

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT D' HYDRAULIQUE
MEMOIRE DE FIN D'ETUDES



EN VUE DE L'OBTENTION D'UN DIPLÔME D'INGENIEUR D'ETAT

THEME

**LES NOUVELLES METHODES
D'INTERPRETATION DES ESSAIS DE
PUITS HORIZONTAUX.
APPLICATION AU CHAMP DE HASSI
MESSAOUD**

Réalisé par :
HAMDANI MEROUANE

Suivi par : Mr A. DJOUMADI /SH/PED
Enseignante/chercheur : Mme R. KETTAB

Année 2006-2007



REMERCIEMENTS

Tout d'abord je remercie **Dieu** le tout puissant de
m'avoir donnée la chance et le courage
pour réaliser ce travail.

Je tiens à remercier Mr **Djoumadi Abdelkrim**,
Mr **Khodja Saïd**, Mr **Brahame chaouche**, Mr **Hocine Saidi** pour leurs orientations,
aides et conseils.

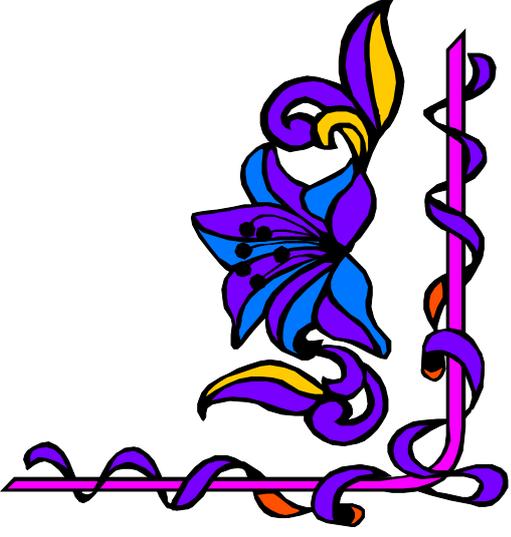
IL m'est particulièrement agréable de remercier ma promotrice,
Mme **Kettab Ratiba** pour ses précieux conseils, son soutien
et son aide tout au long de ce travail , par la même occasion je remercie tous **mes**
enseignants du département Hydraulique.

Je tiens à remercier Mr **Mazouzi Amine**, Chef de Département du pôle Hassi
Messaoud de la Division Petroleum Engineering Développement (PED) de m'avoir
accepté dans son département et d'avoir mis tout le matériel nécessaire à ma
disposition.

Je tiens à remercier Mr **Bencherif**, Chef de Département du pôle Hassi R'mel de la
Division Petroleum Engineering Développement (PED) de m'avoir Proposé ce sujet.

Ma profonde gratitude va à ma **mère** et mon **père** qui ont tout fait pour que je réalise
mon rêve
de devenir ingénieur.

MERCI





Dedicaces

Je dédie ce Travail :

A mes très chers parents que Dieu les protège

A mon Frère Sidah qui m'a soutenu et encouragé durant mon Coursus

A mes deux Sœurs qui seront toujours présentes dans ma pensée

A mes nièces Kenza et Rania, et mon neveu Walid

A toute ma famille

A mes chers amis Rouibistes

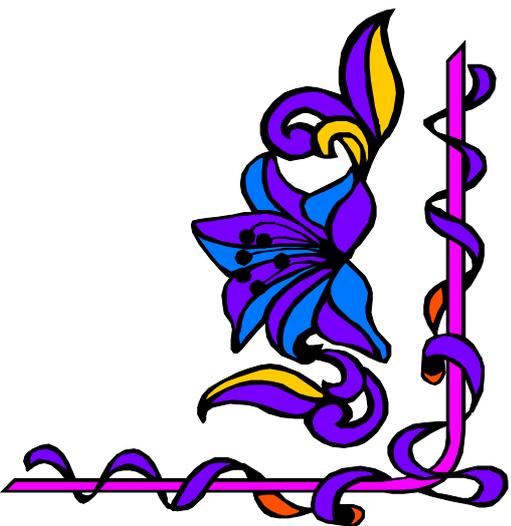
A mes chers amis de polytech, de L'EPAU et de L'INA

A mes chers professeurs de l'Ecole Nationale polytechnique et L'Ecole

Nationale préparatoire aux études d'Ingénieurs

A tous ceux qui m'aiment et qui me portent dans leurs cœurs.

Merci à vous tous



Résumé :

La capacité de valider une interprétation du welltest pour un puits horizontal en produisant une réponse théorique est basée sur les solutions analytiques avec l'ensemble des paramètres dérivés de l'analyse. Un bon calage entre la réponse simulée et les données du welltest prêterait confiance que l'interprétation soit raisonnable.

Beaucoup de modèles analytiques ont été développés décrivant bien les différentes configurations du réservoir.

Les approximations ou suppositions simplificatrices doivent cependant, être faites pour rendre le modèle mathématique plus proche de la réalité sans oublier qu'il y a une limite par rapport à la complexité qui peut être accomplie analytiquement.

La simulation numérique en revanche enveloppe les solutions analytiques tout existantes et à flexibilité potentiellement illimitée. Le réservoir est discrétisé en plusieurs blocs ou éléments, et les équations de la pression sont résolues à travers chacun de ceux-ci. Presque toute la géométrie peut être représentée, en comprenant des couches multiples, limites irrégulières et ainsi de suite.

Mots clés: Essai de puits, Skin, effet de capacité, VORONOI, Transformation de Laplace, Equation de Diffusivité, perméabilité, IP.

Abstract:

The capacity to validate an interpretation of the well test for a horizontal well by producing a theoretical answer is based on the analytical solutions with all the parameters derived of the analysis. A good wedging between the feigned answer and the data of the well test will lend trust that the interpretation is reasonable.

Many analytical models were developed describing the various configurations of the reservoir.

The estimates or the simplifying suppositions owe however, to be made to make the mathematical model closer to the reality without forgetting that there is a limit with regard to the complexity which can be analytically carried out

The digital simulation on the other hand surrounds the quite existing analytical solutions and of potentially unlimited flexibility, the reservoir is discredited in several blocks or elements, and the equations of the pressure are resolved through each of these. Almost all the geometry can be represented, by including irregular multiple, limit layers and so on.

Key words: well test; Skin, Wellbore storage, VORONOI, Laplace Transformation, Diffusivity equation, Permeability, IP.

المخلص

إن إمكانية توثيق تحاليل تجارب الآبار الاستوائية بإنجاب إجابة نظرية يعتمد على الحلول النظرية مع مشتق معظم العوامل المتعلقة بالتحليل.

عدة حلول نظرية متوفرة لإمكانية الإجابة على الحالات المختلفة للخران. يجب على البديهيات و النظريات المعتمد عليها أن تجد الحل النظري الأمثل لإمكانية تشبيهه بالحقيقة بدون أن ننسى أن هناك صعوبات كثيرة لإيجاد هذه الحلول .

الحل الرقمي بإمكانه إيجاد هذه الحلول. الخزان يقسم إلى مكونات صغيرة الحجم و تحل المعادلات في كل مكون. تقريب كل هندسة الخزان بإمكانها أن تمثل بهذا الحل.

المفاتيح: تجارب الآبار. التحاكي. معدل التخزين. فورونوا. تحويلات لابلاس, معادلة الانتشاع. التناقلية. قوة البئر

Sommaire

Introduction générale:

I. Introduction	1
II. Objectif.....	2
III. Introduction sur les essais des puits horizontaux.....	2
Chapitre I : Théorie des essais de puits :	
I. Introduction	3
II Principe.....	3
III Différents types des essais de puits.....	3
III .1 Les essais initiaux	4
III .2 Essais périodiques.....	4
III .3 Essais d'interférences.....	5
IV Les équations de base.....	5
IV . a Loi de Darcy.....	5
IV . b Compressibilité.....	7
IV . c L'équation de diffusivité.....	8
V.1 Zone compressible.....	12
V.2 Rayon d'investigation.....	13
V.2.a La définition de Jones	13
V.2.b Définition de Poettman	13
V.2.c La définition de J.Lee et Muskat	13
VI Régime d'écoulement.....	13
VI .a Régime transitoire.....	13
VI .b Régime pseudo permanent.....	13
VI .c Régime permanent.....	13
VII capacité de puits (Wellbore storage).....	14
VII .a Définition.....	14
VIII Le skin (effet pariétal).....	15
VIII .a Définition.....	15
VIII .b skin infinitésimal.....	16
VIII .c skin d'épaisseur finie.....	16
VIII .d Méthode de rayon du rayon effectif.....	17
VIII .e Généralisation de la notion de skin.....	19
IX . Principe de superposition.....	20
Chapitre II : Les méthodes d'interprétation :	
I. Introduction.....	22
II .a Les méthodes conventionnelles	22
II .b Les méthodes utilisant les courbes types.....	22
III Méthodes conventionnelles d'interprétation.....	22
III .a Test en débit (Drawdown).....	23
III .b Remonté de pression (buildup) :Méthode de Horner.....	25
III .c Remonté de pression : méthode de MDH.....	29
III .d Historique quelconque des débits.....	32

