dots\dots\dots(\text{III-63})$$

**III.9.4. Indice de productivité : I<sub>p</sub>**

**Définition** : Est un débit de production par unité de chute de pression pour que ce puits produise.

L'indice de productivité peut être déterminé par des relations mathématiques mais en général mesuré pendant le test de production, il faut noter que l'indice de productivité est calculé pendant le régime pseudo-permanent parce que la pression continue à varier jusqu'à ce que le régime pseudo-permanent commence dans certains puits d'huiles, le régime pseudo-permanent intervient durant leur vie de production, il est nécessaire de connaître la valeur pour une prédiction de production en future.

$$I_p = \frac{Q}{P^* - P_{wf}} \dots\dots\dots(III-64)$$

P\*: étant la pression moyenne du gisement (dans le cas d'un réservoir infini)

**III.9.5. Rayon d'investigation :**

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion du réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai.

La littérature pétrolière présente un grand nombre de définitions différentes du rayon d'investigation. L'article H.K Van POOLEN [18] présente une bonne synthèse de ces définitions, ainsi :

**III.9.5.1 Définition de Jones:**

Le rayon d'investigation est l'endroit de réservoir où l'évolution de la pression représente 1% de l'évolution observée au puits.

$$r_i = 4\sqrt{k \cdot t / \phi \cdot \mu \cdot C_t} \quad (SI) \dots\dots\dots (III-65)$$

65)

**III.9.5.2 Définition de POETTMANN:**

Le rayon d'investigation est l'endroit de réservoir traversé par un débit égal à 1% de débit du puits.

$$r_i = 4,29\sqrt{k \cdot t / \phi \cdot \mu \cdot C_t} \quad (SI)$$

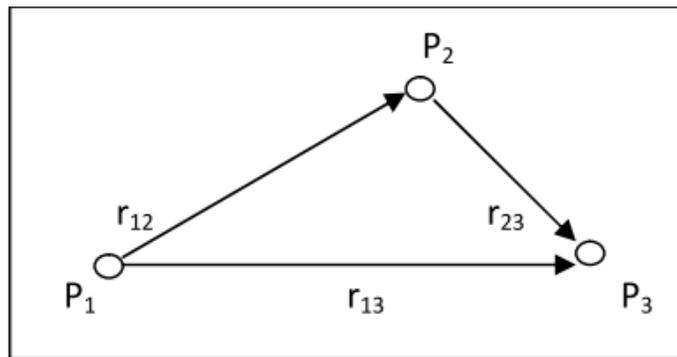
..... (III-66)

**III.10 Principe de superposition :**

L'objectif du principe de superposition consiste à décrire le comportement de pression dans le réservoir en présence de plusieurs puits producteurs à différents débits

**III.10.1. Premier principe de superposition : (dans l'espace)**

Considérons trois puits qui commencent la production en même temps dans la période transitoire. Le principe de superposition s'applique pour le calcul de la chute de pression comme suit:



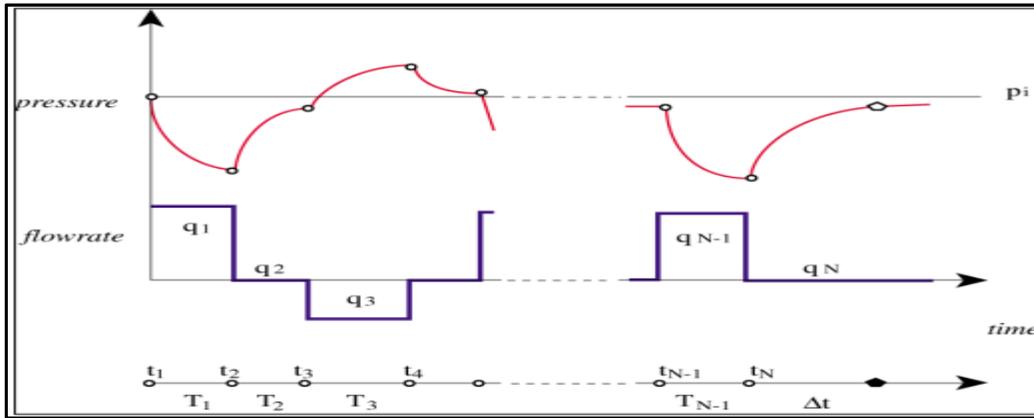
**Figure III-12 : Principe de superposition dans l'espace.**

$(P_i - P_{wf})$  total dans le puits1 =  $(P_i - P_{wf})$  due au puits1 +  $(P_i - P_{wf})$  due au puits2 +  $(P_i - P_{wf})$  due au puits3 (III-67)

$$\begin{aligned}
 (P_i - P_{wf})_{t; P1} = & 162.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[ \log \frac{kt}{\phi \mu C r_{w1}^2} - 3.23 \right] - 70.6 \frac{q_2 B \mu}{kh} E_i \left[ - \frac{948 \phi \mu C r_{12}^2}{kt} \right] \\
 & - 70.6 \frac{q_3 B \mu}{kh} E_i \left[ - \frac{948 \phi \mu C r_{13}^2}{kt} \right] \dots \dots \dots \quad \text{(III-68)}
 \end{aligned}$$

On n'a pas utilisé l'approximation logarithmique pour  $r_{12}$  et  $r_{13}$  puisque  $r_{12}$  et  $r_{13} \gg r_w$ .

**III.10.2. Deuxième principe de superposition : (dans le temps)**



**Figure III-13 : Superposition de plusieurs débits.**

On considère l'historique de production d'un puits comme il est montré dans le schéma ci-dessus.

$$(P_i - P_{wf})_{total} = (DP)_{q_1} + (DP)_{q_2 - q_1} + (DP)_{q_3 - q_2} \dots \dots \dots (III-69)$$

$$P_{wf} = P_i - 162.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[ \log \frac{kt}{\phi \mu C_i r_w^2} - 3.23 \right] - 162.6 \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{kh} \left[ \log \frac{k(t - t_1)}{\phi \mu C_i r_w^2} - 3.23 \right] - 162.6 \frac{(q_3 - q_2) B \mu}{kh} \left[ \log \frac{k(t - t_2)}{\phi \mu C_i r_w^2} - 3.23 \right] \dots \dots \dots (III-70)$$

$$P_i - P_{wf} = \frac{B \mu}{4.7 kh} \sum_{i=1}^n q_i \left[ \log \frac{K(t - t_i)}{r_w^2} + 0.809 \right] \dots \dots \dots (III-71)$$

avec  $K = \frac{k}{\phi \mu C_i} \dots \dots \dots (III-72)$

## Introduction :

Une interprétation compréhensive des informations (Data) requis est critique (essentielle) pour l'efficacité du développement du réservoir et son management parce qu'il quantifie les paramètres qui caractérise la réponse dynamique du réservoir.

L'objectif de l'interprétation des essais de puits est d'obtenir les résultats les plus consistants et les plus correctes.

### IV.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.
  - **Interprétation** (choix du modèle 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. Les paramètres initiaux du modèle sont déterminés lors de la phase d'interprétation.
- Un dernier ajustement des paramètres est la plupart du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements.

**IV.2 Présentation des méthodes d'interprétation:**

Plusieurs méthodes permettent d'interpréter un essai de puits. Ces méthodes peuvent être classées en deux grandes familles:

- I. Les méthodes conventionnelles.
- II. Les méthodes utilisant les courbes types :
  - Méthode de la dérivée.
  - Utilisation de l'outil informatique Saphir.

**IV.2.1 Méthodes conventionnelles :**

Elles ont été mises au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire...etc.) l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps  $f(t)$ . La représentation de la pression en fonction du temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

Les méthodes conventionnelles sont basées sur le choix d'une droite, couramment appelée droite semi-log par simplification de langage mais qui est obtenue, en fait, soit par un graphique semi-log (HORNER, MDH), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition). A partir de là, deux critiques doivent être faites. Le choix de cette droite, souvent très délicat, s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cours d'un test ; puisqu'elles éliminent systématiquement tous les points antérieurs au droit semi-log.

**IV.2.1.1 Utilisation des méthodes conventionnelles pour l'interprétation des tests de buildup: méthode de HORNER [18]**

Les notions utilisées sont:

$P_{wf}(t)$ : La pression en écoulement; le temps est compté depuis le début de mise en production.

$P_{ws}(\Delta t)$ : La pression en remontée de pression; le temps est compté depuis le moment  $t_p$  de la fermeture de puits  $P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(t_p)$

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient:

$$P_{ws}(\Delta t) = P^* - \left( \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots \dots (IV-1)$$

Où :  $P^*$  est l'équivalent de la pression initiale  $P_i$  pour le réservoir ;

$t_p$  est donné par :

$$t_p = \frac{24V_p}{q} \dots \dots \dots (IV-2)$$

Avec :  $V_p$  : le volume de production cumulée.

**\* Interprétation**

L'équation précédente montre que la pression fond varie linéairement en fonction de

$$\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (IV-3)$$

Si l'on porte sur un graphique  $P_{ws} = f \left( \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$  on observe une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente  $m$ :

$$m = - \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{kh} \dots \dots \dots (IV-4)$$

Après l'identification de la perméabilité à partir de l'équation (III.10), on peut calculer le facteur de skin en utilisant la formule suivante :

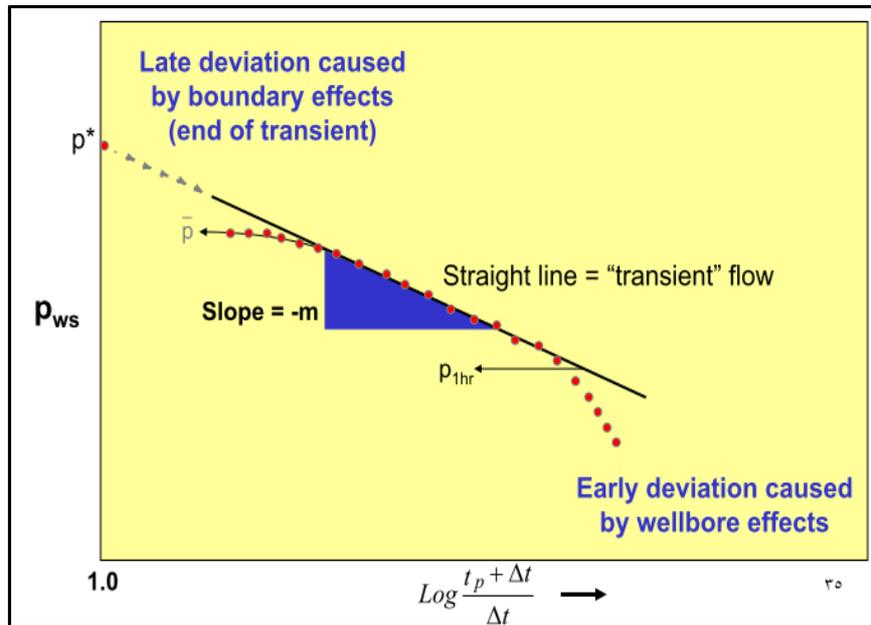


Figure IV-1 : Courbe d'HORNER.

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots (IV-5)$$

**Pression extrapolée:**

Pour  $\Delta t \rightarrow \infty$  soit  $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$  cette valeur de pression est appelée pression extrapolée, elle est notée ( $p^*$ ).

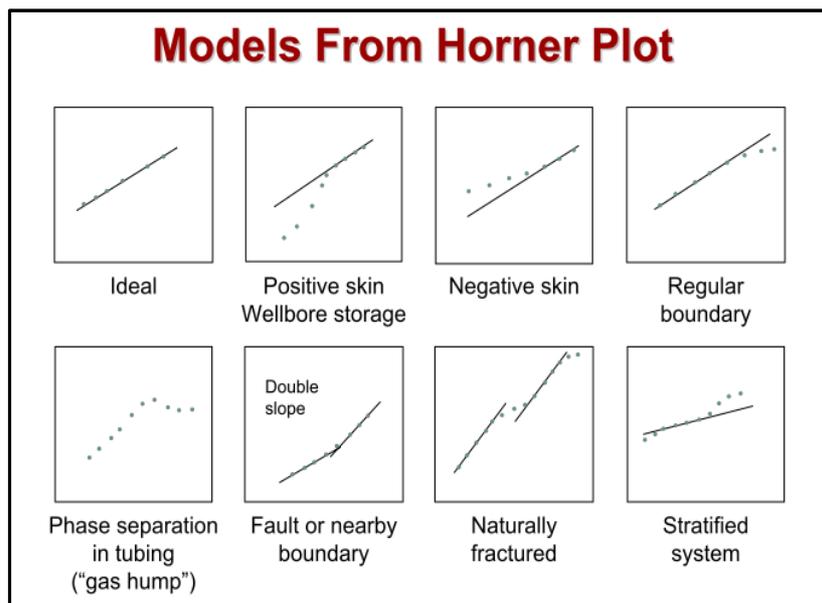


Figure IV-2 : Modèle de la courbe d'Horner.

**IV.2.1.2 Méthode MILLER DYES et HUTCHINGSON (MDH) [19]**

Cette méthode est basée sur la méthode de HORNER. Donc, l'expression de HORNER peut prendre une forme simplifiée chaque fois que le temps de production  $t_p$  est important devant le temps de remontée de pression ( $\Delta t$ ). L'équation devient :

$$P_{ws} = P_i - \left( \frac{162,6 q_o \mu_o B_o}{k h} \right) (\log t_p - \log \Delta t) \dots \dots \dots (IV-4)$$

**IV.2.2 Méthodes des courbes types et de dérivée****IV.2.2.1 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 ( $\Omega$ ,  $\Lambda$ ).
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

**IV.2.2.2 Utilisation des courbes types pour l'interprétation des tests de buildup:**

Les courbes types peuvent être utilisées pour l'interprétation des tests de build up ayant un temps de production suffisamment long comparé avec celle de la fermeture  $\Delta t$ ; c'est à dire  $\log(t_p + \Delta t) - \log t_p$ , le plot log-log se fait dans la manière conventionnelle c'est à dire  $(P_{ws} - P_{wf}(\Delta t=0))$  en fonction de  $\Delta t$

Lorsque le temps de production court, l'utilisation des courbes types dans la manière conventionnelle conduit à des erreurs significatives. dans cette situation, le plot log-log doit être préparé comme  $(P_{ws} - P_{wf} (\Delta t=0))$  en fonction de  $\Delta t_e$  d'AGARWAL:

**IV.2.2.3 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)

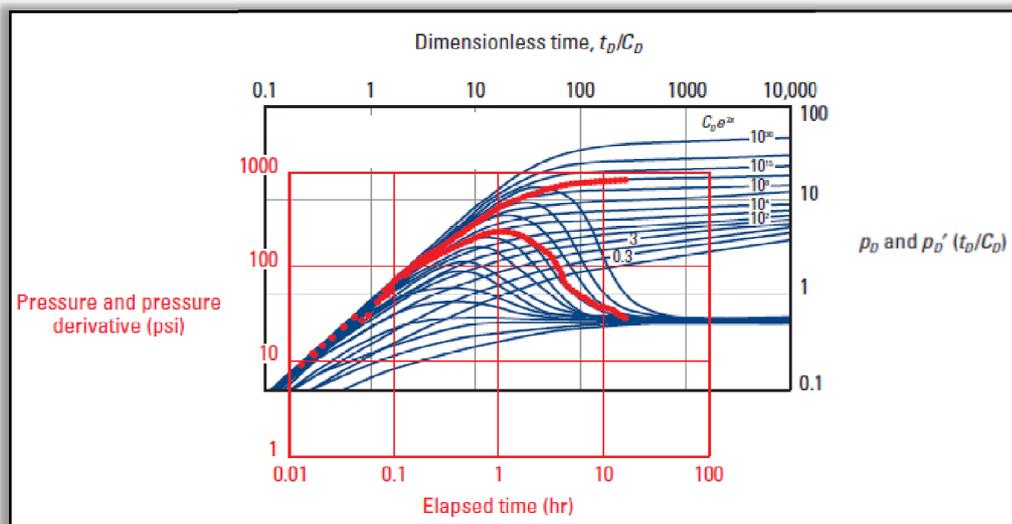
Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type.

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  $C_d e^{2s}$ . 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.



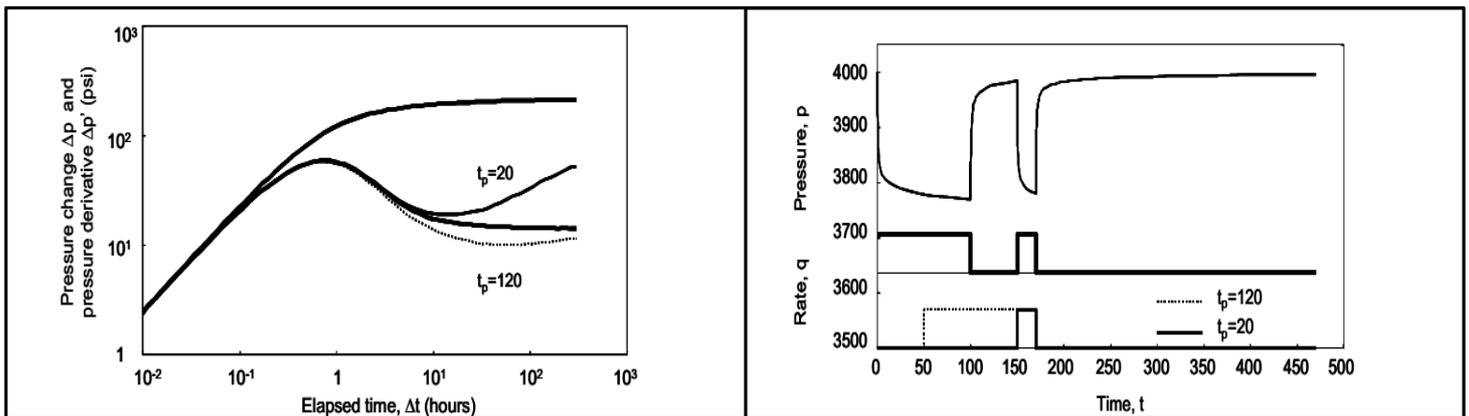
**Figure IV-3 : Calage des courbes type avec la dérivée.**

**IV.3 Facteurs influençant l'analyse des essais aux puits:**

**IV.3.1 Historique du débit de production  $t_p$  :**

Un temps de production équivalent est défini comme le rapport entre la production cumulée et le dernier débit.

Figure : exemple de deux test en débit successive en échelle linéaire.



**Figure IV-4 :Log-log plot pour le build up final (la dérivative trois historiques de production).**

**Figure IV-5 : Exemple de deux tests en débit successive.**

Quand il y a une période de fermeture et que la pression a atteint la pression initiale du réservoir, on peut dire que l'historique de production n'a pas d'influence (en générale  $t_p=5 \cdot t_f$ ).

Dans la pratique, si la perturbation dans le débit a lieu avant  $2 \cdot \Delta t$  ( $\Delta t$  : le temps du test), il est possible de simplifier l'historique de productions elle est juste avant le test on doit l'introduire dans le temps de superposition.

IV.3.2 Erreur sur la pression initiale  $P_{wf}$  et le temps de fermeture :

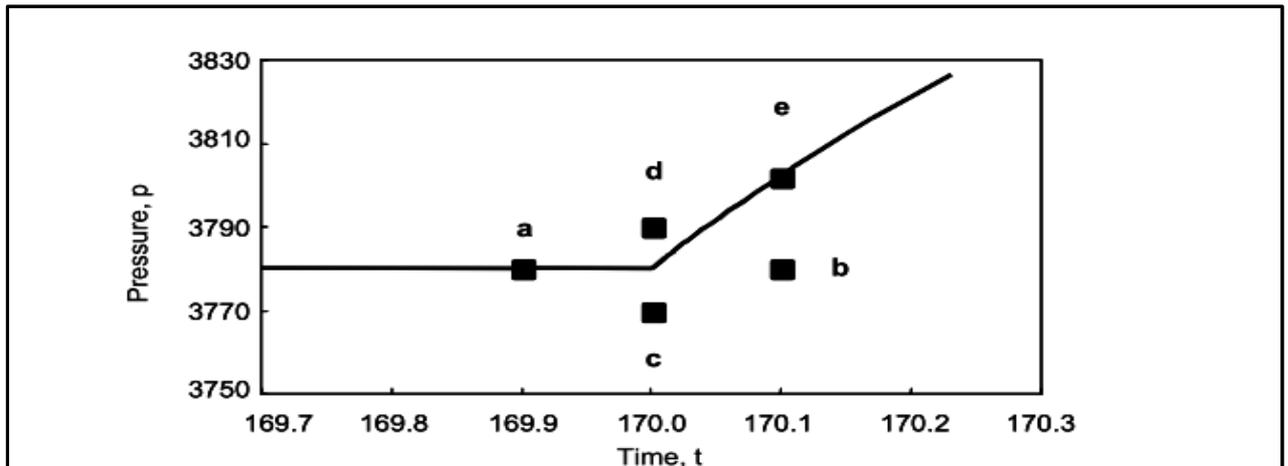


Figure IV-6 : Erreur sur le temps et la pression de la fermeture.

- Erreur sur le temps de fermeture : courbe a= 0.1 hr avant, b= 0.1 hr après le temps réel de la fermeture.
- Erreur sur la pression de fermeture : courbe c= 10 psi, d= 10 psi en dessous et en dessus de la dernière pression d'écoulement respectivement.
- Erreur sur le temps et la pression : courbe e ;

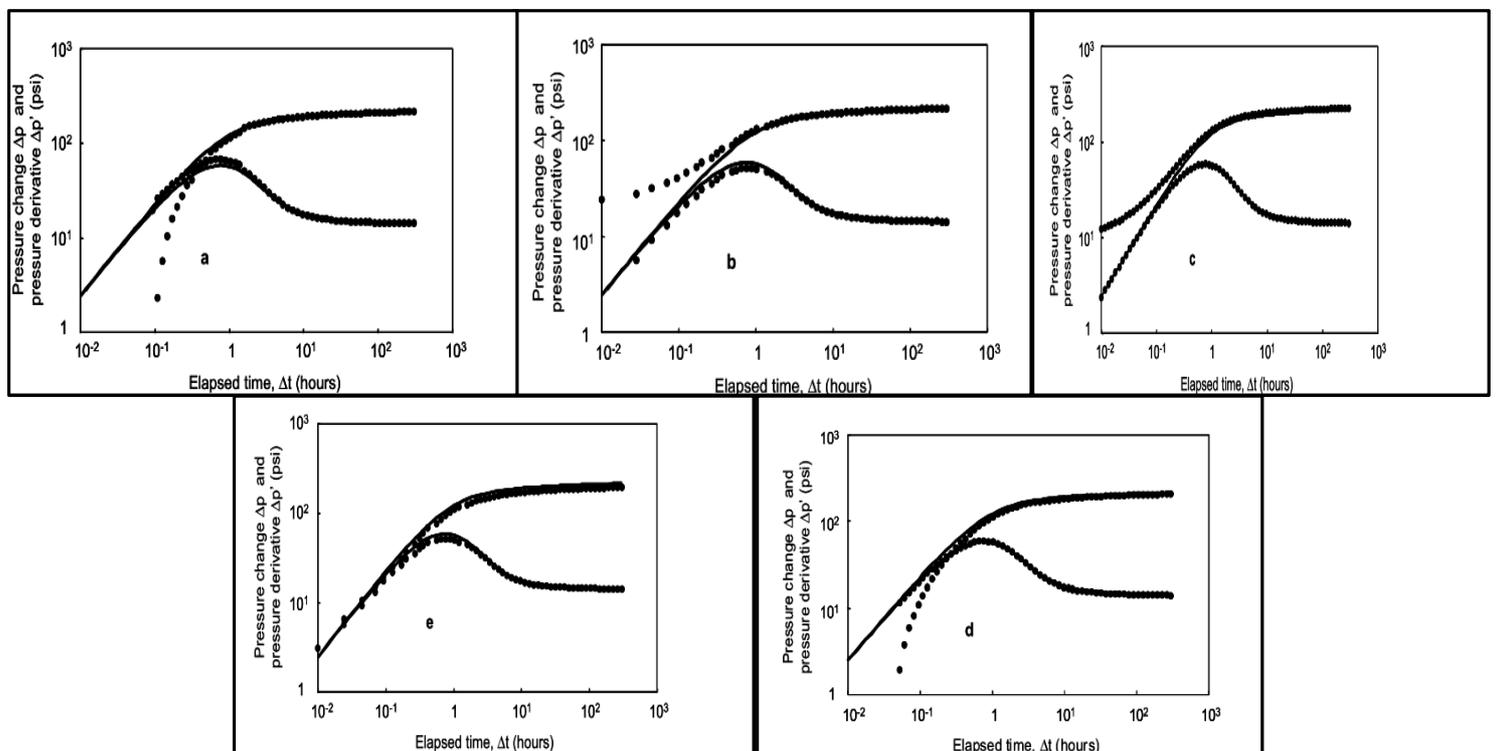


Figure IV-7 : Variation de la pression et la dérivé des points (a, b, c, d, e).

- ❖ Un bon calage log-log peut être obtenue dans le cas e, mais le skin résultant est sous estimé.

**IV.3.3 Bruit de jauge de pression:**

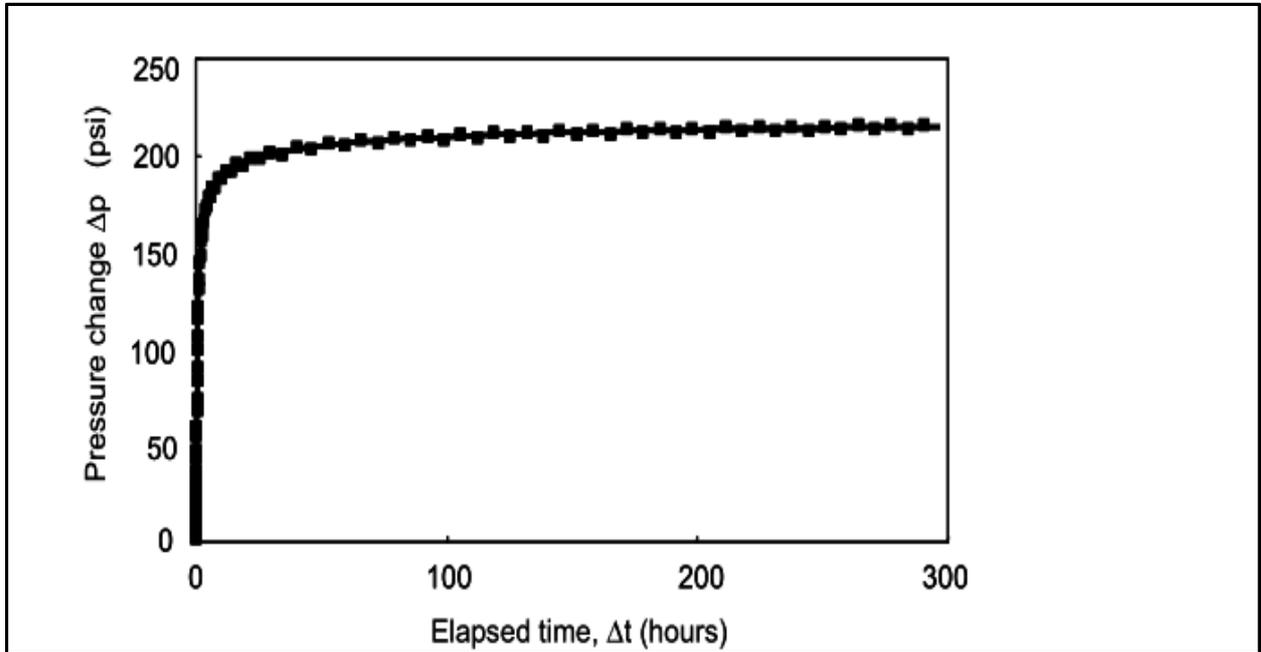


Figure IV-9 : Bruit de +1 psi chaque 02 points de mesure.

**IV.3.4 Changing effet de puits :**

Changing wellbore storage se produit lorsque la compressibilité du fluide dans puits n'est pas constante. On observe par exemple, dans un puits d'huile endommagé ainsi, le gaz est libéré dans la colonne de production.

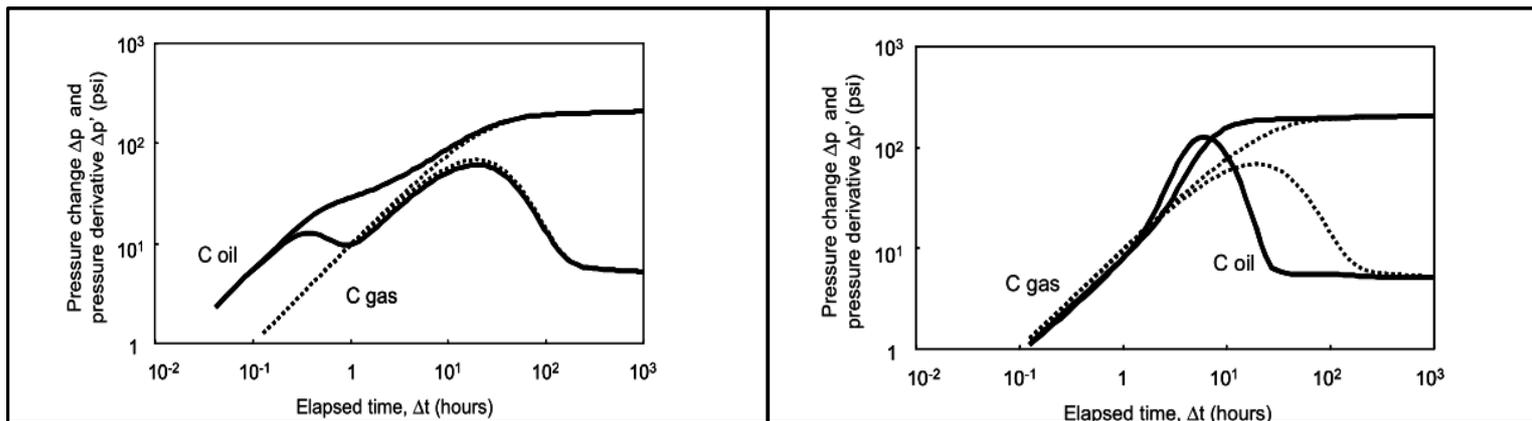


Figure IV-10 : Courbe log-log pour un draw down (à gauche) et un buildup (à droit) pour un Changing wellbore storage.

Au cours d'un drawdown, la réponse décrit tout d'abord la compressibilité de l'huile, mais lorsque la pression tombe en dessous de point de bulle, la compressibilité de gaz domine.

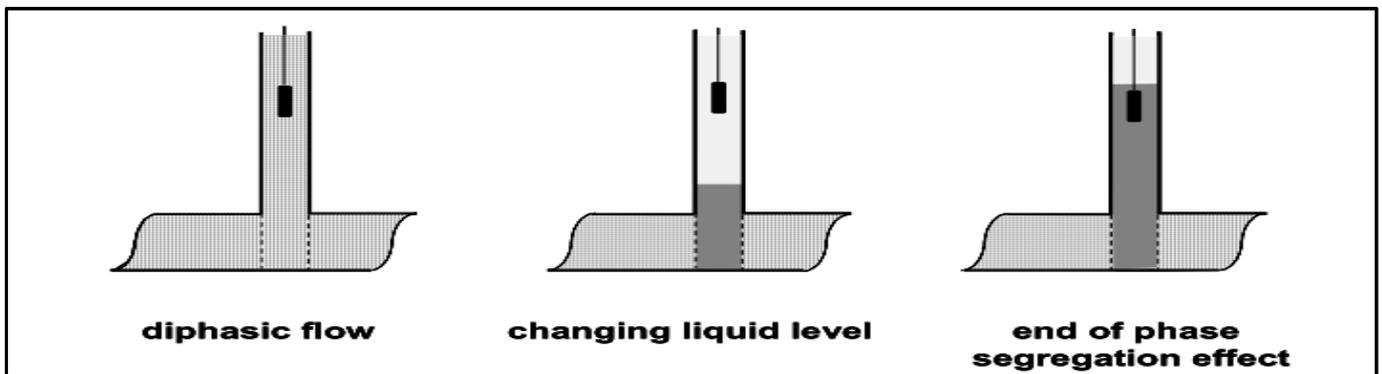
Le coefficient de wellbore storage augmente.

Pendant la période de remonté de pression, la réponse correspond au Coefficient du wellbore storage du gaz immédiatement après fermeture, et change vers celle de l'huile plus tard.

**IV.3.5 Niveau du liquide en cas bi-phasique :**

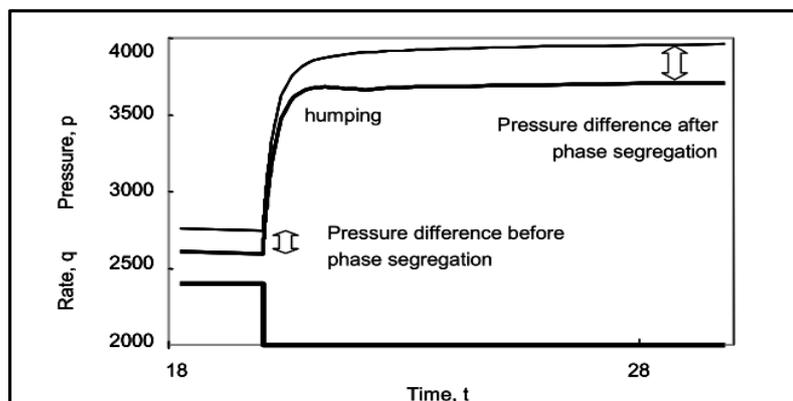
Dans les puits diphasiques (huile + eau ou gaz + condensat), une redistribution de phase dans le

puits peut produire un effet de concavité dans l'allure de la pression.



**Figure IV-11 : Changement du niveau du liquide après la phase de ségrégation.**

Après la fermeture l'eau tombe au fond du puits, par exemple, le poids de la colonne entre la jauge de pression et à la formation n'est pas constante aussi longtemps que le niveau de l'eau augmente et la pression de la jauge ne soit pas parallèle à la pression de la formation.



**Figure IV-12 : Exemple de la réponse d'un build-up affectée par la ségrégation de phase.**

Si l'interface entre les deux phases se stabilise, ou atteint la profondeur de la jauge de pression, la différence de pression entre la jauge et la formation revient à une constante et les données restantes du buildup peuvent être correctement analysées. Lorsque la phase de redistribution est attendue, la jauge de pression doit être aussi proche que possible de l'intervalle perforé (ou même plus bas).

#### **IV.3.6 Paramètres entrés et les résultats calculés :**

Les erreurs dans les paramètres statiques influencent les résultats d'interprétation calculés, mais le choix du modèle d'interprétation n'est en général pas affecté. Fréquemment, l'analyse est initialisée avec des valeurs approximatives, et raffiné avec ajusté paramètres plus tard, sans modifier de manière significative le modèle d'interprétation.

La hauteur utile  $h$  et la viscosité  $\mu$  de l'huile ne sont par exemple souvent pas définies avec précision au cours des tests d'exploration.

Eh bien l'interprétation du test donne la  $\frac{Kh}{\mu}$ .

Toute erreur sur  $h$  ou  $\mu$  influe directement sur l'estimation de la perméabilité  $k$ .

Les distances aux limites sont souvent estimées en supposant un écoulement strictement radial dans une seule couche homogène. Dans le cas d'une anisotropie de perméabilité ou les propriétés des réservoirs hétérogènes, la distance à une limite de réservoir peut être différente de celle indiquée par le modèle d'interprétation simple utilisé pour l'analyse.

**INTRODUCTION :**

Dans ce chapitre, on va étudier l'influence des condition du puits , réservoir et limites sur la réponse de la pression .Pour mettre en exergue l'utilité de la courbe de la dérivée de pression. Pour cela on distingue :

- 1- Les modèles du puits. 2- Les modèles du réservoir. 3- Les modèles des limites

GEOMETRY	LOG-LOG		TIME RANGE		
	shape	slope	Early	Intermediate	Late
Radial		No 0	Double porosity restricted	Homogeneous behavior	Semi infinite reservoir
Linear		1/2 1/2	Infinite conductivity fracture	Horizontal well	Two sealing boundaries
Bi-linear		1/4 1/4	Finite conductivity fracture	Finite conductivity fault	Double porosity unrestricted with linear flow
Spherical		No -1/2		Well in partial penetration	
Pseudo Steady State		1 1	Wellbore storage	Layered no crossflow with boundaries	Closed reservoir (drawdown)
Steady State		0 -1 (-∞)		Conductive fault	Constant pressure boundary



Pressure curve  
Derivative curve

Tableau V-1 : Propriétés des différents régimes d'écoulement.

**V.1. Effet du wellbore storage et Du Skin :**

Les techniques du matching des courbes types assument que le Wellbore Storage est constant (représenté par une pente unitaire passe par l'origine dans le premier temps).

Cependant, ce n'est pas toujours opérationnellement possible de garder un Wellbore Storage constant. Parmi les causes du changement du WBS, la redistribution des phases du fluide aux abords du puits : la séparation de gaz se fait au fond de puits ( $P_{fd} \leq P_b$ ).

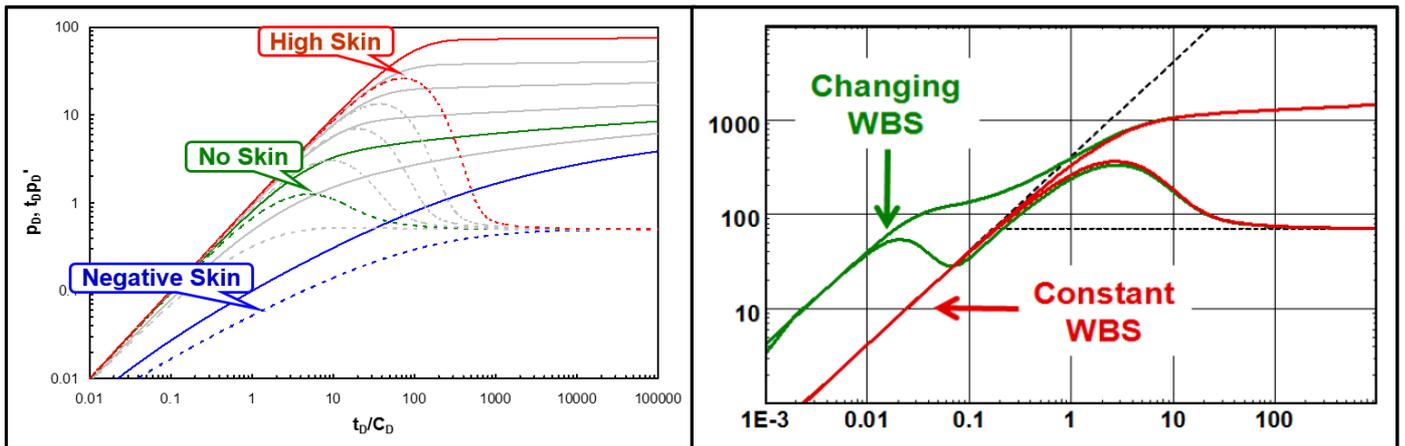


Figure V-1 : Effet de WBS et de skin sur la pression et sa dérivée.

**V.2. Modèles des puits :**

Dans cette section, l'effet des conditions de puits sur les réponses de pression est décrite. Pour simplifier, le réservoir est supposé être infini et homogène. des modèles de puits de forage différents ont été largement utilisés dans l'industrie du pétrole qui suit l'introduction d'une analyse des courbes de type. Un grand catalogue de courbes de type a été publié, en utilisant différents groupes de paramètres sans dimension, mais, pour un puits donné, ils sont dans la plupart des cas dérivés de la même solution mathématique. Les courbes types ont été conçues pour l'analyse manuelle des tests aux puits.

La méthodologie d'interprétation utilisant des programmes informatiques est introduit avec le interprétation d'un puits avec l'effet de capacité du puits et de skin dans un réservoir homogène.

**V.2.1. Les puits verticaux à réservoir homogène :**

Dans le cas général, le puits est considéré comme un vertical à complétion totale avec l'influence d'un réservoir homogène infini.

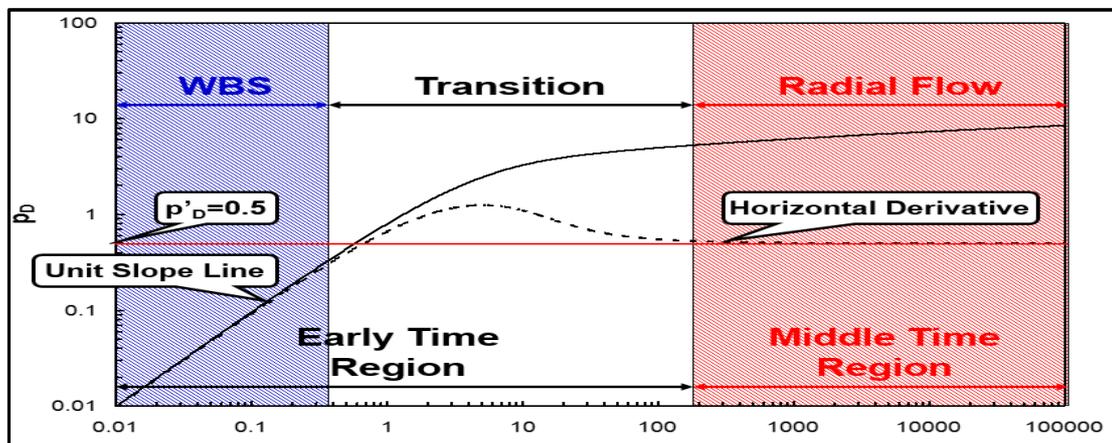


Figure V-2: Réponse log log du puits vertical dans un réservoir homogène infini.

**Caractéristiques des régimes :**

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Écoulement radial (Infinite Acting Radial Flow) : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur (kh) et le skin (S))

**L'analyse spécialisée :**

Les formules de calcul de la perméabilité kh et de skin S ont été illustrées dans le chapitre 02.

**V.2.2. Puits fracturés :**

(On considéré que le réservoir est homogène infini)

Selon les régimes d'écoulement on distingue deux modèles de fracture :

- Fracture de conductivité infinie dans laquelle les pertes de charge le long de la fracture sont négligeables.
- Fracture de conductivité finie dans laquelle les pertes de charge le long de la fracture sont considérables.

**V.2.2.1. Puits fracturés à haute conductivité : (Infinite-Conductivity or Uniform Flux Vertical Fracture) :**

Le modèle de fracture d'haute conductivité peut être divisé en deux sous-catégories :

Le modèle de fracture de conductivité infinie qui n'assume aucune perte de charges le long de la fracture. Et le model de flux uniforme (Uniform flux) qui suppose un flux constant le long de la fracture.

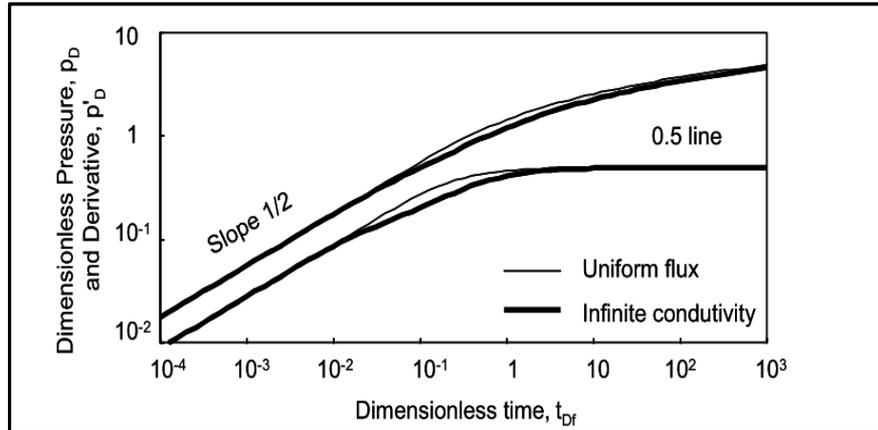
**Régimes d'écoulement :**

Pour les deux modèles, après la fin de WELLBORE STORAGE et sauf si la longueur de la fracture soit aussi petite, le comportement est dominé par un écoulement linéaire et uniforme dans le réservoir, vers la fracture et perpendiculaire au plan de la fracture.

$$P = P_i - \frac{4.06 q B}{h} * \sqrt{\frac{\mu}{k \phi C_t (X_f^2)}} * \sqrt{\Delta t} \dots \dots \dots (V-1)$$

**Donc**

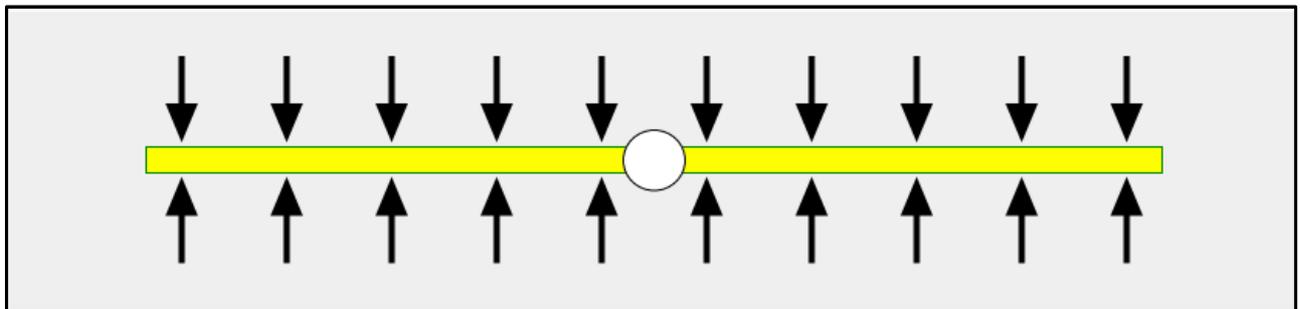
$$\Delta P = A * \sqrt{\Delta t} \Rightarrow \Delta P' = \Delta t * \frac{d\Delta p}{d\Delta t} = \Delta t * \frac{A}{(2 * \sqrt{\Delta t})} = \frac{1}{2} * A * \sqrt{\Delta t} \dots \dots \dots (V-2)$$



**Figure V-3: Courbe log log de la pression et sa dérivée pour un puits fracturé (conductivité infinie) dans un réservoir homogène.**

**Caractéristiques des régimes :**

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Écoulement linéaire : pente 0.5. (Résultats : demi longueur de fracture  $X_f$ ).
- Écoulement radial : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur (kh), le skin, et le skin géométrique ( $S_f$ ))



**Figure V-4: Écoulement linéaire vers la fracture.**

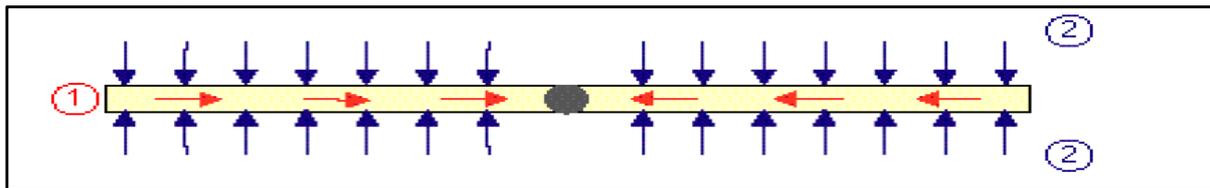
**L'analyse spécialisée :**

Pendant ce période, la valeur de  $X_f$  peut être obtenue de la pente  $m_{LF}$  de l'écoulement linéaire :

$$X_f = \frac{4.06 q B}{m_{LF} h} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi C_t}} \dots \dots \dots (V-3)$$

**V.2.2.2. Puits fracturés à faible conductivité (conductivité finie) :**

La géométrie de la fracture est la même que celle du modèle de fracture à conductivité infini, mais La supposition ici que l'écoulement à l'intérieur de la fracture n'est plus négligé.



**Figure V-5: Ecoulement bilinéaire dans la fracture.**

Le rapport  $\frac{k_f * w}{(k_f * X_f)}$  caractérise l'écoulement bilinéaire.

Quand l'effet de la fracture domine on peut observer l'écoulement linéaire. Cet écoulement linéaire est dominé plus tard par l'écoulement radial

Le régime d'écoulement bilinéaire, avec l'écoulement linéaire le long de 2 axes, donne une réponse de la pression proportionnelle à la quatrième racine du temps.

L'expression de cette évolution en grandeurs réelles :

$$\Delta P = 44.1 * q B \mu * t^{1/4} / ( \sqrt[1/4]{\phi \mu C_r k} ) \dots \dots \dots (V-4)$$

Les deux courbes de la pression et de la dérivée prennent une pente de 1/4 pendant l'écoulement bilinéaire. L'écoulement bilinéaire est suivi par l'écoulement linéaire habituel, caractérisé par une pente de 1/2 sur le log-log plot.

Il y a une grandeur supplémentaire sans dimension dans ce modèle, FCD, appelée la conductivité sans dimension de la fracture, qui prend compte de la largeur de la fracture (w) et la perméabilité de la fracture (kf) en comparaison avec kh:

$$Fcd = k_f w / kh \dots \dots \dots (IV-5)$$

**Caractéristiques des régimes :**

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Écoulement bilinéaire : droite de pente 0.25. (Résultat : conductivité de la fracture  $k_f w$ ).
- Écoulement linéaire : pente 0.5. (Résultat : demi longueur de fracture  $X_f$ ).
- Écoulement pseudo radial : stabilisation de la dérivée de pression à 0.5. (Résultats : produit (kh), le skin)

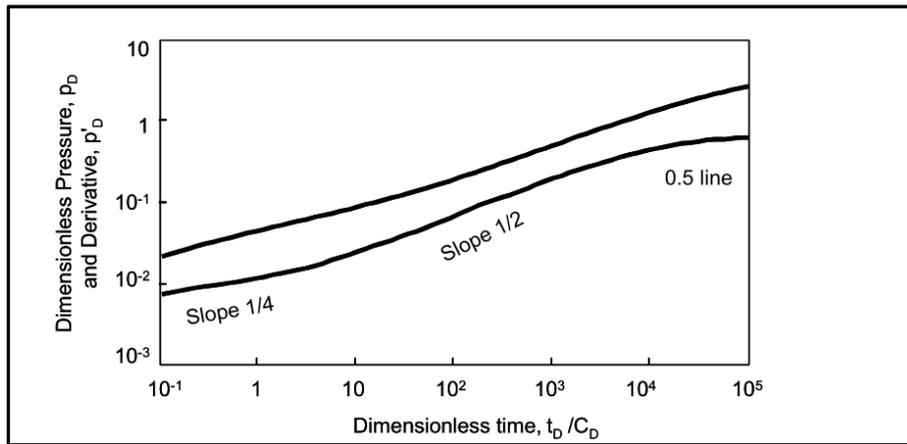


Figure V-6: Réponse log log du puits fracturé à conductivité finie sans effet du WBS.

**L'analyse spécialisée :**

Le plot spécialisé pour le régime d'écoulement bilinéaire consiste à tracer  $\Delta p$  contre la racine quatrième de  $\Delta t$ .

La présence de la fracture aux abords du puits se traduit par un skin géométrique. Ce Dernier  $S_f$  dépend de la longueur de la fracture et sa conductivité

Le skin géométrique est calculée a partir de l'écoulement pseudo radial.

La conductivité de la fracture  $k_f w$  est déterminée à partir de la pente  $m_{BLF}$  de l'écoulement bilinéaire:

$$k_f w = 1944.8 \sqrt{\frac{1}{\phi \mu C_t k} \left( \frac{q B \mu}{h m_{BLF}} \right)^2} \dots\dots\dots(V-6)$$

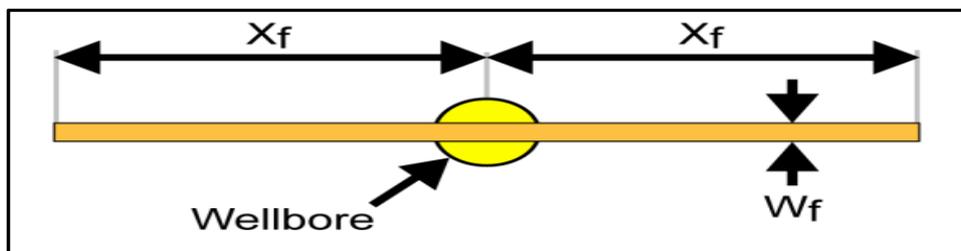
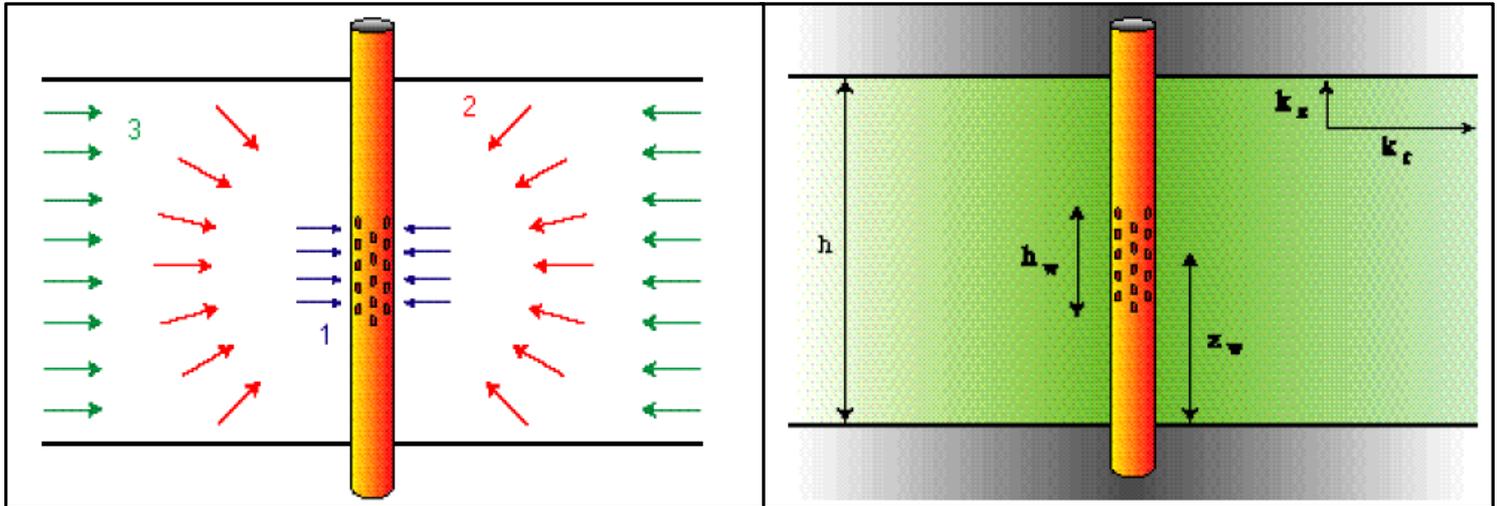


Figure V-7: Schéma du model de la fracture dans le plans horizontal .

**V.2.3. Puits à pénétration partielle (well limited entry) :**

Ce modèle suppose que le puits produit à partir d'un intervalle plus petit que l'épaisseur de la couche productrice :



**Figure V-8: Modèle de puits à pénétration partielle.**

**Les régimes d'écoulement**

En théorie, la réponse peut être initialement radiale dans l'intervalle perforé de l'épaisseur  $h_w$  après le WELLBORE STORAGE, montré par « 1 » dans la figure ci-dessus. Cela donnera une dérivée caractéristique de petite mobilité ( $kh_w / \mu_o$ ) et s'il n'y avait pas de Perméabilité verticale ce serait le seul régime d'écoulement. Dans la pratique ce régime d'écoulement est souvent masqué par le WELLBORE STORAGE.

Cet écoulement radial au niveau des perforations se manifeste par une variation logarithmique de la pression fond en fonction du temps qui est donné par l'équation suivante :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 q \mu B}{k H p} \left[ \log \left( \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} * t \right) - 3.23 + 0.87 S_p \right] \dots \dots \dots (V-7)$$

Dans le régime d'écoulement indiqué par « 2 » il y a une contribution verticale à l'écoulement, et si l'intervalle perforé est assez petit, une ligne droite de pente -1/2 peut être établie dans la dérivée de la pression, correspond à l'écoulement sphérique ou hémisphérique. L'écoulement sphérique se manifeste en débit (DRAWDOWN) par une évolution linéaire de la pression de fond en fonction de l'inverse de la racine carrée du temps.

$$\Delta P = \frac{70.6 q B \mu}{K_S r_S} - \frac{2453 q B \mu \sqrt{\phi \mu C_t}}{K_r \sqrt{K Z}} * \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} \dots \dots \dots (IV-8)$$

Finalement, quand les limites des couches supérieures et inférieures ont été vues, le régime d'écoulement devient encore radial, et la mobilité correspond maintenant au  $kh/\mu_o$  normal.

Cet écoulement radial permet de déterminer :

- 1- Le  $kh$  du réservoir
- 2- Le skin global  $S$

Ce skin est la résultat de deux effets :

- 1- Le skin du puits  $S_p$
- 2- L'effet de la perforation partielle. Elle provoque une restriction des lignes de courant aux abords du puits traduit par un skin positif  $S_{pp}$ .

on a :

$$S = S_{PP} + S * \frac{h}{h_p} \dots \dots \dots (V-10)$$

Dans tout modèle où il y a une contribution verticale à l'écoulement, il doit y avoir aussi une perte de charges dans la direction verticale, et la perméabilité verticale doit être considérée avec la perméabilité radiale. La perte de charges dû à la convergence d'écoulement (écoulement régime 2) est celle d'effet de près de-WELLBORE, ce dernier typiquement ressemble à un skin supplémentaire. Si l'écoulement sphérique est vu dans les données, il peut être possible de séparer les composants « le skin du puits » et « le skin géométrique » du skin global, mais quelque fois le premier régime d'écoulement est l'écoulement radial parce que les autres régimes sont masqués par le Wellbore Storage.

Avec une haute perméabilité verticale l'écoulement sphérique ne peut pas être vu, comme montré par la courbe verte, mais cela dépend aussi de  $hw/h$ , la fraction de l'intervalle de production, qui est perforé, et bien sûr le STORAGE.

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 montré par la séparation des courbes log-log et la dérivée.

#### Caractéristiques des régimes :

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Écoulement radial face à l'intervalle perforé : première stabilisation de la dérivée à  $0.5 h/h_w$ . (Résultats : perméabilité pour l'intervalle perforé  $k h_w$  et skin  $S_p$  ou  $S_w$ ).
- Écoulement sphérique (hémisphérique) : droite de pente  $(-0.5)$  sur la dérivée. (Résultats : anisotropie de perméabilité  $k_v / k_h$ ).
- Écoulement radial sur l'épaisseur totale : seconde stabilisation de la dérivée à  $0.5$ . (Résultat : perméabilité  $k h$  et le skin total  $S_t$ ).

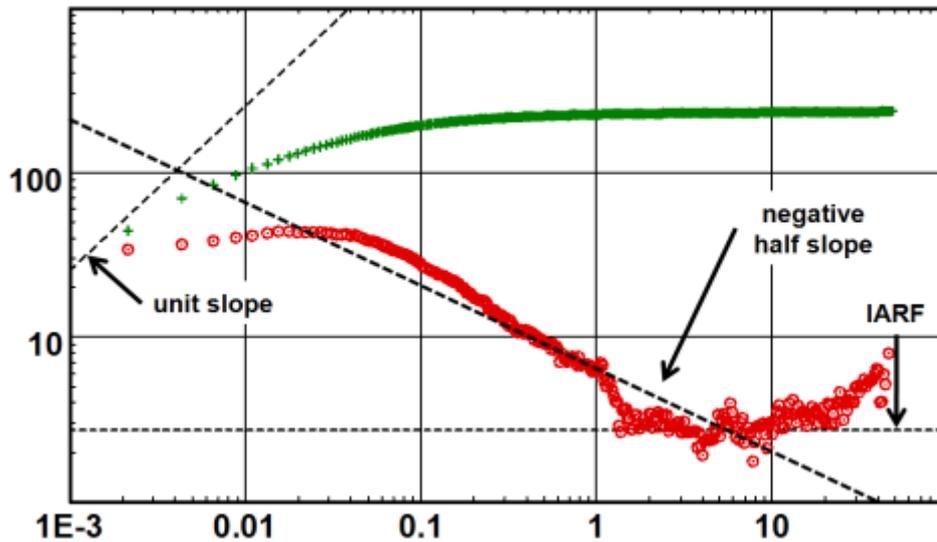


Figure V-9 : Réponse log log de puits à pénétration partielle dans un réservoir homogène infini.

Analyse spécialisée :

Ce modèle est caractérisé par l'écoulement sphérique ou hémisphérique. La perméabilité sphérique et le rapport d'anisotropie sont déterminés à partir de la pente  $m_{shr}$  de l'écoulement sphérique.

$$k_s^{3/2} = 2452.91 \frac{q B \mu \sqrt{\phi \mu C_t}}{m_{sph}} \dots\dots\dots(V-11)$$

$$\frac{k_v}{k_h} = \left(\frac{k_s}{k_h}\right)^3 \dots\dots\dots(V-12)$$

Les paramètres de l'écoulement radial au niveau des perforations ( $k_{hw}, S_p$ ), et de l'écoulement radial sur toute l'épaisseur sont déterminés à partir de la pente de la courbe log log.

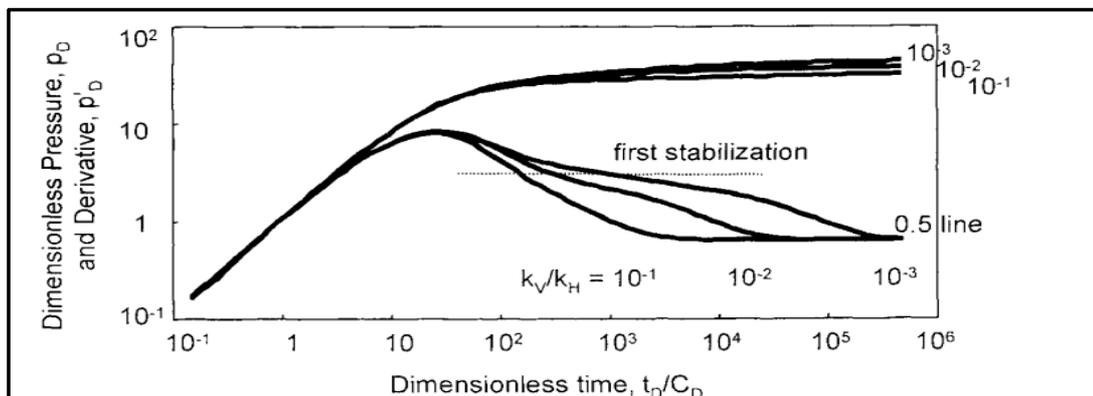


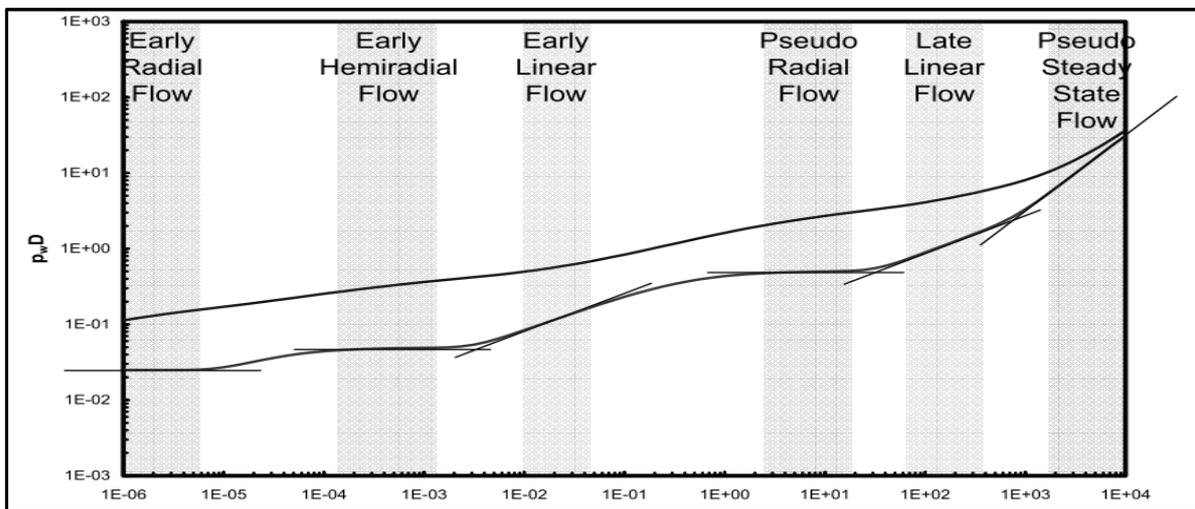
Figure V-10 : Courbe log-log de la pression et sa dérivée pour un puits à pénétration partielle (l'influence de la perméabilité vertical).

**V.2.4. Puits horizontaux :**

Le puits de rayon  $r_w$ , traverse horizontalement sur une longueur  $L$  le réservoir infini d'épaisseur  $h$ , limité par des épontes imperméable. Le puits est à distance  $z_w$  du mur du réservoir.

**Caractéristiques des régimes :**

- Effet de Wellbore Storage : (Résultats : coefficient de WBS (C)).
- Écoulement radial vertical: première stabilisation de la dérivée à  $0.5 (h/L) (kh/kv)^{1/2}$ . (Résultats : anisotropie de perméabilité  $k_h/k_v$  et le skin  $S_m(S_P)$ ).
- Écoulement linéaire entre les épontes: droite de pente 0.5 sur la dérivée. (Résultats : longueur effective  $L_w$  et position  $Z_w$  du drain horizontal).
- Écoulement radial sur l'épaisseur totale: seconde stabilisation de la dérivée à 0.5. (Résultats : produit perméabilité épaisseur totale  $k_h h$  et skin total  $S_t$ ).



**Figure V-11 : Réponse log log du puits horizontal dans un réservoir homogène infini.**

**Early time radial flow :**

Pendant cette période d'écoulement, il n'ya pas d'effet de limite (écoulement avant que la perturbation atteint l'une des limites du réservoir). Le puits réagit donc comme dans un réservoir infini (puits vertical dans un réservoir d'épaisseur égale à la longueur  $L_w$  du drain horizontal).

La réponse de la pression pendant cette période d'écoulement est régie par l'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 q \mu B}{L_w \sqrt{k_h k_v}} \left[ \log \left( \frac{\sqrt{k_h k_v}}{\phi \mu C_t r_w^2} t \right) - 3.23 + 0.87 S_m \right] \dots \dots \dots (V-13)$$

La pente est :

$$m = \frac{162.6 q \mu B}{L_w \sqrt{k_h k_v}} \dots \dots \dots (V-14)$$

Le skin est donné par :

$$S_m = 1.151 \left[ \frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \left( \frac{k_h k_v}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots (V-15)$$

Ce skin est la somme du skin du puits  $S_p$  (colmatage) et d'un skin négatif  $S_a$  dû à l'anisotropie de perméabilité :  $S = S_p + S_a$

Avec :

$$S_a = \ln \left[ \left( \frac{k_h}{k_v} \right)^{\frac{1}{4}} \frac{2}{1 + \sqrt{k_h k_v}} \right] \dots \dots \dots (V-16)$$

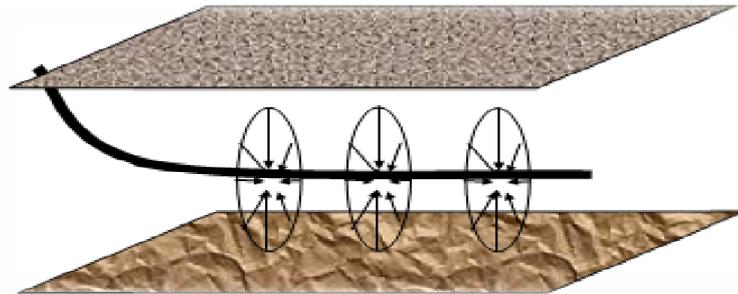


Figure V-12 : Ecoulement radiale du premier temp.

Une fois la perturbation de pression a atteint à la fois les limites supérieures et inférieures du réservoir, il s'établit un régime d'écoulement linéaire.

La réponse de la pression durant cette période est donnée par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128 q \mu B}{L_w h} \sqrt{\frac{t}{\phi \mu C_t k_h}} + \frac{141.2 q \mu B}{L_w \sqrt{k_h k_v}} S' \dots \dots \dots (V-17)$$

La pente est :

$$m = \frac{8.128 q B}{L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k_h}} \dots \dots \dots (IV-18)$$

Pour le calcul de skin  $S'$ , voir l'écoulement pseudo radial.

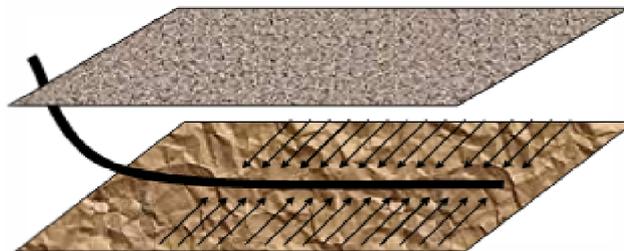


Figure V-13 : Ecoulement lineaire du premier temps.

Après un temps suffisamment long l'écoulement devient radial horizontal.

La pression dans le puits durant cette période est donnée par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 qB\mu}{k_h h} \left[ \log t + \log \frac{k_h}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S' \right] \dots \dots \dots (V-19)$$

La pente est donné par :

$$m = \frac{162.6 qB\mu}{k_h h} \dots \dots \dots (V-20)$$

Le skin total S' fonction à la fois du skin S (à travers le premier écoulement radial vertical), et d'un skin géométrique S<sub>g</sub> :

$$S' = S_g + \frac{h}{L_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} S \dots \dots \dots (V-21)$$

Le skin géométrique traduit l'amélioration qu'apporte la géométrie du puits à la production quant on compare le puits horizontal à un puits vertical. Ce skin peut être évalué à partir de l'équation suivante :

$$S_g = \ln \frac{4 r_w}{L_w} + \frac{h}{L_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \ln \left[ \frac{h}{2 \pi r_w \sin(\frac{\pi z_w}{h})} \left( \frac{k_h}{k_v} \right)^{1/4} \right] \dots \dots \dots (V-22)$$

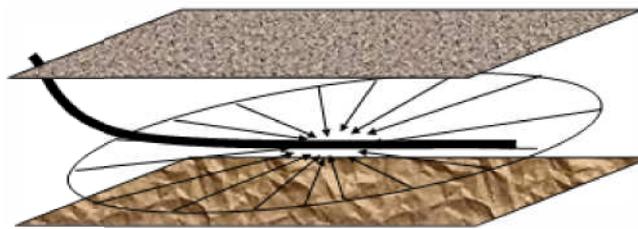


Figure V-14 : Ecoulement radiale du dernier temps.

**Remarque :**

Il peut exister une deuxième période d'écoulement linéaire pour des réservoirs de largeur finie. Cette période d'écoulement est présente lorsque la pression transitoire a atteint les limites latérales, et l'écoulement dans cette direction devient pseudo permanent (Late time linear flow).

La réponse de pression est donnée par l'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128 qB}{h_x h} \sqrt{\frac{t\mu}{\phi C_t k_h}} + \frac{141.2 q\mu B}{L_w \sqrt{k_h k_v}} S' \dots \dots \dots (V-23)$$

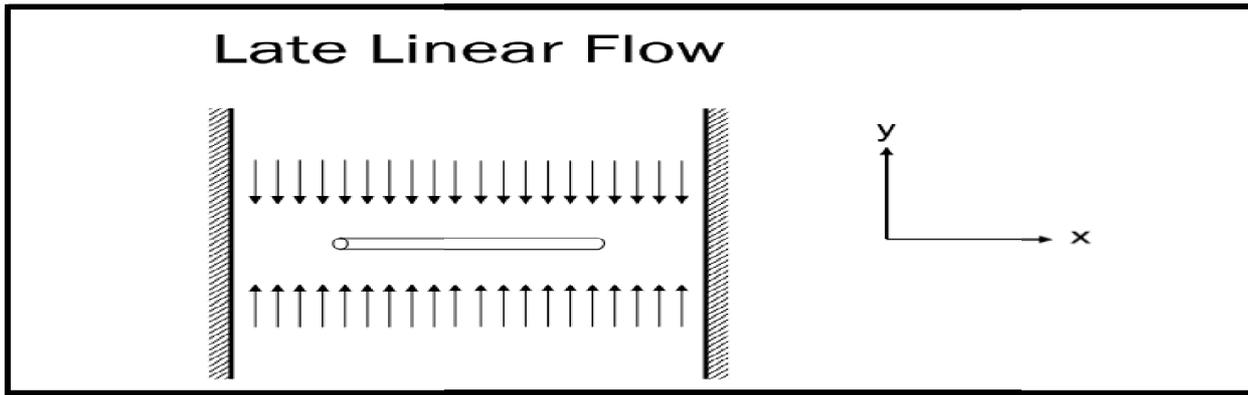


Figure V-15 : Ecoulement lineaire ( Dernier temps).

**Analyse spécialisée**

D’après Les équations correspondantes à chaque écoulement, on détermine les paramètres suivants :

Premier écoulement radial vertical

$$\sqrt{k_h k_v} = \frac{162.6 q \mu B}{m L_w} \dots\dots\dots(V-24)$$

Premier écoulement linéaire

$$\sqrt{\frac{\mu}{\phi C_t k_h}} = \frac{8.128 qB}{m L_w h} \dots\dots\dots(V-25)$$

Second écoulement pseudo radial

$$k_h h = \frac{162.6 qB\mu}{m} \dots\dots\dots(V-26)$$

**V.2.5. Puits incliné :**

Avec le forage directionnel , de nombreux puits ne sont pas verticaux lorsque la formation est atteinte . Dans la section suivante , nous discutons de l'influence de l'angle des puits inclinés sur le comportement de la pression. Nous supposons que le réservoir est homogène , le puits incliné pénètre et est perforé sur toute l'épaisseur de la formation . La déviation du puits est définie par la l'angle  $\theta$  par rapport au plan vertical.

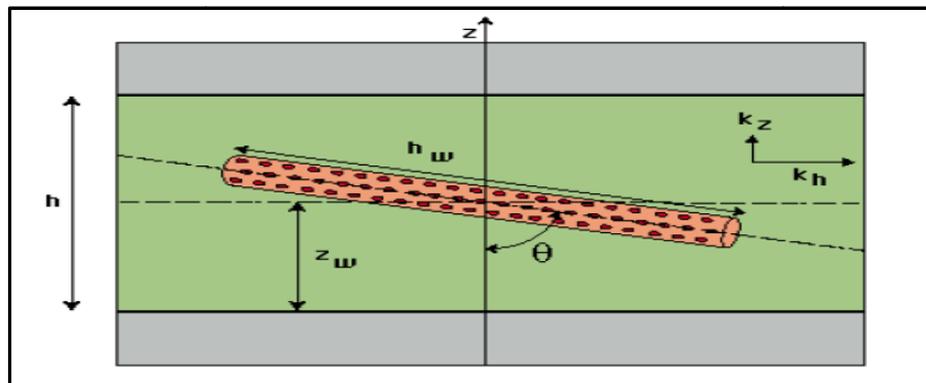
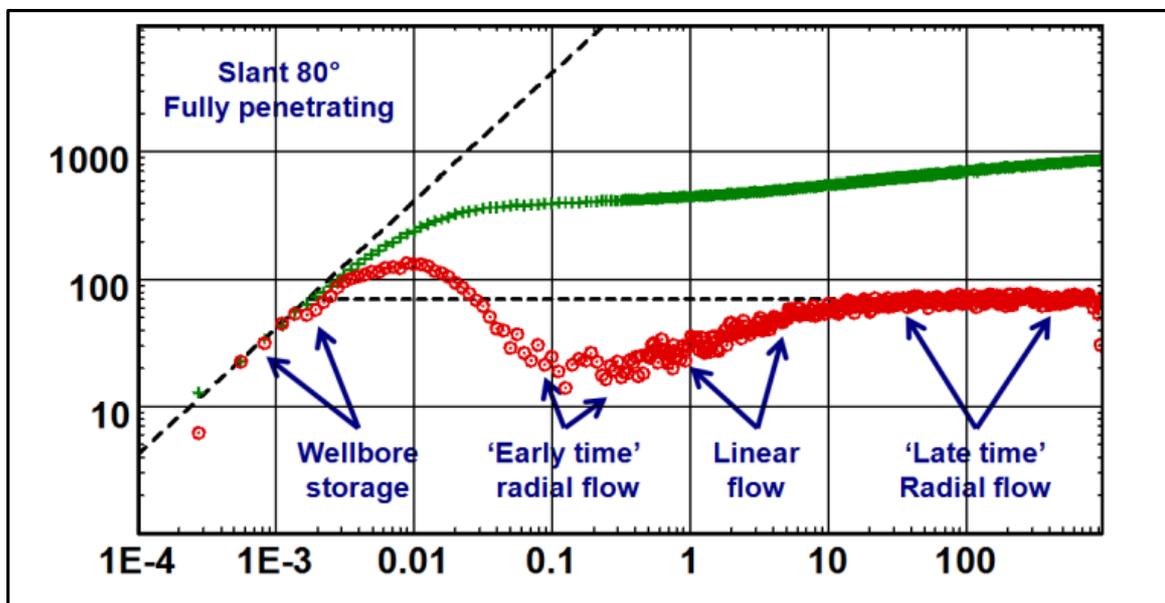


Figure V-16 : Modèle de puits incliné.

**Identification des régimes d'écoulement :**

Deux régimes d'écoulement radiaux peuvent être attendus sur les réponses des puits dévié : la première , au début Parfois, dans le plan normal au puits incliné. Le second, après une période de transition, correspond à un écoulement radial horizontal dans la zone de production .

Dans la pratique , sauf lorsque l'angle  $\theta$  est très grand, le premier régime est masqué par les effets de capacité du puits et le comportement du puits est similaire à la réponse d'un puits vertical . Dans le cas d'une pénétration complète inclinée, la surface exposée à l'écoulement est augmentée par rapport à un puits vertical ,ainsi l'inclinaison produit une skin négative géométrique , Pour de très grands angles , laréponse tend vers une réponse de puits horizontal (Abbaszadeh et Hegeman , 1988) .



**Figure V-17: Courbe log log de la pression et sa dérivée pour un puits incliné dans un réservoir homogène.**

**Discussion sur le skin :**

Plusieurs éléments contribuent au skin totale estimée au cours du régime d'écoulement radial : le skin des abords du puits , le skin négative en raison de l'anisotropie entre Sa perméabilité horizontale et horizontale , , et le skin géométrique .

Cinco - Ley et al . (1975 ) [18] donnent une équation approchée pour Le skin géométrique  $S_{\theta}$ .

$$S_{\theta} = -\left(\frac{\theta'_{\omega}}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta'_{\omega}}{56}\right)^{1.865} * \log \left( \frac{h}{100r_w} * \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \right) \dots\dots\dots(V-27)$$

où  $\theta'_{\omega}$ , est un angle équivalent , pour les système isotrope :

$$\theta'_{\omega} = \tan^{-1} \left( \sqrt{\frac{K_V}{K_H}} \tan(\theta) \right) \dots\dots\dots(V-28)$$

Equation de  $S_{\theta}$  montre que plus l'épaisseur est grande , plus le skin géométrique est négative . Les auteurs rapportent que l'approximation est valable lorsque  $0^{\circ} < \theta'_{\omega} < 75^{\circ}$  Après transformation des distances verticales pour corriger l'anisotropie de la perméabilité, Abbaszadeh et Hegeman (1988 ) expriment le skin Sani décrivant La forme élliptique du puits

$$S_{ani} = -\ln \left( \frac{1 + 1/\sqrt{\cos^2 \theta_w + (K_v + K_H) \sin^2 \theta_w}}{2} \right) \dots\dots\dots(V-29)$$

Pucknell et Clifford (1991 ) définissent le skin totale  $S_T$  :

$$S_T = \frac{\cos \theta_w}{\sqrt{\cos^2 \theta_w + (K_v + K_H) \sin^2 \theta_w}} (S_w + S_{ani}) + S_{\theta} \dots\dots\dots(V-30)$$

Pour les angles moyennes , le skin n'est pas inférieur à -2 ou -3 .

Pour de très grands angles , la réaction tend vers la réponse de puits horizontal , et donc peut être plus faible . Lorsque perméabilité vertical  $K_v$  est faible par rapport  $K_h$  ,  $\theta'_{\omega}$  est petit et le skin géométrique devient donc négligeable.

Dans de tels cas , l'effet de l'anisotropie est plus prononcée et Sani peut être plus négatif que  $S_{\theta}$ .

Dans les tableaux suivants , le skin géométrique  $S_{\theta}$ .et Sani sont estimés dans un réservoir d'épaisseur  $hw = 1000 r_w$  ,,

$K_v/K_h$	1	0.1	0.01	0.001
$\vartheta=30^{\circ}$	-0.8	-0.1	0	0
$\vartheta=60^{\circ}$	-3.3	-0.9	-0.1	0

**Tableau V-2 : Skin géométrique.**

$K_v/K_h$	1	0.1	0.01	0.001
$\vartheta=30^{\circ}$	0	0	-0.1	-0.1
$\vartheta=60^{\circ}$	0	-0.3	-0.4	-0.4

**Tableau V-3 : Skin anisotropique.**

**Analyse avec les droites du semi-log :**

Dans la théorie ,les deux régimes radiales peuvent être analyser avec la méthode conventionnelle , le premier permet de définir la perméabilité effective dans le plan normal au puits multiplier par la pénétration  $k_H * h$  du puits .