IV . Les méthodes modernes.....	34
IV .a Les courbes types.....	34
IV .b La méthode de la dérivée.....	39
IV .c La méthode TDS « Tiab's Direct Synthesis ».....	41
Chapitre III : Les différentes configurations puits - Réservoir :	
I . Introduction.....	43
II . Les limites du réservoir.....	43
II .a La faille.....	43
II .b Le chenal.....	45
II .c Failles sécantes.....	50
II .d Limite à pression constante.....	51
II .e Réservoir fermé.....	52
III . Index de productivité	57
III .a Définition.....	57
III .b Index de productivité en régime transitoire.....	58
III .c Index de Productivité en régime pseudo – permanent.....	58
III .d IP réel et IP théorique.....	58
IV Aspect réservoir	59
IV .a Les réservoirs fissurés.....	59
IV.a.1 Géométrie.....	59
IV.a.2 Succession des écoulements.....	62
IV .b Le réservoir bicouche.....	66
IV.b.1 Description du réservoir bicouche.....	66
IV.b.2 Le modèle de D.BOURDET.....	67
IV.b.3 Tester un réservoir bicouche.....	68
V. Aspect puits.....	71
Chapitre IV : Théorie des puits horizontaux :	
I . Introduction	72
II . Historique.....	72
III . Application des puits horizontaux.....	72
IV . Comparaison entre les puits horizontaux et les puits verticaux.....	73
V . Classification des puits horizontaux.....	74
V.1 Les puits à rayon court ou ultra court (short radius).....	74
V .2 Medium Radius	75
V .3 Long Radius	75
V .4 Classification	76
VI . Techniques de complétion des puits horizontaux.....	77
VI .a Les considérations à prendre en compte pendant le choix d'une complétion.....	78
VII . Les multilatéraux	78
VIII . Différents régimes d'écoulements.....	81
VIII .a Early time radial Flow	82
VIII .b Early time linear Flow.....	83
VIII .c Late radial Flow.....	84
VIII .d Late time linear flow	85
IX. Régime caractérisant les puits horizontaux.....	86
Chapitre V : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud :	
I - Introduction.....	88
II - Situation géographique.....	88
III - Situation géologique.....	89
IV - Structuration du champ.....	89

V - Zones et numérotation des puits.....	90
VI - Historique du Permis.....	90
VII - Historique du champ.....	91
VIII - Description du réservoir.....	91
IX - Description de la série stratigraphique.....	92
X- Liaison couche trou.....	99
XI - caractéristique du réservoir.....	99
Chapitre VI : Application des modèles analytiques au champ de HMD :	
I - Introduction.....	100
II - Puits MD57.....	100
III - Puits ONIZ421.....	103
IV- Puits ONMZ303.....	106
V- Puits OMLZ45.....	109
VI - Puits OMO 48	112
IX - Conclusion.....	115
Chapitre VII : Introduction aux modèles numériques :	
I- Introduction.....	116
II- Introduction aux modèles numériques.....	116
III- Introduction au diagramme VORONOI.....	117
IV- Construction du diagramme VORONOI.....	117
V- Les équations de base dans le modèle numérique.....	120
V. a- Les équations aux puits.....	120
V. b- Les équations du réservoir.....	121
VI - Résolution des équations aux puits.....	123
VII - Equations des invariants.....	124
VIII - Application au puits MD57.....	127
IX - Application au puits ONMZ 303.....	132
X - Conclusion.....	136
Conclusion générale	
I. Conclusion générale	137
II. Recommandations.....	138

Liste des Figures

Chapitre I : Théorie de base des essais de puits :

Figure I.1 : Expérience de Darcy.....	6
Figure I.2 : Ecoulement radial (Réservoir homogène infini).....	11
Figure I.3 : Distribution de la pression en fonction du temps (Zone compressible).....	12
Figure I.4 : Délimitation de la zone compressible.....	12
Figure I.5 : Wellbore Storage (Effet de capacité de puits –Fermeture au fond-).....	14
Figure I.6 : Evolution du débit pendant la période de l’effet de capacité de puits.....	14
Figure I.7 : Effet de capacité de puits pour un drawdown et un Buildup	15
Figure I.8 : Skin infinitésimal.....	16
Figure I.9 : Skin d’épaisseur finie	17
Figure I.10 : Méthode du rayon effectif	17
Figure I.11 : Skin positif	18
Figure I.12 : Skin négatif.....	18
Figure I.13 : Les différents comportement pour un réservoir homogène (variation du skin et du Wellbore).....	20
Figure I.14 : Variation de la pression en fonction du débit.....	21
Figure I.15 : Drawdown et Buildup	21

Chapitre II: Les méthodes d’interprétation:

Figure II.1 : Interprétation avec la méthode conventionnelle (Drawdown).....	25
Figure II.2 : Drawdown et Buildup.....	26
Figure II.3: Pression extrapolé (HORNER).....	27
Figure II.4 : La différence entre Horner et MDH	29
Figure II.5 : Drawdown et Buildup par la méthode MDH.....	30
Figure II.6 : Rayon d’investigation dans un Buildup	31
Figure II.7 : calage par la méthode des courbes types.....	34
Figure II.8 : courbe type de Gringarten	36
Figure II.9 : calage de la courbe réel avec la courbe type	37
Figure II.10 : Interprétation à l’aide de la dérivée.....	40

Chapitre III : Les différentes configuration puits – réservoir :

Figure III.1 : schéma d’une faille	43
Figure III.2 : droite semi-log (Limite faille (doublement de la pente)).....	45
Figure III.3 : droite de pression et dérivée courbe de Horner	45
Figure III.4 : Schéma d’un chenal	46
Figure III.5 : Droite de Horner ⁽¹⁾ Courbe de la pression et de sa dérivée ⁽²⁾	48
Figure III.6 : Schéma d’un chenal limité	48
Figure III.7 : Courbe de la pression et de sa dérivée (limite chenal).....	49
Figure III.8 : schéma d’une faille sécante.....	50
Figure III.9 : Droite de Horner ⁽¹⁾ Courbe de la pression et de sa dérivée ⁽²⁾ (faille sécante).....	51
Figure III.10 : schéma d’une limite à pression constante.....	51
Figure III.11 : courbe de la pression et de sa dérivée (limite à pression constante).....	52
Figure III.12 : schéma d’un réservoir fermé	53
Figure III.13 : courbe de la pression et de sa dérivée drawdown ⁽¹⁾ et Buildup ⁽²⁾ (cas d’un réservoir fermé).....	55
Figure III.14 : Droite semi-log drawdown ⁽¹⁾ et buildup ⁽²⁾ (cas d’un réservoir fermé).....	55

Figure III.15 : schéma d'un réservoir fissuré (Ecoulement de fissures ⁽¹⁾ et Ecoulement matrice fissures ⁽²⁾).....	60
Figure III.16 : Courbe de la pression et de sa dérivée (Réservoir fissuré)	62
Figure III.17 : Evolution de la pression avec le modèle Pseudo permanent (PSS).....	64
Figure III.18 : Influence des paramètres $\omega^{(1)}$ et $\lambda^{(2)}$ (Modèle pseudopermanent).....	64
Figure III.19 : Evolution de la pression avec le modèle transitoire	64
Figure III.20 : Influence des paramètres $\omega^{(1)}$ et $\lambda^{(2)}$ (modèle transitoire).....	65
Figure III.21 : schéma d'un réservoir bicouche.....	66
Figure III.22 : Influence des paramètres $S1^{(1)}$ et $S2^{(2)}$	67
Figure III.23 : Influence des paramètres $\omega^{(1)}$ $\lambda^{(2)}$ et $\kappa^{(3)}$	68
Figure III.24 : Courbe de pression et de sa dérivée (Réservoir bicouche).....	71
Chapitre IV : Théorie des puits horizontaux :	
Figure IV.1 : zone de drainage dans le cas d'un puits horizontal et vertical	74
Figure IV.2 : Les différents types de puits horizontaux	74
Figure IV.3 : classification des puits horizontaux	76
Figure IV.4 : schéma d'un puits multilatéral	79
Figure IV.5 : Différentes types de complétion des puits horizontaux	80
Figure IV.6 : Schéma général d'un puits horizontal	81
Figure IV.7 : Premier écoulement radial	82
Figure IV.8 : Ecoulement hémiradial	83
Figure IV.9 : Ecoulement linéaire	83
Figure IV.10 : Deuxième écoulement radial	84
Figure IV.11 : Réponse d'un puits horizontal dans un réservoir homogène infini	86
Figure IV.12 : Réponse d'un puits horizontal dans un réservoir à pression constante (chapeau de gaz ou aquifère).....	86
Figure IV.13 : Comportement d'un puits horizontal	87
Chapitre V : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud :	
Figure V.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	88
Figure V.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	89
Figure V.3 : Zonation du champ de Hassi Messaoud	90
Figure V.4 : Coupe stratigraphique dans le champ de Hassi Messaoud.....	96
Chapitre VI : Application des modèles analytiques au champ de HMD	
Figure VI.1 : Graphe de la remonté de pression en fonction du temps (puits MD57)....	101
Figure VI.2 : Simulation de l'historique de pression (Puits MD57)	101
Figure VI.3 : Graphe de Horner (Horner plot)	102
Figure VI.4 : Graphe de la pression et de sa dérivée (puits MD57)	102
Figure VI.5 : Remonté de la pression en fonction du temps (Puits ONIZ421).....	104
Figure VI.6 : Simulation de l'historique de pression (Puits ONIZ421)	104
Figure VI.7 : Graphe de Horner (Horner plot) (puits ONIZ421).....	105
Figure VI.8 : Evolution de la pression et de sa dérivée (puits ONIZ421).....	105
Figure VI.9 : Remonté de pression en fonction du temps (puits ONMZ303).....	107
Figure VI.10 : Simulation de l'historique de débit (Puits ONMZ303).....	107
Figure VI.11 : Graphe de Horner (Horner plot) (Puits ONMZ303)	107
Figure VI.12 : Evolution de la pression et de sa dérivée (Puits ONMZ303).....	108
Figure VI.13 : Evolution de la pression et de sa dérivée (Puits ONMZ303).....	109
Figure VI.14 : Remonté de pression en fonction du temps (Puits OMLZ45).....	110
Figure VI.15 : Simulation de l'historique de débit (Puits OMLZ45).....	111
Figure VI.16 : Graphe de Horner (Horner plot) (Puits OMLZ 45).....	111
Figure VI.17 : Graphe de la pression et de sa dérivée (Puits OMLZ45).....	112
Figure VI.18 : Graphe de la remonté de pression en fonction du temps (Puits OMO48)	113