Dans la pratique uniquement le deuxième régime radial est observé, l'analyse avec le semi - log permet d'estimer le produit de la zone productive , et le skin total  $S_T$ .

**Facteur d'endommagement :****Composants du skin total :**

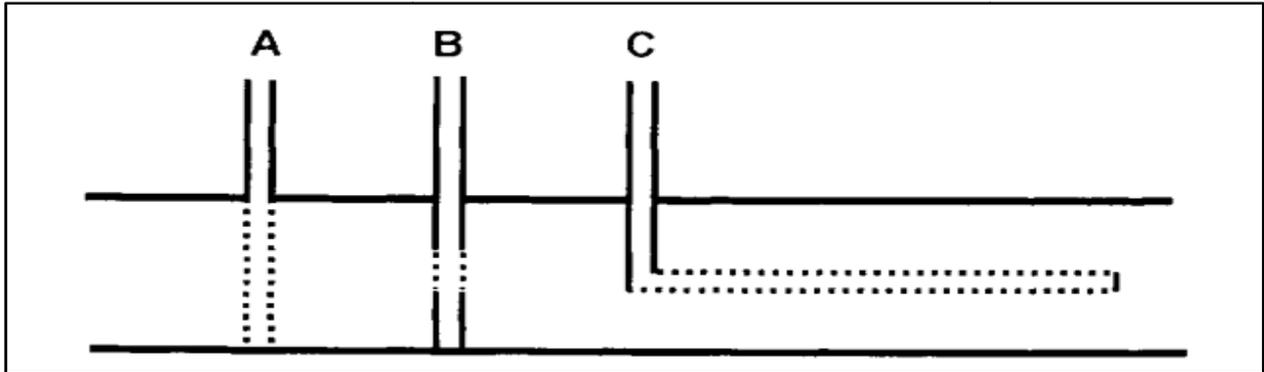
Les différentes composantes qui contribuent au  $S_T$ -estimé à partir les réponses transitoires sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Nom	Description	Type ( négative ou positive)
$S_W$	Skin infinitesimal aux abords du puits	Positive ou négative .
$S_G$	Skin géométrique du aux différents type de complétion et puits ( puits fracturé ,horizontal , dirigé , avec pénétration partiél )	Positive ou négative.
$S_{ani}$	Skin du aux anisotropie du perméabilité	Négative .
$S_{RC}$	Skin du au changement de la mobilité aux abords du puits .(la perméabilité ,ou les propriétés des fluides ...)	Positive ou négative
$S_{2\phi}$	Skin du au fissure dans les réservoirs à double porosité.	Négative .
D.q	L'effet de la turbulence ou d'inertie dans les puits de gaz.	Positive .

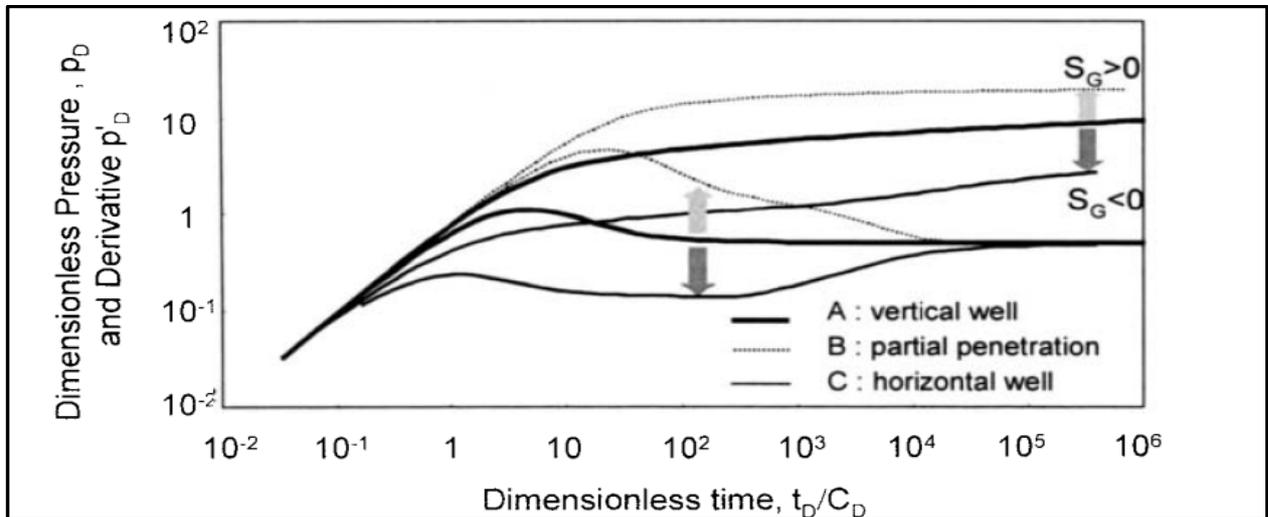
**Tableau V-4 :Différentes composantes qui contribuent au  $S_T$ -estimé à partir les réponses transitoires.**

**Skin géométrique et courbes dérivés :**

L'importance du skin géométrique est facile à visualiser, lorsque la dérivée est considérée. Ceci peut être illustré par la réaction théorique de trois puits de rayon  $r$ , produisant dans le même réservoir homogène, le puits A est un puits vertical entièrement pénétrant, le puits B est en pénétration partielle, et le dernier C est un puits horizontal. Pour les trois puits, un skin infinitésimal  $S_w$ , est réglé sur 0.



**Figure V-18 : Configuration des puits A ,B,C avec différents pénétrations.**



**Figure V-19 : Réponse de la pression et sa dérivée.**

### V.3. MODÈLE DU RÉSERVOIR :

Les modèles des réservoirs hétérogènes ont attiré beaucoup d'attention au cours des vingt dernières années.

Les hétérogénéités du réservoir sont identifiées par des variations dans la réponse de la pression. Parfois, les données de pression dévient par rapport au comportement homogène que pendant les premières minutes de la période d'essai, dans d'autres cas, il prend de plusieurs heures à plusieurs jours avant l'hétérogénéité devient évidente. L'introduction de mesures de pression de haute précision et le log-log informatiser qui est la technique d'analyse explique l'utilisation récente des modèles d'interprétation hétérogènes.

En outre, la dérivée de la pression exagère les caractéristiques de la réponse.

Dans cette section, les différents modèles de réservoirs hétérogènes utilisés dans l'analyse des essais de puits sont discutés. Il est supposé que le puits est affecté par l'effet de capacité du puits et le skin seulement, et que le réservoir est supposé infini.

Les solutions hétérogènes de base prennent deux comportements différents sont combinés dans la réponse réservoir. Ils sont décrits comme les modèles à double porosité, les modèles à double perméabilité et des systèmes composites (Radial ou avec des interfaces linéaires). Ces trois modèles de base sont soigneusement présentés dans cette section. L'influence des différents paramètres est décrite, et l'analyse des tests build-up dans des formations hétérogènes est discutée.

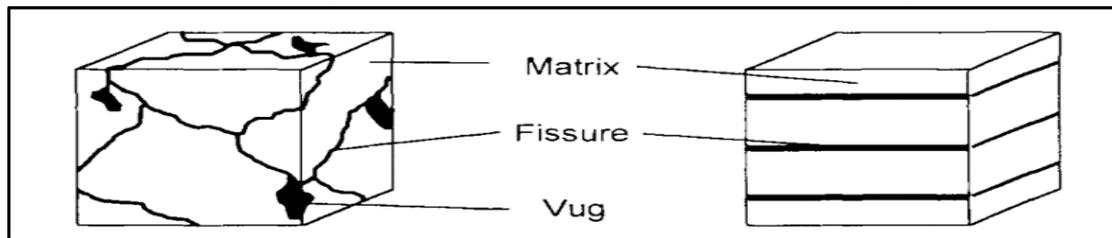
Pour chaque modèle, l'extension de la solution basique à un plus grand nombre de comportements élémentaires sont considérés (systèmes multi-porosité pour changer les blocs de matrice tailles, systèmes multicouche et formations multi-composites).

La théorie du skin de la matrice à double porosité est également discuté en détail. Dans la dernière section du chapitre, différentes combinaisons des solutions hétérogènes sont présentées pour les systèmes fissurés- en couches, formations composites-fissurés ou en couches.

#### V.3.1. Réservoir fissuré :

Parmi les différents modèles d'interprétation hétérogènes, les solutions à double porosité ont été les plus fréquemment discutés dans la littérature technique. Ils supposent l'existence de deux zones poreuses à l'intérieur de la formation. Une région, de conductivité élevée, est appelée les fissures tandis que l'autre, de faible conductivité, est appelée les blocs matriciels.

Comme décrit dans la figure (v-20), le concept de la double porosité est représentative du comportement des formations fissurées et à couches multiples, lorsque le rapport de perméabilité entre les couches est élevée (le «système de fissure» décrit les zones de haute perméabilité, et les "blocs matriciels" les zones étanches).



**Figure V-20 : Exemple de réservoir de double porosité (fissuré à gauche ou en couches à droite).**

Le modèle à double porosité a été introduite par Barenblatt et al. en 1960: la faible perméabilité du système poreux, les blocs matricielle, est entourée d'un réseau de fissure de haute perméabilité, Les blocs matriciels ne produisent pas dans le puits, mais seulement dans les fissures, Plusieurs variantes de ce modèle sont disponibles (Warren et Root, 1963; Odeh, 1965; Kazemi 1969 ; de Swaan , 1976; Najurieta, 1980 ;Streltsova, 1983) pour raffiner des descriptions de la réaction hétérogène, dans tous les cas, le réseau de fissure fournit la mobilité et les blocs matriciels fournissent la majeure partie de la capacité de stockage. Un double Réponse de la porosité dépend du contraste d'emmagasinement entre les deux composants du réservoir et la qualité de la communication entre eux.

Les hypothèses de base utilisées pour les solutions à double porosité sont discutés dans la suite , deux types d'écoulement de la matrice aux fissures sont considérées, en fonction de la présence des minéraux dans le réseau de fissures qui réduisent l'écoulement de la matrice aux fissures.

Les hypothèses du model d'écoulement pseudo permanent entre la matrice- fissures appelé Warren et Root, a d'abord été disponible pour les tests transitoires.

### **V.3.1.1. Modèle double porosité (réservoir fissuré, non homogène) :**

Le modèle de double porosité ( $2\emptyset$ ) concerne le réservoir fissuré qui est composé d'un matrice des blocs des roches; connecté au puits par des fissures naturelles qui ont une faible capacité et une grande perméabilité .Le fluide de la matrice ne peut pas s'écouler au puits directement, donc malgré que la plus part des hydrocarbures sont stockés dans la matrice, il doit passer par les fissures pour être produit.

Le modèle de double porosité est décrit par deux paramètres additionnels quand on le compare avec le modèle homogène :

- **Contraste de capacité ( $\omega$ )** : c'est la fraction d'huile ou gaz stocké dans les fissures par rapport au système (fissures + matrice).

$$\omega = \frac{(h\phi C_t)_f}{(h\phi C_t)_m + (h\phi C_t)_f} \dots \dots \dots (V-31)$$

- **Echange matrice-fissure ( $\lambda$ )** : caractérise l'aptitude de l'écoulement de la matrice vers les fissures, il est dominé par le contraste de perméabilité ( $K_m / K_f$ ).

$$\lambda = \alpha r^2 w_* \frac{K_m}{K_f} \dots \dots \dots (V-32)$$

#### Caractéristiques des régimes :

- L'écoulement dans les fissures : les fissures participent les premiers à la production à cause de la forte perméabilité  $k_f$  (IAR, stabilisation à 0.5).
- La période de transition : début de la contribution de la matrice.
- L'écoulement de l'ensemble matrice fissures (réservoir homogène de perméabilité  $k_{m+f}$ ; seconde stabilisation à 0.5, IAR).

Pour décrire l'écoulement matrice fissures, deux approches sont proposées : la première suppose que l'écoulement matrice-fissure est immédiatement pseudo-permanent, la deuxième suppose que l'écoulement matrice fissure est transitoire. Pour cela on distingue deux modèles :

- Double porosité PSS (modèle pseudo permanent) ;
- Double porosité T (modèle transitoire).

#### Succession des écoulements

Trois écoulements se succèdent lors de la mise en production d'un réservoir fissuré :

- l'écoulement dans les fissures.
- La période de transition au cours de laquelle la matrice se met en production.
- l'écoulement de l'ensemble matrice fissures.

#### Écoulement dans les fissures :

Quand le puits est mis en production, les fissures participent les premiers à la production à cause de la forte perméabilité.

Pendant cette période le réservoir fissuré se comporte comme un réservoir homogène de perméabilité  $k_f$  et de capacité  $C_f$ . Typiquement le 1<sup>er</sup> écoulement se termine plus rapidement, et fréquemment masqué par l'effet de capacité du puits (WELLBORE STORAGE). Si non, il se manifeste par un IARF (régime transitoire) dans la courbe de la dérivée (stabilisation à 0.5 de la dérivée de  $P_D$ ).

**Période de transition :**

Cette période correspond au début de la contribution de la matrice.

L'analyse de la déplétion d'un bloc matricielle en milieu fissuré montre qu'après une période d'écoulement transitoire, un régime pseudo permanent s'établit dans le bloc matriciel.

Deux approches sont proposées pour décrire l'écoulement matrice fissures :

- La première est celle de WARREN et ROOT qui suppose que l'écoulement matrice fissure est immédiatement pseudo-permanent.
- La deuxième, celle de A. de SWANN, qui suppose que l'écoulement matrice fissure est transitoire.

Pour cela on distingue deux modèles de double porosité :

- Double porosité PSS (modèle pseudo permanent) .
- Double porosité T (modèle transitoire).

L'effet de capacité de puits peut masquer la période de transition.

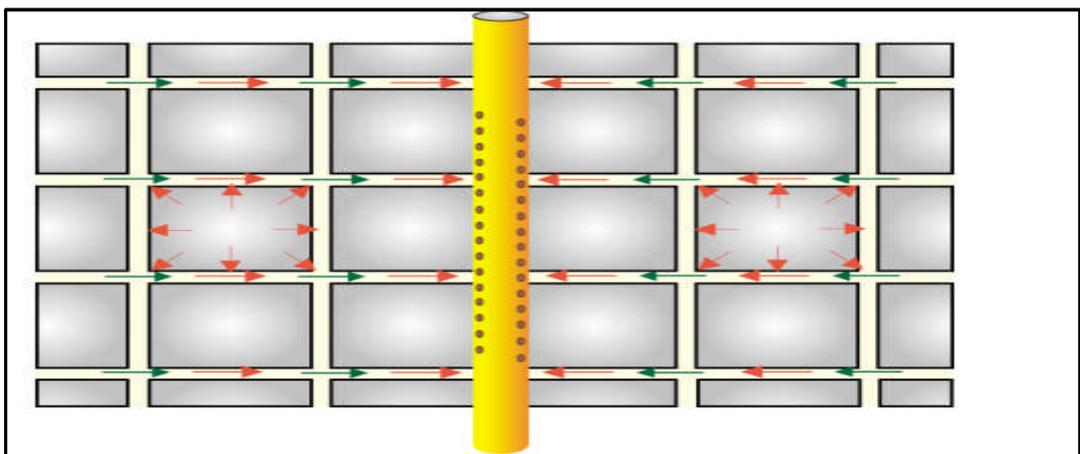
Quand la période de transition est visible elle est caractérisée par le creux observé sur la courbe de la dérivée.

**Écoulement de l'ensemble matrice fissures:**

Une fois la période de transition est terminée, le réservoir se comporte à nouveau comme un réservoir homogène :

- ✓ de perméabilité  $K_{f+m}$ .
- ✓ de capacité  $C_{f+m}$

Donc l'écoulement se manifeste par un IARF dans la courbe de dérivée (stabilisation à 0.5 de la dérivée de  $P_D$  ).



**Figure V-21: Écoulement de l'ensemble matrice fissures.**

V.3.1.2. Double porosité PSS (modèle pseudo-permanent) :

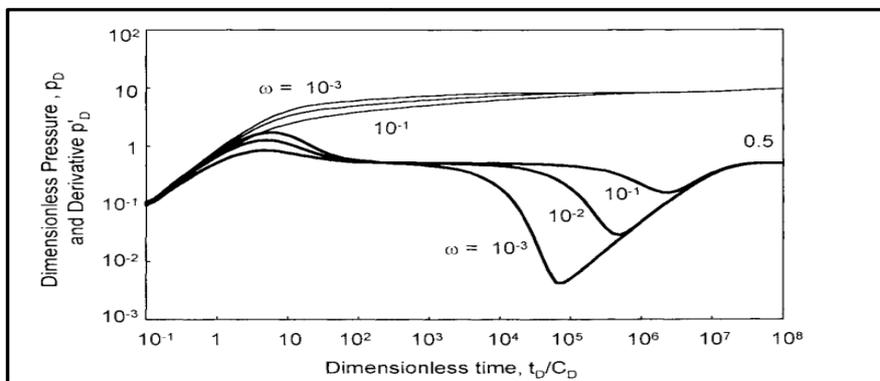
On suppose que la distribution de la pression est uniforme dans tous les blocs, c'est-à-dire il n'y a pas de chute de pression dans ces blocs (physiquement : il faut que les blocs soient petits, donc la chute de pression devient négligeable devant la distribution de pression dans le réservoir).

Il y'a 2 paramètres qui définissent le creux dans la dérivée de la double porosité PSS :

1- **Contraste de capacité ( $\omega$ ) :**

C'est la fraction du volume des pores interconnectés occupés par les fissures, il détermine la profondeur du creux dans la dérivée :

$$\omega = \frac{(h\phi C_t)_f}{(h\phi C_t)_m + (h\phi C_t)_f} \dots\dots\dots(V-33)$$



**$\omega$  petite** => une grande profondeur  
 **$\omega$  grande** => une petite profondeur

Figure V-22: Influence de  $\omega$  sur les courbes de la pression et la dérivée.

2- **Echange matrice-fissures  $\lambda$  :**

$\lambda$  décrit la facilité avec laquelle les fluides s'échange entre la matrice et les fissures, et il détermine le temps de la fin de transition (entre les 2 écoulements radiaux) et le début d'écoulement du système total (F+M).

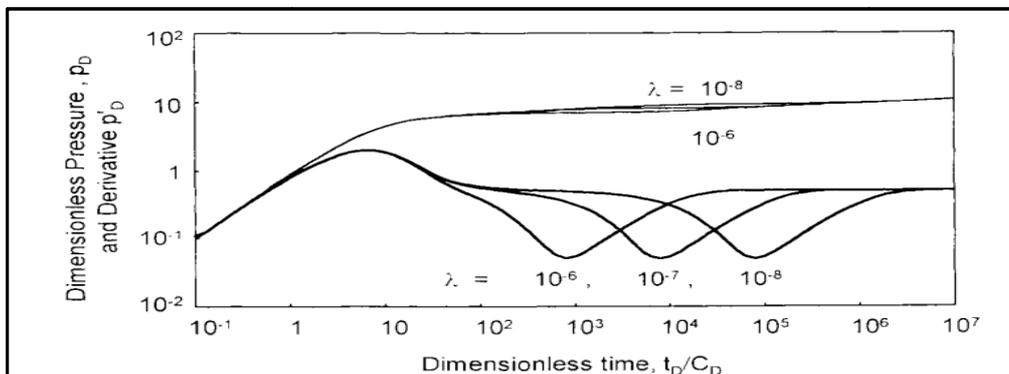


Figure V-23: Influence de  $\lambda$  sur les courbes (pression, dérivée).

Théoriquement il ya 2 droites de (Infinite-Acting-Radial-Flow) dans le dérivé de la pression, correspondant à 2 droites parallèles dans le semi log, mais le premier est fréquemment masqué par l'effet de la capacité du puits (WELLBORE STORAGE).

La première droite (IARF) correspond à l'écoulement radial dans les fissures donc il nous donne  $K_f * h$ , mais le deuxième correspond à l'écoulement radial dans le système (M+F) donc il nous donne  $k_{f+m} * h$

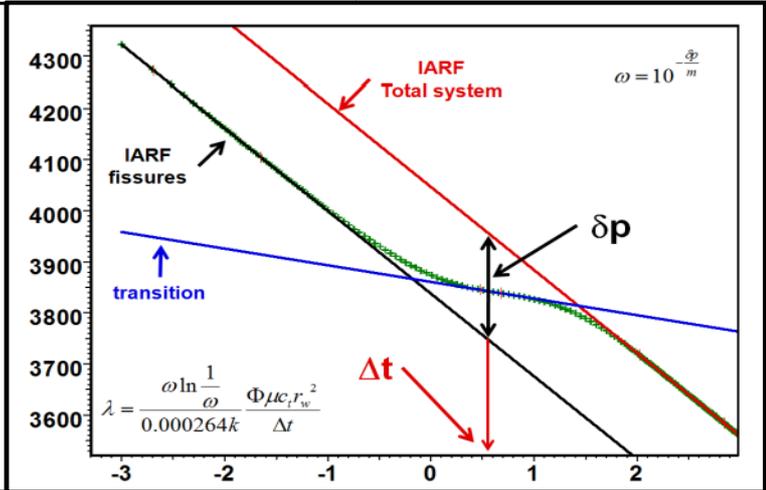
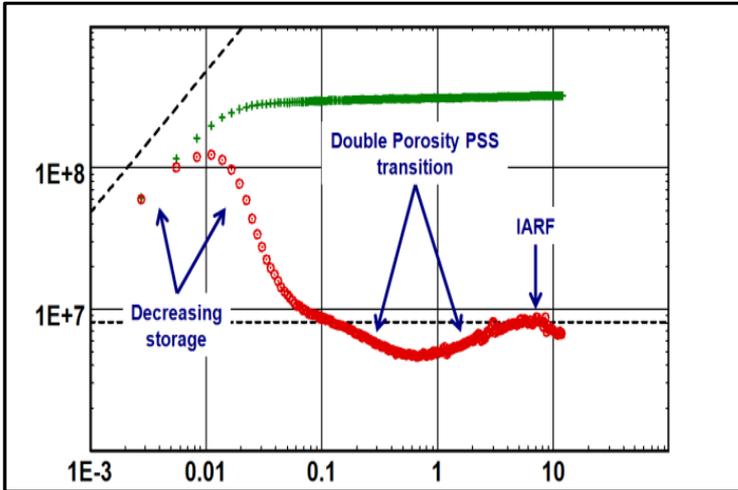


Figure V-24: Réponse de la modèle double porosité, pseudo steady state

Figure V-25 : Analyse du double porosité à l'aide du semi-log .

V.3.1.3. Double porosité (modèle transitoire) :

Le modèle suppose qu'il existe un gradient (chute) de pression dans les blocs de la matrice. Dans ce cas, l'écoulement radial des fissures reste une durée courte, et dans la pratique n'est pas vue.

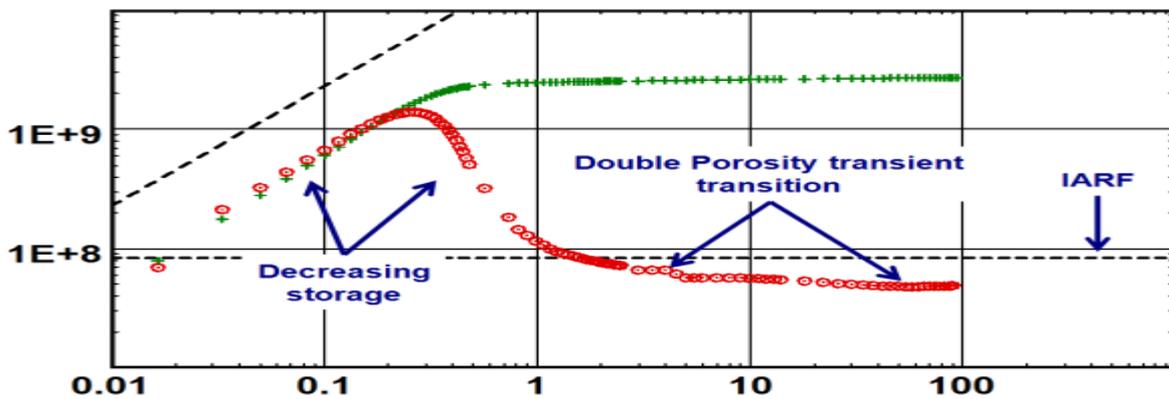
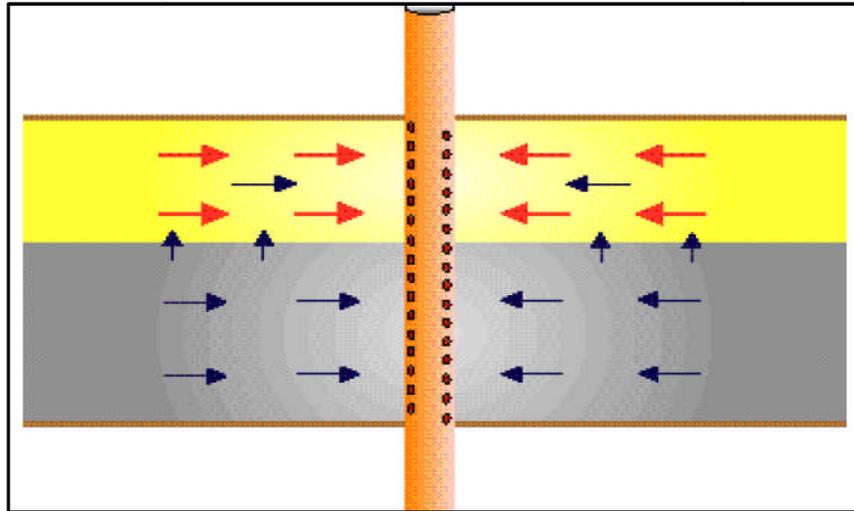


Figure V-26 : Réponse log-log pression et dérivé modèle double porosité, transitoire.

**V.3.2. Modèle de double perméabilité:**

Le modèle de double perméabilité concerne les réservoirs multicouches (bicouche). Dans ce modèle, le réservoir se compose de 2 couches de perméabilités différentes ; telle que l'écoulement vertical entre les 2 couches est proportionnel à la différence de la pression entre les deux.



**Figure V-27: Modèle réservoir double perméabilité.**

Le modèle de 2K est décrit par les paramètres suivants :

- ✓ La transmissibilité totale du réservoir :  $Kh = (Kh)_1 + (Kh)_2$
  - ✓ Le contraste de la transmissibilité entre les deux couches :
- $$K = \frac{K_1 h_1}{K_1 h_1 + K_2 h_2} \dots \dots \dots (V-34)$$

- ✓ Le skin de chaque couche :  $S_1, S_2$ .
  - ✓ Le contraste de capacité entre les deux couches :
- Le terme d'échange entre les deux couches :

$$\lambda = \alpha r^2 w_* \frac{(Kh_1)}{(Kh_1) + (Kh_2)} \dots \dots \dots (V-35)$$

**Remarque :**

Généralement la couche perméable est considérée comme la couche 1 ; donc sera près de 1.

**Description des écoulements:**

Dans le début de test il n'ya pas une différence de pression entre les couches ; donc le système se comporte comme deux couches homogènes sans écoulement vertical entre eux(écoulement radial avec kh totale des 2 couches).

Comme la couche la plus perméable produit plus rapidement que la couche la moins perméable, un  $\Delta p$  se développe entre les deux couches ce qui implique d'avoir un écoulement vertical (cross flow) entre les deux couches.

Et finalement le système se comporte encore comme un réservoir homogène avec  $kh$  total et avec une capacité totale des deux couches.

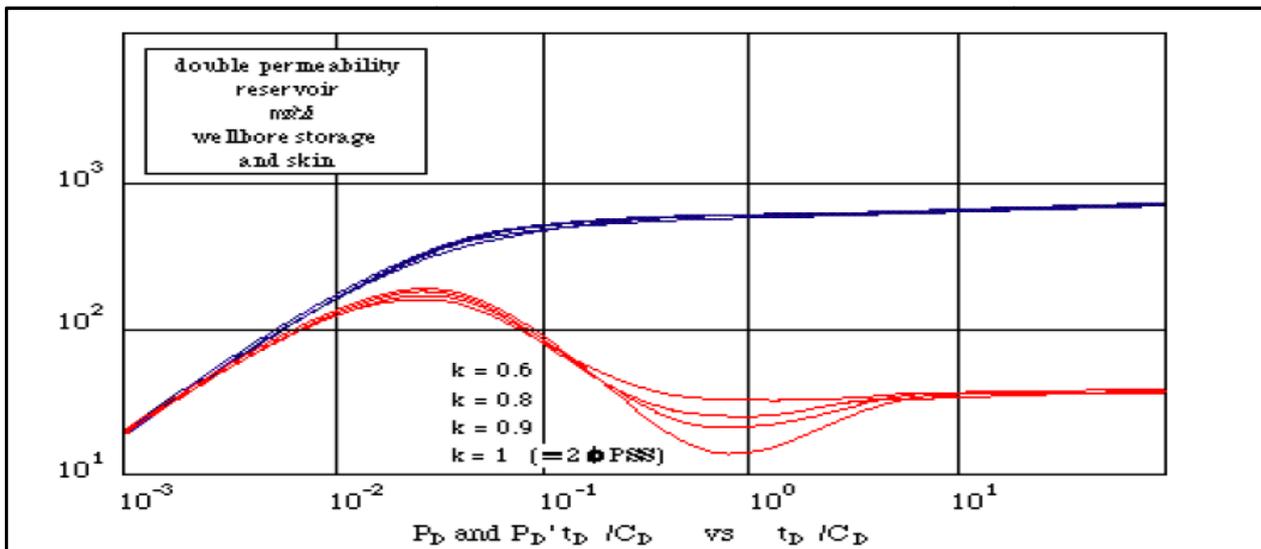


Figure V-28: Courbe de la pression et sa dérivée pour le modèle de 2k avec un coefficient de contraste variable.

**Remarque :**

- ✓ La profondeur du creux de la dérivée est aussi affectée par le facteur de contraste  $\kappa$ 
  - ✓ La dérivée montre le comportement de double porosité PSS si  $\kappa = 1$
  - ✓ La profondeur du creux de sur dérivée diminue quand  $\kappa$  diminue

Le creux transitoire est gouverné et par  $\kappa$ , comme le cas pour le modèle de double porosité, et  $\kappa$  qui diminue la profondeur du creux si on le compare avec  $\kappa = 1$  qui donne la solution de double porosité PSS, parce que si  $\kappa = 1$  donc  $K_2 = 0$  c'est à dire le fluide dans la couche à faible perméabilité (équivalente aux blocs de la matrice) peut être seulement produit par le passage dans la couche perméable (équivalent au système des fissures).

V.3.3. Modèle de composite radial :

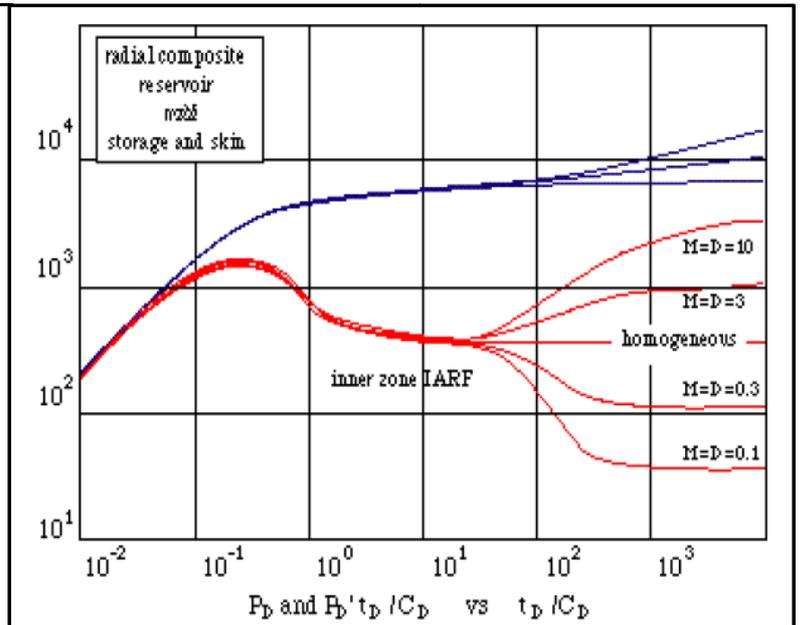
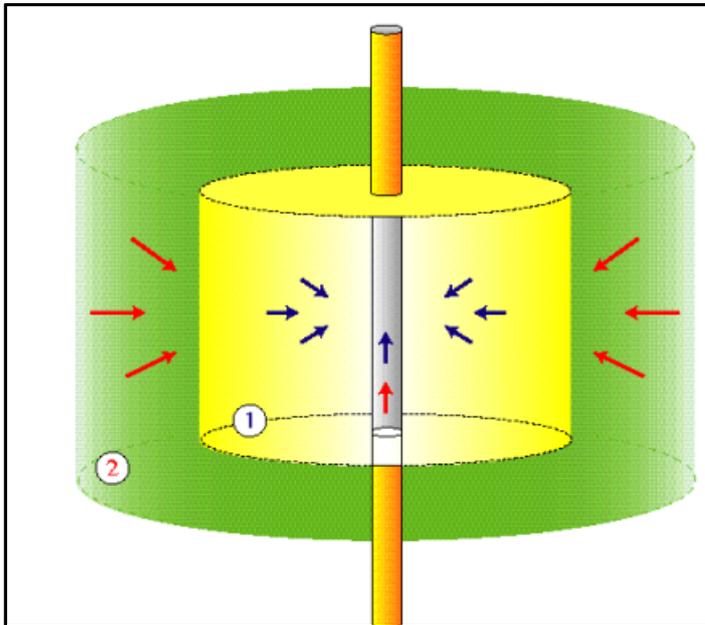


Figure V-29: Modèle composite radial.

Figure V-30: Réponse log log du modèle.

Les deux zones ont des caractéristiques d'un réservoir homogène, sans perte de pression à l'interface entre les deux.

Les paramètres qui définissent le changement d'une zone à une autre sont :

Le rapport de mobilité :  $M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2}$  .....(V-36)

Le rapport de diffusivité :  $D = \frac{(k/\phi\mu c_t)_1}{(k/\phi\mu c_t)_2}$  .....(V-37)

Dans la réponse de la pression, on observe en premier la réponse de la zone intérieure, puis le comportement de la pression selon les propriétés de la zone extérieure.

- Ce modèle est d'une grande utilité dans les puits d'injection , ou les fluides injectés ont des viscosités différents que celles des fluides en place .
- Avec n'importe quel modèle, le sens du changement dans la dérivée peut être qualifié bonne si il est vers le bas, c-à-d qu'il y a une amélioration dans le mécanisme d'écoulement, soit avec un maintien de pression , une augmentation du produit  $K \cdot h$  , soit une augmentation de la mobilité .

V.3.4. Modèle de composite linéaire :

C'est le cas d'un puits producteur dans un réservoir homogène infini dans toutes les directions sauf une.

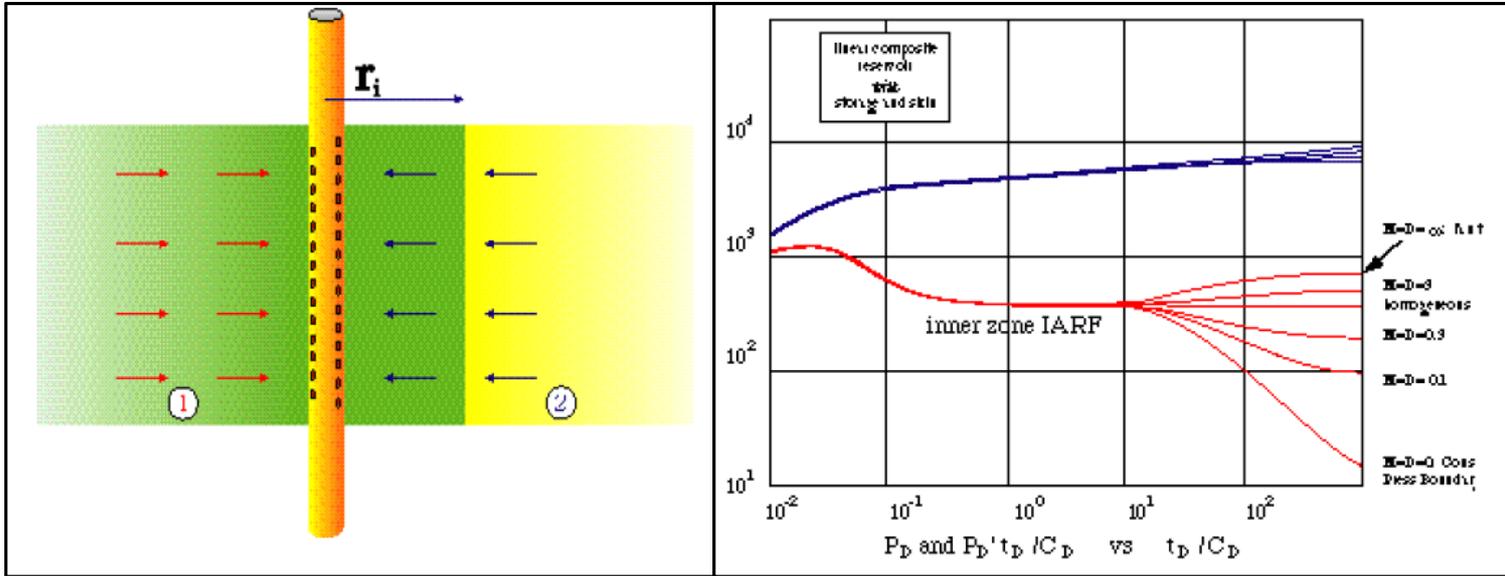


Figure V-31: Modèle composite linéaire.

Figure V-32: Réponse log-log du modèle.

- En Supposant une hauteur utile constante ,h, la première stabilisation correspondre à la zone 1 ,la deuxième sera une mobilité moyenne entre les deux zone.

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_{eq} = \frac{1}{2} * \left( \left(\frac{k}{\mu}\right)_1 + \left(\frac{k}{\mu}\right)_2 \right) \dots\dots\dots(V-38)$$

**Remarque :**

- Dans le cas de la décroissance de mobilité, la deuxième stabilisation ne peut jamais être plus que le double de la première ; car la valeur de zéro est la plus basse valeur de  $K_2$ , ce cas estéquivalent a la réponse d'une faille (doublement de la dérivée)
- Dans le cas de la croissance de mobilité, il n'y a pas une certain limite pour la deuxième stabilisation ; qui tend vers zéro quand  $M=0$  c.-à-d.  $\left(\frac{k}{\mu}\right)_2 = \infty$ (Équivalent pour un model à pression constante).

## V.4. Modèles aux frontières :

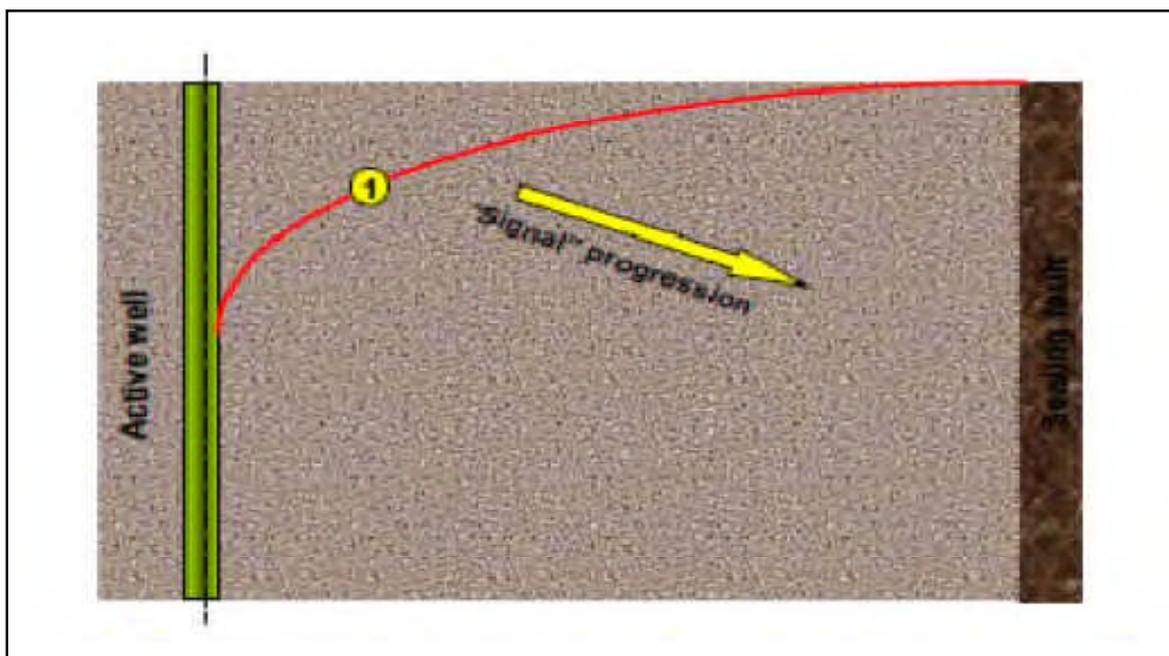
### V.4.1. Limites linéaires :

#### V.4.1.1. Faille (Sealing boundary) :

La condition limite qui est traitée sous l'appellation de faille correspond à une barrière linéaire infinie à flux nul, plusieurs cas réels produisent cette condition limite : la faille étanche bien sur mais aussi la disparition de facies et certaines discordances.

#### Profil de pression

C'est utile de voir comment le profil de la pression change dans un réservoir qui n'est pas "infini." pour faire ça nous devons ajuster notre modèle théorique pour représenter un réservoir de volume fini avec une barrière imperméable. Laissez-nous utiliser une barrière à flux nul avec un rayon  $r_e$ .



**Figure V-33: Profil de la pression (le signal de pression atteint la faille. Pas d'effet observé dans le puits).**

Nous voyons que la présence d'une limite externe finie (faille étanche) d'un rayon externe  $r_e$  n'affectera pas le profil de la pression (figure V-33) que jusqu'à  $r_e$  par le rayon d'investigation, et par la suite le profil de la pression chute plus rapidement. Cela se produit parce que, dans le cas fini, toute la production doit venir du volume de réservoir fini.

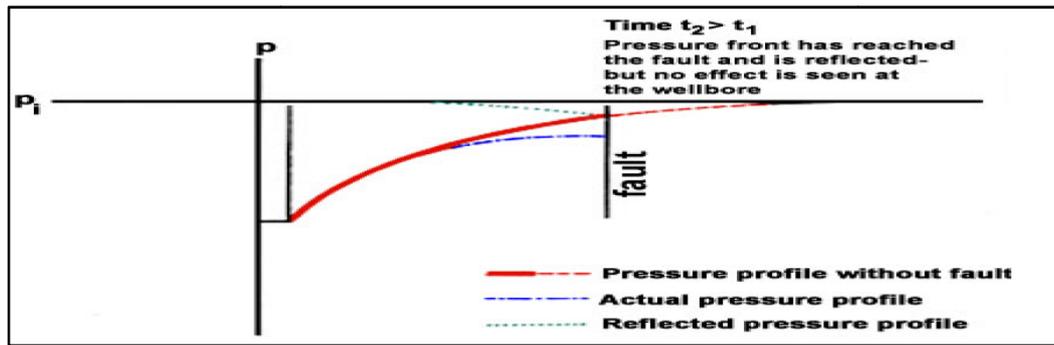


Figure V-34 : Profil de pression (le signal de pression atteint le puits avec un doublement de la dérivée)

Caractéristiques des régimes :

- Écoulement radial circulaire : stabilisation de la dérivée à 0.5.
- Écoulement semi radial : doublement du niveau de la dérivée, passe de 0.5 à 1. (Résultats : la distance entre le puits et la faille).

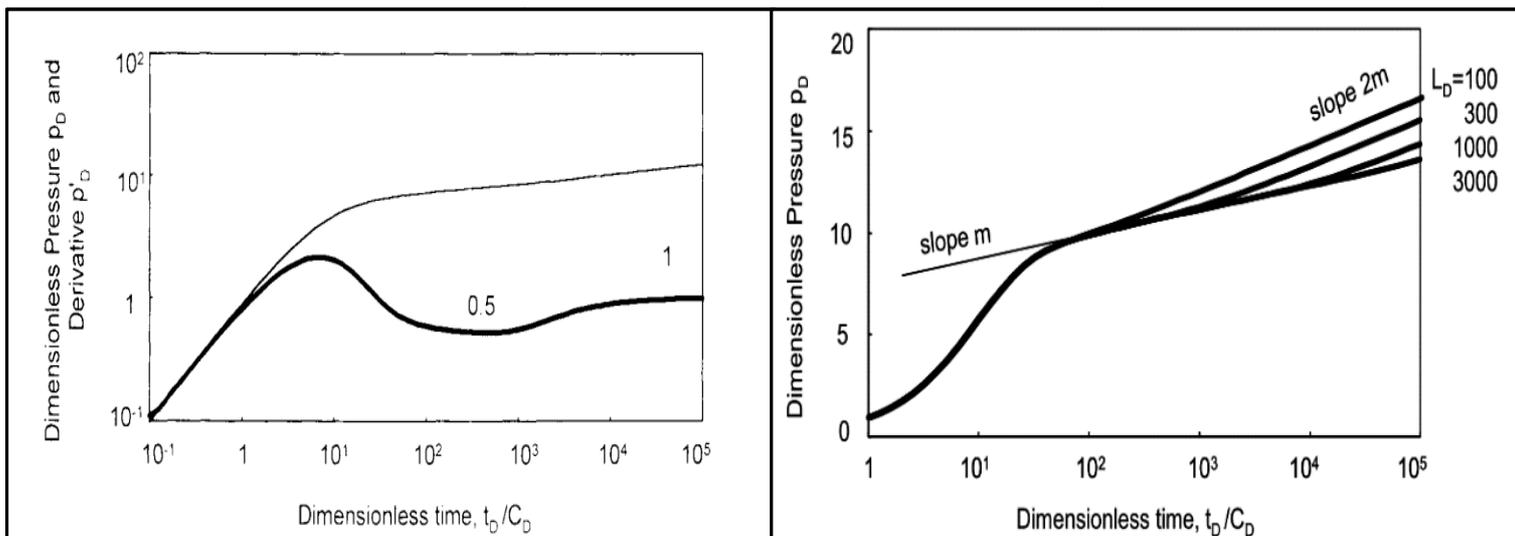


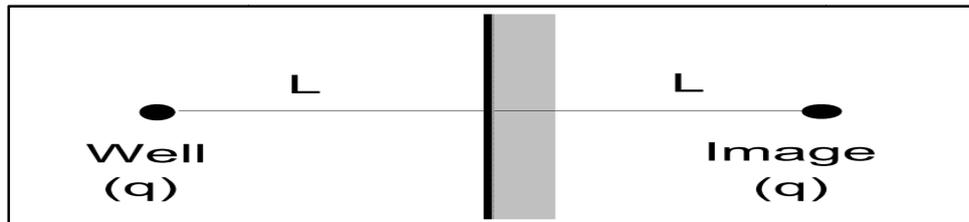
Figure V-35: Réponse de puits avec effet de faille aux limites.

Avant que le régime transitoire atteigne la limite externe finie, nous avons ce qui est connu sous le nom les conditions d'écoulement transitoire. Cependant, une fois le rayon d'investigation atteint la limite externe finie nous avons le début de ce qu'on appel l'écoulement pseudo-permanent (état quasi stable ou pseudo steady state)  $dp/dt=0$ . La pression du WELLBORE correspond à la superposition de la réponse transitoire et sa réflexion propre de la faille. La réflexion est équivalente à la réponse du régime transitoire d'un puits image.

**Méthode des images :**

Une ligne de flux nul à distance L du puits est obtenue analytiquement à l'aide de la méthode des images en superposant :

- ✓ l'évolution de pression du puits.
- ✓ l'évolution de pression due à un puits identique (de même historique des débits) situé à une distance 2L du puits de mesure (les puits sont symétriques par rapport à la limite).



**Figure V-36 : Méthode des images pour un puits qui produit proche d'une faille.**

En présence d'une limite à flux nul la pression au puits s'écrit :

$$\Delta P_{TOTAL} = \Delta P_{actuel} + \Delta P_{image} \dots \dots \dots (V-39)$$

$$P_{wfd} = 1/2 \left\{ Lnt_D + 0.0809 + 2S - E_i \left( -\frac{(2L_D)^2}{4t_D} \right) \right\} \dots \dots \dots (V-40)$$



Et  $L_D = \frac{L}{r_D} \dots \dots \dots (V-41)$

**\* Pour un petit temps :**

Tant que la zone compressible n'a pas atteint la limite à flux nul, le terme puits image est nul.

L'évolution de la pression est celle d'un puits en réservoir infini (une fois l'effet de capacité de puits terminé). L'évolution de la pression se traduit par une droite semi log habituelle (stabilisation de la dérivée à 0.5).

**\* Pour un grand temps :**

Quand la zone compressible atteint la faille ; Le terme correspondant au puits image ne peut plus être négligé.

Donc avec l'approximation logarithmique la variation de pression au puits peut alors s'écrire :

$$P_{wfd} = \{Lnt_D + 0.0809 - Ln(2L_D)\} + S \dots \dots \dots (V-42)$$

Si l'essai est suffisamment long la faille se manifeste par une droite semi log de pente double de celle du régime transitoire.

**Remarque :**

\*Cette propriété se manifeste aussi en DRAWDOWN qu'en BUILDUP.

\*Le doublement de pente caractéristique de l'effet de la faille se traduit sur la dérivée par un doublement du niveau de la dérivée (c.-à-d. il passe de 0.5 à 1 sur la courbe de la dérivée adimensionnel).

**Analyse spécialisée :**

Pour un petit temps : l'évolution de la pression est celle d'un puits dans un réservoir infini.

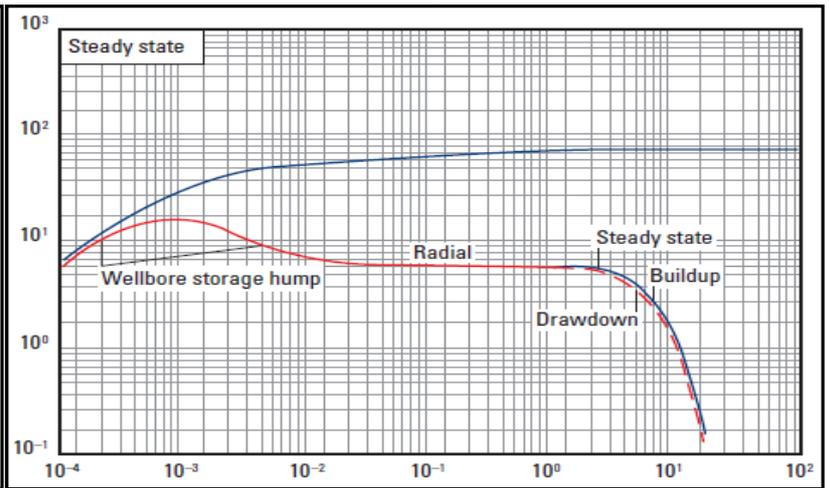
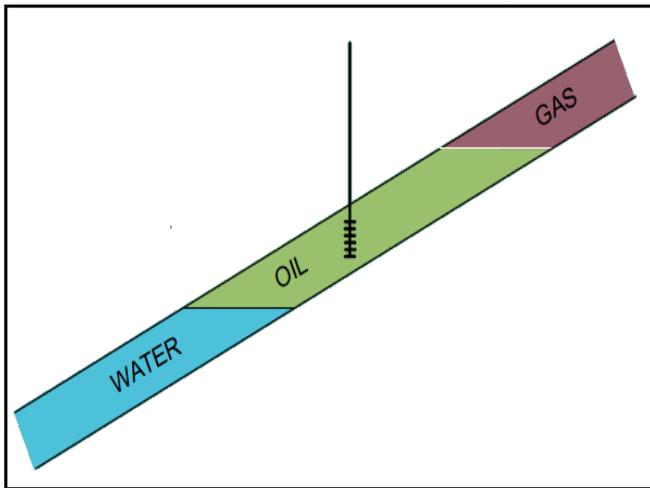
Si l'essai est suffisamment long la faille se manifeste par une droite semi log de pente double de celle du régime transitoire.

La détermination de la distance entre la faille et le puits se fait par l'intersection des deux droites semi log de pente m et de pente 2m. (Le temps d'intersection de deux droites est  $t_x$ ).

$$L = 0.01217 \sqrt{\frac{k\Delta t_x}{\phi\mu c_t}} \dots \dots \dots (V-43)$$

**V.4.1.2. Limite de pression constante :**

Dans la présence d'un gaz cap ou aquifère, la réponse de la pression et de sa dérivée se manifeste par effet de pression constante à la limite (régime permanent).



**Figure V-37: Modèle à pression constante.**

**Figure V-38: Réponse log log du modèle.**

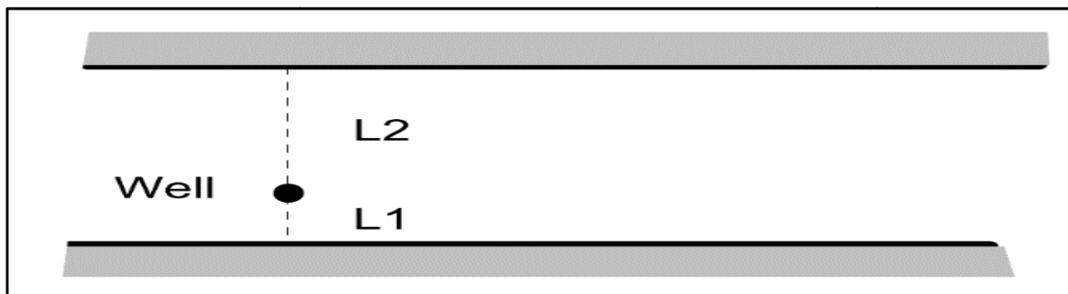
La présence d’une limite à pression constante se caractérise par une stabilisation de la pression, qui correspond à une annulation de la dérivée. Celui-ci traduit par une forte décroissance en représentation log-log.

La méthode utilisée pour la détermination de la distance à la limite est la méthode d’intersection des deux droites semi log de pente m et de pente 2m.

$$d = 0.012 \sqrt{\frac{k t_i}{\phi \mu C_t}} \dots \dots \dots (V-44)$$

**V.4.1.3. Deux failles étanches parallèles (le chenal) :**

Le chenal est défini par les distances L<sub>1</sub> et L<sub>2</sub> entre le puits et les deux limites de chenal.



**Figure IV-39 : Schéma d’un puits entre deux failles parallèles.**

**Caractéristiques des régimes :**

- Écoulement radial circulaire tant qu’aucune limite n’est atteinte.
- Effet de faille : quand la perturbation atteint le bord du chenal le plus proche, cette limite se manifeste de manière identique à la présence d’une faille en réservoir infini : doublement de pente de la droite semi log et la dérivée passe d’une stabilisation de 0.5 à une stabilisation 1.

- L'écoulement linéaire : quand les deux bords du chenal atteintes, l'écoulement se développe linéairement, parallèlement aux bords du chenal. Ce régime caractérisé avec une pente de 0.5.

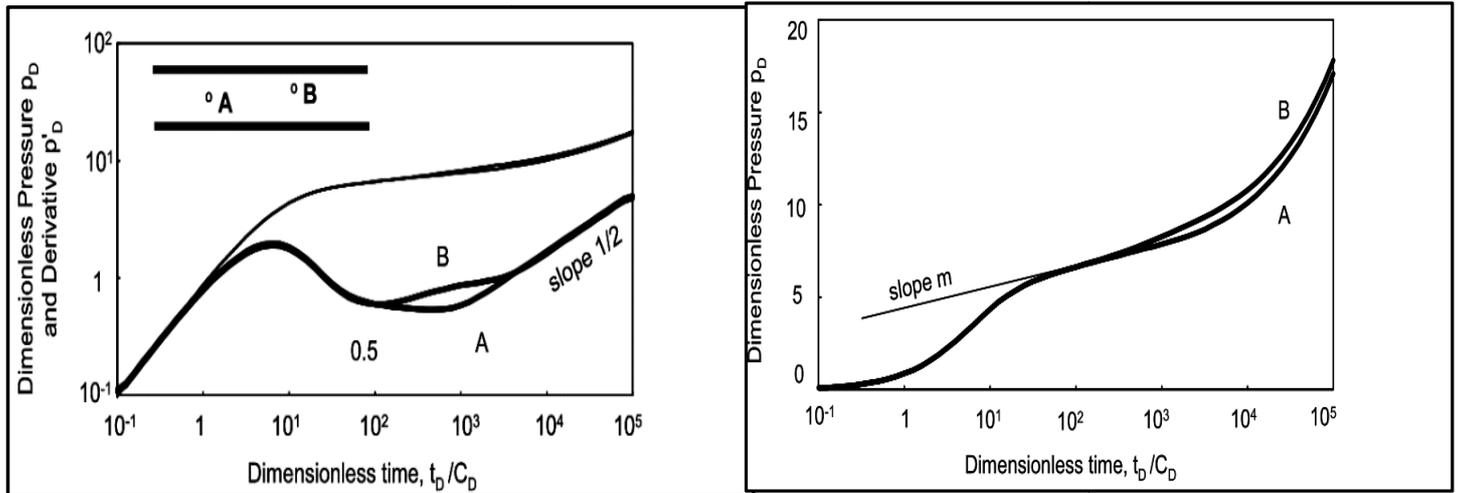


Figure V-40: Réponse de puits avec limite chenal.

Analyse spécialisé

D'après la pente de l'écoulement linéaire, on détermine la largeur du chenal.

$$m_L = \frac{8.13 q B}{h (L_1 + L_2)} \sqrt{\frac{\mu}{k \phi C_t}} \dots \dots \dots (V-45)$$

V.4.1.4. Deux failles étanches sécantes (intersecting faults) :

Au cours d'un test, deux barrières sécantes peuvent être perçues.

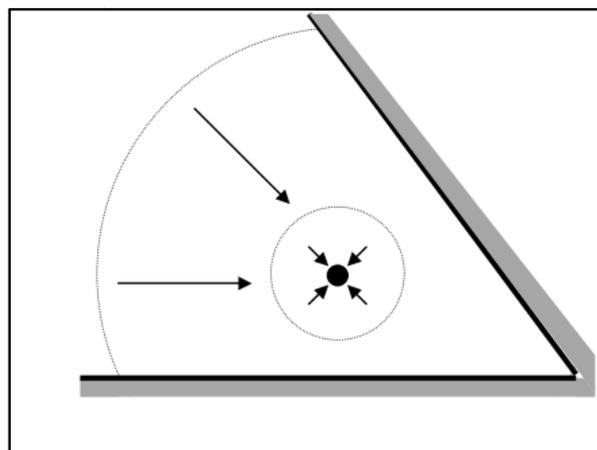


Figure V-41 : Description du modèle de failles sécantes.

Caractéristiques des régimes :

- Écoulement radial : stabilisation de la dérivée à 0.5.
- Écoulement linéaire : pente 0.5 pour la première faille.
- Fraction d'un écoulement radial : transition entre l'effet de deux failles stabilisation à  $\pi/\theta$ .
- Effet de seconde faille.

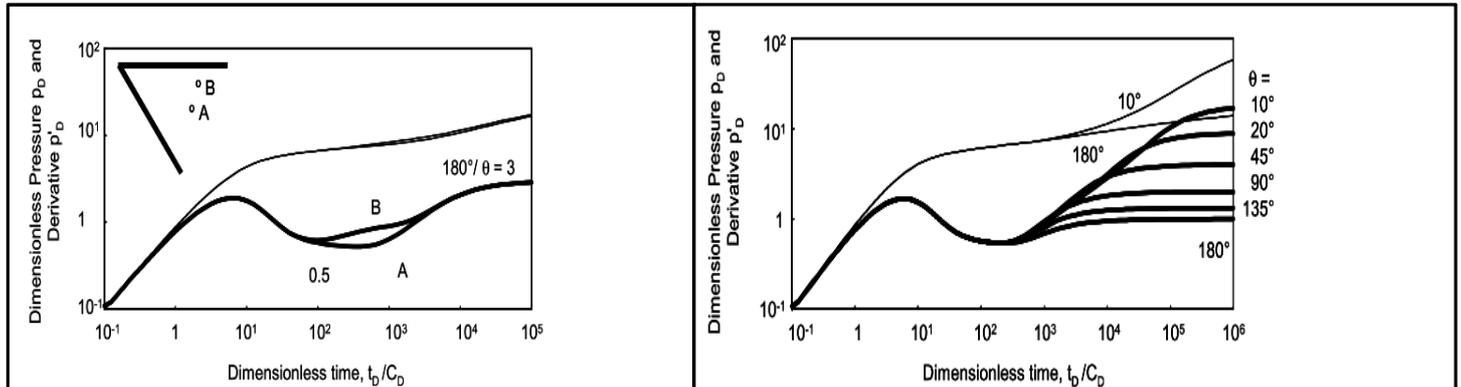


Figure V-42 : Réponse de puits avec effet de deux failles sécantes aux limites.

V.4.2. Limites fermés (circulaires ou rectangulaires) :

Les limites constituent une aire fermée à flux nul.

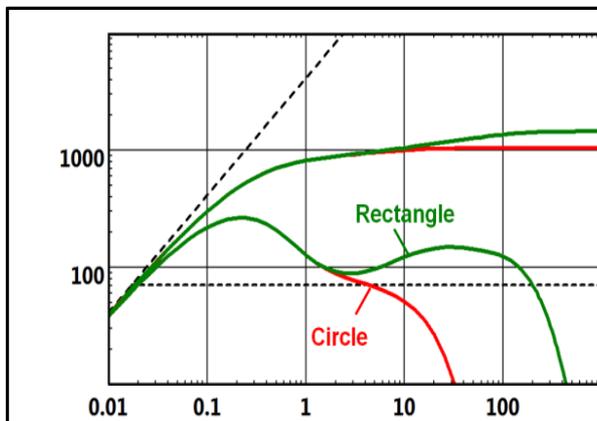


Figure V-43: Réponse log -log du modèle fermé pendant un build – up

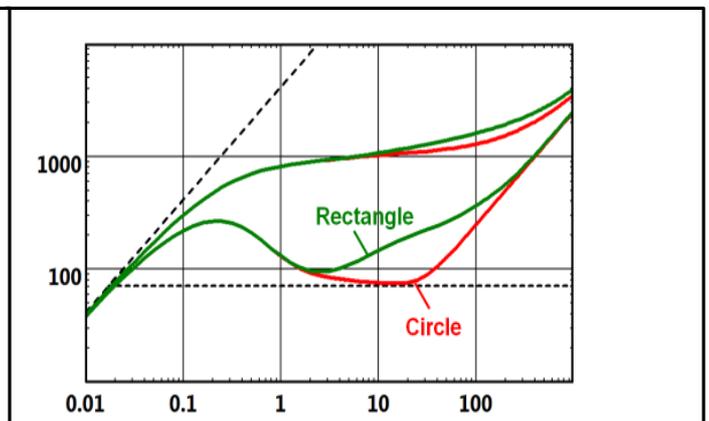


Figure V-44 : Réponse log -log du modèle fermé pendant un draw-down

La réponse de puits dans un réservoir fermé présente deux cas : le premier cas, le régime d'écoulement devient pseudo permanent, le puits est en production (DD) et la perturbation atteint les limites. Dans le second, le puits est fermé (BU) et la perturbation atteint les limites, le puits se comporte donc comme dans un réservoir avec limite de pression constante.

## Introduction :

La technique des essais aux puits a connu ces dernières années une évolution spectaculaire, au début elle consistait à déterminer le type de fluide que renferme le réservoir, sa perméabilité et sa productivité. Alors que maintenant, elle est devenue un outil capable de définir les hétérogénéités du réservoir au voisinage du puits. Cette évolution est due aux nouvelles technologies, notamment le développement des outils de test et de la technique d'interprétation.

L'environnement *Ecrin* qui est la quatrième version développée par KAPPA[28]. *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*.

### VI.1 Présentation du logiciel:

**KAPPA :** C'est à l'origine une compagnie des logiciels de l'engineering du pétrole. Fondé en 1987, le *KAPPA* a maintenant plus de 5000 licences d'utilisation du logiciel commerciales actives utilisées par plus de 500 compagnies mondiales. *KAPPA* est indépendant et il est possédé à 80% par ses employés. Le *KAPPA* est un Microsoft Certifié Partenaire.

**Ecrin :** Cette plate-forme *Ecrin* est utilisée dans l'analyse des données dynamiques. *Ecrin* inclut des modules pour l'analyse de la pression transitoire (*Saphir*) et pour l'analyse de la production (*Topaze*).

**Saphir :** Il a été développé, en premier temps il y a vingt ans, par deux ingénieurs qui ont eu besoin, pour leur propre interprétation, d'un outil assez puissant. C'était rapide, interactive et robuste. La méthodologie *Saphir* a toujours été basée sur la dérivative de *Bourdet* comme l'outil principale de diagnostic, en faisant un calage (matching) entre les données mesurées et

Le modèle pris dans l'histoire détaillée de la production.

Un nouveau modèle numérique d'un puits horizontal fracturé est maintenant disponible, et *Saphir NL* peut maintenant modéliser la désorption pour le schiste bitumineux et le charbon à méthane. Une nouvelle méthode de déconvolution a aussi été ajoutée.

**VI.2 Etapes à suivre dans l'interprétation :**

**VI.2.1 Chargement des données PVT ( A ) :**

Avant toute interprétation, il faut charger sur le logiciel le paramètres d'environnement lui permettant de faire une bonne simulation. Ces paramètres sont :

- Le rayon du puits [m]. - La hauteur utile [m].
- La porosité utile (moyenne pondérée à la hauteur utile) [fraction de 1].
- Type du fluide (huile, gaz ou bien eau). - Le GOR.
- Le facteur volumétrique B [B/STB].- La viscosité  $\mu$  [cp].
- La compressibilité totale [cm<sup>2</sup>/kg]. - La température du réservoir [°C].
- La pression dynamique du fond [kg/cm<sup>2</sup>]. - La pression du gisement [kg/cm<sup>2</sup>].

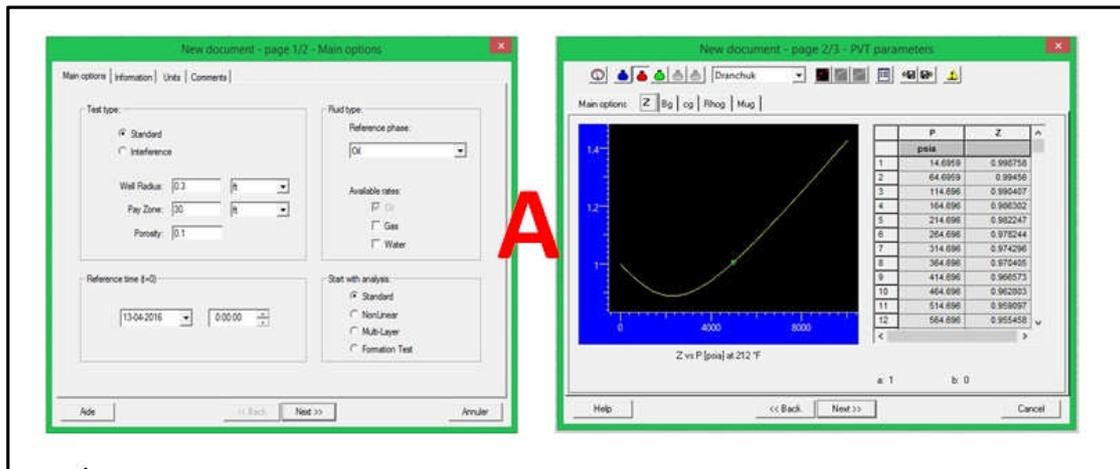


Figure VI-1 : Première étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir

**VI.2.2 Chargement des données du débit ( B ) :**

On doit maintenant introduire le débit d'avant fermeture supposé constant (après fermeture le débit est égale à 0).

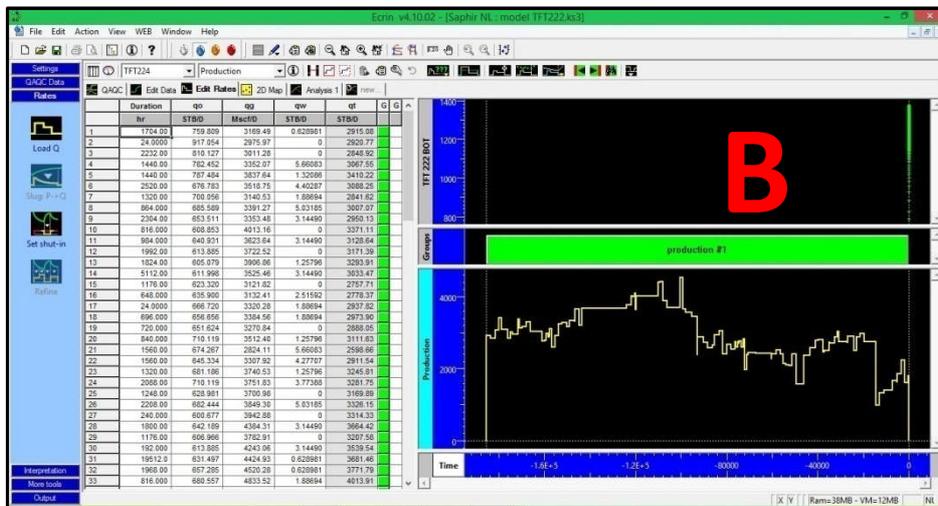


Figure V-2 :Deuxième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir

### VI.2.3 Chargement des données de pression ( C ) :

Cette étape consiste à choisir un des BuildUp ou plusieurs (séparément) et éliminer le reste, ces données de pression retenues seront utilisées dans le reste de la manipulation.

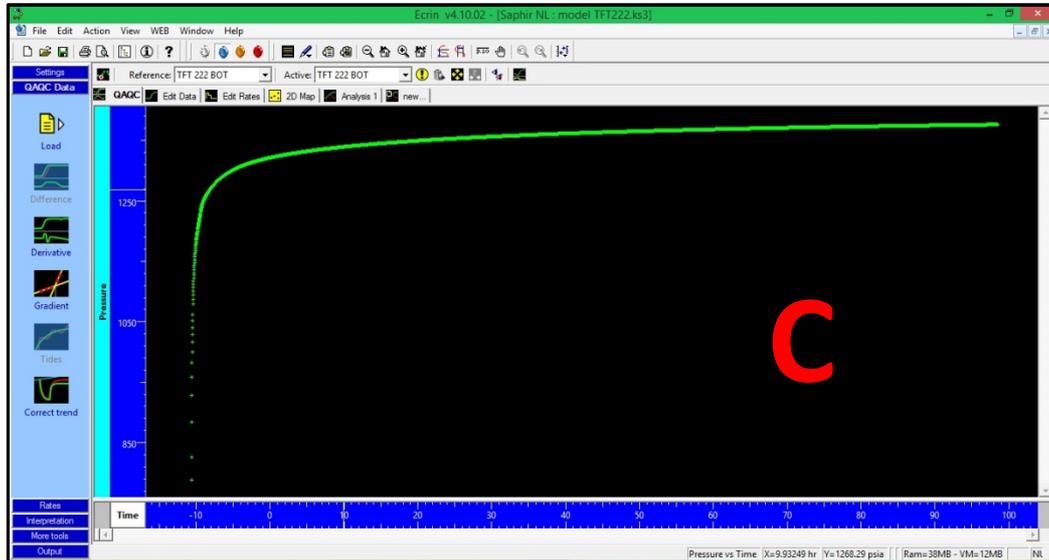


Figure VI-3 :Troisième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir

### VI.2.4 Extraction de la dérivée ( D ):

Le logiciel va maintenant calculer ou extraire la courbe dérivée de pression à partir de la courbe de pression et ce connaissant la pression à  $dt=0$ . On va obtenir le fameux « Log-Log Plot ».

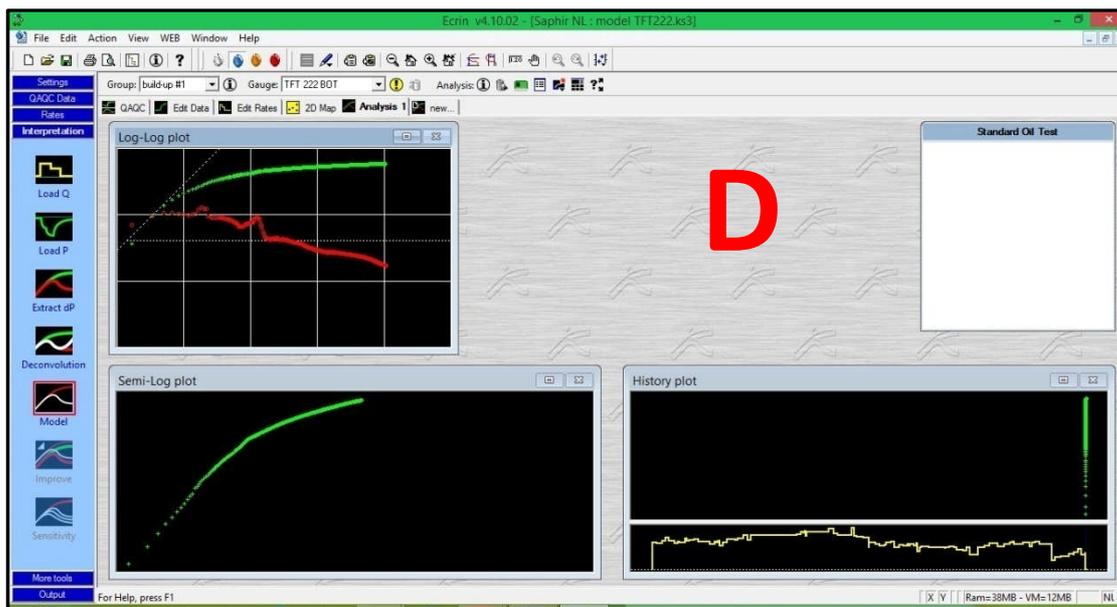


Figure VI-4 :Quatrième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir

**VI.2.5 Choix du modèle ( E ) :**

Cette étape est la plus importante, car le choix du modèle est délicat, on doit prendre en considération ou non l'effet de capacité du puits, le type du puits (horizontal ou vertical), supposer le type de la porosité (homogène, double porosité, ...) et le type de la limite (étanche ou non). On utilisera pour ce fait un abaque spécial d'interprétation.

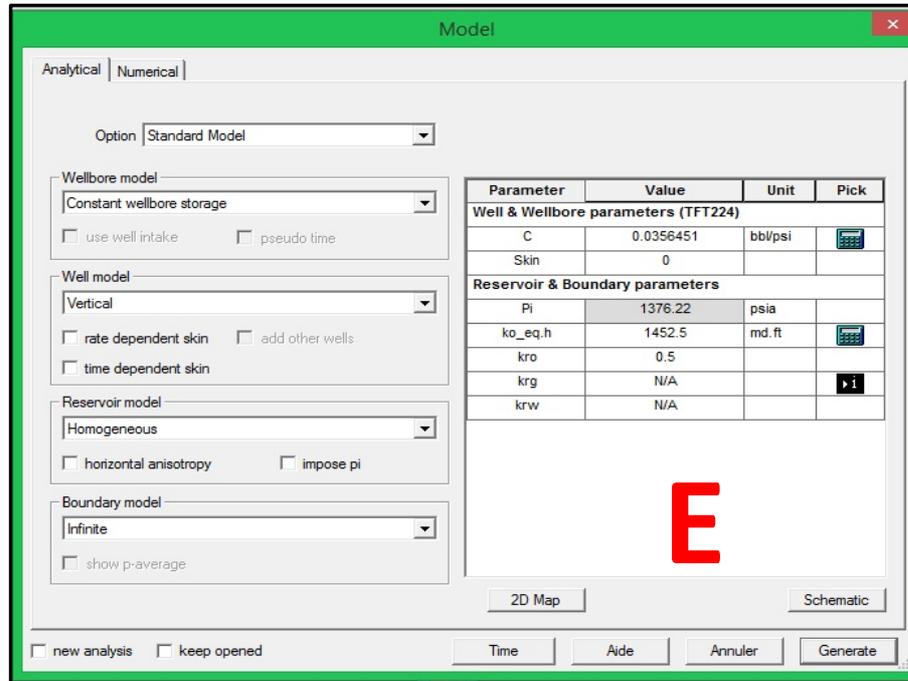
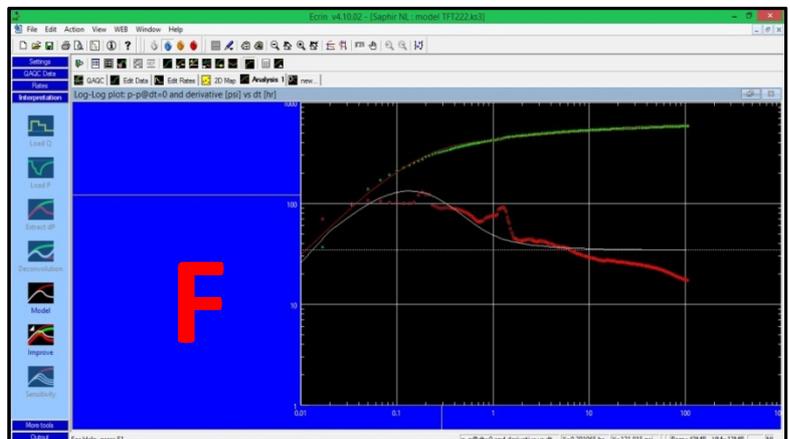


Figure VI-5 :Cinquième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir

**VI.2.6 Le calage « matching » ( F ) :**

C'est dans cette étape-là de l'interprétation que l'importance du logiciel apparait. La machine va essayer automatiquement (par tâtonnement) de faire correspondre la courbe de pression et sa dérivée réelles avec celles théoriques du modèle choisis. On va refaire cette étape plusieurs fois jusqu'à ce que les deux courbes se superposent parfaitement. Si ce n'est pas le cas, on doit revenir à l'étape E et choisir un autre modèle plus approprié. Puis il ne nous reste qu'extraire les résultats.

Figure VI-6 :Sixième étape d'interprétation avec le logiciel Ecrin-Saphir



### VI.3 Analyse des résultats du Test :

#### VI.3.1 Puits TFT75 :

TFT75 est un puits producteur d'huile du champ de TFT réservoir ordovicien appartient au bloc (5) et au centre de séparation CS4, foré et complété avec un tubage cimenté perforé 7'', une assistance de G-L était réalisée, situation actuelle : producteur d'huile ouvert.

Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

- Le puits a eu 03 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
23-02-2004	28-02-2004	Mesure GPDRP-GPS
19-04-2004	19-04-2004	Diff. Exp (percement pipe)
20-04-2004	20-04-2004	Diff. Exp (percement pipe)
28-07-2004	28-07-2004	Travaux sur installation de surface

- En 2012 : une opération de wireline pour des opérations de contrôle et l'emplacement d'équipement de gaz lift.
- En 1986 : une opération de work-over.
- En 29-06-1976 une opération de fracturation hydraulique a été réalisée.
- Un test de remontée de pression (PBU) a été réalisé.

L'historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :

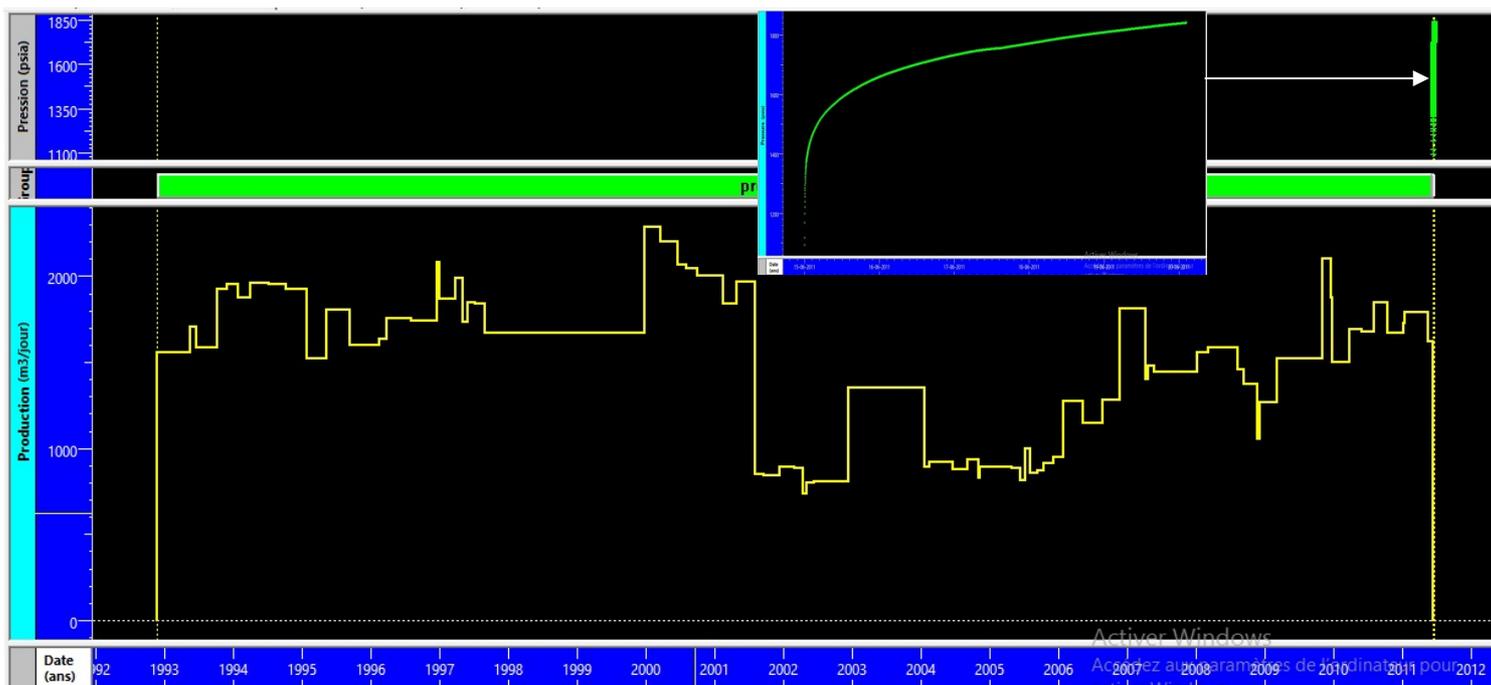


Figure VI-7 : Historique de débit de production du puits TFT75.