Figure VI.19 : Graphe de l'historique de pression (Puits OMO48).....	114
Figure VI.20 : Graphe de Horner (Horner plot) (Puits OMO48).....	114
Figure VI.21 : Graphe de la pression et de sa dérivée (le plot log-log) (Puits OMO48)	114
Chapitre VII : Introduction aux modèles numériques :	
Figure VII.1 : Exemple d'une interprétation impossible OMOZ801 ⁽¹⁾ ,OMPZ331 ⁽²⁾ ,OMLZ521 ⁽³⁾	116
Figure VII.2 : Maillage cartésien ⁽¹⁾ Eléments finis ⁽²⁾ Diagramme VORONOI ⁽³⁾	117
Figure VII.3 : Fusion des deux diagrammes de VORONOI VOR(S1) et VOR(S2)	118
Figure VII.4 : Le maillage dans le modèle type VORONOI	119
Figure VII.5 : les différents types de maillage	119
Figure VII.6 : Algorithme du diagramme VORONOI global.....	120
Figure VII.7 : Interaction entre deux modules.....	124
Figure VII.8 : Maillage Voronoi pour un réservoir hétérogène ($k_x/k_y=0.2$) ⁽¹⁾ Maillage dans un réservoir homogène équivalent ⁽²⁾	127
Figure VII.9 : Maillage adopté pour le réservoir	127
Figure VII.10 : distribution des profondeurs dans le champ	128
Figure VII.11 : Distribution des porosités dans le champ.....	128
Figure VII.12 : Modèle numérique double porosité (puits horizontal) (sans effets de puits) (t=100 heures).....	129
Figure VII.13 : Simulation du réservoir (100 heures) (sans prendre en compte les effets de puits).....	129
Figure VII.14 : Modèle double porosité (puits horizontal) (avec effets de puits) (t=100heures).....	130
Figure VII.15 : Simulation du réservoir (100 heures) (avec prise en compte des effets de puits).....	130
FigureVII.16 : modèle analytique double porosité (puits horizontal) à limite circle (avec effets de puits).....	131
Figure VII.17 : Maillage adopté pour le réservoir.....	133
Figure VII.18 : Distribution des profondeurs dans le champ.....	134
Figure VII.19 : Distribution des porosités dans le champ.....	134
Figure VII.20 : Modèle numérique : puits horizontal, réservoir homogène à limite rectangle.....	135
Figure VII.21 : Simulation du réservoir (t=150 heures).....	135

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Les différentes écritures de l'équation de diffusivité	9
Tableau I.2: Les conditions aux limites (Réservoirs homogène infini).....	10
Tableau I.3 Les variables adimensionnelles.....	10
Tableau I. 4 Ecriture adimensionnelle du problème.....	10
Tableau IV.1 : Classification des puits horizontaux	77
Tableau VI-1 : Données nécessaires pour l'interprétation (Puits MD57).....	100
Tableau VI-2 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits MD57).....	103
Tableau VI-3 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits MD57).....	103
Tableau VI-4 : Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONIZ421).....	103
Tableau VI-5 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONIZ 421).....	106
Tableau VI-6 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits ONIZ421).....	106
Tableau VI-7 : Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONMZ303).....	108
Tableau VI-8 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONMZ 303).....	108
Tableau VI-9 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits ONMZ303).....	108
Tableau VI-10 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONMZ303).....	109
Tableau VI-11 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle(Puits ONMZ303).....	109
Tableau VI-12 :Données nécessaires pour l'interprétation (Puits OMLZ45).....	110
Tableau VI-13 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits OMLZ45).....	112
Tableau VI-14 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle(Puits OMLZ45).....	112
Tableau VI-15 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits OMO48).....	113
Tableau VI-16 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits OMO48).....	115
Tableau VI-17 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle(Puits OMO48).....	115
Tableau VII-1 : Donnés des puits avoisinants au puit MD57.....	128
Tableau VII-2 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi.....	131
Tableau VII-3 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle	131
Tableau VII-4 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi.....	131

Tableau VII-5 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle.....	132
Tableau VII-6 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi.....	132
Tableau VII-7 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle.....	132
Tableau VII-8 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi.....	132
Tableau VII-9 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle.....	132
Tableau VII-10 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONMZ303).....	133
Tableau VII-11 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi	135
Tableau VII-12 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle.....	136

Nomenclatures

A : aire de drainage du puits.	P_i : Pression initiale
a : distance du puits au bout du chenal ϕ :	P_b : Pression de bulle ;
Porosité ;	P_g : pression de gisement;
hu : hauteur utile ;	P_{wf} : well flowing pressure;
μ : Viscosité ;	L_w : Longueur du puits;
B : Facteur de volume ;	T_F : température de fond ;
Q : Le débit (rate change) ;	P_{FD} : pression de fond dynamique (pression de fond en débit) ;
q_g : débit surface de gaz ;	PLT: pressure logging tool;
q_{max} : débit maximal de puits en écoulement polyphasique.	WBS: well bore storage et skin;
q_w : débit surface d'eau ;	P_i : pression initiale;
T_F : Le temps fictif ;	PVT: pression volume temperature;
S_a : Skin due à l'anisotropie en puits horizontal ;	DST: Drill steam test;
S_g : saturation en gaz ;	TDS: TIAB Direct Synthesis;
S_o : saturation en huile ;	SBU: short build-up;
S_w : saturation en eau ;	LBU: longue build-up
S_z : Le Skin géométrique ;	ECP : external casing packers ;
S_m : Le skin mécanique ;	BUR : build up rate ;
k : perméabilité ;	ρ : Masse volumique;
kh : l'hydro conductivité ;	$IP_{réel}$: index de productivité réel ;
k/μ : Mobilité ;	$IP_{idéal}$: index de productivité ;
k_z/k_r : L'anisotropie ;	K : diffusivité hydraulique ;
IP : L'index de productivité ;	k_v : perméabilité verticale ;
Ri : Rayon d'investigation ;	k_h : perméabilité horizontale ;
r_w : rayon du puits ;	k_x : perméabilité suivant l'axe de x ;
r_D : rayon sans dimension ;	k_y : Perméabilité suivant l'axe de y ;
R_s : rapport de dissolution de l'huile ;	k_z : Perméabilité suivant l'axe de z ;
r_s : rayon du skin réel ;	k_s : Perméabilité du skin ;
C : Capacité de puits ;	l : largeur du chenal ;
C_A : facteur de forme de l'aire de drainage ;	L : longueur du drain horizontal ;
C_D : Capacité de puits sans dimension;	T_o : temps d'ouverture ;
C_{Df} : Capacité de puits sans dimension des fissures ;	T_f : temps de fermeture ;
C_{Df+m} : Capacité de puits sans dimension du réservoir fissuré ;	t_D : temps sans dimension ;
C_{Dm} : Capacité de puits sans dimension de la matrice ;	t_{DA} : temps sans dimension rapporté à l'aire de drainage ;
C_{f+m} : Capacité du réservoir fissuré	GOR: gas oil rapport;
c_e : compressibilité équivalente ;	h_e : épaisseur d'un écran en réservoir bicouche
c_o : compressibilité de l'huile ;	κ : contraste de transmissivité entre deux couches en réservoir multicouche
c_p : compressibilité des pores ;	λ : paramètre d'échange entre matrice et fissures ou d'échange entre deux couches en réservoir bicouche.
c_{pf} : compressibilité des vides situés dans les fissures ;	ω : contraste de capacité entre matrice et fissures ou entre deux couches en réservoir bicouche.
c_{pm} : compressibilité des pores de la matrice ;	σ : grandeur caractérisant l'excentrement du puits ;
C_r : conductivité relative de fracture ;	θ : angle : entre deux failles sécantes du puits dévié dans un réservoir.
C_t : compressibilité totale ;	
d : distance du puits à une limite ;	
e : excentrement du puits dans le chenal ;	
P_D : Pression sans dimension ;	
P_{DMDH} : Pression sans dimension de Miller - Dyes -Hutchinson.	
P^* : Pression extrapolé.	

Introduction générale

I-Introduction

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état du puits et du réservoir dans un rayon plus ou moins étendu avec les différents paramètres qui agissent sur la production tel que : la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le KH etc..... La connaissance de ces paramètres permet de faire les prévisions de la production et de déduire la meilleure manière de développer le gisement (nécessité ou non des opérations de stimulation, récupérations assistées etc.....). Il est nécessaire d'effectuer des mesures de pression en fonction du temps, d'une manière périodique pour gérer la pression de gisement et évaluer l'état du réservoir et du puits pendant la production (colmatage, percée du tubage, perte de fluide au niveau du puits, etc...).

Jusqu'aux années 70, les méthodes conventionnelles ont été les seules disponibles.

Celle-ci consistaient à repérer sur la courbe d'évolution de la pression les différentes périodes d'écoulements caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique, l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps, qui se traduit par une droite permettant de déterminer, selon l'écoulement, certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

Se contenter uniquement des méthodes conventionnelles présente plusieurs inconvénients :

- Diagnostiquer un écoulement est parfois délicat ;
- L'interprétation ne prend en compte que les points situés sur la courbe tracée ;
- Tracer la bonne droite est parfois délicat.

Ceci est insuffisant compte tenu de l'importance de cette opération et du développement des outils informatiques

Une autre méthode plus moderne et plus précise est la méthode des courbes types, elles sont apparues, dans un premier temps sous forme de planches. Leur extension est directement liée aux progrès importants de l'informatique (Progrès en terme de réduction considérable de temps de calcul), à l'aide d'un modèle analytique, et en faisant moins d'hypothèses simplificatrices. Ce progrès offre la possibilité de simuler l'évolution de la pression en fonction d'une configuration réservoir- puits choisie au préalable. De plus l'introduction de la dérivée de la pression a sensiblement amélioré les courbes types. Cette procédure, introduite par Bourdet et Al, permet d'identifier les régimes d'écoulement d'une façon très significative.

Bien que la dérivée ait beaucoup d'avantages, faut il signaler cependant qu'elle présente un inconvénient : elle amplifie les bruits associés au signal enregistré, et par conséquent, nécessite un lissage afin de reproduire l'information originale.

Les méthodes analytiques (méthodes conventionnelles, courbes types, dérivées) sont peu précises à cause de la non prise en compte de la non linéarité qui se trouve dans l'équation de diffusivité ainsi que la négligence de certaines données qui peuvent être décisives dans le choix du modèle; un modèle qui cale bien n'est pas toujours le modèle qui représente au mieux la réalité.

Pour cette raison, Nous allons essayer d'introduire les modèles numériques qui sont plus globaux et précis que les précédents modèles. Une analyse de quelques puits au champ de HASSI MESSAOUD a été faite avec un modèle numérique.

II Objectif :

Vu la croissance des puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud, il m'a été proposé de faire une analyse et interprétation des essais de puits horizontaux par la Division Petroleum Engineering et Développement (PED).

L'objectif de notre travail consiste à donner un aperçu général sur les puits horizontaux, une analyse et interprétation des essais des puits par les méthodes dites analytiques ainsi que montrer l'apport que pourrait apporter les modèles numériques dans l'amélioration de l'interprétation en espérant passer d'un modèle au puits à un modèle au champ.

III Introduction sur les essais des puits horizontaux :

Dans les vingt dernières années, les puits horizontaux sont devenus extrêmement populaires dans l'industrie pétrolière, constituant une partie intégrale de la production des hydrocarbures. Depuis l'augmentation de l'importance de ces puits, la connaissance et l'interprétation des essais de ce type de puits sont nécessaires.

L'interprétation des données d'essai dans un puits horizontal est beaucoup plus difficile que l'interprétation des mêmes données dans un puits vertical, parce que l'effet de capacité de puits (wellbore storage) dans des puits horizontaux est plus significatif et la géométrie d'écoulement est plus complexe. De plus contrairement aux puits verticaux où on observe qu'un seul régime d'écoulement, les puits horizontaux présentent une succession de régimes d'écoulements. L'interprétation des essais de puits peut devenir même plus complexe si le puits horizontal n'est pas centré dans le réservoir.

Des méthodes spécifiques, montrant les différentes géométries d'écoulement et leurs caractéristiques sous des conditions idéales, ont été identifiées. Sachant ces caractéristiques, une prédiction des paramètres du réservoir (perméabilité, skin, etc.) peut être faite. Ce travail présente deux approches pour l'analyse d'essais dans des puits horizontaux. Les méthodes analytiques et les méthodes numériques. Les détails de chaque méthode sont expliqués, avec les équations et la procédure impliquée pour obtenir les valeurs des paramètres du réservoir.

Notre travail est organisé de la manière suivante :

Le chapitre I : Fait un rappel et une introduction aux essais de puits

Le chapitre II : Expose les différentes méthodes analytiques d'interprétation des essais de puits.

Le chapitre III : s'intéresse aux différentes configurations Réservoir-puits.

Le chapitre IV : Donne un aperçu sur les puits horizontaux.

Le chapitre V : Présente la configuration géologique du champ de HASSI MESSAOUD.

L'application des méthodes analytiques est présentée au chapitre VI.

Le chapitre VII fait introduire les modèles numériques dans les essais de puits.

Enfin, ce travail est clôturé par une conclusion générale et quelques recommandations.

Théorie de base des Essais de puits

I. Introduction

Pendant la durée de vie d'un puits de pétrole ou de gaz, en production, qui commence avec la fin du forage et se termine avec la fermeture du puits, il est nécessaire de connaître les paramètres du réservoir ainsi que leur évolution en fonction du temps.

Il s'agit donc de procéder aux différents types de test de puits comme : Les essais de puits en cours de forage, les essais de formation en trou découvert....

Le principe des essais de puits et leurs techniques sont liés à toute la durée de l'existence d'un puits producteur. Ils permettent de savoir d'abord s'il sera producteur, qu'elle sera sa capacité de production, son taux de production et ensuite suivre son évolution.

Les essais de puits ont pour objet la mesure de paramètres essentiels à la connaissance du puits et du gisement. On cherche à obtenir des estimations des pressions et de la productivité du puits, à atteindre des valeurs des caractéristiques du réservoir dans un rayon plus ou moins grand autour du puits et à recueillir un échantillon représentatif des effluents.

La connaissance de ces paramètres exige la mesure simultanée, avec précision possible, des débits des effluents et des pressions et températures de fond et de surface. Ces mesures peuvent intéresser aussi bien le puits soumis aux essais qu'un puits d'observation.

II. Principe

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir afin

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

Pour ce faire, on fait varier le débit du puits ; cette variation de débit provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits.

La mesure de pression peut être faite :

- soit dans un puits émetteur de la perturbation de débit : c'est le mode opératoire utilisé dans la majorité des essais,
- soit dans un autre puits : c'est l'objet des tests d'interférences.

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.

III. Différents types d'essais de puits [21], [16], [11]

Trois types d'essais sont faits sur les puits. Ce sont :

- Les essais initiaux ;
- Les essais périodiques ;

- Les essais d'interférence.

III.1. Les Essais initiaux

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploration, et à établir une première prédiction de la production .Ils permettent de déterminer des paramètres du réservoir suivants :

- l'indice de productivité ;
- l'hydro conductivité kh ;
- Le skin effect (effet pariétal) ;
- Pression statique ;
- Le rayon de drainage ;
- L'échantillonnage et étude PVT.

Ce type d'essai est réalisé une seule fois dans la vie d'un puits.

▪ Le DST (Drill Steam Test)

Le DST est un essai initial réalisé sur un puits nouvellement foré. Il a pour but :

- De recueillir des échantillons des fluides contenus dans la formation ;
- D'estimer grossièrement le débit de la couche ;
- De connaître la pression de gisement grâce aux manomètres de fond.

Ces renseignements peuvent être obtenus :

- En cours de forage,
- Après le forage,
- Après cimentation d'une colonne.

Ils sont réalisés avec les tiges de forages (appareil en place) et du matériel approprié .Ils peuvent être réalisés soit en trou tubé soit en trou ouvert (open hole).

▪ Le test potentiel

C'est un test qu'on fait dans le but de savoir le potentiel du puits. Il s'exécute directement après la complétion du puits et juste avant la mise en production. Son but est de confirmer les résultats du DST.

III. 2. Essais périodiques

Ces essais, souvent simplifiés, sont conduits comme les essais initiaux. Leur périodicité peut être de 3, 6 ou 12 mois par exemple, en fonction de la rapidité de l'évolution des paramètres du puits. Ils sont aussi utilisés pour confirmer la description du réservoir et évaluer les besoins de traitement : la fracturation hydraulique, l'acidification, la nouvelle complétion etc.

Les essais périodiques sont aussi faits afin de suivre l'évolution du gisement et des puits.

Ils ont pour but la détermination :

- De la pression statique du gisement ;
 - Du potentiel des puits (index de productivité ou d'injectivité en particulier) ;
 - Des Kh lointains et moyens autour de chaque puits, et du colmatage ;
-

- Eventuellement, des gradients statique et dynamique, ainsi que le contrôle des effluents. Ils permettent de suivre l'évolution des caractéristiques du gisement et des fluides.

Ces essais, qui peuvent intéresser tant les puits en exploitation que les puits d'observation, comportent un enregistrement soit sur:

- une période de débit;
- une période de fermeture;
- les deux.

Ces essais sont réalisés plusieurs fois dans la vie des puits.

III .3. Essais d'interférence

Dans les tests précédents, les essais ne concernent qu'un seul puits. La pression est mesurée dans le puits où l'on fait varier le débit. Par contre, les tests d'interférences concernent plusieurs puits. Ils consistent généralement à mesurer sur un puits, appelé récepteur, les effets d'une perturbation de pression provoquée dans le gisement en faisant varier le débit d'un puits voisin, appelé émetteur(ou d'essai).

Les tests d'interférences permettent d'établir s'il y a ou non, communication entre les deux puits et de caractériser cette communication. Ils ont pour but :

- La connaissance de l'hétérogénéité de réservoir ;
- La précision sur les interfaces eau –hydrocarbures ;
- Avoir un renseignement sur les activités d'aquifères

Tous ces éléments sont fondamentaux pour la connaissance du gisement, et notamment pour la simulation du gisement et sa modélisation.

o Remarque

Depuis quelques années, on utilise aussi une méthode appelée « pulse » (pulse testing) qui consiste à ouvrir et à fermer régulièrement un puits pendant de courtes périodes de quelques heures. Cette méthode n'est valable que pour les « Kh » assez élevées et des distances faibles entre les deux puits.

IV. Les Equations de base

IV. a Loi de Darcy

Tout écoulement de fluide en milieu poreux s'accompagne d'une perte d'énergie qui se traduit par une chute de pression.

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Examinons son domaine d'application et ses conséquences sur un essai de puits.

o Exposé de la loi :

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

- Au gradient de pression exercé sur l'échantillon ;
- A la section S de l'échantillon ;
- A la mobilité $\frac{k}{\mu}$ du fluide.

- La loi de Darcy s'applique à l'intérieur d'un intervalle de temps pendant lequel le débit et les différents paramètres sont constants.
- Elle ne dépend ni de la porosité du milieu ni de la compressibilité des fluides ou celle de la roche.

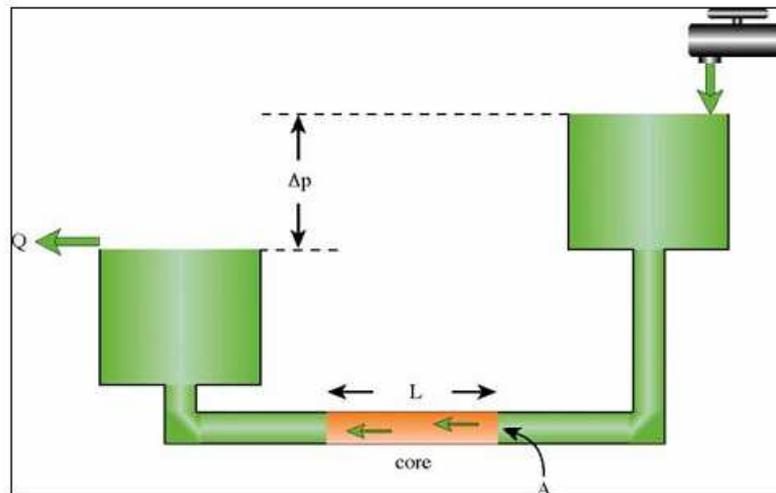


Figure I. 1 Expérience de Darcy

○ **Expression vectorielle**

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

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad}} P \dots\dots\dots(1.1)$$

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

La loi de Darcy peut aussi s'exprimer en fonction de la vitesse de filtration du fluide :

$$\vec{V} = \frac{\vec{q}}{S} \dots\dots\dots(1.2)$$

$$\vec{V} = -\frac{K}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}} P \dots\dots\dots(1.3)$$

(Cette vitesse est différente de la vitesse apparente dans le milieu $\frac{\vec{V}}{\phi S_o}$.)