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	14.5	0.0785	0.334	1.39	1.99E-5	5.275	648	122.45

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

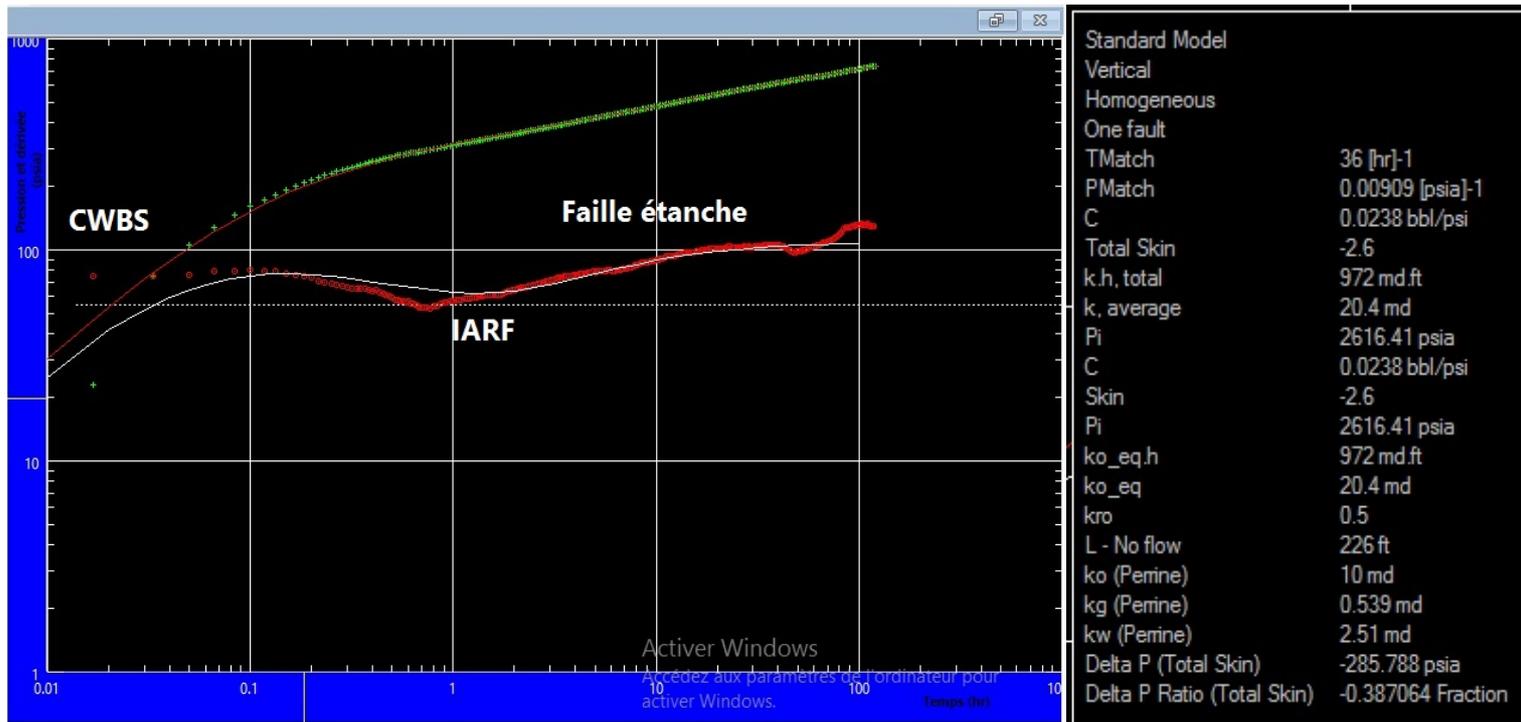


Figure VI-8 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT75 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation :**

Le test de BUILD-UP montre clairement le comportement du modèle du puits vertical, avec un réservoir homogène.

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

1. Le constant effet de capacité de puits.
2. Ecoulement radial ; avec une stabilisation de la dérivée ( $k = 20.4$  md).
3. Quand la perturbation atteint la faille, la dérivée se dévie vers le haut et se stabilise à un niveau de double valeur par rapport à la première stabilisation.

**Conclusion :**

- D'après l'interprétation du test de BUILD-UP on peut conclure que le puits **TFT75** est un puits stimulé avec skin de **-2.6** et dans un réservoir de perméabilité médiocre de **6.1** md, situé loin du faille étanche à distance  $L=69$  m.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Options du modèle		Modèle standard	
Puits		Verticale avec constante WBS	
Réservoir		Homogène	
Limites		Faille étanche	
Paramètres du modèle	Paramètres du puits et du wellbore	C	0.0238 (bbl/psi)
		Skin totale	-2.6
		K.h, totale	972 (md.ft)
	Paramètres du réservoir et du limite	K moyenne	20.4 (md)
		Pi	2616.41 (psia)
		L (faille)	226(ft)

Tableau VI-1 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT75.

### VI.3.2 Puits TFT214 :

TFT214 est un puits producteur d'huile du champ de TFT réservoir ordovicien appartient au bloc (5) et au centre de séparation CS3, foré en 1983 et complété avec un tubage cimenté perforé 7'', il était naturellement en production jusqu'à 2011 ou une assistance de gaz -lift est réalisé, Situation actuelle : Open oil Producer = producteur d'huile ouvert.

Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

- En 11-05-1983 une opération de fracturation hydraulique a été réalisée.
- Le puits a eu 03 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
08-11-2002	14-11-2003	GOR élevé
05-06-2004	19-06-2004	GOR élevé
08-07-2004	19-12-2008	GOR élevé

- En 2009 : une opération de WIRELINE pour des opérations de contrôle et l'emplacement d'équipement de G-successivement.
- Deux tests de remontée de pression (PBU) ont été réalisés.

L'historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :

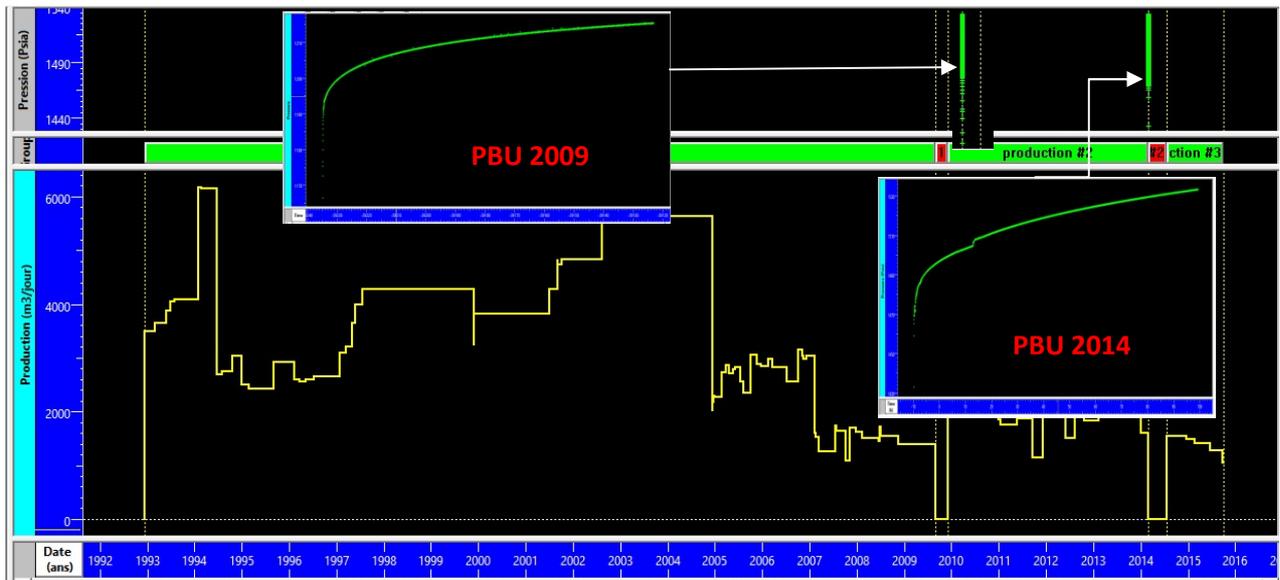


Figure VI-9 :Historique de débit de production du puits TFT214.

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	16	0.084	0.334	1.39	1.99E-5	7.34	1296	109.21

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

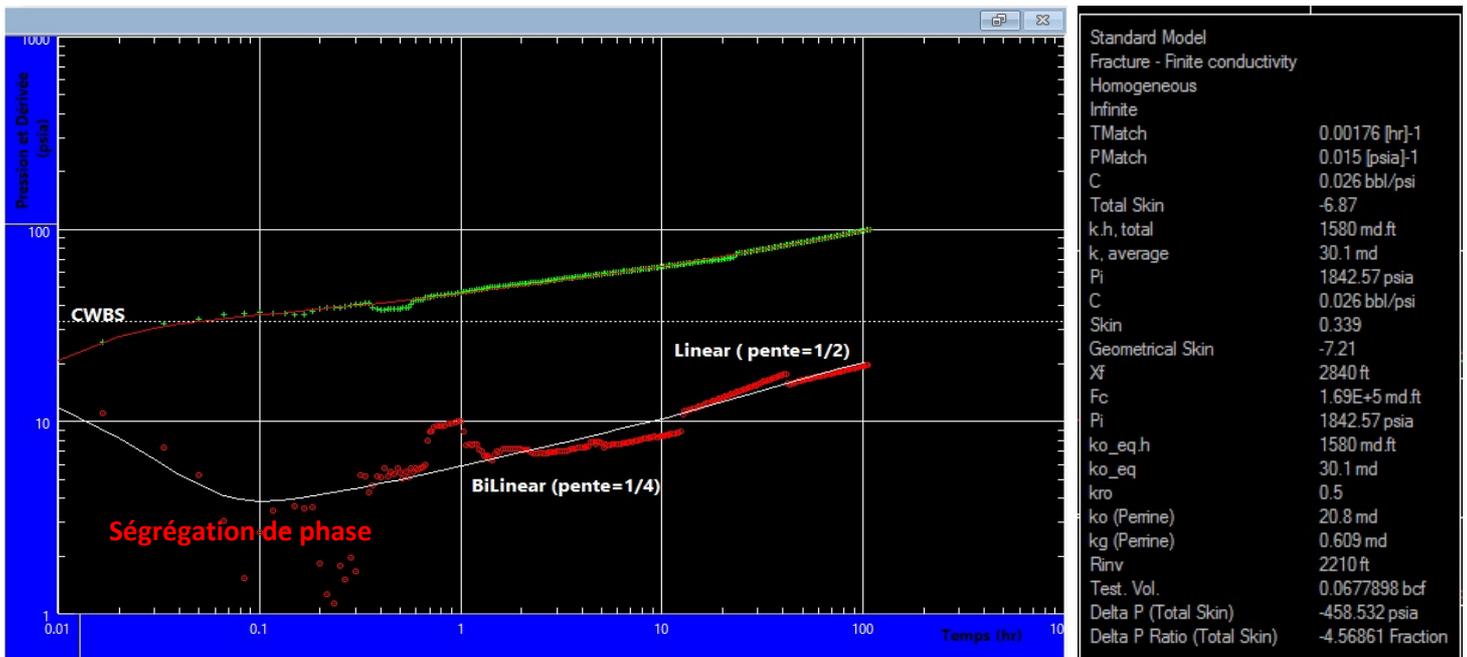


Figure VI-10 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT214 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation :**

Le test de BUILD-UP montre clairement le comportement du modèle du puits fracturé avec conductivité finie, avec un réservoir homogène.

La courbe de la dérivée représente (02) périodes d'écoulement :

1. Ecoulement bilinéaire avec pente = 1/4. (Le fluide s'écoule dans la fracture ou les pertes de charge sont négligeables).
2. Ecoulement linéaire avec pente = 1/2.

**Conclusion :**

- D'après l'interprétation du test de BUILD-UP on peut conclure que le puits TFT214 est un puits stimulé avec skin de **-6.87** et dans un réservoir débondé perméabilité de **30.1** md.
- La longueur de la fracture est **2840** ft.

**Remarque :**

- 1) Dans ce test le régime radial n'est pas atteint.
- 2) L'effet de capacité de puits pour les puits fracturés n'apparaît pas dans la pratique

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Les options du modèle		Le modèle standard	
<b>Puits</b>		Fracturé (conductivité finie) avec constante WBS	
<b>Réservoir</b>		Homogène	
<b>Limites</b>		Infinite	
<b>Paramètres du modèle</b>	<b>Paramètres du puits et wellbore</b>	<b>C</b>	<b>0.026 (bbl/psi)</b>
		<b>Skin totale</b>	<b>-6.87</b>
		<b>K.h, totale</b>	<b>1580 (md.ft)</b>
		<b>K moyenne</b>	<b>30.1 (md)</b>
	<b>Paramètres du réservoir et du limite</b>	<b>Pi</b>	<b>1842.57 (psia)</b>
		<b>X<sub>f</sub> (fracture)</b>	<b>864.78 (m)</b>

**Tableau VI-2 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT214.**

**VI.3.3 Puits TFT223 :**

TFT223 est un puits producteur d’huile du champ de TFT réservoir ordovicien appartient au bloc 6 et au centre de séparation CS3, foré en 1986 et complété avec un tubage cimenté perforé 7”, il était naturellement en production (pas de GL)) jusqu’à 2011 ou une assistance de G-L est réalisé Situation actuelle : Open oil Producer = producteur d’huile ouvert.

Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

En 07-11-2009 une opération de fracturation hydraulique a été réalisée par la société de service BJSP, la production a passée du 17.7 jusqu’à 21.2 (m3/j).

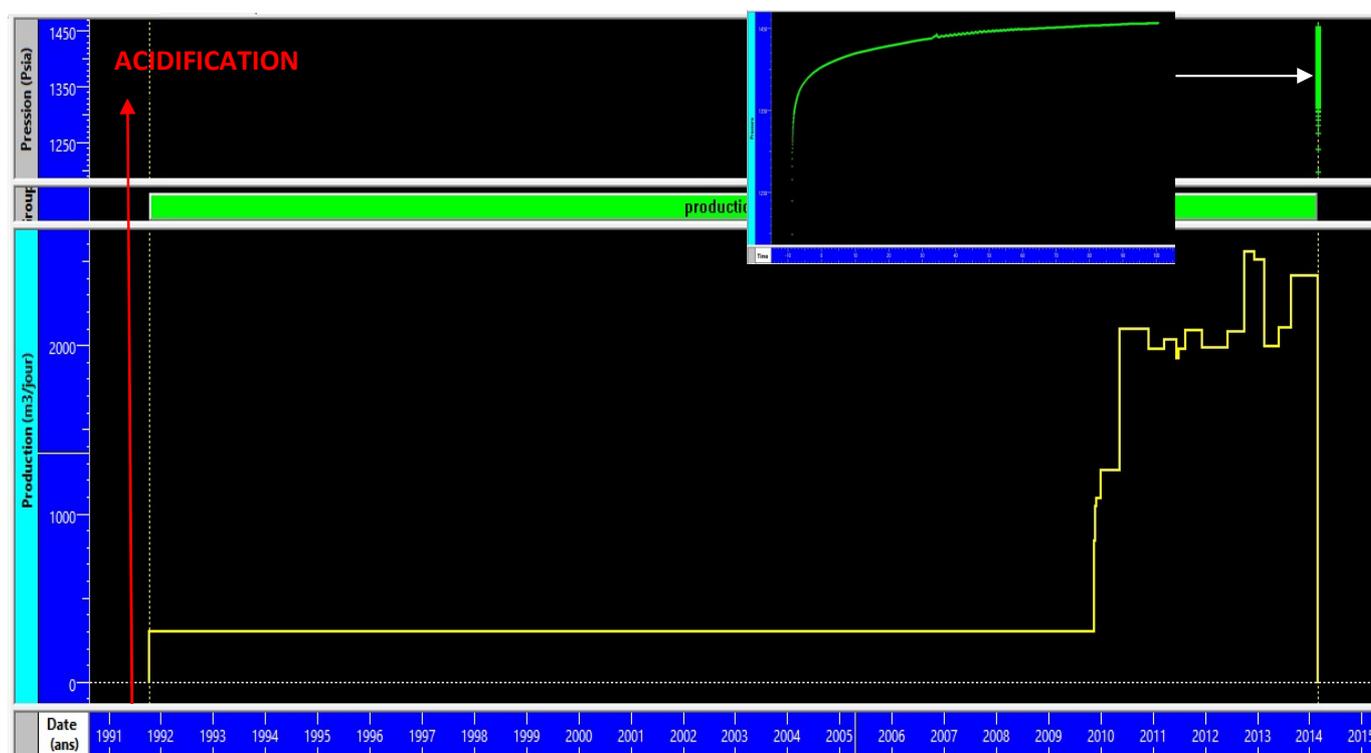
Le puits a eu 02 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
11-11-1991	/	100% WATER
11-11-1991	/	Stimulation par acidification

En 2007 et 2009 et 2014: une opération de WIRELINE pour des opérations de contrôle et en 2011 pour l’emplacement d’équipement de G-L successivement.

Un test de remontée de pression (PBU) a été réalisé au 28/02/2014 à 08:50:00 de type PDRP de 120 Heures par la société ENSP.

L’historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :



**Figure VI-11 :Historique de débit de production du puits TFT223.**

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	11.7	0.0757	0.334	1.39	1.99E-5	2.46	4392	109.46

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

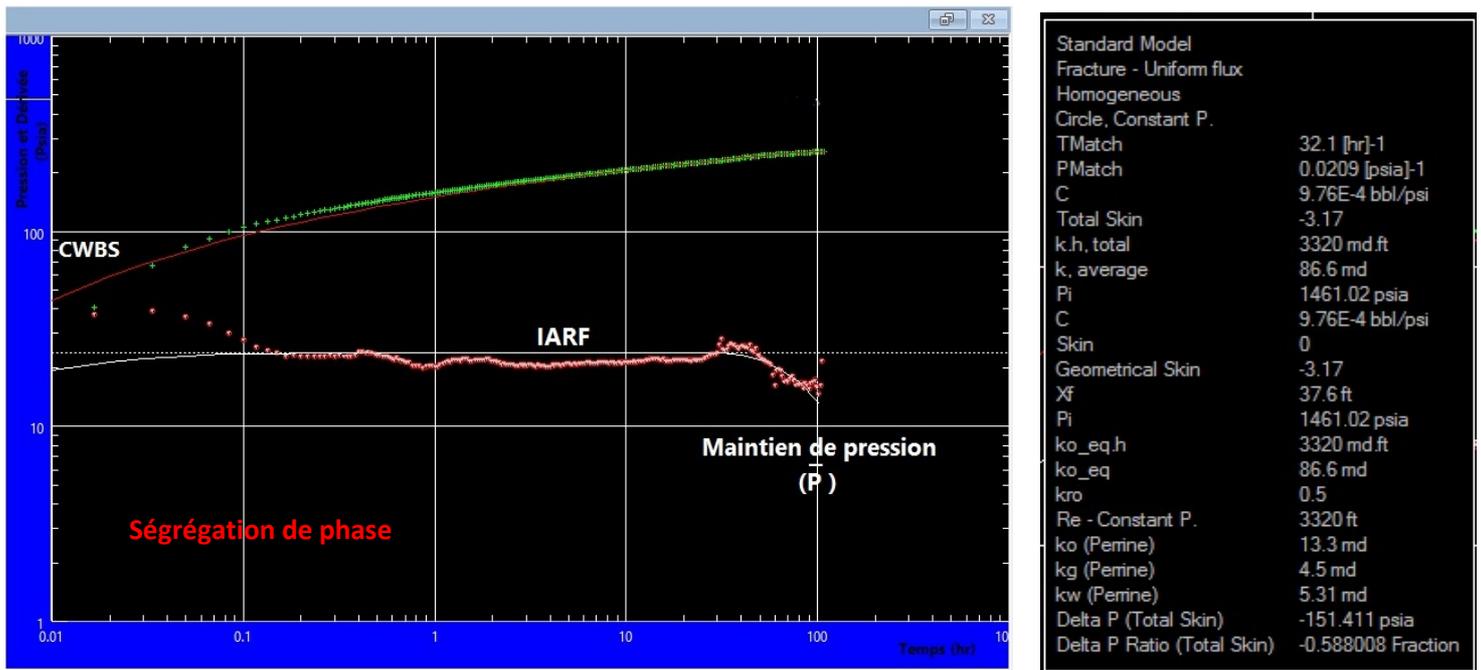


Figure VI-12 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT223 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation :**

Trois périodes d'écoulements peuvent être distinguées dans ce test. Elles correspondent successivement à :

- 1- Constant Wellbore Storage (CWBS).
- 2- Ecoulement radial dans toute la hauteur du réservoir vers la fracture dont  $X_f = 37.6$  ft. avec  $K = 86.6$  md,  $Skin = -3.17$ .
- 3-Régime d'écoulement permanent dans le réservoir (maintien de pression).

**Commentaire et discussion :**

- La valeur de la perméabilité et du facteur d'endommagement confirme bien la réussite de l'opération de fracturation réalisée sur ce puits en novembre 2009.
- La décroissance de l'allure de la dérivée de pression est expliqué par la stabilisation de pression dans le réservoir, ceci est due à l'arrivée de la zone compressible à l'aquifère (front d'injection d'eau), et que la mobilité d'eau est nettement plus forte que celle de l'huile.
- la zone compressible atteint le contact huile-eau (H/E) malgré que la durée du test n'est pas suffisamment grande parce que le contact est situé à 2088 m (résultat de la diagraphie de production)
- le régime radial montre clairement que ce réservoir est homogène

**Conclusion :**

On peut conclure que après l'interprétation de la réponse PBU du puits TFT223 que :

- 1) Le puits TFT 223 est un puits fracturé avec un flux uniforme.
- 2) Le réservoir homogène avec une limite de pression constante due à l'existence de l'aquifère.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Les options du modèle		Le modèle standard	
Puits		Fracturé (flux uniforme) avec constante WBS	
Réservoir		Homogène	
Limites		Pression constant	
Paramètres du modèle	Paramètres du puits et wellbore	C	9.76E-4 (bbl/psi)
		Skin totale	0
		Skin geometrique	-3.17
	Paramètres du reservoir et du limite	K.h, totale	3320 (md.ft)
		K moyenne	86.6 (md)
		Pi	1461.62 (psia)
		X <sub>f</sub> (fracture)	11.45 (m)

**Tableau VI-3 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT223.**

**VI.3.4 Puits TFT44 :**

TFT44 est un puits producteur d’huile du champ de TFT réservoir ordovicien appartient au BLOC 5 et au centre de séparation CS3, foré en 1973 et complété avec un tubage cimenté perforé 7’’ , il était naturellement en production ( pas de GL) jusqu’à 2011 ou une assistance de G-L est réalisé , Situation actuelle : Open oil Producer = producteur d’huile ouvert .

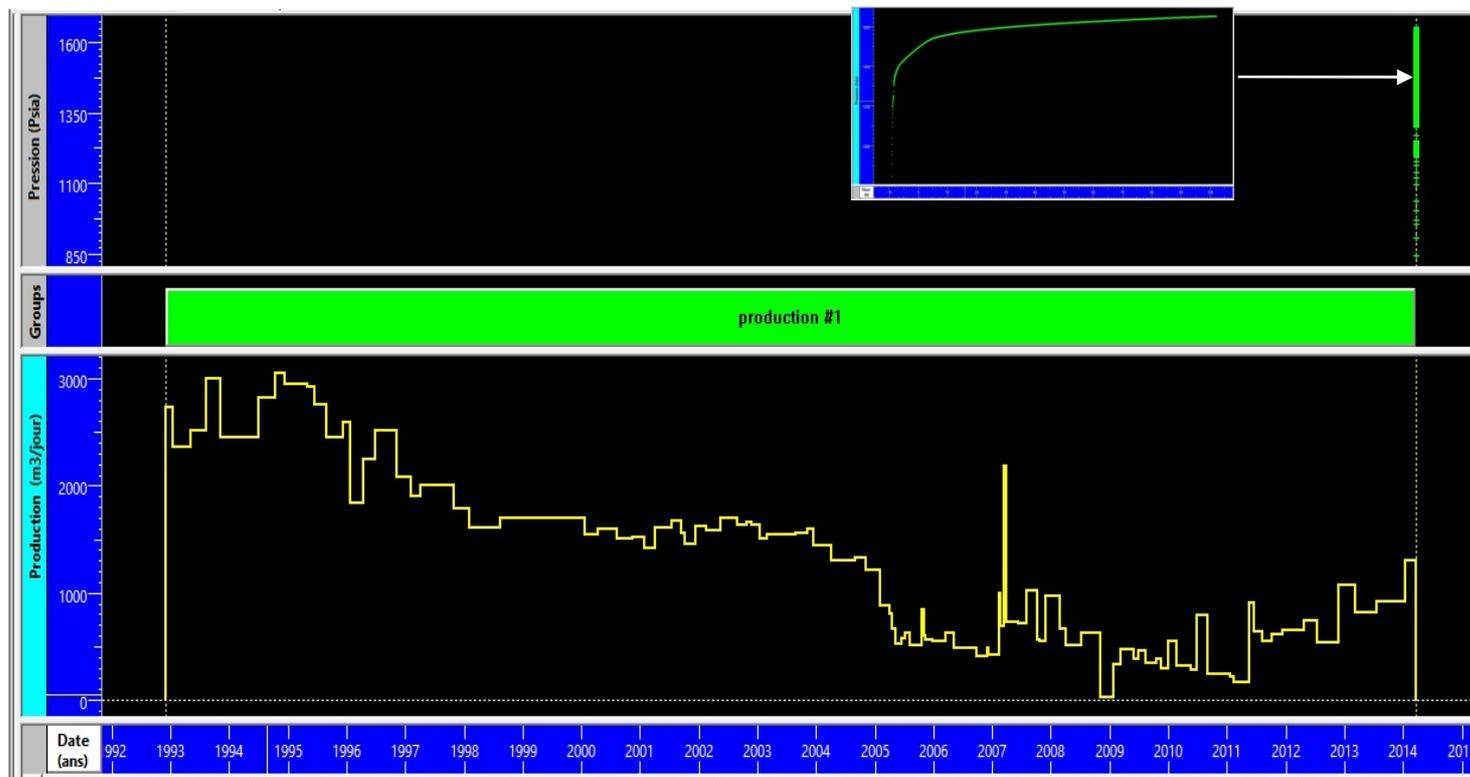
Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

- En 19-03-1976 une opération de fracturation hydraulique a été réalisée.
- Le puits a eu 03 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
08-11-2003	14-11-2003	Mesure GPDRP-GPS
19-06-2004	19-06-2004	Visite triennale - APG
19-12-2008	19-12-2008	DECL. CS (DEF. REGULATION)

- En 2009 et 2011 : une opération de WIRELINE pour des opérations de contrôle et l’emplacement d’équipement de G-L successivement.
- En 1978 : une opération de WORKOVER.
- Un test de remontée de pression (PBU) a été réalisé au 20/03/2014.

L’historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :



**Figure VI-13 :Historique de débit de production du puits TFT44.**

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	20	0.0746	0.334	1.39	1.99E-5	6.36	1584	111.16

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

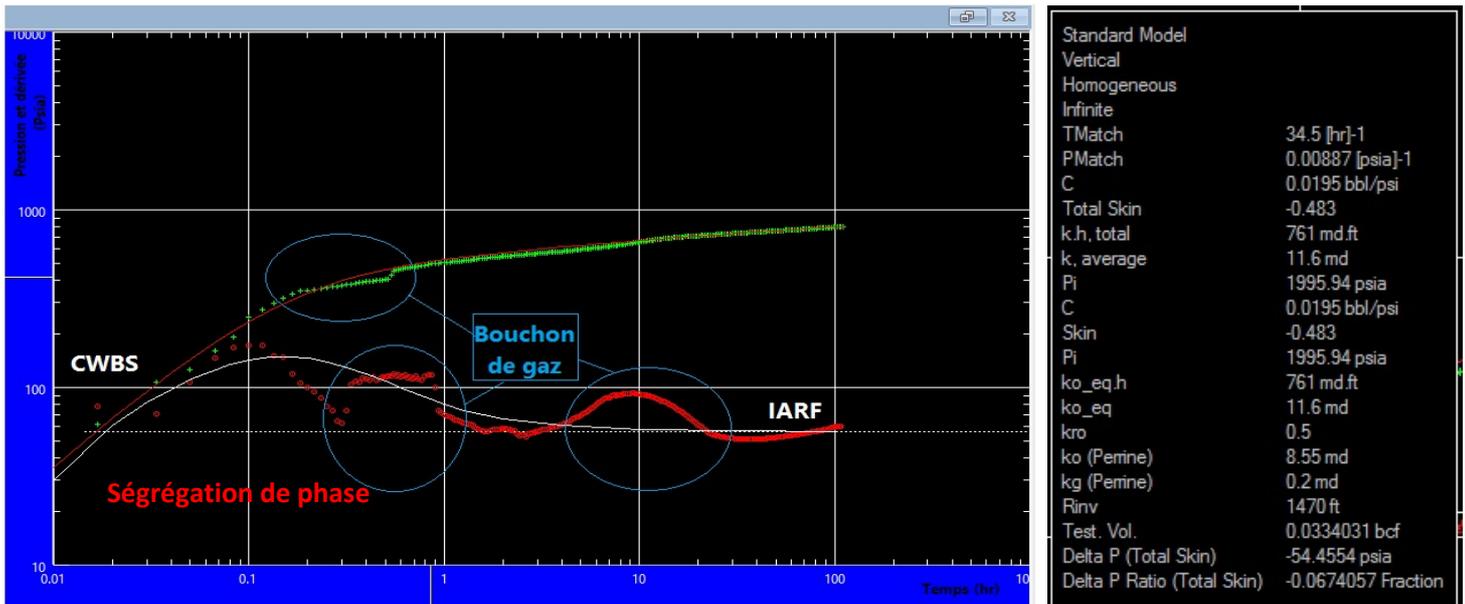


Figure VI-14 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT44 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation des résultats :**

D'après la courbe de la dérivée, on peut distinguer deux régimes d'écoulement :

- 1) L'effet de WELLBORE STORAGE constant avec une pente égale à 1.
- 2) Ecoulement radial (infinite acting radial flow).

**Remarque :**

- La perturbation observé dans l'allure de pression et sa dérivée est due au bouchon de gaz (ségrégation des phases). ceci indique que le puits a un fort GOR.
- La fracturation hydraulique (comme le montre l'historique des opérations) n'a pas d'influence car il était en 1976.

**Conclusion :**

Les résultats du puits TFT 44 est bien matchés avec le modèle suivant :

- Un puits vertical avec un effet de capacité de puits constant.
- Un réservoir homogène infini de perméabilité = 11.6 et un skin = -0.48.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Les options du modèle		Le modèle standard	
Puits		Verticale avec constante WBS	
Réservoir		Homogène	
Limites		Infinie	
Paramètres du modèle	Paramètres du puits et wellbore et réservoir et limite	C	0.0195 (bbl/psi)
		Skin totale	-0.483
		K.h, totale	761 (md.ft)
		K moyenne	11.6 (md)
		Pi	1995.94 (psia)

**Tableau VI-4 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT44.**

## VI.3.5 TFT 205 :

-le puits TFT 205 est un puits producteur d'huile, éruptif, a été foré en 1979 dans l'ordovicien unité 4-3 pour l'intention de développer les champs TFT ordovicien, et mise en production à partir 14/7/1979, il a été complété avec un tubage 7 ", et perforé dans l'intervalle 2031.5-2051.66 m.

Différentes opérations ont été réalisées sur ce puits depuis sa mise en production :

- Une opération de fracturation hydraulique en 20-01-1980, elle n'a pas réussi dans l'augmentation de l'indice de productivité, et aussi elle a provoqué une augmentation du débit d'eau fractionnaire (qw=10.3 m3 fin février 1980).
- Plusieurs interventions ont lieu dans puits on cite ici quelque un
  - le 17-05-2009 et 08-01-2013 pour le changement des équipements de fond avec une opération de travaille au câble.
  - une reprise de puits du 03-06-1996 jusqu'au 11-06-1996.
- Le puits a été fermé en 2003-2004-2007 pour les raisons suivants :
  - perçement de la pipe, travaux sur installations de surface, lutte contre les hydrates.

L'historique de débit de production est représenté dans la figure suivante :

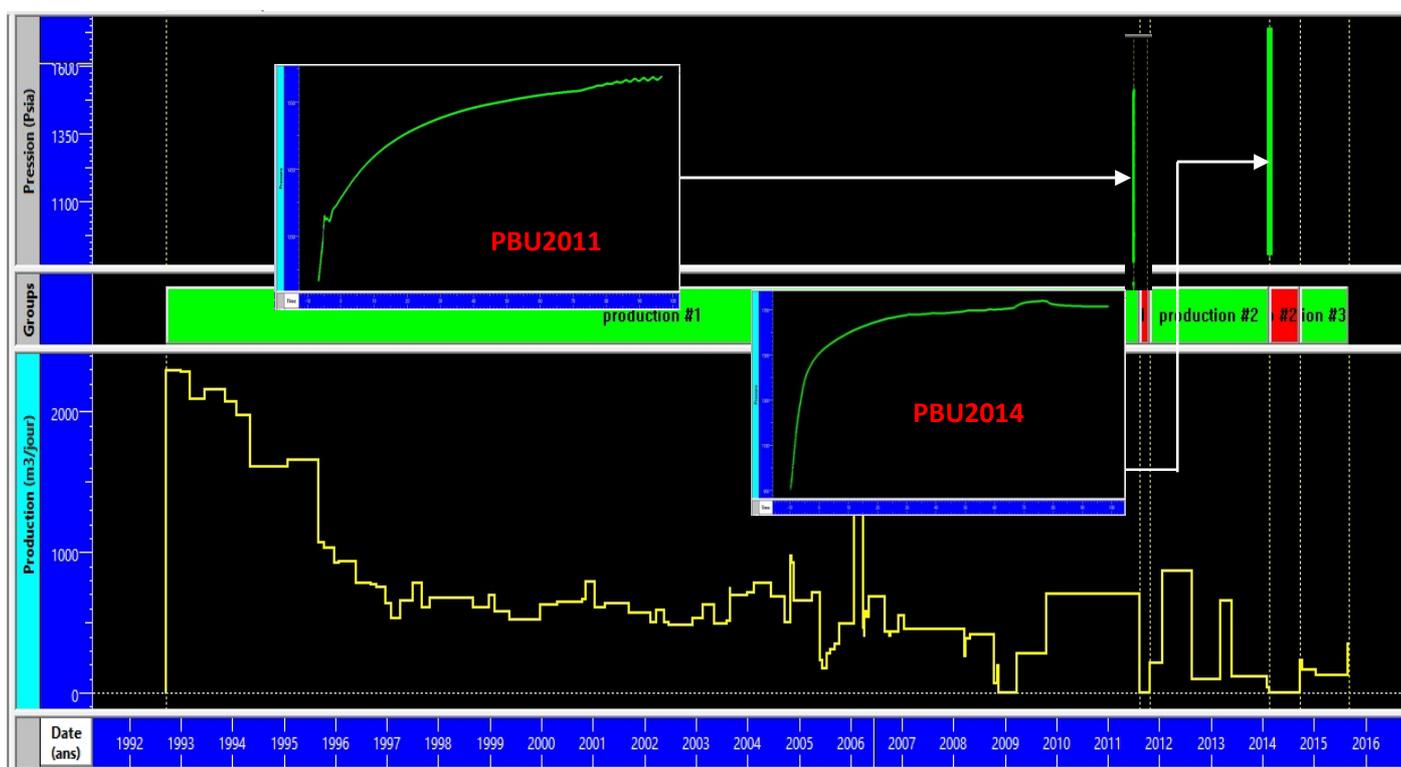


Figure VI-15 :Historique de débit de production du puits TFT205.

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	12	0.0865	0.334	1.39	1.99E-5	0.225	312	108.6

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

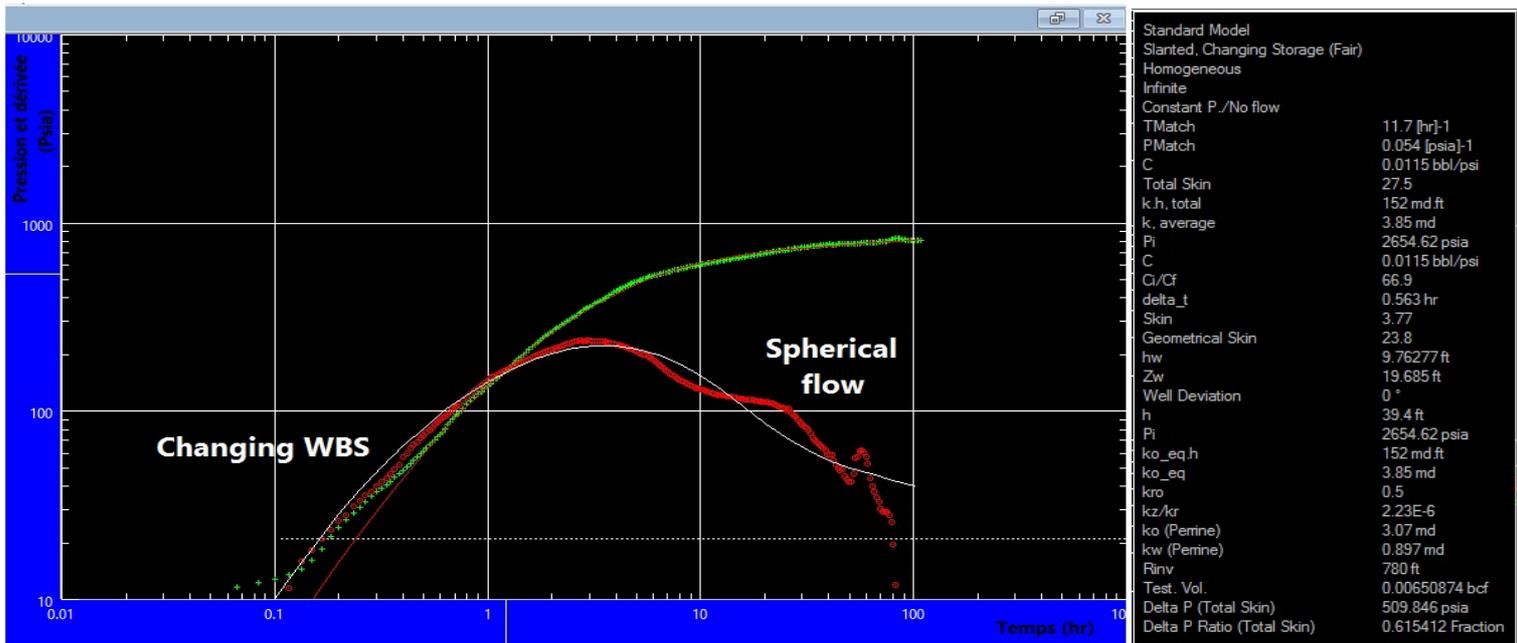


Figure VI.16 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT205 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation :**

D'après la courbe de la dérivée de la pression, on peut distinguer 02 périodes d'écoulement :

- 1) Changing WELLBORE STORAGE.
- 2) L'écoulement sphérique.

- L'effet de WELLBORE STORAGE masque le régime radial qui caractérise le modèle « pénétration partielle ».

**Conclusion :**

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), ceci est aussi confirmé par les résultats de PLT.
- Ce puits est caractérisé par une faible perméabilité estimée à 3.85 md et un facteur d'endommagement estimé à 27.5.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Model Option		Standard Model	
Puits		Vertical, changing wellbore storage.	
Réservoir		Homogène.	
Limites		Infini.	
Paramètres du modèle	Paramètres du puits.	C	0.0115 (bbl/psi)
		Total Skin	27.5
	Paramètres des limites et du réservoir	K.h, total	152 (md)
		K, average	3.85 (md)
		Pi	2654.62(Psia)

**Tableau VI-5: Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT205.**

**VI.3.6 TFT 222 :**

le puits TFT 222 est un puits producteur d'huile, type de production par gaz lift, a été foré en 1990 dans l'ordovicien pour l'intention de développer les champs TFT ordovicien, et mise en production à partir 01/07/1990, il a été complété avec un tubage 7 ", et perforé dans l'intervalle 2053.89-2061.89 m.

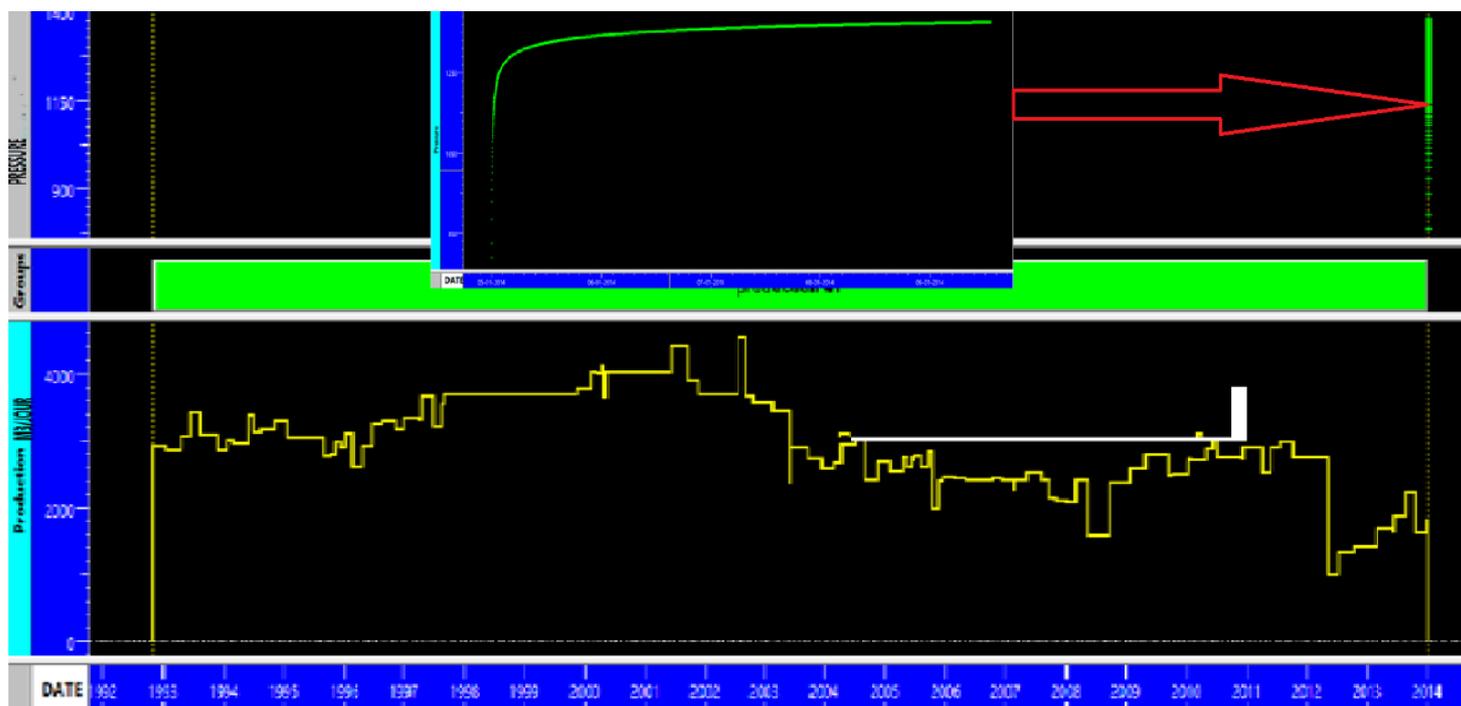
Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

- Le puits a eu 03 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
25-10-2003	25-10-2003	Ferme vol. CS (TRX programmes)
22-03-2004	22-03-2004	Diff. Exp (percement pipe)
18-08-2004	18-08-2004	Visite triennale - APG

- En 2007, 2011, 2014 : Des opérations de WIRELINE pour des opérations de contrôle et instrumentation ont été réalisés.
- Un test de remontée de pression (PBU) a été réalisé le 05/01/2014.

L'historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :



**Figure VI-18 : Historique de débit de production du puits TFT222.**

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	21	0.096	0.334	1.39	1.99E-5	1.19	192	192.2

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

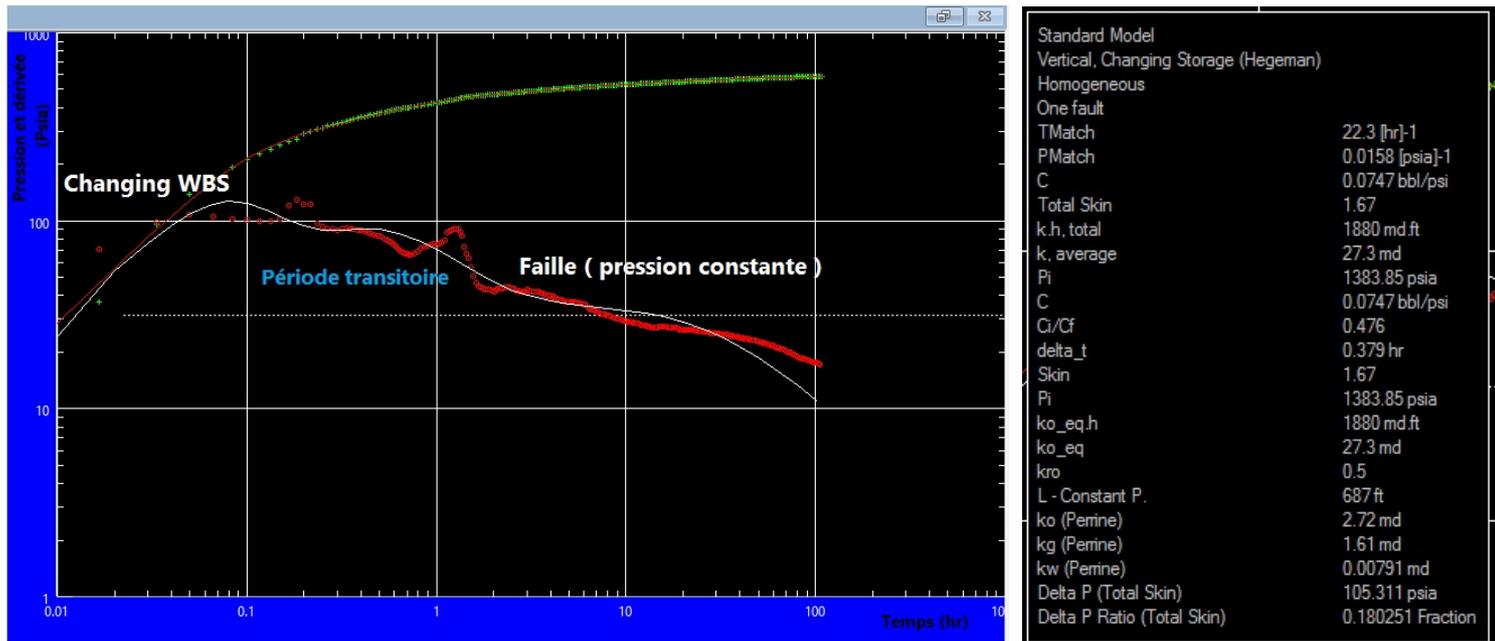


Figure VI.19 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT222 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation:**

D'après l'allure de la dérivée on peut identifier (03) périodes d'écoulement :

- 1) Changing Wellbore Storage.
- 2) Une période transitoire.
- 3) La zone compressible atteint une faille avec une pression constante.

**Conclusion :**

- Malgré que la perméabilité est moyenne ( $K=27.3$  md) dans l'aire de drainage, le réservoir est endommagé à l'abord de puits :  $Skin = 1.67$ .
- Les résultats ont confirmés la présence d'une faille située à une distance  $L=687$  ft = 210 m.
- Le modèle du réservoir est homogène avec une limite d'une faille avec une pression constante.

Option du modèle		Modèle standard	
Puits		Verticale avec changing WBS	
Réservoir		Homogène	
Limites		Faille étanche	
Paramètres du modèle	Puits et wellbore	C	0.0747 (m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> /kg)
		C <sub>i</sub> /C <sub>f</sub>	0.476
		Skin totale	1.67
	Reservoir et limite	K.h, totale	1880 (md.ft)
		K, moyenne	27.3 (md)
		P <sub>i</sub>	1383.85 (kg/cm <sup>2</sup> )

**Tableau VI-6 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT222.**

VI.3.7 TTF 450 :

TFT226 est puits producteur d’huile ,foré à travers le réservoir ordovicien ,le type de production actuelle c’est activation par gaz lift ,sa hauteur utile est de 28.5 m ,le type de complétion est trou cuvelé avec un typage de 7 ” .

Les différentes opérations réalisées sur le puits sont :

- Un test de BUILD-UP a été réalisé en mars 2014 pour l’évaluation des paramètres de réservoir et l’optimisation de débit de production.
- En 07-07-2008, une opération de fracturation a été réalisée.

L’historique de débit de production est représenté dans la figure suivante :

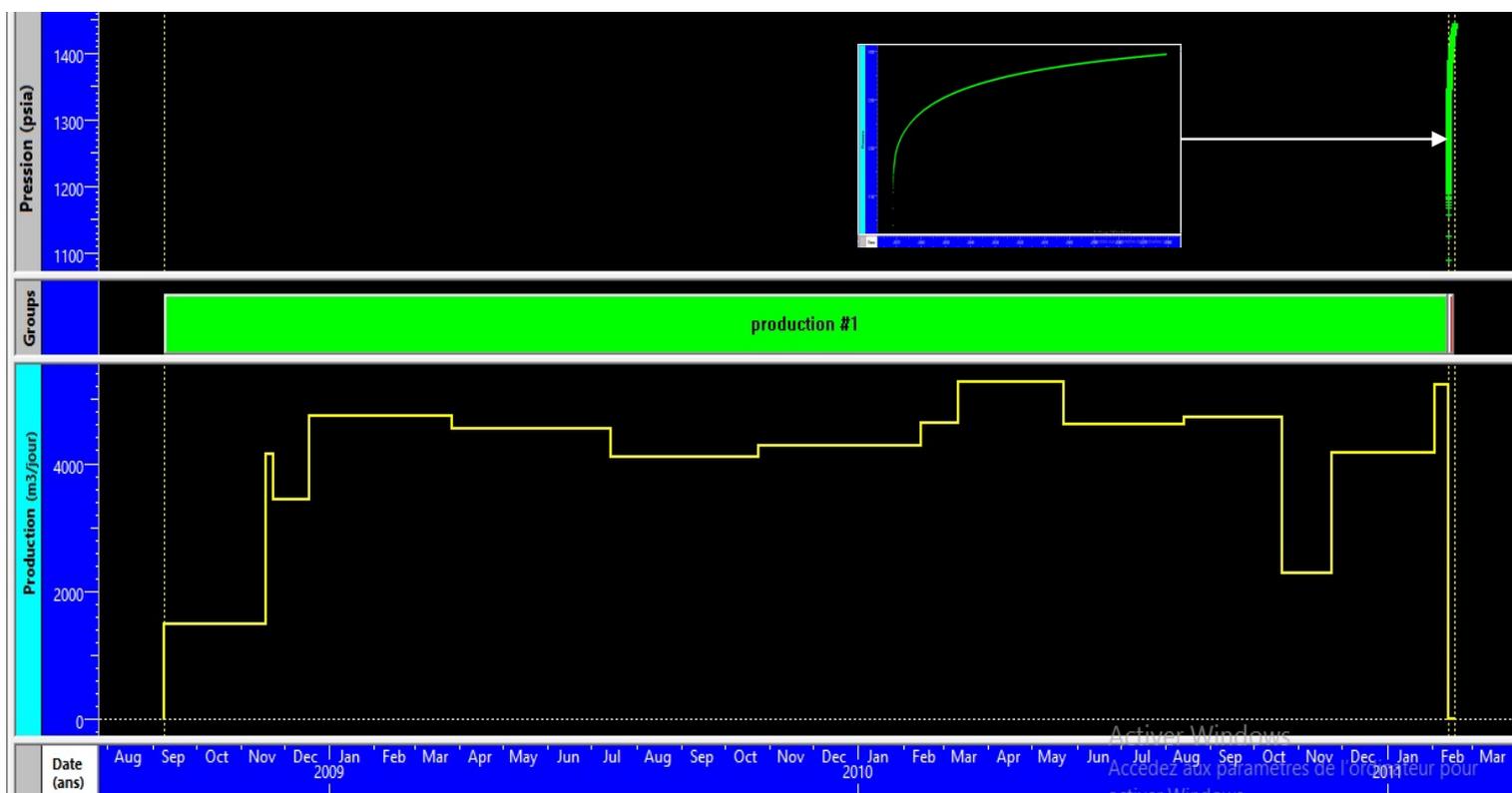


Figure VI-20 :Historique de débit de production du puits TTF450.

Données nécessaires d’interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
4.5	28.5	0.084	0.334	1.39	1.99E-5	7.0125	216	110.734

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :

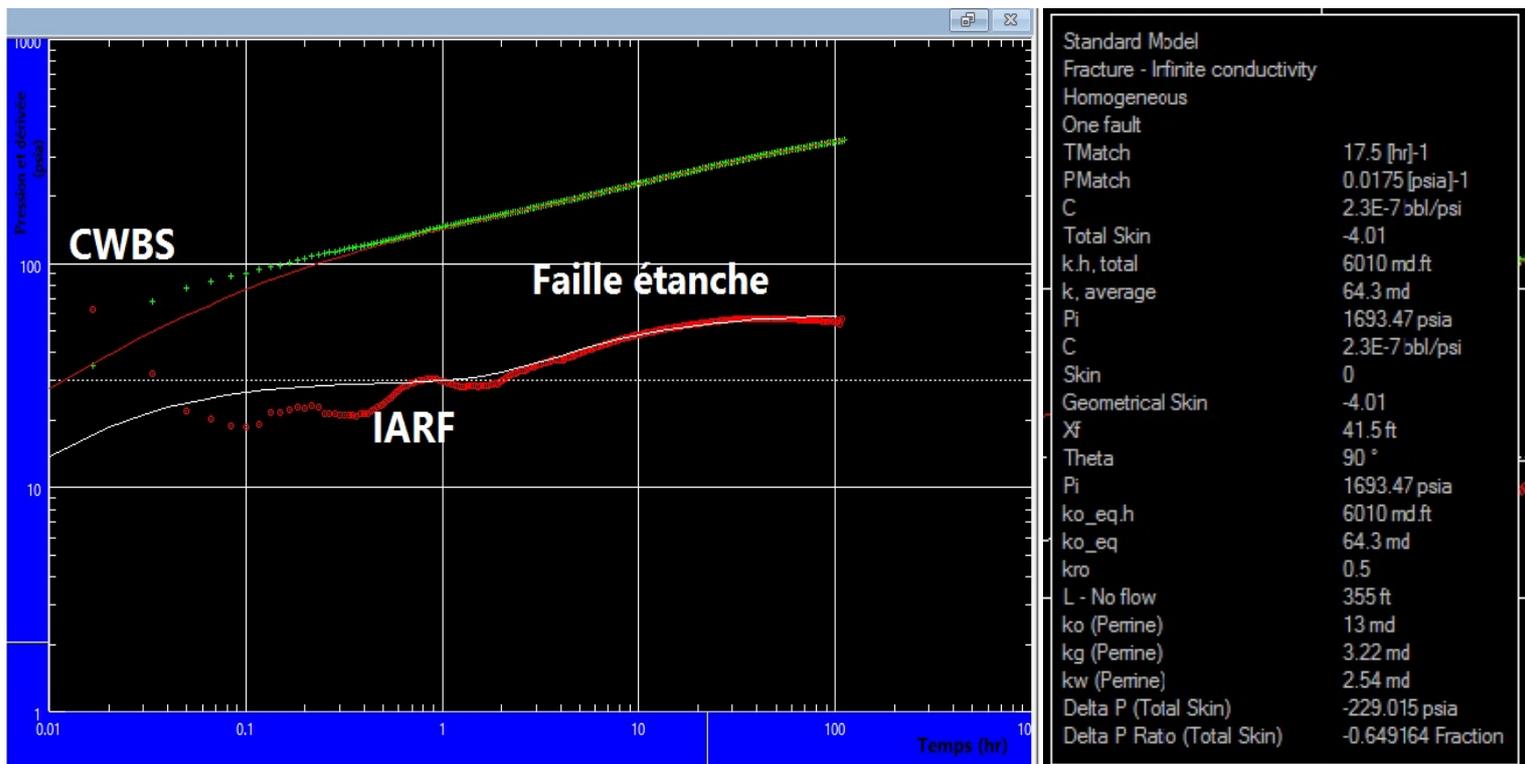


Figure VI.21 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT226 avec les résultats d'interprétations.

### Interprétation :

On peut identifier (03) périodes d'écoulement D'après l'allure de la dérivative :

- 1) Constante Wellbore Storage.
- 2) Régime radiale ( $k=64.3$  md ; Skin=-4.01)
- 3) La zone compressible atteint une faille étanche.

### Conclusion :

- L'interprétation du test de la remontée de pression pour le puits **TFT450** montre une réponse d'un puits fracturé dans un réservoir homogène avec une limite de faille ( $L=355$  ft) ce qui est confirmé par les résultats de l'étude géophysique.

**Recommandation :**

- L'acidification est recommandé pour ce puits car elle peut donner des bonnes résultats et économiquement plus rentable.

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Option du modèle		Modèle standard	
Puits		Fracturé avec Constant wellbore Storage	
Réservoir		Homogène	
Limite		Faille étanche.	
Paramètres du modèle	Paramètres du puits et du wellbore	C	0.0191 (bbl/psi)
		Skin totale	-4.01
	Paramètres du reservoir et du limite	K.h, totale	6010 (md.ft)
		K, moyenne	64.3 (md)
		Pi	1693.47 (psia)
		L (faille)	355 (ft)

**Tableau VI-7 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT450.**

**VI.3.8 Puits TFT228 :**

TFT44 est un puits producteur d’huile du champ de TFT réservoir ordovicien appartient au bloc(6) et au centre de séparation CS5, foré en 1984 et complété avec un tubage cimenté perforé 7’’, il est perforé dans l’intervalle [2052 – 2058 m] il était naturellement en production (pas de GL) jusqu’à 2006 ou une assistance de G-L est réalisé, Situation actuelle : Open oil Producer = producteur d’huile ouvert.

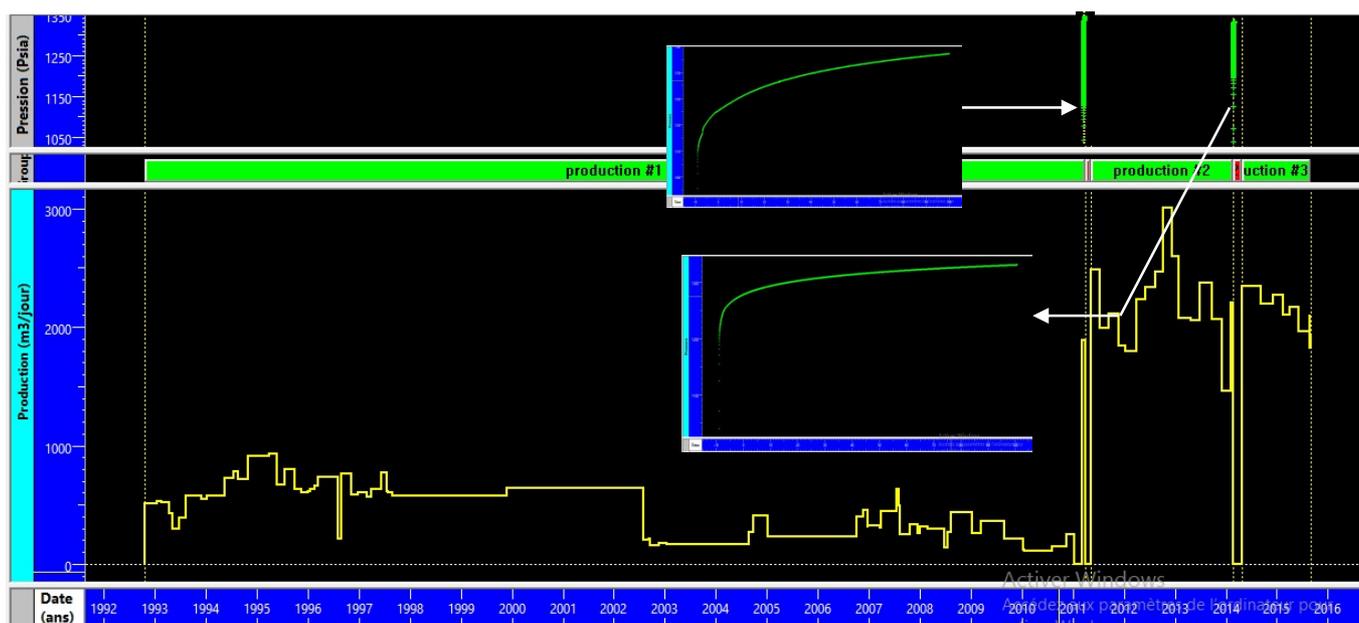
Différentes opérations et interventions ont été réalisées sur ce puits, on cite :

- En 20-08-2004 et En 25-02-2011 (02) opérations de fracturation hydraulique ont été réalisée.
- Le puits a eu 04 arrêts pendant son exploitation pour les raisons suivantes :

Fermeture	Ouverture	Raison
09-10-1998		GOR ELEVE
09-08-2003		Ennoye (démarrage négatif)
18-08-2004	18-08-2004	Visite triennale – APG

- En 2009 et 2006 : une opération de wireline pour des opérations de contrôle et l’emplacement d’équipement de G-L successivement.
- En 2004 : une opération de work - over (Changement de colonne de production).
- Un test de remontée de pression (PBU) a été réalisé au 21/02/2014 à 09:00:00 de type PDRP de 109.85 Heures par la société ENSP.

L’historique du débit de production est représenté dans la figure suivante :



**Figure VI-22 : Historique de débit de production du puits TFT228.**

Données nécessaires d'interprétation :

Paramètres puits			Données PVT			Données du test		
$r_w$ (in)	$h_u$ (m)	$\varnothing$	$\mu_o$ (cp)	$B_o$ (B/STB)	$C_t$ (cm <sup>2</sup> /kg)	$q_o$ (m <sup>3</sup> /hr)	$t_p$ (hr)	$t_{BU}$ (hr)
7	18.8	0.0609	0.334	1.39	1.99E-5	2.73	360	109.85

L'extraction de la dérivée par le logiciel Saphir a donné :



Figure VI-23 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT228 avec les résultats d'interprétations.

**Interprétation :**

Deux périodes d'écoulements peuvent être distinguées dans ce test, elles correspondent successivement à :

- Constant Wellbore Storage (CWBS).
- la zone compressible atteint une faille à flux nulle.

**Conclusion :**

- TFT228 est un puits fracturé avec une conductivité infinie dans un réservoir homogène avec une barrière de limite (faille situé à  $L=229$  ft).
- Malgré que le puits a été fracturé deux fois, il nécessite encore de stimulation pour améliorer sa production ( $Skin = 2.61$ ).

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Options du modèle		Modèle standard	
Puits		Fracturé, conductivité infinie.	
Réservoir		Homogène.	
Limite		Faille étanche.	
Paramètres du modèle	Well & Wellbore parameters	C	0.0329 bbl/psi
		Total Skin	2.61
	Reservoir & Boundary parameters	K.h, total	6840 md.
		K, average	111 md
		Pi	1443.88 Psi

**Tableau VI-8 : Résultats de l'interprétation de la dérivée du puits TFT228.**

**INTRODUCTION :**

Les modèles analytiques sont rapides et efficaces mais limités aux géométries simples et aux propriétés des fluides.

Dans le but de manipuler des configurations plus complexes et approcher mieux au modèle réelle ( pratique ) ; un simulateur numérique a été développé pour fournir la solution de la pression analytique .

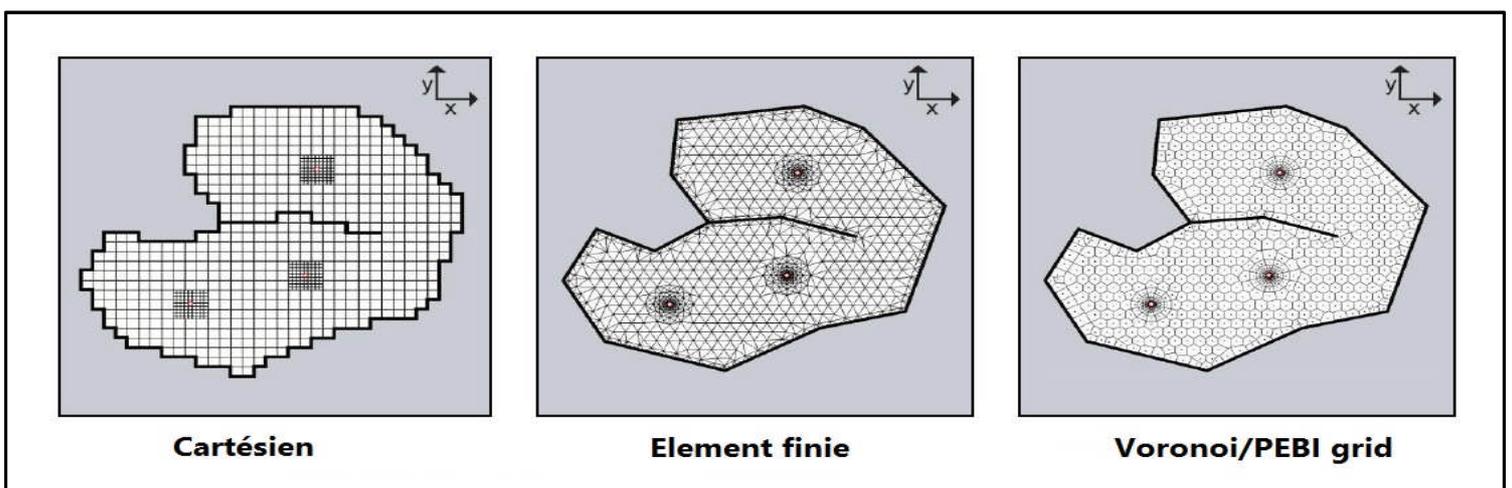
Les simulateurs utilisées maintenant dans l'application du modèle numérique ont eu des améliorations ( grille , ordinateurs puissant ) ce qui permet la réduction de la période de l'interprétation .

Dans ce chapitre on va essayer d'appliquer le modèle numérique sur quelques puits en utilisant le logiciel « Saphir ».

**VII.1 SAPHIR comme logiciel de simulation :**

Pour notre travail on a choisi le logiciel « saphir » pour la modélisation numérique.

L'objectif principal du modèle numérique est de répondre à des configurations de limites complexes, mais cette partie du travail est en fait facilement faite par n'importe quel simulateur. Le problème est d'abord aussi ce qui est facile à faire par des modèles analytiques, à savoir la réponse temporelle précoce et l'échantillonnage logarithmique de l'échelle de temps. Cela nécessite, d'une façon ou l'autre, pour obtenir plus de cellules de grille à proximité du puits, et cela a été fait en utilisant trois moyens possibles: le raffinement du réseau local des grilles cartésiennes, non structurées (voronoï, PEBI) maillage ou éléments finis. Ces différentes options, montrées ci-dessous, ont leurs avantages et les inconvénients qui sont au-delà de la portée de notre mémoire , on s'intéresse au non structuré grid ( voronoï ) car KAPPA (SAPHIR) a pris l'option de développer un modèle numérique en utilisant ce type de grille .



**Figure VII-1 : Maillage cartésien , element finie , voronoï/PEBI.**

## VII.2 Maillage de Voronoi / PEBI :

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 noeuds.

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 noeud de maille qu'à n'importe quel autre noeud 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 noeuds de cellules.

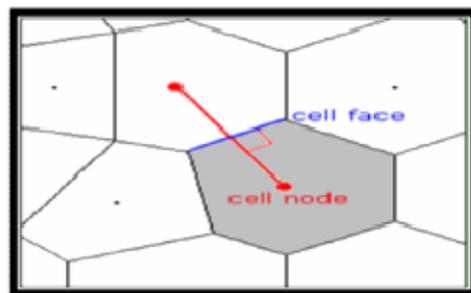


Figure VII-2 : Propriété du Voronoi grid.

La grille de Voronoi est étroitement liée à la triangulation de Delaunay. En fait les facettes de Delaunay sont obtenues en liant les nœuds de cellules de Voronoi.

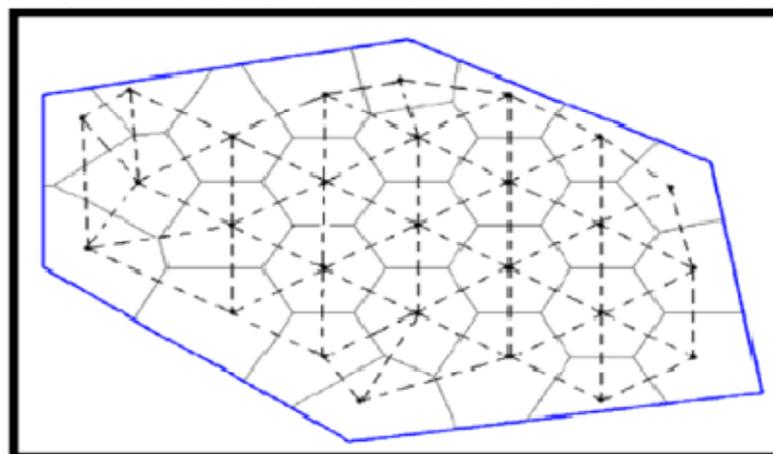


Figure VII-3 : Maillage de Voronoi et triangulation de Delaunay (broken lines).

### VII.3 Construction du modèle numérique

#### 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, etc.

#### Etape 1 :

Pour démarrer ; une image bitmap (BMP, JPG, etc.) représentant le réservoir est chargée, l'ingénieur définit d'abord l'échelle en utilisant une distance connue entre deux points. une fois que ces dimensions sont connues, le puits testé est positionné et les limites extérieures du réservoir décrites comme un polygone fermé.

Tout segment de ce polygone peuvent être définis comme un joint d'étanchéité ( sealing boundary) ou à la limite de pression constante. si les limites internes sont présents, un certain nombre de défauts de polyligne peut être établi avec le contrôle de l'individu transmissibilité de défaut. Les puits individuels (verticales, horizontales et / ou fracturées) peuvent être créés et positionnés, et leur historique de production correspondante sont entrés. plus tard, lorsque le modèle est défini, les puits verticales et fracturés peuvent être spécifiées individuellement comme pénétration complète ou d'entrée limitée. une fois que la géométrie du problème est défini, l'affichage de l'image d'origine est désactivé et que la carte 2D affiche une description du vecteur du problème :

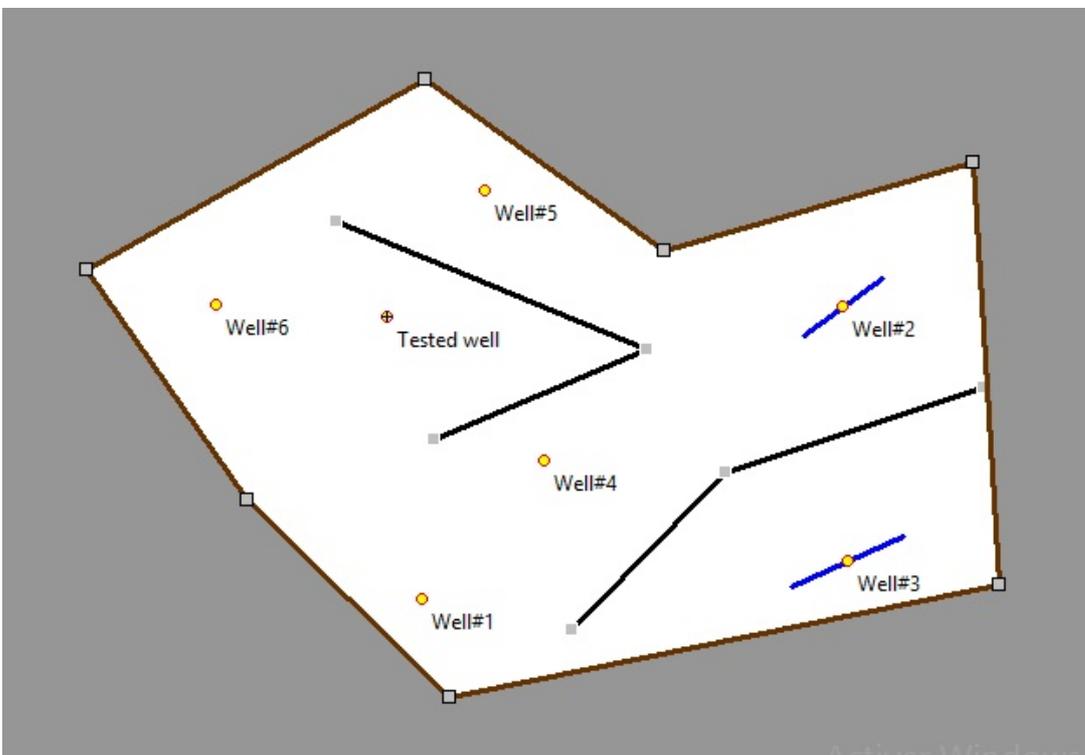
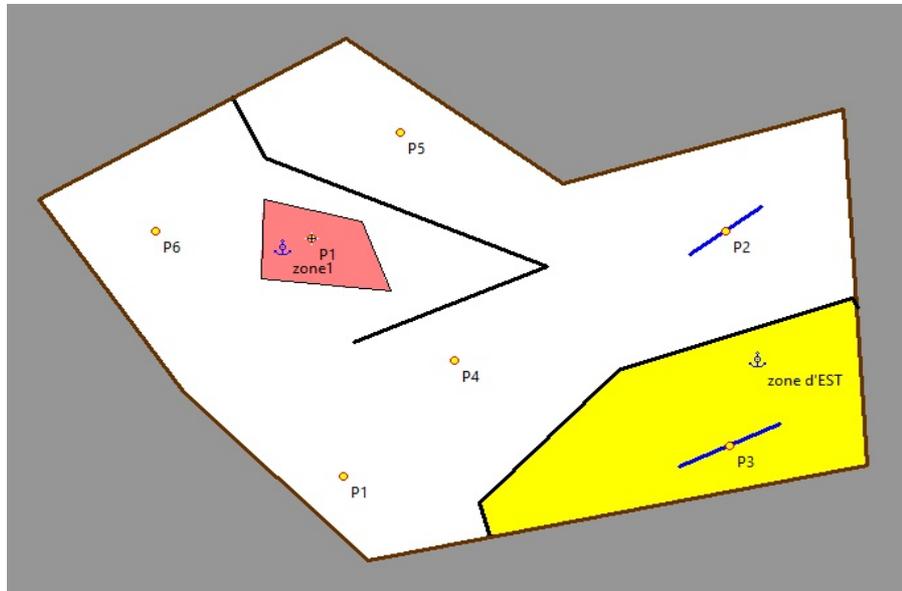


Figure VII-4 : Exemple d'une carte d'un modèle de réservoir.

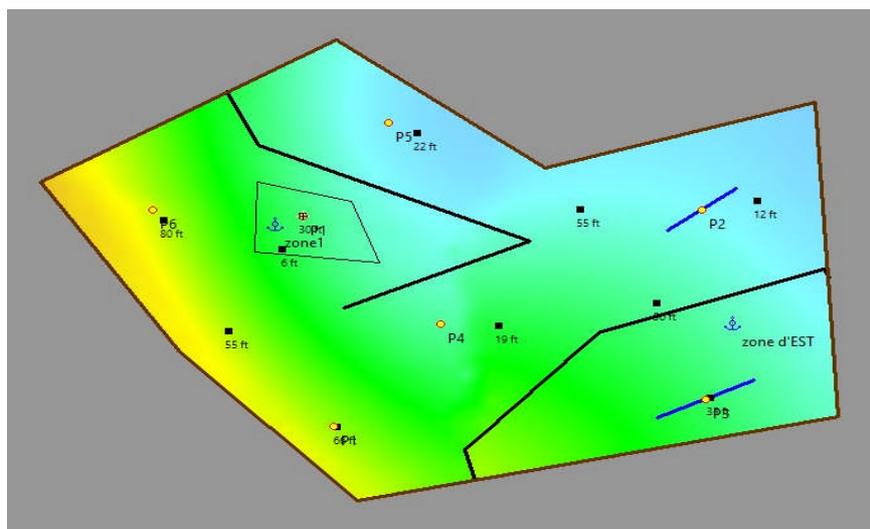
**Etape 2 :**

Les poly-lignes des faille peuvent également être utilisés pour délimiter des zones composites où les mobilités et les diffusivités séparés peuvent être définis. des zones composites supplémentaires peuvent également être ajoutés dans chaque puits.



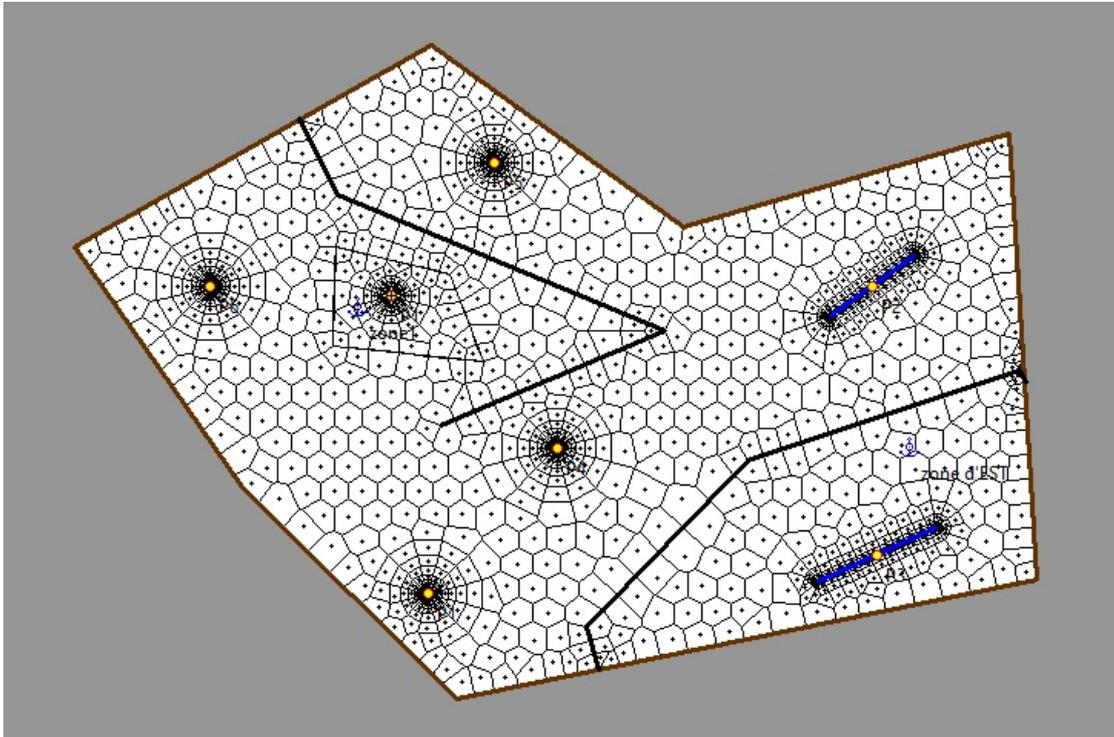
**Figure VII-5 : Zones composites ajoutées**

Porosité, Hauteur utile, ou de perméabilité des champs peuvent également être définies, de manière interactive ou par l'importation d'un fichier ASCII. (Krigage et d'autres algorithmes d'interpolation / extrapolation sont utilisées pour remplir ces propriétés à chaque puits:



**Figure VII-6 : Carte de la distribution d'hauteur utile.**

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



**Figure VII-7 : Extraction du maillage de Voronoi .**

## VII.4 Analyse des résultats du Test :

### VII.4.1 Puits TFT 44 :

Pour la construction du carte 2D ( 2D map) , une carte geologique du bloc 5 est chargée :

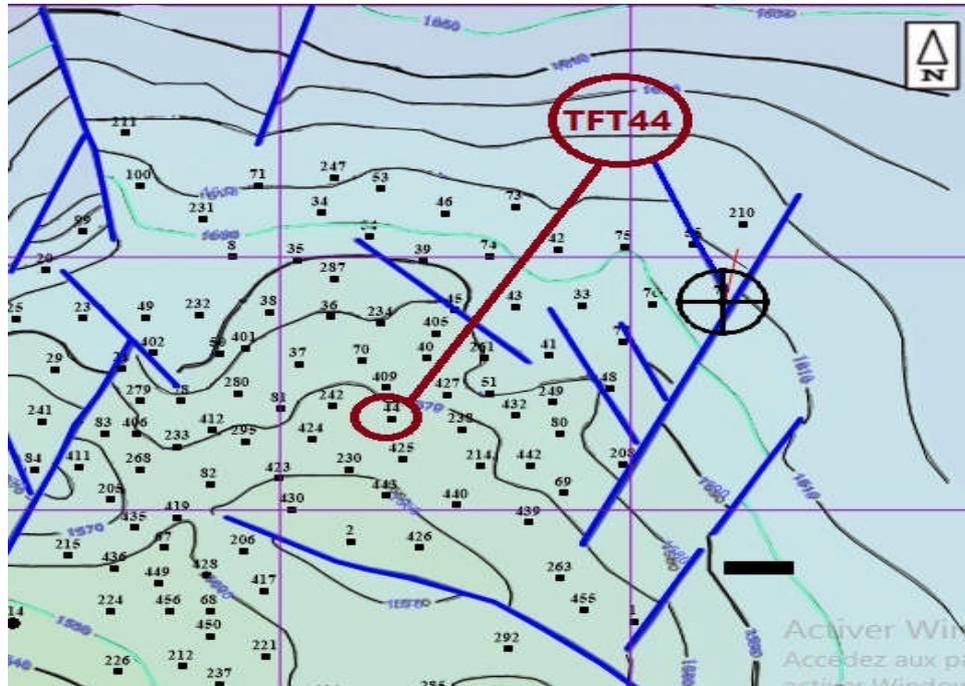


Figure VII-8 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT44) .