○ **Expression en écoulement radial circulaire**

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

$$q = \frac{k}{\mu} 2 \pi r h \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots(1.4)$$

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

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{p_w - p_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}} \dots\dots\dots(1.5)$$

IV. b La compressibilité [6]

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

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

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_{Total} \dots\dots\dots(1.6)$$

Soit encore en fonction de sa masse volumique :

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_{Total} \dots\dots\dots(1.7)$$

o Compressibilité totale dans un réservoir pétrolier

Dans un réservoir pétrolier plusieurs éléments sont compressibles :

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

Lors d'une décompression, le fluide est produit :

- Par expansion des fluides :

$$\text{Huile : } \Delta V_o = C_o S_o V_p \Delta p \dots\dots\dots(1.8)$$

$$\text{Eau : } \Delta V_w = C_w S_w V_p \Delta p \dots\dots\dots(1.9)$$

- Par diminution du volume des pores V_p

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

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

$$\Delta V_p = C_p V_p \Delta p \dots\dots\dots(1.10)$$

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

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

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_p \dots\dots\dots(1.11)$$

C_t, C_o, C_w, C_p : sont successivement les compressibilités : totale, de l'huile, de l'eau et de la formation.

S_o, S_w : la saturation en huile et en eau.

La capacité compressible d'un volume unitaire du milieu poreux est égale à $\phi.C_t$

○ **Compressibilité équivalente**

Le réservoir est modélisé par :

Une roche poreuse incompressible, de porosité ϕ et de saturation en huile S_o ;

Un fluide de compressibilité équivalente :

$$C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_p}{S_o} \dots\dots\dots(1.12)$$

○ **Ordre de grandeur**

L'ordre de grandeur des compressibilités est de :

- 3 à 10.10^{-6} psi⁻¹ pour le fluide
- 3.10^{-6} psi⁻¹ pour l'eau
- 3 à 100.10^{-6} psi⁻¹ pour les pores

IV. c L'équation de diffusivité [10], [20]

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps.

○ **La loi d'écoulement**

La loi utilisée pour décrire la circulation des fluides est la loi de Darcy. L'expression utilisée est celle de l'équation (1.3).

$$\vec{V} = \frac{-k}{\mu} \text{grad } P \dots\dots\dots(1.3)$$

○ **La loi de conservation de la masse**

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

$$\text{div. } \rho \vec{V} + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots(1.13)$$

La masse volumique : $\rho = \frac{m}{v}$

○ **L'équation d'état :**

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente du fluide mobile :

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots(1.7)$$

- L'équation de diffusion :

Considérons l'équation de conservation de la masse (1.13). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (1.3) et l'équation d'état (1.7).

Nous obtenons une expression en pression :

$$\Delta P + C_e \left(\overrightarrow{\text{grad}P} \right)^2 - \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (1.14)$$

En utilisant les hypothèses suivantes :

- 1) Compressibilité des fluides faible et constante (c'est le cas pour un liquide, pas pour un gaz);
- 2) Gradients de pression faibles (c'est le cas dans les réservoirs où les vitesses d'écoulement sont faibles), le terme $C_e \left(\overrightarrow{\text{grad}P} \right)^2$ de l'équation (1.14) est négligeable.

Donc l'équation obtenue est celle de la diffusivité ordinaire :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (1.15)$$

$$K = \frac{k}{\phi \mu C_t} \text{ est appelé } \mathbf{\text{diffusivité hydraulique du milieu.}}$$

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

L'équation de diffusivité dans le cas d'un écoulement radial circulaire s'écrit comme :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (1.16)$$

On peut donc résumer les écritures de l'équation de diffusivité par ces différentes écritures :

Forme générale $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \cdot \frac{k}{\Phi \cdot \mu \cdot c_t} \cdot \nabla^2 p.$
Ecoulement radial $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \cdot \frac{k}{\Phi \cdot \mu \cdot c_t} \cdot \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$
Ecoulement linéaire $\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \cdot \frac{k}{\Phi \cdot \mu \cdot c_t} \cdot \frac{\partial^2 p}{\partial x^2}$

Tableau I.1 : Les différentes écritures de l'équation de diffusivité

○ **Résolution de l'équation de diffusion**

▪ **Conditions aux limites**

L'équation qui décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits est obtenue en résolvant l'équation de diffusivité avec plusieurs conditions aux limites. Ces conditions aux limites décrivent :

- L'état des pressions au début de l'essai ;
- Les limites du réservoir et
- L'état du puits.

Si on prend l'exemple le plus simple qu'on peut rencontrer, le cas d'un réservoir homogène infini, on aura les conditions aux limites suivantes :

Equation de diffusivité radial (cas homogène)	$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \cdot \frac{k}{\Phi \cdot \mu \cdot c_i} \cdot \frac{1}{r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right]$
Condition initiale	$p(t = 0, r) = p_i$
Condition aux puits	$\lim_{r \rightarrow 0, t} \left[r \frac{\partial p}{\partial r} \right] = 141.2 \frac{Q \cdot \mu}{kh}$
Condition réservoir (infini)	$\lim_{r \rightarrow \infty} [p(r, t)] = p_i$

Tableau I.2 Les conditions aux limites (Réservoirs homogène infini)

Il est indispensable de rendre le problème adimensionnel car on doit éliminer les paramètres qui affectent d'une manière quantitative afin de pouvoir généraliser le problème pour n'importe quel type de réservoir.

Les variables adimensionnelles s'écrivent :

Distance adimensionnelle	$r_D = \frac{r}{r_w}$
Pression adimensionnelle	$P_D = \frac{kh}{141.2 \cdot Q \cdot \mu} (p_i - p)$
Temps adimensionnel	$t_D = 0.0002637 \cdot \frac{k \cdot t}{\Phi \cdot \mu \cdot c_i \cdot r_w^2}$

Tableau I.3 Les variables adimensionnelles

Et le problème s'écrira donc :

Equation de diffusivité radial homogène	$\frac{\partial p_D}{\partial t} = \frac{1}{r_D} \left[\frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]$
Condition initiale	$p_D(t_D = 0, r_D) = 0$
Condition aux puits	$\lim_{r_D \rightarrow 0, t_D} \left[r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right] = -1$
Condition Réservoir (infini)	$\lim_{r_D \rightarrow \infty} [p_D(r_D, t_D)] = 0$

Tableau I.4 Ecriture adimensionnelle du problème

Cette équation adimensionnelle est indépendante de tous les paramètres physiques ; elle est la base de l'interprétation de tout essai de puits. Cependant quelques paramètres supplémentaires doivent être pris en considération (Skin, Capacité au champ....)

La solution de ce problème est obtenue en lui appliquant la transformation de Laplace ou de Fourier, la transformation de Laplace est la plus utilisée dans l'interprétation de ce phénomène, après résolution on obtient l'équation suivante :

$$P_D(r_D, t_D) = -E_i\left(-\frac{r_D^2}{4.t_D}\right) \dots\dots\dots(1.17)$$

Où la fonction E_i est la fonction exponentielle intégrale.

L'écriture dimensionnelle de cette fonction est :

$$P(r, t) = p_i - \frac{70.6Q\mu}{kh} \left[E_i\left(-\frac{948.1.\Phi.\mu.r^2}{kt}\right) \right] \dots\dots\dots (1.18)$$

L'écoulement est de type radial, après une certaine période qui est généralement la période de la fin de l'effet de capacité de puits, on peut faire une approximation de la fonction exponentielle intégrale et la relation (1.17) deviendra donc :

Pour $t_D \geq 100.r_D^2$ on aura $P_D(r_D, t_D) \approx \frac{1}{2} \left[\ln\left(\frac{t_D}{r_D^2}\right) + 0.80907 \right] \dots\dots\dots (1.19)$

Et pour les variables dimensionnelles on aura :

Pour $t \geq \frac{379200.\Phi.\mu.c_i.r^2}{k}$ $p(t) \approx p_i - \frac{162.6Q.\mu}{kh} \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi.\mu.c_i.r^2}\right) - 3.2275 \right] \dots(1.20)$

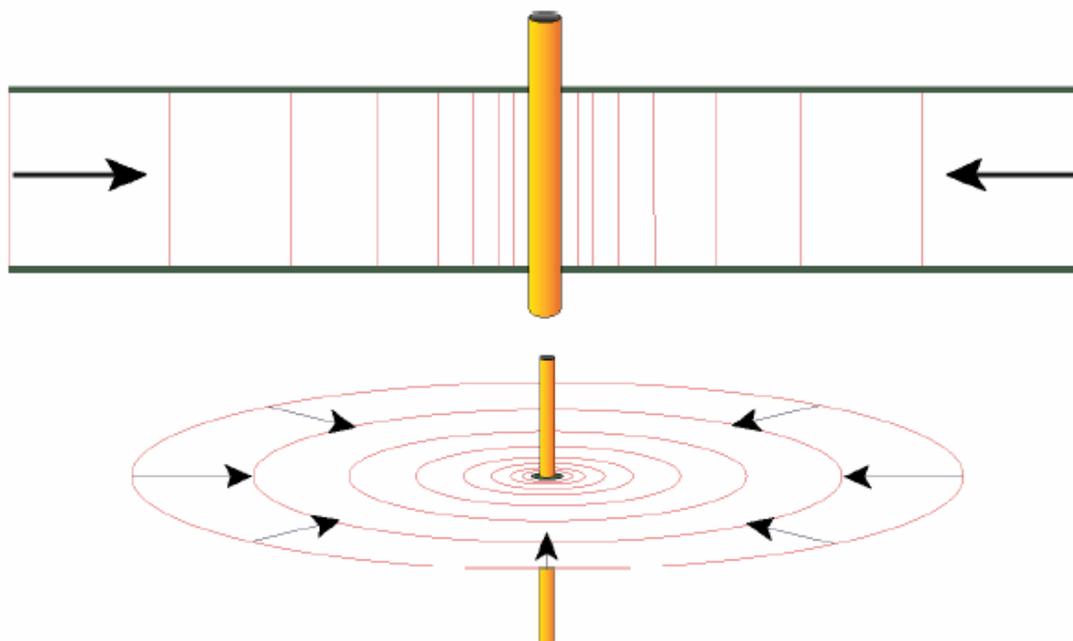


Figure I. 2 Ecoulement radial (Réservoir homogène infini)

V-1 Zone compressible [20]

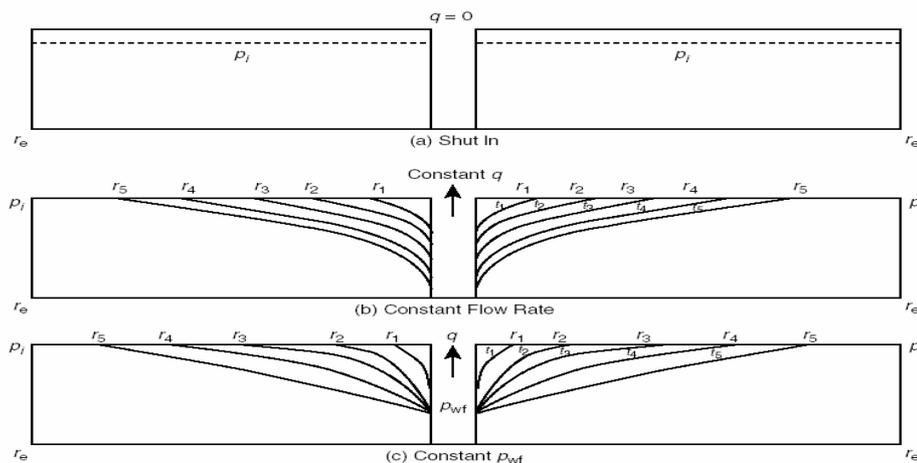


Figure 1.17 Pressure disturbance as a function of time.

Figure I. 3 Distribution de la pression en fonction du temps (zone compressible)

C'est dans cette zone que sont mises en jeu les propriétés compressibles du réservoir qui permettent au débit de passer de 0 à q_B .

L'évolution de la pression au puits depuis la pression initiale est égale à l'évolution de la perte de charge entre l'infini et le puits.

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

Au début de l'essai, la variation de la pression traduit les propriétés du réservoir aux abords du puits. Plus tard l'essai investigate des régions plus éloignées.

C'est cette propriété qui permet à un essai de puits :

- De caractériser des propriétés moyennes à grande distance du puits : (perméabilité par exemple) ;
- De percevoir des hétérogénéités de faciès et
- De déceler des barrières de perméabilité.

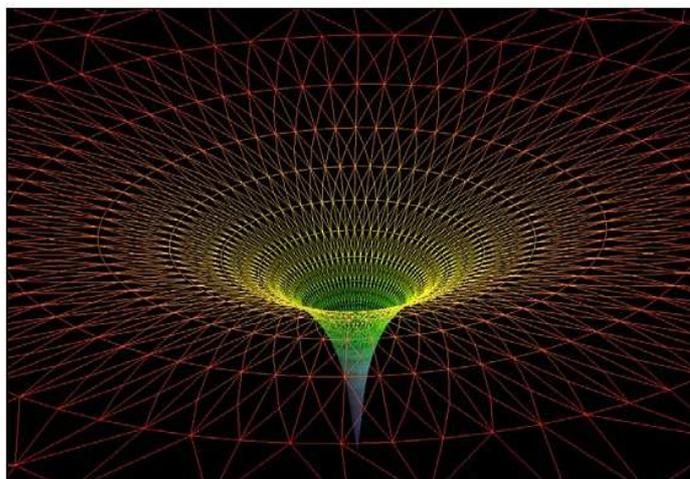


Figure I. 4 Délimitation de la zone compressible

V-2 Rayon d'investigation

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

La littérature pétrolière présente un grand nombre de définitions différentes du rayon d'investigation.

V-2.a La définition de Jones

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

$$r_i = 4.00 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{en unités SI}) \dots \dots \dots (1.21)$$

V-2.b Définition de Poettman

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

$$r_i = 4.29 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{en unités SI}) \dots \dots \dots (1.22)$$

V-2.c La définition de J.Lee et Muskat

Le rayon d'investigation est l'endroit où l'évolution de la pression est plus rapide.

Soit
$$r_i = 2.00 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{en unités SI}) \dots \dots \dots (1.23)$$

Son expression dans des systèmes d'unités pratiques est la suivante :

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots \dots \dots (1.24)$$

$$r_i = 0.038 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} \quad (\text{en unités pratiques métriques}) \dots \dots \dots (1.25)$$

VI Régimes d'écoulement

VI. a Régime transitoire

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

Pendant cette période le régime d'écoulement est transitoire.

VI. b Régime pseudo permanent

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

VI. c Régime permanent

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement est permanent. C'est le régime d'écoulement existant en

production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gas cap ou d'un aquifère, quand la mobilité d'eau est grande devant celle de l'huile.

Un essai de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir.

VII Capacité de puits (Wellbore storage) :

VII. a Définition :

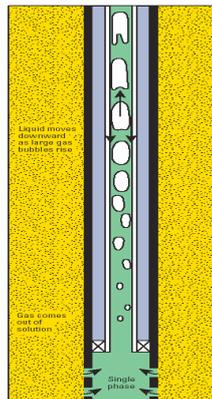


Figure 2. Wellbore storage effects are due to the compressibility of the fluids in the wellbore. Afterflow is induced after shutting in the well because flow from the reservoir does not stop immediately but continues at a slowly diminishing rate until the well pressure stabilizes. A further complication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

Figure I .5 Wellbore Storage (Effet de capacité au puits -Fermeture au fond-)

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

Le débit qui sort de la formation suit une variation progressive en raison de la compressibilité de la colonne de fluide dans le tubing entre le fond et le point de fermeture.

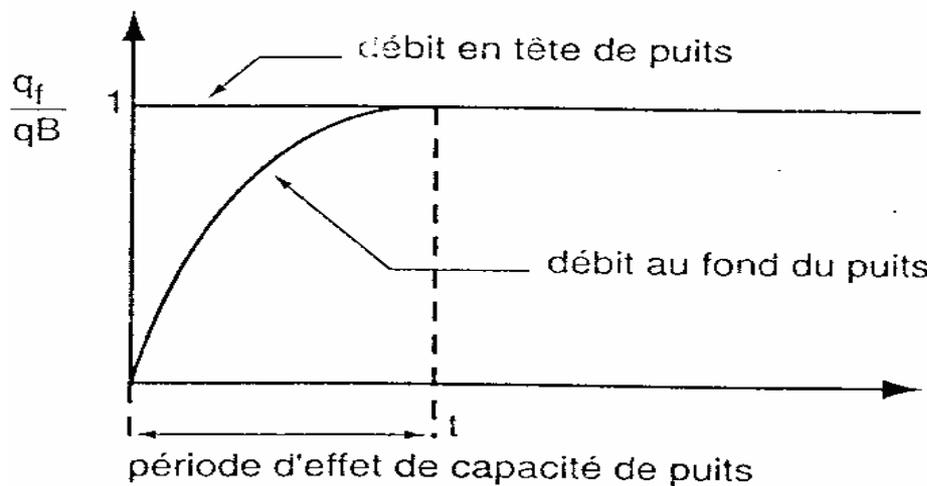


Figure I .6 Evolution du débit pendant la période de l'effet de capacité de puits

Lors d'une mise en production en tête de puits, le débit en tête est supposé passer instantanément de 0 à q , le débit au fond ne passe pas instantanément de 0 à q_B . La mise en production au fond se fait progressivement. Cette période, pendant laquelle le débit de fond évolue, est appelée période d'effet de capacité de puits.

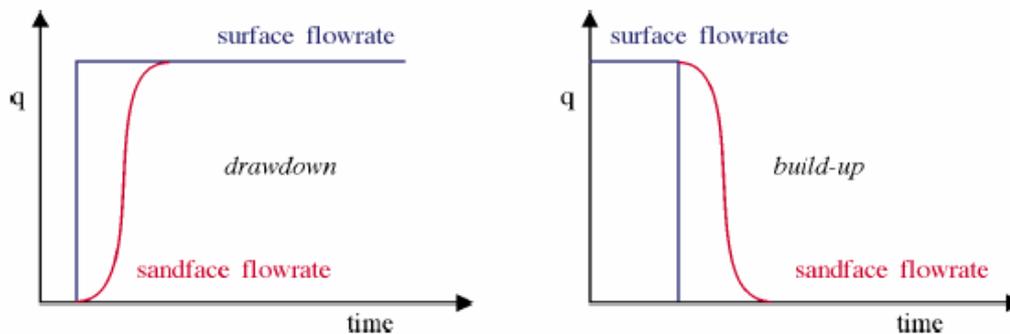


Figure I.7 Effet de capacité de puits pour un drawdown⁽¹⁾ et un buildup⁽²⁾

La capacité du puits est définie par :

$$C = \frac{-\Delta V}{\Delta P} \dots\dots\dots(1.26)$$

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

ΔP : variation de la pression appliquée au puits.

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

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

$$C_D = \frac{C}{2\pi\phi.C_r.h.r_w^2} \text{ (en unité SI et unités pratiques métriques) } \dots\dots\dots(1.27)$$

$$C_D = \frac{0.89C}{\phi.C_r hr_w^2} \text{ (en unités pratiques US) } \dots\dots\dots(1.28)$$

Evolution de la pression :

Juste après la mise en production du puits, la pression de fond évolue sous l'effet de capacité de puits.

$$\Delta p = \frac{qB.t}{24.C} \text{ (en unités pratiques métriques et US) } \dots\dots\dots(1.29)$$

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \text{ (en grandeur sans dimensions) } \dots\dots\dots(1.30)$$

VIII Le skin (Effet pariétal)

VIII. a Définition [6]:

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage, complétion et de traitement du puits etc.... ; cette zone altérée est appelée zone de skin.