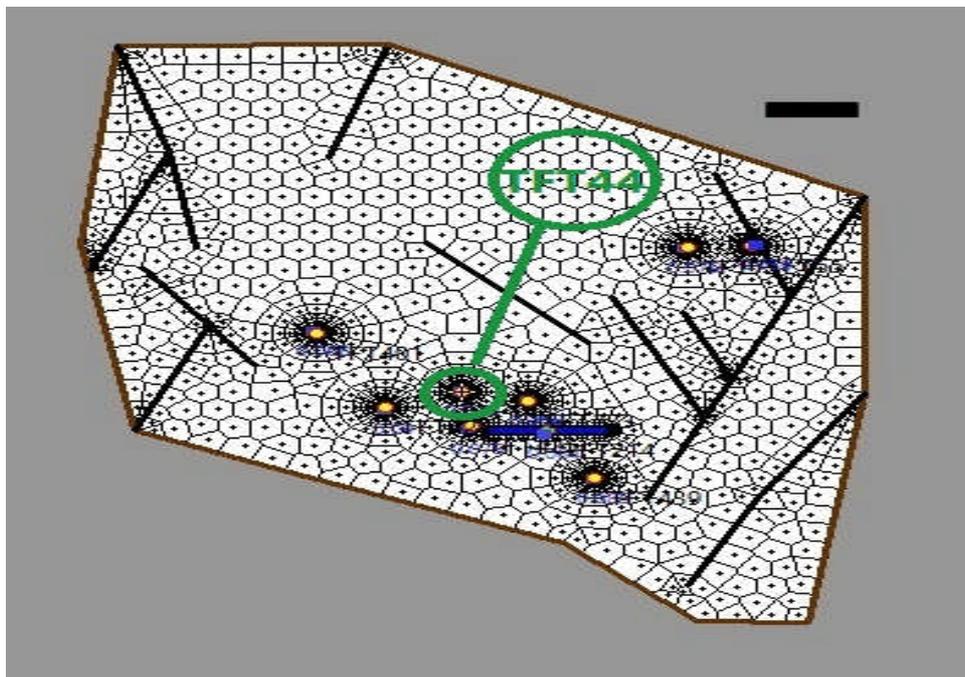


Figure VII-9 : 2D Map du modèle numérique du bloc 5 (TFT 44).

L'interprétation avec le modèle numérique nous donne les résultats suivantes :

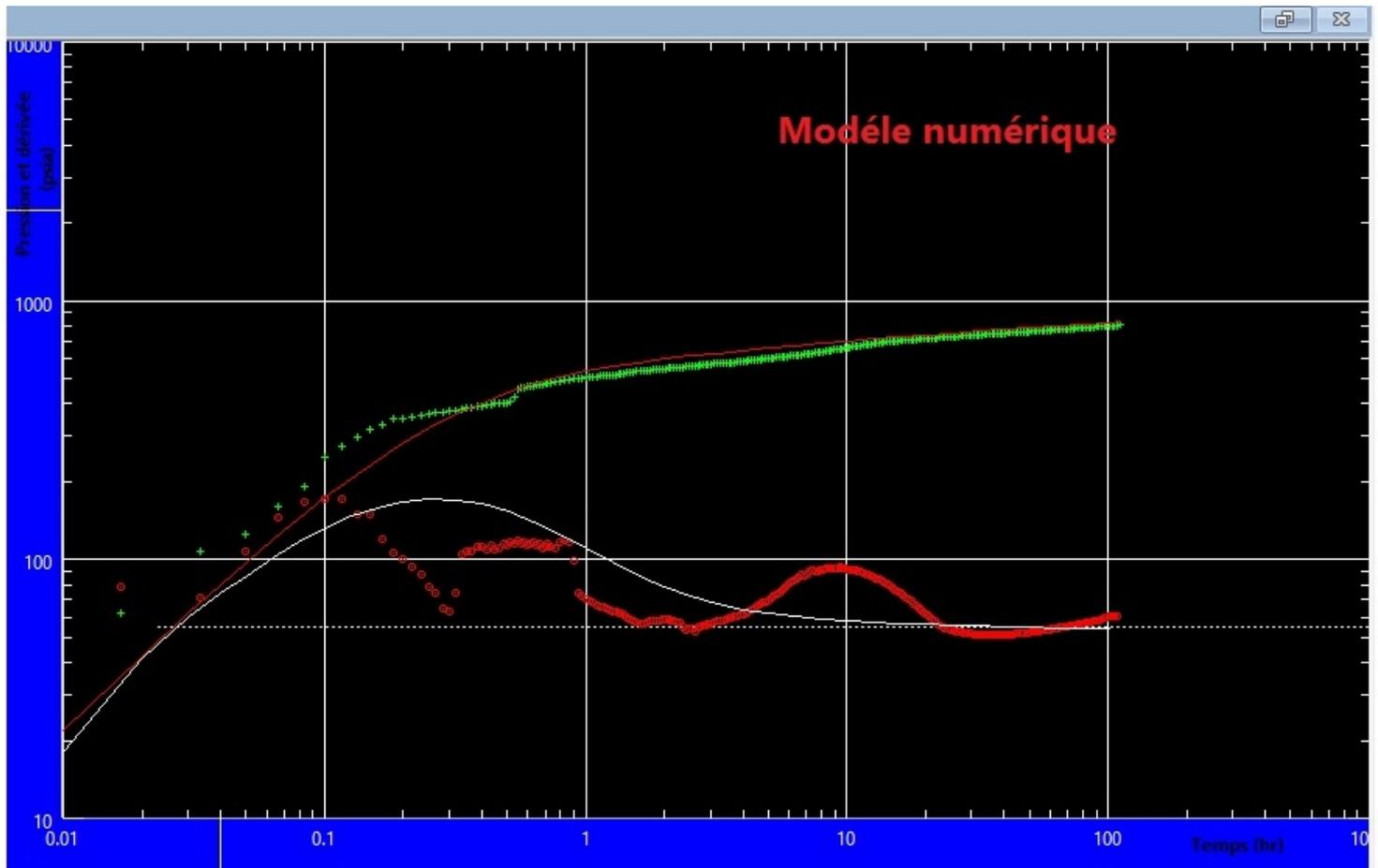


Figure VII-10: Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT44 .

Model Option	Standard Model		
Well	Vertical		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Infinite		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	75.8	[hr] <sup>-1</sup>	
PMatch	0.00887	[psia] <sup>-1</sup>	
C	0.00887	bb/psi	
Total Skin	-0.483	--	
k.h, total	761	md.ft	
k, average	11.6	md	
Pi	1996.01	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT224)			
C	0.00887	bb/psi	
Skin	-0.483	--	

Model Option	Numerical		
Well	Vertical		
Reservoir	Homogeneous, phi field included, h field included		
Boundary	Polygonal, No flow		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	21.6	[hr] <sup>-1</sup>	
PMatch	0.00915	[psia] <sup>-1</sup>	
C	0.0322	bb/psi	
Total Skin	0	--	
k.h, total	785	md.ft	
k, average	12	md	
Pi	3473.91	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT44)			
C	0.0322	bb/psi	
Skin	0	--	

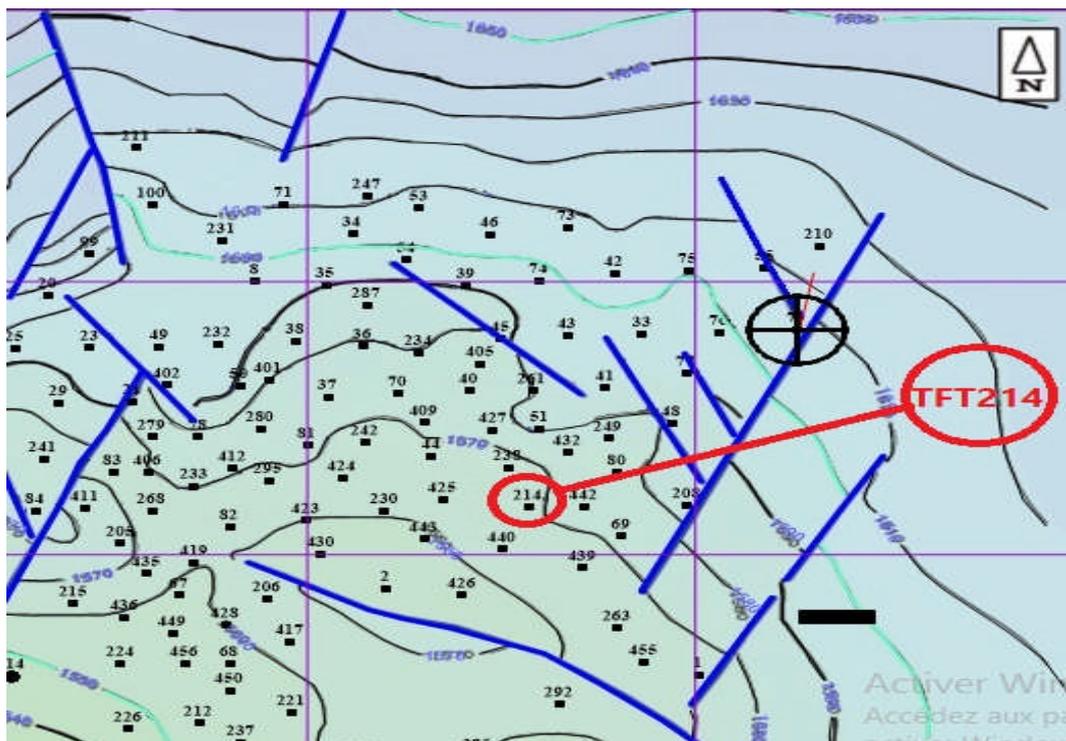
Tableau VII-1 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT44)

**Commentaire :**

- On remarque bien que le modèle numérique et le modèle analytique sont presque identiques ce qui confirme le modèle réel du puits et du réservoir .
- Le puits TFT44 est un puits verticale dans un réservoir homogène avec une limite infinie.
- D'après le tableau, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique :  $K=11.6$  md,  $S=-0.483$  /Numérique : $K=12$  md, $S=0$ ).

**VII.4.2 Puits TFT 214 :**

Pour la construction du carte 2D ( 2D map) , une carte géologique du bloc 5 est chargée :



**Figure VII-10 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT214) .**

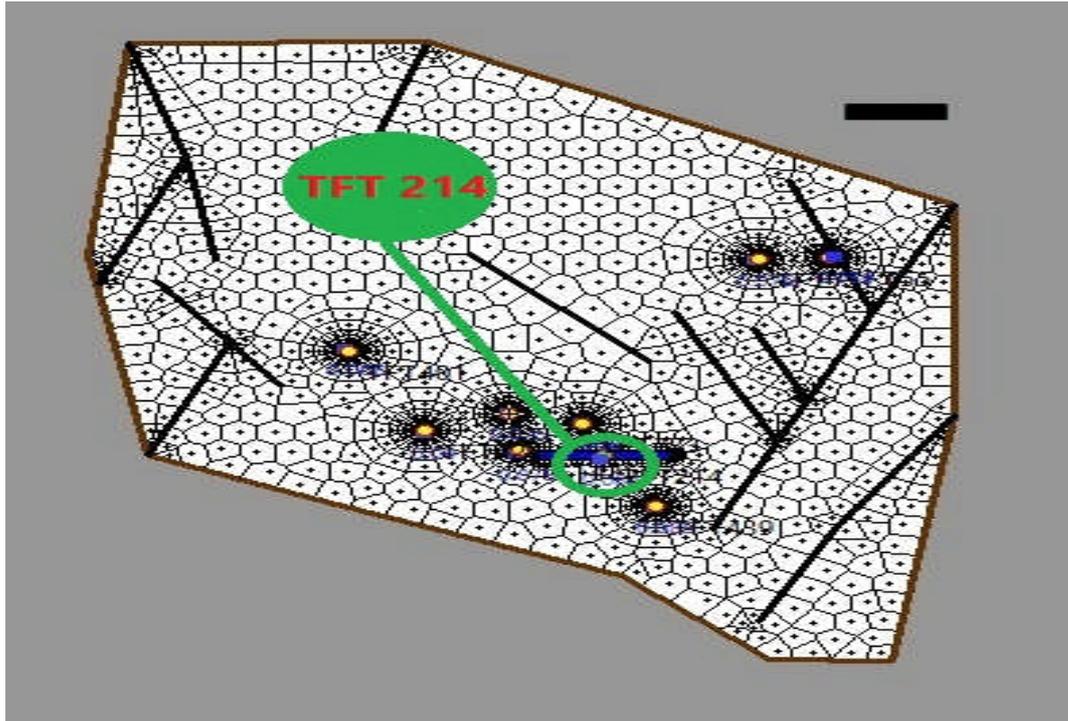


Figure VII-11 : Carte 2D du modèle numérique du bloc 5 (TFT 214).

L'interprétation avec le modèle numérique nous donne les résultats suivantes :

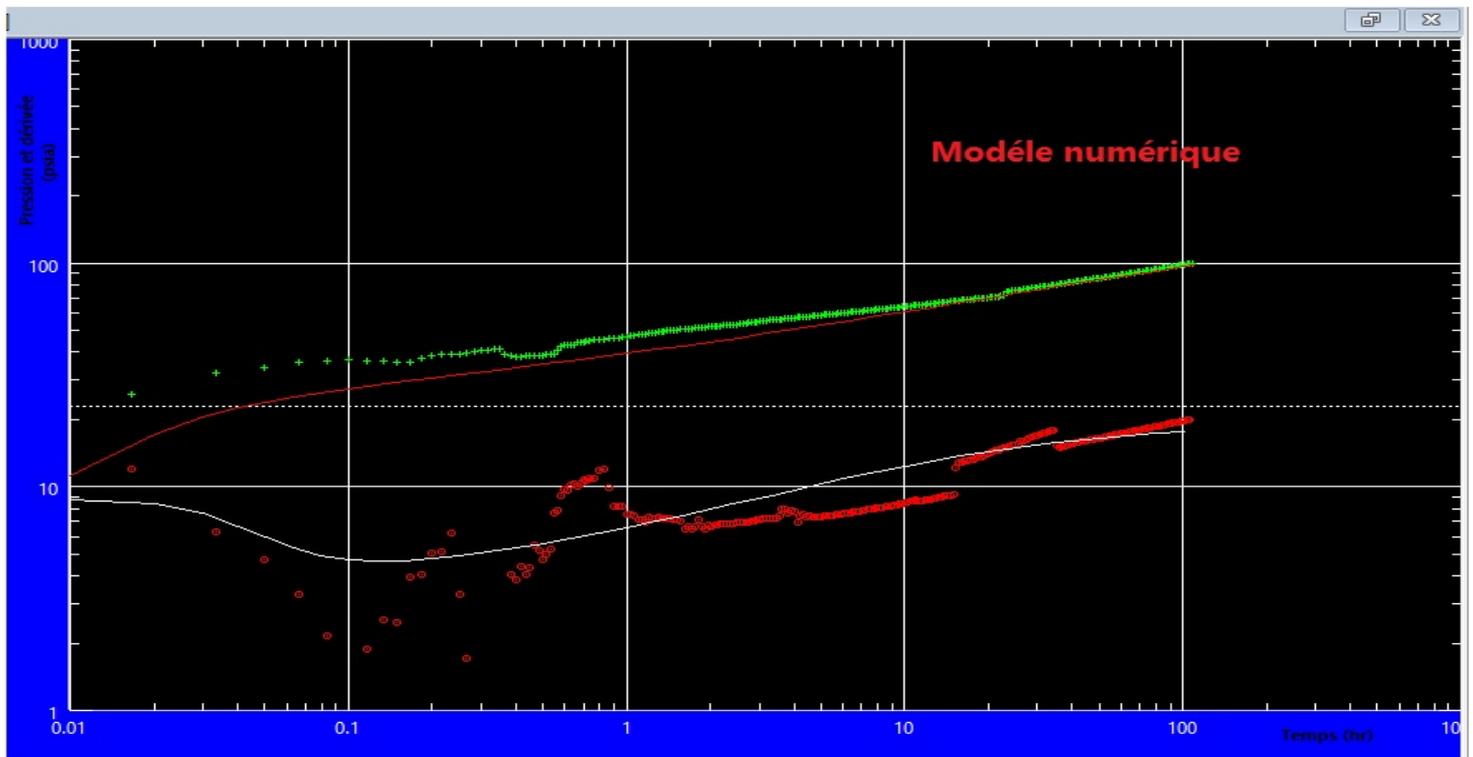


Figure VII-12 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT214.

Model Option	Standard Model		
Well	Fracture - Finite conductivity		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Infinite		
Main Model Parameters			
TMatch	0.00176	[hr]-1	
PMatch	0.015	[psia]-1	
C	0.026	bb/psi	
Total Skin	-6.87	--	
k.h, total	1580	md.ft	
k, average	30.1	md	
Pi	1842.59	psia	
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (TFT224)			
C	0.026	bb/psi	
Skin	0.339	--	
Geometrical S	-7.21	--	
Xf	2840	ft	
Fc	1.69E+5	md.ft	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1842.59	psia	
ko_eq.h	1580	md.ft	
ko_eq	30.1	md	
kro	0.5	--	

Model Option	Numerical		
Well	Fracture - Finite conductivity		
Reservoir	Homogeneous, phi field included, h field included		
Boundary	Polygonal, No flow		
Main Model Parameters			
TMatch	52	[hr]-1	
PMatch	0.0219	[psia]-1	
C	0.0392	bb/psi	
Total Skin	-5.91	--	
k.h, total	2310	md.ft	
k, average	44	md	
Pi	1750.44	psia	
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (TFT214)			
C	0.0392	bb/psi	
Skin	0.3	--	
Geometrical S	-6.21	--	
Xf	1000	ft	
Fc	96800	md.ft	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1750.44	psia	
ko_eq.h	2310	md.ft	
ko_eq	44	md	
kro	0.5	--	

Tableau VII-2 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT214).

**Commentaire :**

- On remarque bien que le modèle numérique et le modèle analytique sont presque identiques ce qui confirme le modèle réel du puits et du réservoir .
- Le puits TFT214 est un puits fracturé avec une conductivité finie dans un réservoir homogène avec une limite infinie.
- D’après le tableau, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique : K=30.1 md, S= -6.87 /Numérique :K=44 md,S= -5.91).

**VII.4.3 Puits TFT 223 :**

Pour la construction du carte 2D ( 2D map) , une carte géologique du bloc 6 est chargée :

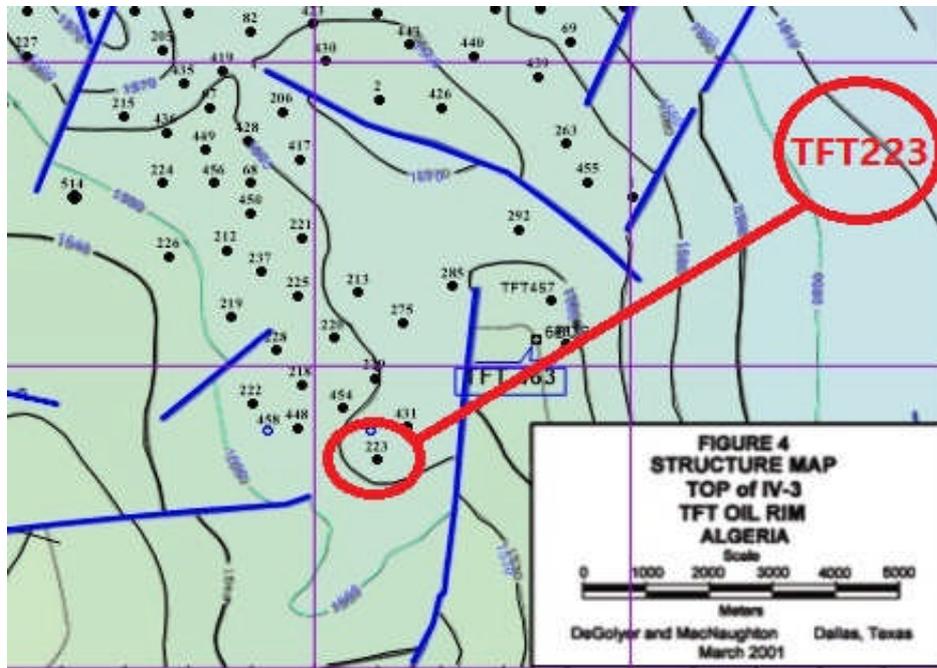


Figure VI-13 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT223) .

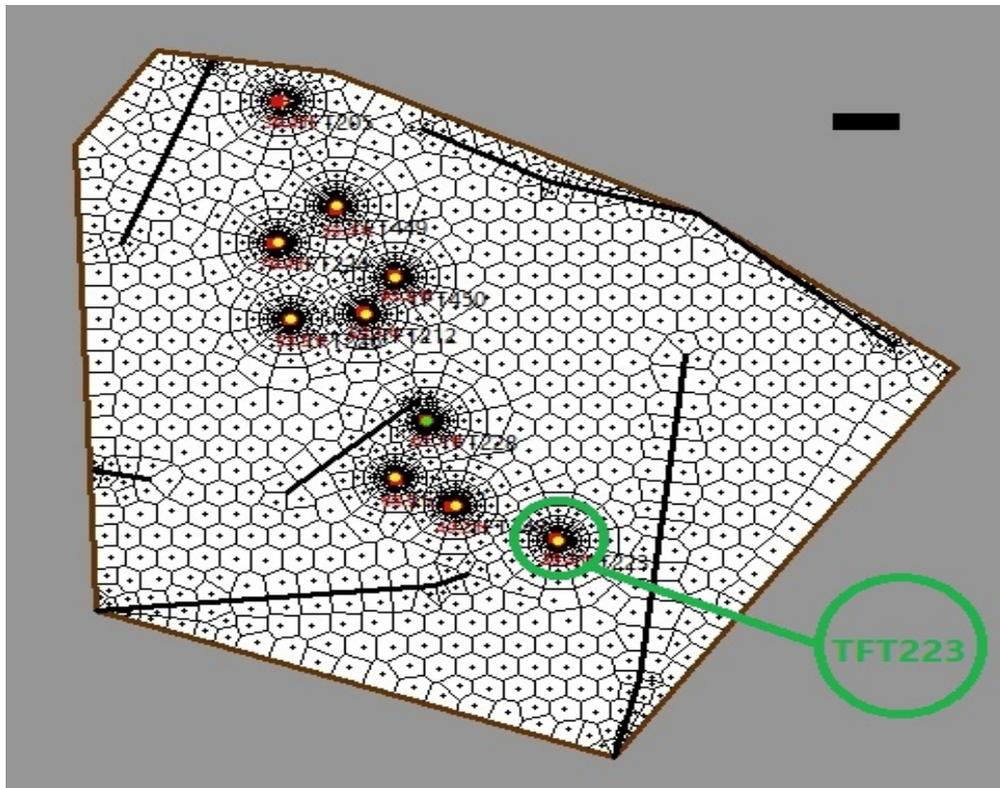


Figure VII-14 : Carte 2D du modèle numérique du bloc 6 (TFT 223).

L'interprétation avec le modèle numérique nous donne les résultats suivantes :

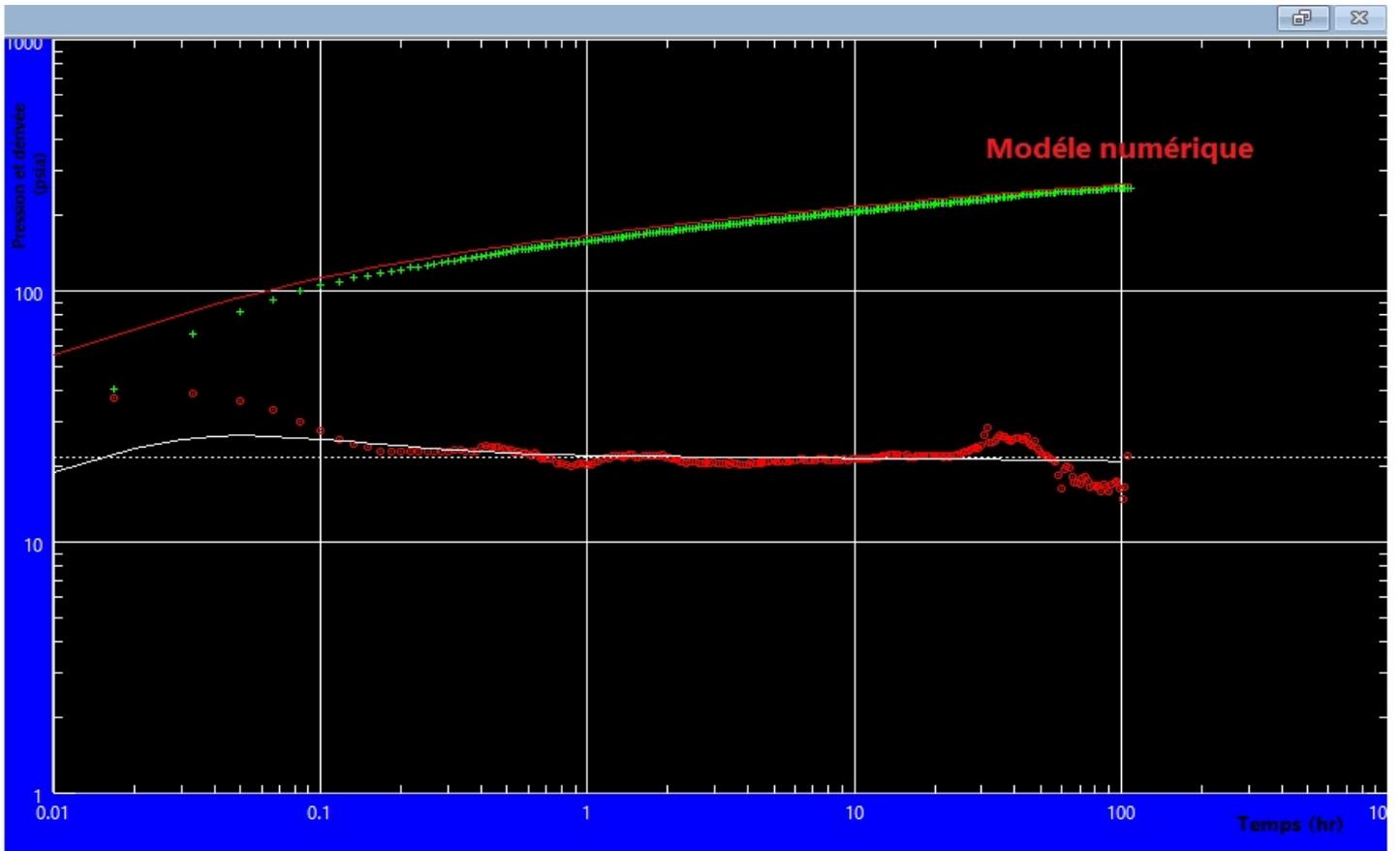


Figure VI-15 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT223.

Model Option	Standard Model		
Well	Fracture - Uniform flux		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Circle, Constant P.		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	32	[hr] <sup>-1</sup>	
PMatch	0.0209	[psia] <sup>-1</sup>	
C	9.76E-5	bbl/psi	
Total Skin	-3.17	--	
k.h, total	3320	md.ft	
k, average	86.5	md	
Pi	1461.02	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT224)			
C	9.76E-5	bbl/psi	
Skin	0	--	
Geometrical S	-3.17	--	
Xf	37.6	ft	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1461.02	psia	
ko_eq.h	3320	md.ft	
ko_eq	86.5	md	
kro	0.5	--	
Re - Constant	3320	ft	

Model Option	Numerical		
Well	Vertical		
Reservoir	Homogeneous, phi field included, h field included		
Boundary	Polygonal, No flow		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	143	[hr] <sup>-1</sup>	
PMatch	0.0231	[psia] <sup>-1</sup>	
C	0.0227	bbl/psi	
Total Skin	-3.09	--	
k.h, total	3680	md.ft	
k, average	79.3	md	
Pi	1611	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT224)			
C	0.0227	bbl/psi	
Skin	-3.09	--	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1611	psia	
ko_eq.h	3680	md.ft	
ko_eq	79.3	md	
kro	0.5	--	

**Tableau VII-3 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT223)**

**Commentaire :**

- On remarque bien que le modèle numérique et le modèle analytique sont presque identiques ce qui confirme le modèle réel du puits et du réservoir .
- Le puits TFT223 est un puits fracturé dans un réservoir homogène avec une limite infinie.
- D’après le tableau, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique : K=86.5 md, S=-3.17 /Numérique :K=79.3 md,S=-3.09).



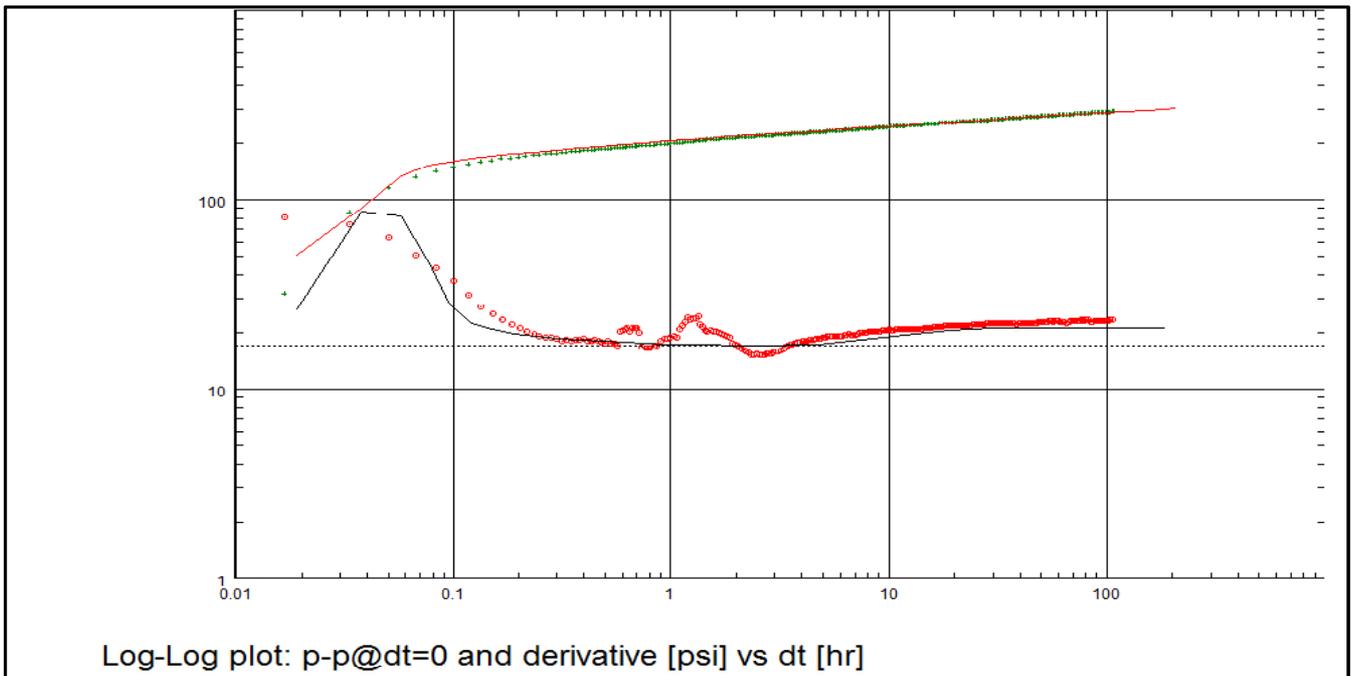


Figure VII-17 : Courbe log-log de pression du puits TFT 228.

Les résultats d'interprétation numérique en comparaison avec l'Analytique :

Standard Model		Numerical	
Fracture - Infinite conductivity		Vertical, Changing Storage (Hegeman)	
Homogeneous		Homogeneous, phi field included, h field included	
One fault		Polygonal, No flow	
TMatch	9.72E+6 [hr]-1	No flow/No flow, h field included	
PMatch	0.047 [psia]-1	TMatch	18200 [hr]-1
C	0.0329 bbl/psi	PMatch	0.0293 [psia]-1
Total Skin	2.61	C	2.07E-4 bbl/psi
k.h, total	6840 md.ft	Total Skin	2.39
k, average	111 md	k.h, total	4270 md.ft
Pi	1443.88 psia	k, average	69.2 md
C	0.0329 bbl/psi	Pi	1650 psia
Skin	0	C	2.07E-4 bbl/psi
Geometrical Skin	2.61	Gi/Cf	1.5
Xf	0.0861 ft	delta_t	0.1 hr
Theta	90 °	Skin	2.39
Pi	1443.88 psia	Pi	1650 psia
ko_eq,h	6840 md.ft	ko_eq,h	4270 md.ft
ko_eq	111 md	ko_eq	69.2 md
kro	0.5	kro	0.5
L - No flow	229 ft	kz/kr	0.00174
ko (Permene)	20.7 md	ko (Permene)	12.9 md
kg (Permene)	5.86 md	kg (Permene)	3.66 md
kw (Permene)	0.997 md	kw (Permene)	0.622 md
Delta P (Total Skin)	55.6054 psia	Delta P (Total Skin)	81.4628 psia
Delta P Ratio (Total Skin)	0.191548 Fraction	h	61.7 ft
		Phi	0.0825

Tableau VII-4 : Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 228).

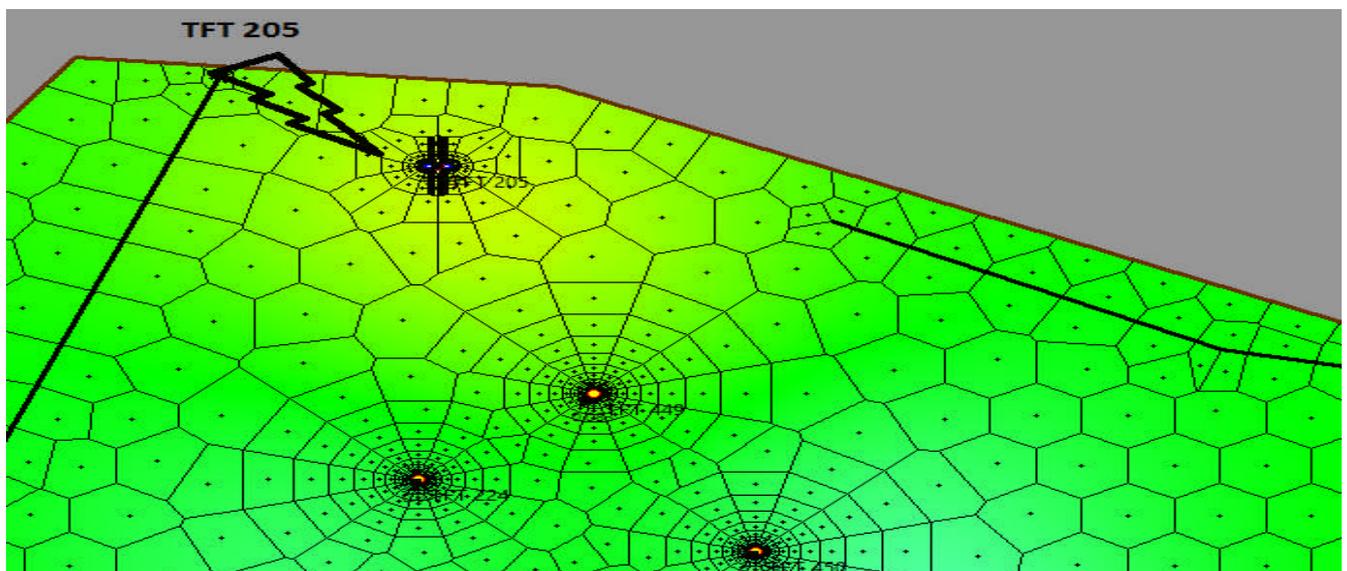
**Commentaires :**

- On remarque que le modèle numérique du puits TFT 228 montre clairement l'effet d'une faille sécante qui est présentée aussi par le modèle analytique.
- Le modèle numérique a bien calé les données de la phase well bore storage, ce qui conduit à un bon calage du régime radial.
- D'après les deux tableaux, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique :  $P_i=1443.88$  psi ,  $S=2.61$  / Numérique :  $P_i=1650$  psi ,  $S=2.39$ ).
- Une perméabilité relativement qualifiée très bonne  $K= 69.2$  md ceci est justifiée par le fait que le puits a été fracturé deux fois .

**VII.4.5 Puits TFT 205 :**

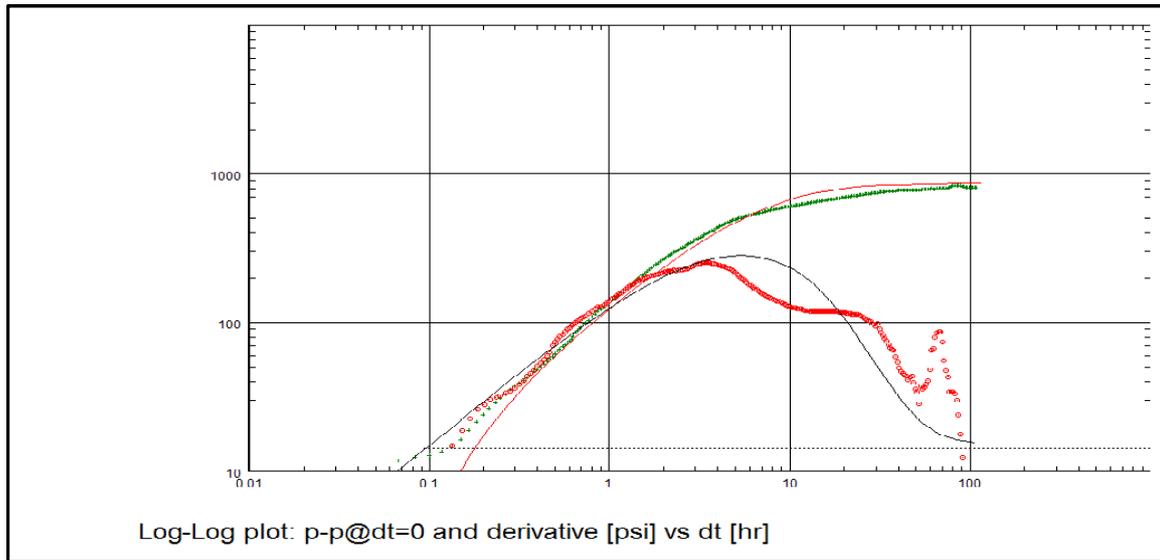
D'après l'interprétation analytique ; le puits TFT 205 est un puits avec pénétration partielle dans un réservoir homogène.

Pour l'interprétation numérique, on a utilisé la carte géologique du bloc 06 (Figure VII-16) pour créer la carte 2D du modèle numérique figure ( VII-18) :



**Figure VII-18 : Carte 2D du modèle numérique.**

Les résultats de l'interprétation numérique en comparaison avec ceux de l'interprétation analytique sont présentés dans la figure et le tableau suivants :



Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [psi] vs dt [hr]

Figure VII-19 : Courbe log-log de pression du puits TFT 205.