Le skin (effet pariétal) traduit la différence de perte de charge qui existe aux abords du puits entre :

- Le réservoir tel qu'il est ;
- Le réservoir tel qu'il serait s'il avait des caractéristiques uniformes jusqu'au puits (perméabilité notamment).

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée à l'aide :

- d'un skin infinitésimal ;
- d'un skin d'épaisseur finie ;
- de la méthode du rayon effectif.

VIII. b Skin infinitésimal :

La perte de charge due au skin est définie par :

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{kh} S \dots\dots\dots(1.31)$$

Où :

$$\alpha = 1/2\pi \text{ (en unités SI)}$$

$$\alpha = 141.2 \text{ (en unités pratiques US)}$$

$$\alpha = 18.66 \text{ (en unités métriques).}$$

Dans l'approche de Hurst et Van Everdingen , la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits (figure I.8).

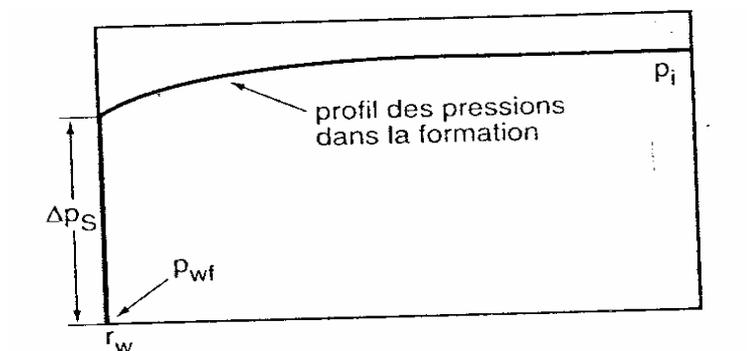


Figure I.8 Skin infinitésimal

VIII. c Skin d'épaisseur finie :

Une autre représentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité K_s autour du puits (figure I.9).

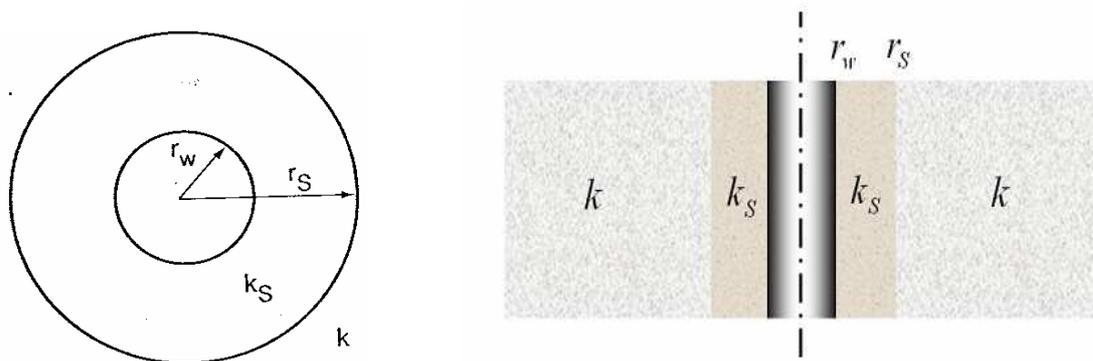


Figure I.9 Skin d'épaisseur finie

Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo permanent. Il est régi par la loi de Darcy.

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

$$\Delta P_s = \frac{qB\mu}{2\pi K_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi K h} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(1.32)$$

En exprimant ΔP_s à l'aide de l'équation 02, on obtient :

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(1.33)$$

o **Remarque :**

L'équation (1.33) montre qu'un **endommagement** ($K_s < K$) correspond à un skin positif. En cas de colmatage des abords du puits le skin peut prendre des valeurs très importantes, d'autant plus importantes que le milieu est perméable et l'endommagement fort.

Un traitement, comme : **une acidification ou fracturation** par exemple, vise à améliorer la perméabilité autour du puits et donc à diminuer la valeur du skin.

L'équation (1.33) montre qu'une amélioration de perméabilité correspond à un Skin négatif.

VIII. d Méthode du rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de Skin S par un puits fictif de rayon r'_w et de Skin nul (figure I.10).

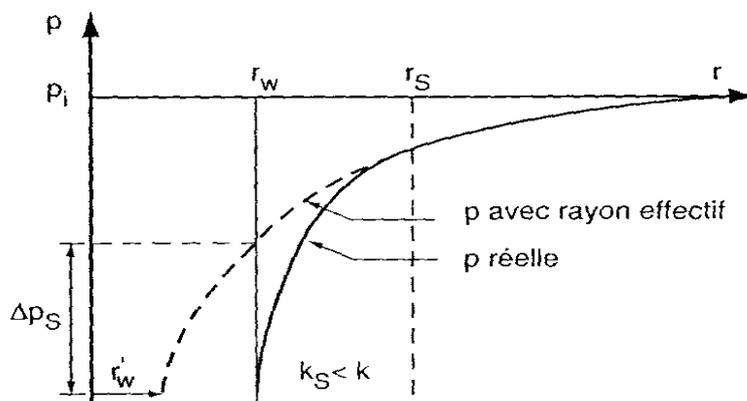


Figure I.10 Méthode du rayon effectif

Le rayon r'_w est déterminé de façon à ce que la perte de charge entre le r_s et r'_w dans le puits fictif soit égale à la perte de charge entre r_s et r_w dans le puits réel :

$$\Delta P(r'_w, S = 0) = \Delta P(r_w, S) \dots \dots \dots (1.34)$$

En exprimant ces pertes de charge avec la loi de Darcy :

$$\frac{qB\mu}{2\pi Kh} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{qB\mu}{2\pi Kh} \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S \right) \dots \dots \dots (1.35)$$

On obtient :

$$r'_w = r_w \exp(-S) \dots \dots \dots (1.36)$$

Et donc si $S > 0$ le puits est endommagé

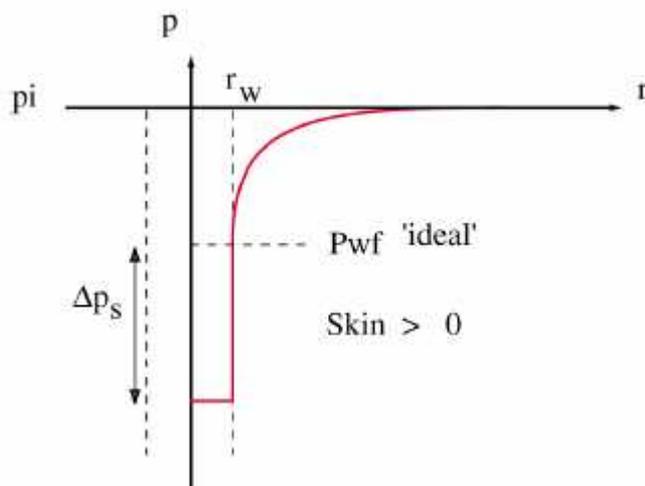


Figure I. 11 Skin positif

Et si $S < 0$ le puits est dit stimulé

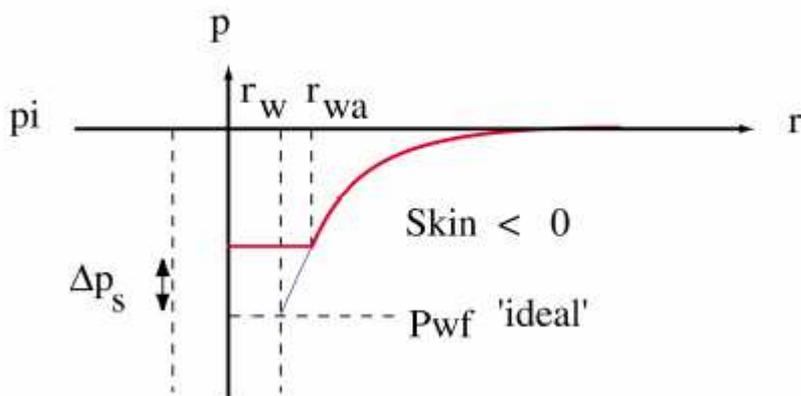


Figure I. 12 Skin négatif

Remarque :

La méthode de rayon effectif permet de présenter analytiquement le skin dans tous les cas de figure, y compris dans le cas où le Skin est négatif.

Le rayon effectif reflète, de manière synthétique, le résultat des traitements effectués sur le puits.

Ceci permet d'illustrer dans le cas d'un gravel pack (gravillonnage) que le rayon effectif du puits doit normalement être intermédiaire entre celui des crépines et celui de l'élargissement du trou, un rayon effectif inférieur à celui des crépines permet de suspecter un gravel pack particulièrement inefficace.

Le skin indique l'état de la liaison entre le trou et le réservoir. Pour cette raison, il est recommandé d'utiliser comme rayon r_w le rayon intérieur du trou pour calculer le skin, rayon intérieur du casing en cas de perforations, rayon intérieur de crépine en cas de gravel pack.

VIII. e Généralisation de la notion de Skin [6]:

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits.

Dans les paragraphes précédents, la perte de charge supplémentaire était due aux variations de perméabilité aux abords du trou. La notion de skin peut être généralisée à toute perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. C'est ainsi que le skin permet de rendre compte :

o Des perforations

Le skin dû aux perforations englobe plusieurs phénomènes :

- La restriction aux écoulements apportée par le trou de la perforation : skin positif ;
- Le poinçonnement du réservoir par l'opération de perforation : skin négatif (mini -facture) ;
- Le fait que sur un ensemble de perforations, seules quelques-unes sont actives : skin positif ;

Ces différents phénomènes ne sont généralement pas dissociés de l'effet d'endommagement.

o L'inclinaison du puits :

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux bords du puits ; elle contribue à un skin négatif.

o La perforation partielle du réservoir :

La perforation d'une partie seulement de la hauteur du puits provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits ; elle contribue à un skin positif.

o La fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique améliore considérablement les écoulements aux abords du puits ; elle conduit à un skin négatif.

o Un puits horizontal :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif du à l'amélioration apportée aux écoulements par le puits.

o Puits à gaz : écart à la loi de Darcy

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

Un skin positif, en fonction de l'augmentation du débit, traduit la perte de charge supplémentaire due à cet écart à la loi de Darcy.

o Skin d'injection :

L'injection de fluide (eau, polymères, etc...) dans le réservoir crée aux abords du puits une zone de mobilité différente. L'injection provoque une perte de charge supplémentaire qui peut

aussi être traitée comme skin quand la zone compressible a dépassé le rayon d'injection du fluide.