Standard Model		Numerical	
Slanted, Changing Storage (Fair)		Vertical, Changing Storage (Fair)	
Homogeneous		Homogeneous, phi field included, h field included	
Infinite		Polygonal, No flow	
Constant P./No flow			
TMatch	11.7 [hr]-1	TMatch	12 [hr]-1
PMatch	0.054 [psia]-1	PMatch	0.0594 [psia]-1
C	0.0115 bbl/psi	C	0.0123 bbl/psi
Total Skin	27.5	Total Skin	25.1
k.h, total	152 md.ft	k.h, total	167 md.ft
k, average	3.85 md	k, average	3.63 md
Pi	2654.62 psia	Pi	1850 psia
C	0.0115 bbl/psi	C	0.0123 bbl/psi
Ci/Cf	66.9	Ci/Cf	0.05
delta_t	0.563 hr	delta_t	0.00386 hr
Skin	3.77	Skin	25.1
Geometrical Skin	23.8	Pi	1850 psia
hw	9.76277 ft	ko_eq.h	167 md.ft
Zw	19.685 ft	ko_eq	3.63 md
Well Deviation	0 °	kro	0.5
h	39.4 ft	ko (Perm)	2.89 md
Pi	2654.62 psia	kw (Perm)	0.844 md
ko_eq.h	152 md.ft	Delta P (Total Skin)	422.14 psia
ko_eq	3.85 md	h	46 ft
kro	0.5	Phi	0.0801
kz/kr	2.23E-6		
ko (Perm)	3.07 md		
kw (Perm)	0.897 md		
Rinv	780 ft		
Test. Vol.	0.00650874 bcf		
Delta P (Total Skin)	509.846 psia		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.615412 Fraction		

Tableau VII-5 : Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 205 ).

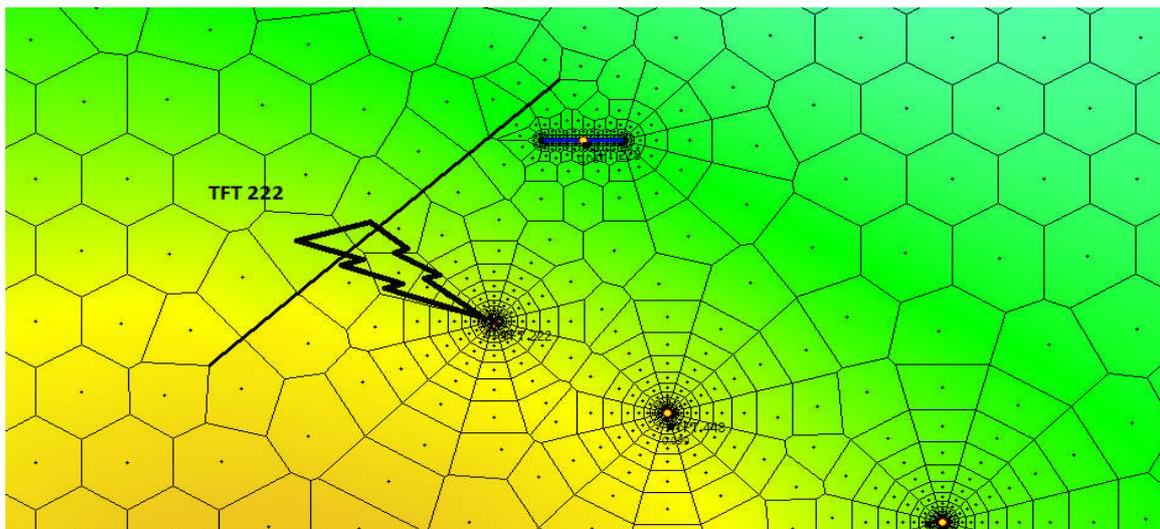
**Commentaires :**

- Après la comparaison des résultats analytiques et numériques, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords. (analytique :  $k=3.85\text{md}$  ,  $s=27.5$  /Numérique :  $k=3.63 \text{ md}$  ,  $s=25.1$ )
- on peut pas caller notre modèle parfaitement ceci est du a la perturbation dans la mesure de pression , malgré ça on a pu conclure que ce puits soufre d'un skin élevé ce qui est du a la pénétration partielle de notre puits .

**VII.4.6 Puits TFT 222 :**

D'après l'interprétation analytique ; le puits TFT 222 est un puits vertical dans un réservoir homogène , avec un maintien de pression .

Pour l'interprétation numérique, on a utilisé la carte géologique du bloc 06 (Figure VII-16) pour créer la carte 2D du modèle numérique figure (VII-20) :



**Figure VII-20 : Carte 2D du modèle numérique.**

les résultats de l'interprétation numérique en comparaison avec ceux de l'interprétation analytique sont présentés dans la figure et le tableau suivants :

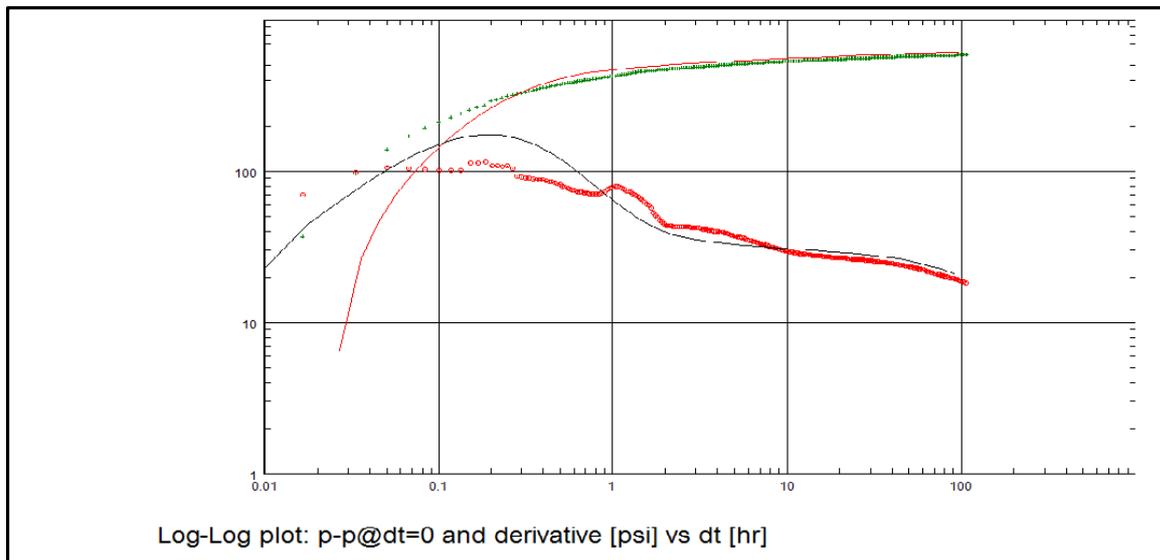


Figure VII-19 : Courbe log-log de pression du puits TFT 222.

Standard Model		Numerical	
Vertical, Changing Storage (Hegeman)		Vertical	
Homogeneous		Homogeneous, phi field included, h field included	
One fault		Polygonal, No flow	
TMatch	22.3 [hr] <sup>-1</sup>	TMatch	55 [hr] <sup>-1</sup>
PMatch	0.0158 [psia] <sup>-1</sup>	PMatch	0.0127 [psia] <sup>-1</sup>
C	0.0747 bbl/psi	C	0.0243 bbl/psi
Total Skin	1.67	Total Skin	1.9
k.h, total	1880 md.ft	k.h, total	1510 md.ft
k, average	27.3 md	k, average	26.8 md
Pi	1383.85 psia	Pi	1350 psia
C	0.0747 bbl/psi	C	0.0243 bbl/psi
Ci/Cf	0.476	Skin	1.9
delta_t	0.379 hr	Pi	1350 psia
Skin	1.67	ko_eq.h	1510 md.ft
Pi	1383.85 psia	ko_eq	26.8 md
ko_eq.h	1880 md.ft	kro	0.5
ko_eq	27.3 md	ko (Permene)	2.67 md
kro	0.5	kg (Permene)	1.58 md
L - Constant P.	687 ft	kw (Permene)	0.00776 md
ko (Permene)	2.72 md	Delta P (Total Skin)	149.012 psia
kg (Permene)	1.61 md	h	56.4 ft
kw (Permene)	0.00791 md	Phi	0.0811
Delta P (Total Skin)	105.311 psia		
Delta P Ratio (Total Skin)	0.180251 Fraction		

Tableau VII-6: Comparaison des résultats numériques et analytiques (TFT 222).

**COMMENTAIRES :**

- Les résultats des 02 modèles sont proches (analytique :  $k=23.7$  md,  $s=1.67$  / Numérique :  $k=26.9$  ,  $s=1.9$  ).
- La limite dans le modèle analytique est indiquée comme une faille a pression constante ; cependant dans le modèle numérique qui modélise les failles et les hétérogénéités selon la carte géologique donne une réponse plus représentative que l'analytique.

**VII.4.7 Puits TFT450 :**

Pour la construction du carte 2D ( 2D map ) , une carte géologique du bloc 6 est chargée :

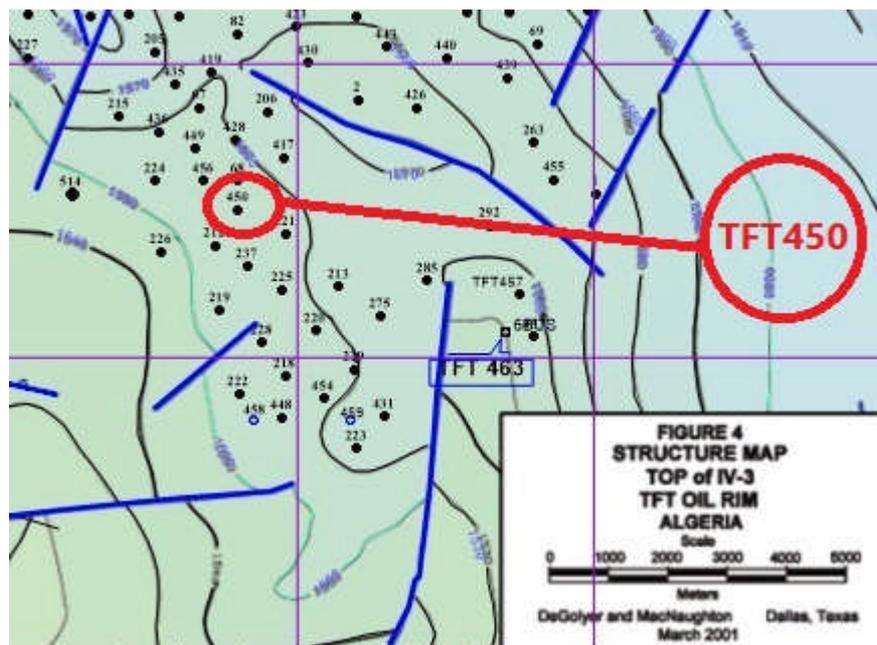


Figure VII-20 : Carte géologique du bloc 6 du TFT ordovicien (TFT450) .

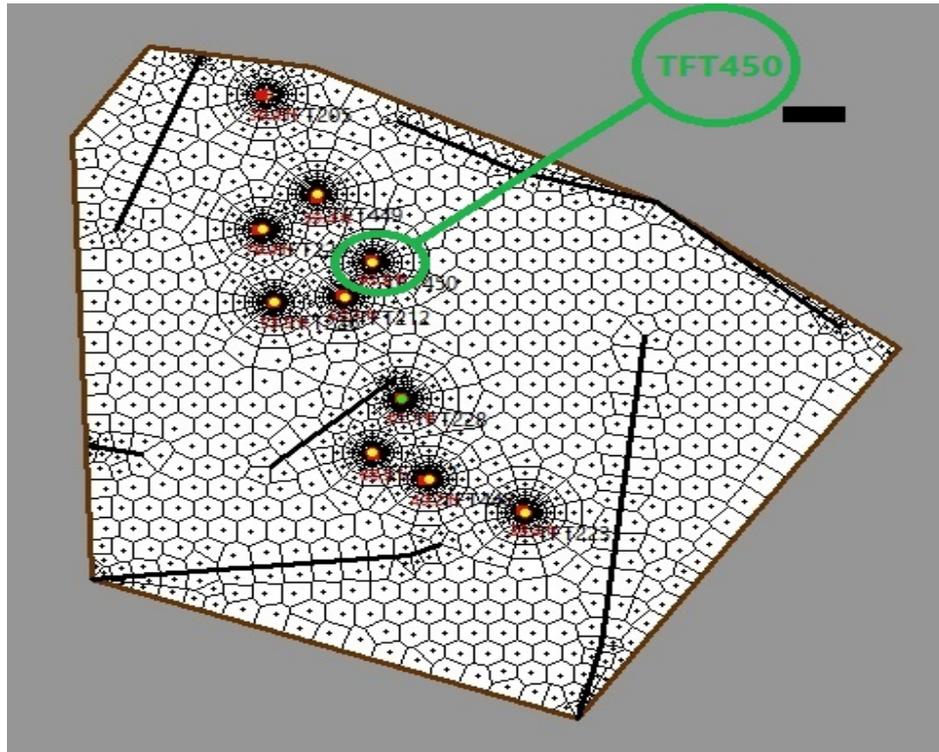


Figure VII-21 : Carte 2D du modèle numérique.

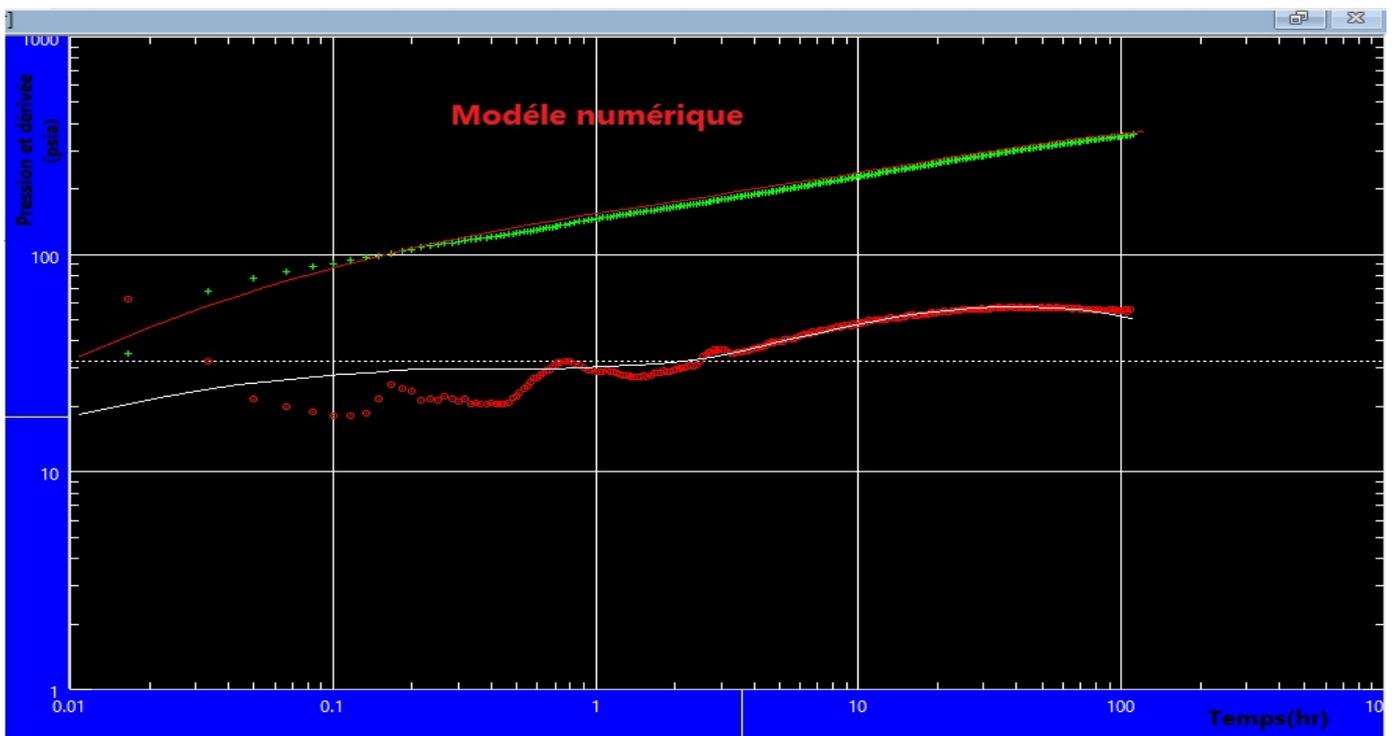


Figure VII-22 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT450.

Model Option	Standard Model			Model Option	Numerical		
Well	Fracture - Infinite conductivity			Well	Fracture - Infinite conductivity		
Reservoir	Homogeneous			Reservoir	Homogeneous, phi field included, h field included		
Boundary	One fault			Boundary	Polygonal, No flow		
<b>Main Model Parameters</b>				<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch		17.5	[hr]-1	TMatch		8.67E+7	[hr]-1
PMatch		0.0175	[psia]-1	PMatch		0.0154	[psia]-1
C		2.3E-7	bb/psi	C		5.41E-8	bb/psi
Total Skin		-4.01	--	Total Skin		-3.98	--
k.h, total		6010	md.ft	k.h, total		5310	md.ft
k, average		64.3	md	k, average		56.8	md
Pi		1693.47	psia	Pi		3609.79	psia
<b>Model Parameters</b>				<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT450)				Well & Wellbore parameters (TFT450)			
C		2.3E-7	bb/psi	C		5.41E-8	bb/psi
Skin		0	--	Skin		-0.0137	--
Geometrical S		-4.01	--	Geometrical S		-3.98	--
Xf		41.5	ft	Xf		40	ft
Theta		90	°				
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>				<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>			
Pi		1693.47	psia	Pi		3609.79	psia
ko_eq.h		6010	md.ft	ko_eq.h		5310	md.ft
ko_eq		64.3	md	ko_eq		56.8	md
kro		0.5	--	kro		0.5	--
L - No flow		355	ft				

**Tableau VII-7 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT450).**

### Commentaires :

- On remarque bien que le modèle numérique et le modèle analytique sont parfaitement calés ce qui confirme le modèle réel du puits et du réservoir .
- Le puits TFT450 est un puits fracturé avec une conductivité infinie dans un réservoir homogène avec une limite d'une faille étanche.
- D'après le tableau, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique : K=56.8 md, S= -3.98 /Numérique :K= 64.3 md ,S= -4.01).

**Puits TFT 75 :**

Pour la construction du carte 2D ( 2D map ) , une carte géologique du bloc 6 est chargée :

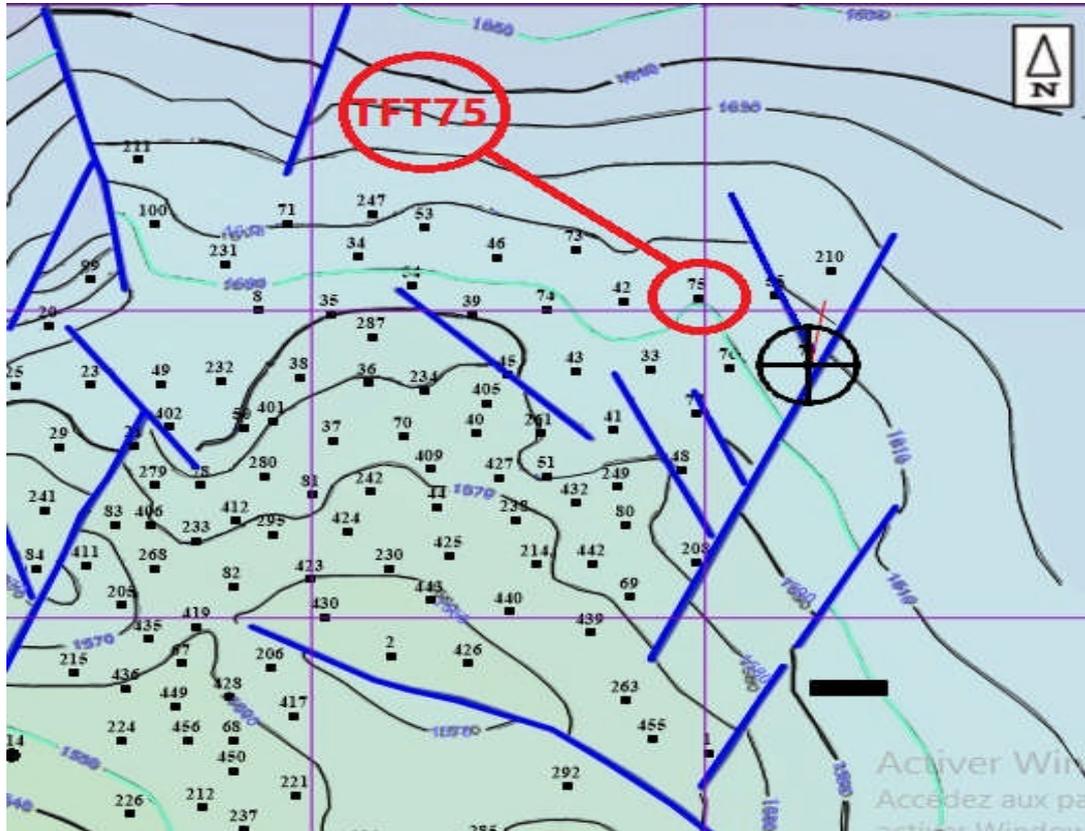


Figure VII-23 : Carte géologique du bloc 5 du TFT ordovicien (TFT75) .

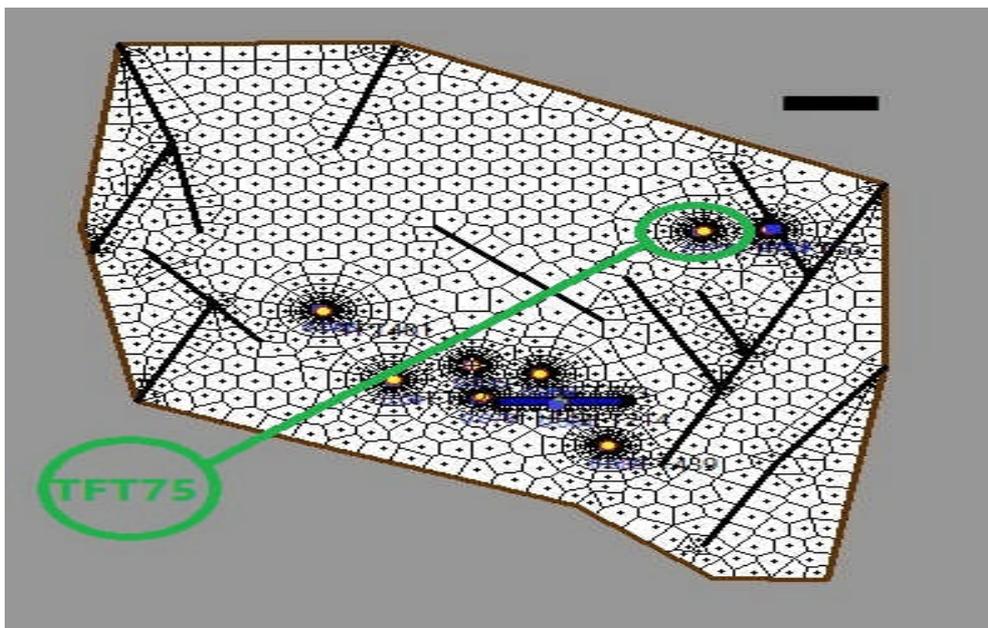


Figure VII-24 : Carte 2D du modèle numérique.

L'interprétation avec le modèle numérique nous donne les résultats suivantes :

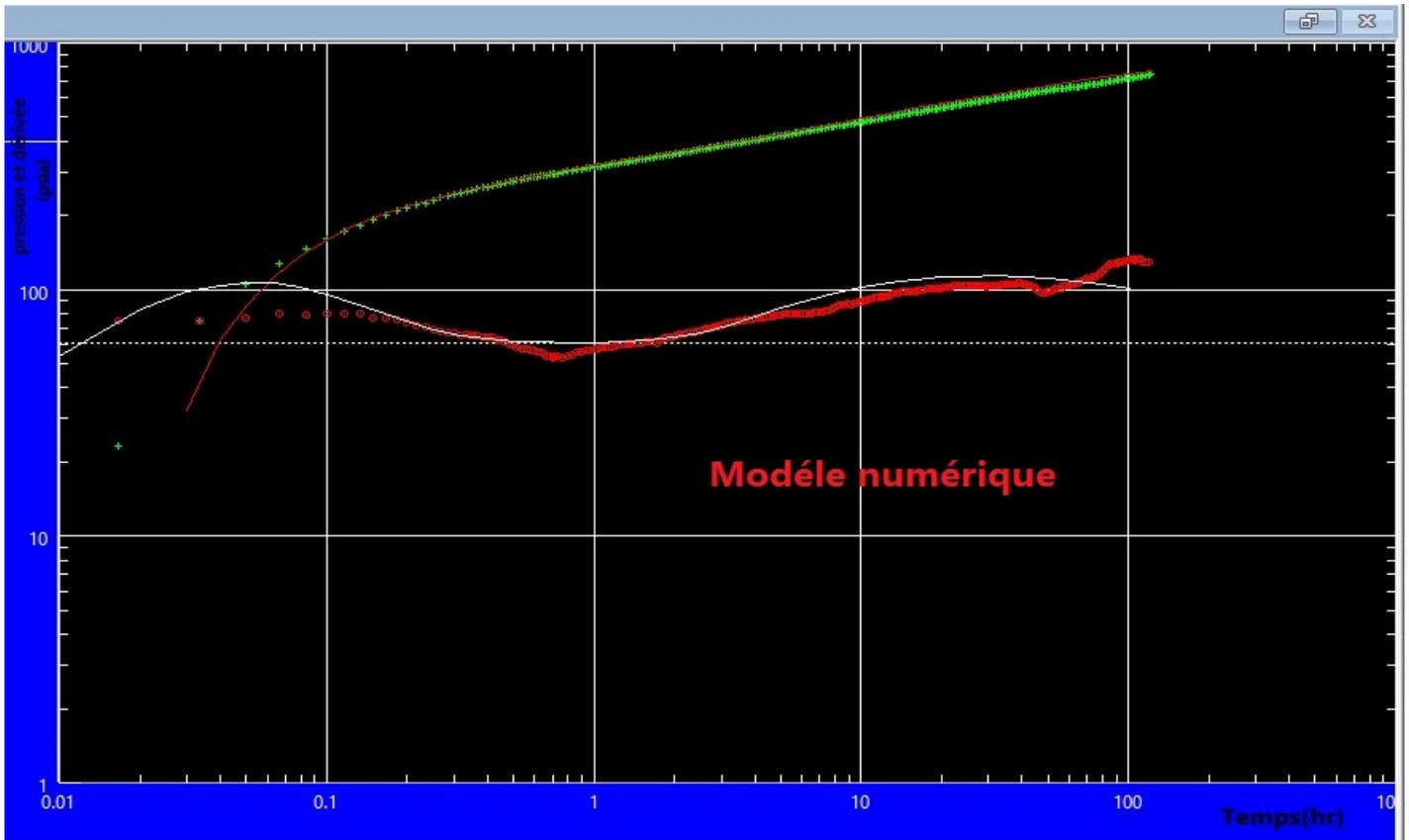


Figure VII-25 : Courbe de log-log de la pression et sa dérivée du puits TFT75.

Model Option	Standard Model		
Well	Vertical		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	One fault		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	36	[hr]-1	
PMatch	0.00909	[psia]-1	
C	0.0238	bb/psi	
Total Skin	-2.6	--	
k,h, total	972	md.ft	
k, average	20.4	md	
Pi	2616.41	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT224)			
C	0.0238	bb/psi	
Skin	-2.6	--	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	2616.41	psia	
ko_eq,h	972	md.ft	
ko_eq	20.4	md	
kro	0.5	--	
L - No flow	226	ft	

Model Option	Numerical		
Well	Fracture - Infinite conductivity		
Reservoir	Homogeneous, phi field included, h field included		
Boundary	Polygonal, No flow		
<b>Main Model Parameters</b>			
TMatch	66.4	[hr]-1	
PMatch	0.00822	[psia]-1	
C	0.0117	bb/psi	
Total Skin	-2.22	--	
k,h, total	879	md.ft	
k, average	18.5	md	
Pi	34159	psia	
<b>Model Parameters</b>			
Well & Wellbore parameters (TFT75)			
C	0.0117	bb/psi	
Skin	1.75	--	
Geometrical S	-3.97	--	
Xf	40	ft	
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	34159	psia	
ko_eq,h	879	md.ft	
ko_eq	18.5	md	
kro	0.5	--	

**Tableau VII-8 : Tableau de comparaison des résultats analytiques et numériques (TFT75).**

### Commentaires :

- On remarque bien que le modèle numérique et le modèle analytique sont parfaitement calés ce qui confirme le modèle réel du puits et du réservoir .
- Le puits TFT75 est un puits fracturé ( 1976 )avec une conductivité infinie dans un réservoir homogène avec une limite d'une faille étanche, l'effet de la fracture n'apparaît pas dans le modèle analytique mais il est nécessaire pour le modèle numérique
- D'après le tableau, on remarque que les résultats principaux des 02 modèles sont en accords (analytique : K=20.4 md, S= - 2.6 /Numérique :K= 18.5 md ,S= -2.22).

**VII.5 La carte de perméabilité :**

Obtenu par les résultats des essais des puits du champ du TFT ordovicien Bloc 5 et Bloc 6 est la suivante:

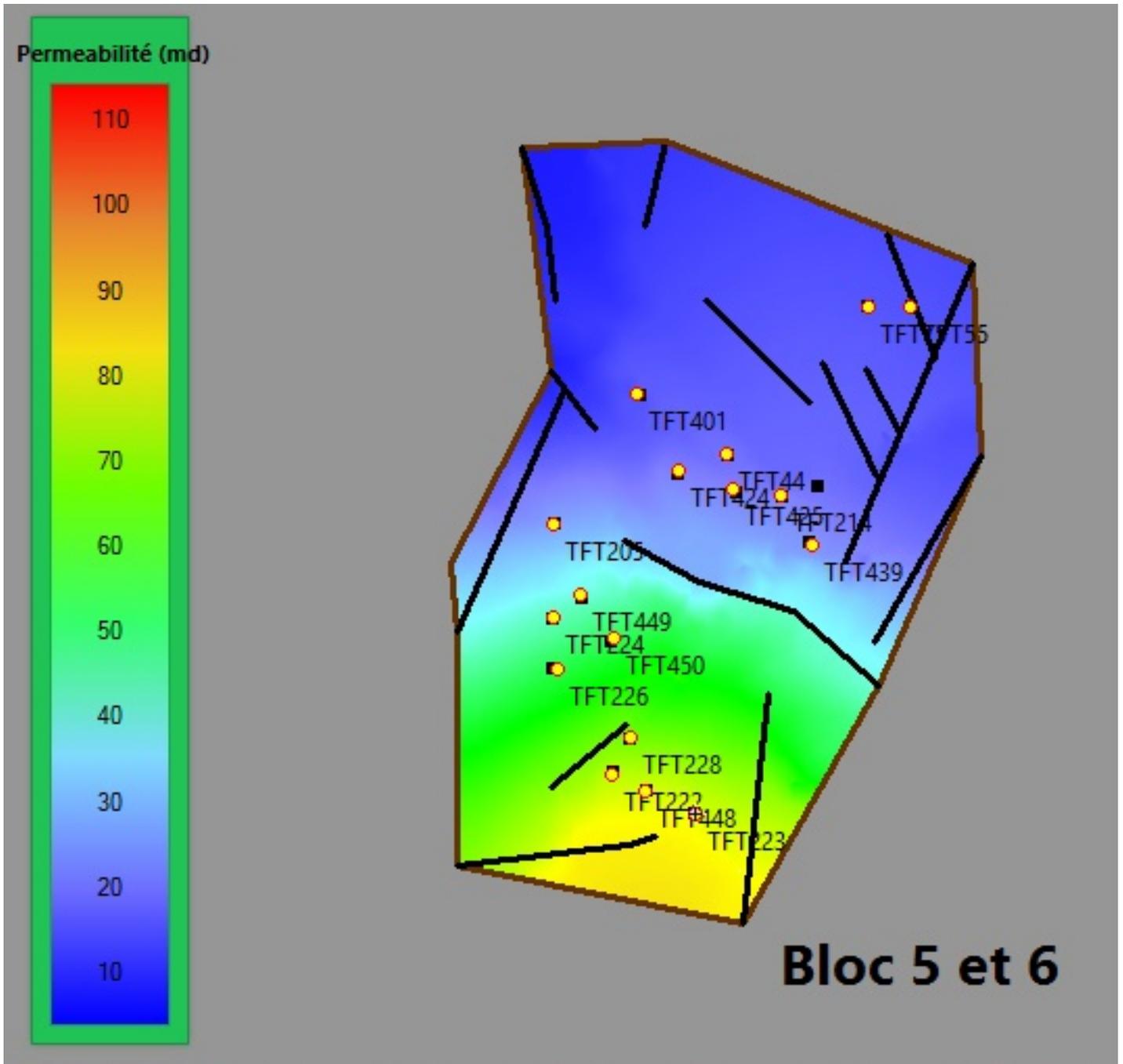


Figure VII-26: Carte de perméabilité du champ TFT ordovicien (Bloc 5 et Bloc 6).

## Conclusions:

Notre séjour est la présente étude réalisé nous a permis de nous familiariser avec les aspects opérationnels tel que l'utilisation des méthodes de calcul mathématique ( analytique et numérique ) ainsi que les difficultés rencontrés dans le calage et la post analyse des données , ainsi on a pu atteindre nos objectif dont les résultats sont décrites comme suit :

- Le champ de TFT est caractérisé par une faible perméabilité a l'exception des quelques puits fracturé (TFT75, TFT214, TFT223).
- La diversité dans les réponses de la pression obtenues explique l'hétérogénéité du champ TFT.
- Les résultats obtenues confirment bien la réussite des opérations de stimulations effectuées sur les puits (fracturation hydraulique) , c'est le cas du puits : TFT 450 (débit avant l'opération = 0 m<sup>3</sup>/jour ,débit après l'opération = 77.2 m<sup>3</sup>/jour).
- La pression estimée est faible à cause de déclin ( le gisement est vieux (1970), sauf que les puits situés proche du puits d'injection d'eau ce qui confirme l'efficacité de la récupération secondaire (injection d'eau) ;  
TFT : 75, 44, 214,205 est égale à [1999-2660 psia].  
TFT : 226, 223, 222,228est égale à [1380-1690 psia].
- La réponse du puits TFT226 a montré l'existence d'une faille étanche situé à 108 m, cette faille n'existe pas dans le modèle géologique ce qui confirme l'importance des essais aux puits dans la construction du modèle du réservoir.
- Dans le modèle analytique l'interférence de la pression aux autres puits peut conduire à des diagnostics erronés.
- Ce qui suggère d'utiliser les techniques de la simulation numérique pour étendre l'analyse des essais de puits aux géométries complexes, c'est le but principal du modèle numérique avec la capacité d'ajouter tout nombre de puits d'interférence ou bien tous motifs de faille.
- Aspect économique :

l'opération de fracturation a été réalisé sur le puits TFT 450 avec un montant total de ( 120000 dollars ,dans le champ de TFT on réalise des opérations à petit volume ) , et a provoqué une augmentation dans la production de (485.53 barils) c-à-d ( 17964.77 dollars /jours ),donc un délai de récupération de 07 jours, donc après une semaine de production on commence a bénéficier de 17964.77 dollars /jours , ce qui bien confirme la nécessité d' évaluer la réussite cette opération.

## Recommandations :

Puis nous recommandons ce qui suit :

- Etudier la possibilité de réaliser pour le puits TFT222 une opération de nettoyage de fond avec l'eau traité ou d'acidification, et une nouvelle fracturation hydraulique pour le puits TFT205 .
- Faire un bon dégorgement et fermer le puits aussi longtemps que possible pour atteindre les limites.
- Réaliser des fermetures au fond. (Down hole shut in) :  
Il est recommandé de réaliser des remontées de pression avec fermeture au fond afin de diminuer la durée de l'effet de capacité du puits, d'où le diagnostic des écoulements près du puits.
- Il serait souhaitable d'appliquer les modèles numériques au essais de puits pour une meilleure compréhension des facteurs (interférence entre les puits; géométries complexes) qui affectent les réponses de la pression.
- Etablir un modèle du réservoir pour pouvoir faire des prédictions et des scénarios de production plus exactes dans le future .

[1]Use of data on the buildup of bottom hole pressures, MUSKAT, Morris. AIME, pp.44-48. 1936.

[2]Pressure build-up in wells ,HORNER,D.R 1951.

[3]Matthews , C et Russell,D, pressure buildup and flow test in wells,TEXAS SPE 1967.

[4]The application of laplace transformation to flow problems in reservoir , VAN EVERDINGEN ,A et Hurst ,W AIME pp 305-324. 1949

[5]Basic concepts in the theorie of homogeneous liquids in fissured rocks Barnblatt, G,

[6]Short time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage Ramey,H,J.SPE. 1970

[7]Pressure derivative type curves for vertically fractured wells . Tiab.D and Puthigai,S.K.,SPE1988

[8]A new set of type curves simplifies well test analysis ,Bourdet D ,Wittle T and Douglas,A, wordoil pp 95-106. 1983

[9]Advances in comupter aided well test interpretation Roland.N.et Horn ,SPE24731.

[10]Use of the pressure derivative in well test interpretation Boudet.D.Ayoub.Pirad,SPE293 302.1989

[11]A modern approach to reservoir testing .ehlig-Economides.C et al j ,pet,tech.1990.

[12]Computer-aided well test analysis .Gringarten .A.C,SPE pp.429-444.1986

[13] Advanced reservoir engineering. [Auteurs:](#) TAREK AHMED, PAUL D. MCKINNEY. Elsevier 2005.

[14] Essais de puits : méthodes d'interprétation. [Auteur :](#) G.BOURDAROT. IFP. Edition Technip Paris. 1996.

[15] Les essais de puits: objectifs, matériel de basse et déroulement général. [Auteur:](#) D. PERRIN. ENSPM 1999.

[16] Reservoir engineering handbook. [Auteur:](#) TAREK AHMED. Elsevier 2006.

- [17] Well test interpretation. Schlumberger 2002.
- [18] Well test analysis: the use of advanced interpretation models. [Auteur:](#) BOURDET. Elsevier. Paris. 2002
- [19] D.BOURDET “ interprétation des essais de puits “ 1999 ENSPM industrie – forage production .gisement .
- [20] Applied well test interpretation schlemberger :2008.
- [21] Thème mémoire : adaptation de la méthode de régularisation au traitement des données de welltest . présenté par : SAIFI REDHA.2013/2014.
- [22] Thème mémoire : analyse et interpretation des essais aux puits horizontaux dans les gisements fissurées. présenté par : BEN HAOUA TAHA.
- [23] Thème mémoire : caractérisation et développement de l’upside( partie nord ) du champ dehassimassoaud a partir des essais de puits .
- [24] Thème Mémoire : caractérisation du champ EL-GASSI présenté par : NOUR et NOURI .
- [25] Well-Test analysis (M.A.Sabet) contribution in petroleum geology and engineering
- [26] Help topics ( aide du logitiels)
- [27] A numerical well test model , SPE 21815
- [28]Dynamic data analysis ( KAPPA olivére houzie et al )
- [29] Well test Analysis .M.A Sabet 1991.

<b>Puits</b>	<b>Date</b>	<b>Kh (md.ft)</b>	<b>K (md)</b>	<b>H (m)</b>	<b>S<sub>total</sub></b>	<b>Skin Géométrical</b>	<b>X<sub>f</sub> (ft)</b>	<b>Modèle</b>
TFT 214	24/02/2014	2310	44	16	-5.91	-6.21	1000	Fracturé-Homogène –infini
TFT 228	21/02/2014	4270	69.2	18.8	2.38	2.61	0.0861	Fracturé-Homogène-Faille
TFT 222	05/01/2014	1510	26.8	21	1.9	-	-	Verticale-Homogène-Faille
TFT 75	16/06/2011	879	18.5	14.5	-2.22	-3.97	40	Fracturé–Homogène-Faille
TFT 44	20/03/2014	785	12	20	0	-	-	Verticale-Homogène-infini
TFT 450	12/02/2011	5310	56.8	28.5	-3.98	-3.98	41.5	Fracturé–Homogène-Faille
TFT 223	28/02/2014	3680	79.3	11.7	-3.09	-3.17	37.6	Fracturé-Homogène-Circle P cte
TFT 205	17/02/2014	167	3.63	12	25.1	23.8	-	Limited entry-Homogène – infini