○ **Skin géologique :**

Le forage d'un puits dans une lentille mal alimentée peut se traiter en terme de skin :

- Le réservoir a les caractéristiques des régions lointaines alimentant la lentille ;
- Le skin reflète des caractéristiques de la lentille.

Dans tous ces cas la perte de charge additionnelle, localisée aux abords du puits, peut être traité comme un skin à condition que l'écoulement puisse être considéré comme permanent. Il faut pour cela que la zone compressible soit parvenue au-delà de la zone de skin.

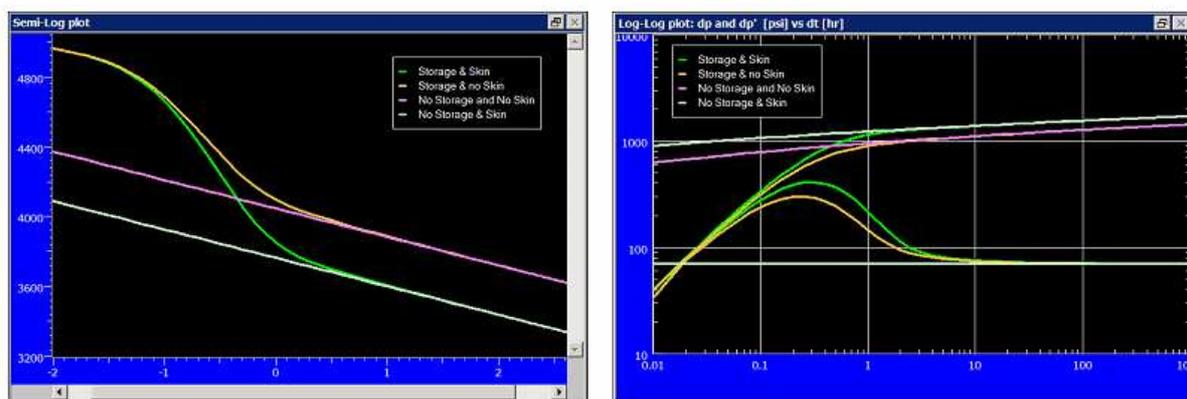
La notion d'abord du puits peut recouvrir des réalités très différentes :

- Dans le cas d'une acidification la perte de charge supplémentaire concerne une distance inférieure à 2m autour du puits.
- Dans le cas d'une fracture hydraulique il faut attendre que l'essai concerne des régions situées à plusieurs dizaines de mètres du puits avant de traiter la fracture en terme de skin.

Comportement (avec le Skin et le wellbore storage) :

Sur la figure (I.13) nous avons fait une comparaison entre les différents cas :

- 1- Prise en compte du skin et du Wellbore Storage.
- 2- Prise en compte du Skin seul
- 3- Prise en compte du Wellbore seul
- 4- Skin et Wellbore non pris en compte



FigI.13 : Les différents comportement pour un réservoir homogène (Variation du Skin et du wellbore)

IX Principe de superposition :

Toutes les équations qu'on a vues traduisent l'évolution de la pression à débit constant, comment décrire l'évolution de la pression dans le réservoir quand plusieurs variations de débits se succèdent ?

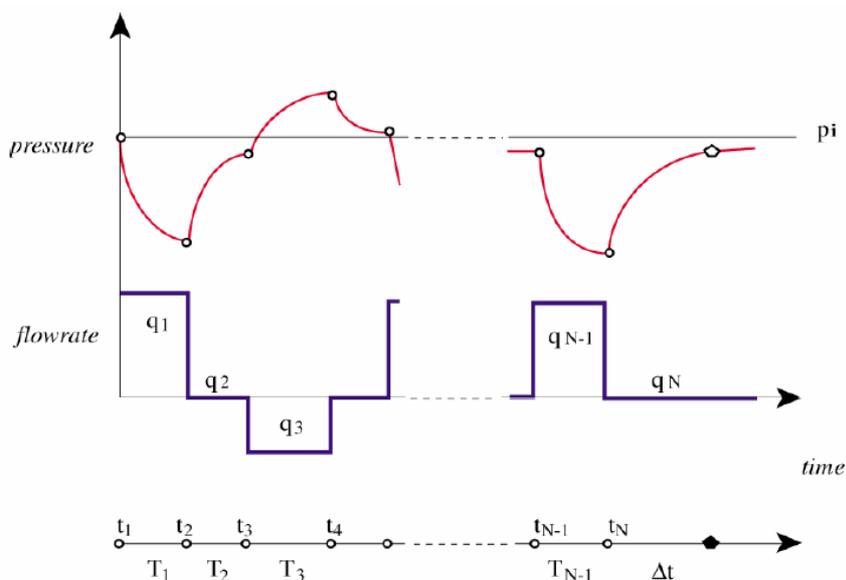


Figure I.14 Variation de la pression en fonction du débit

La manière habituelle de traiter ce problème est d'utiliser le fait que les équations de la pression sont linéaires en fonction du débit.

L'évolution de la pression due à plusieurs débits est égale à la somme des évolutions de pression consécutives à chacun des débits. Cette propriété s'appelle principe de superposition

$$p(t) = p_i - \sum_{i=1}^N \frac{q_i - q_{i-1}}{Q} \Delta p_{DD}(t - t_i) \dots \dots \dots (1.37)$$

Un cas particulier de la fonction de superposition est l'interprétation d'une remontée de pression (Build up), un Build up correspond à un débit nul.

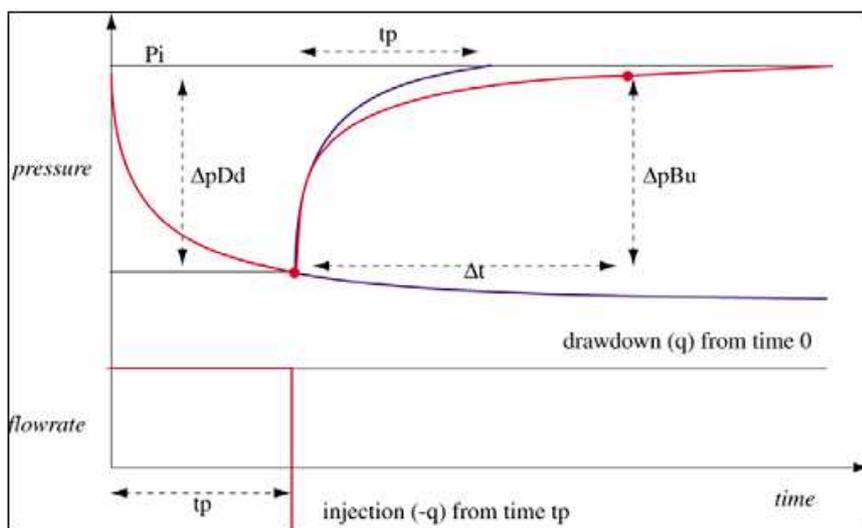


Figure I.15 Drawdown et Build up

La fonction de superposition qui caractérise un Build up est :

$$p_i - p(t) = \frac{qB\mu}{2\pi.kh} [p_D(t_p + \Delta t) - p_D(\Delta t)] \dots \dots \dots (1.38)$$

Les méthodes d'interprétations

I. Introduction :

De nombreuses méthodes permettent d'interpréter un essai de puits. Elles peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles ;
- Les méthodes modernes (méthodes utilisant les courbes types et celles utilisant la dérivée comme outil d'interprétation).

A l'intérieur de ces deux grandes familles, les méthodes dépendent de la nature du puits, du réservoir et ces limites.

II- a Les méthodes conventionnelles :

Les méthodes conventionnelles ont été mises au point à partir des années 1930. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 1970.

Elles consistent à repérer sur l'évolution de la pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

On va présenter dans ce travail les équations pour le cas d'un réservoir homogène infini (le cas le plus simple) puis on va essayer d'enrichir au fur et à mesure qu'on avance dans le travail en améliorant la configuration « réservoir- puits » afin de traiter les différents cas qu'on peut rencontrer lors d'un essai de puits.

Lors d'un essai de puits en réservoir homogène infini, deux écoulements sont visibles, si l'essai a une durée suffisante :

- un écoulement lié à l'effet de capacité de puits ;
- un écoulement radial circulaire sur toute la hauteur du réservoir.

L'écoulement lié à l'effet de capacité au puits a été déjà interprété dans le chapitre précédent, on va supposer que cet effet est terminé

Trois conditions de débit sont traitées :

- le test en débit (draw down) ;
- le test en remonté de pression (buildup). La remontée de pression est précédée d'un seul débit constant.
- L'historique quelconque des débits.

II- b Les méthodes utilisant les courbes types :

Ces méthodes sont apparues dans les années 1970, mais n'ont été diffusées et n'ont pris toute leur extension que dans les années 1980.

Elles sont apparues dans un premier temps sous forme de planches de courbes utilisant des paramètres sans dimension.

Pour permettre la représentation sous forme de planches, les courbes types font l'objet d'hypothèses simplificatrices qui limitent parfois sévèrement leurs conditions d'utilisation.

Leur extension est directement liée aux progrès importants de l'informatique : progrès en terme de réduction considérable des temps de calculs sur des ordinateurs de plus en plus importants.

Ces progrès offrent la possibilité de simuler à l'aide d'un modèle analytique, en faisant le minimum de simplifications, l'évolution de la pression attendue sur l'ensemble d'un essai de puits en fonction de la configuration réservoir puits choisie.

La réalisation des graphes des courbes types à l'aide d'un modèle puits implanté sur micro-ordinateur a permis de les débarrasser d'une bonne partie des limitations consécutives à la méthode.

A partir de 1983, les méthodes des courbes types ont été fortement améliorées par l'utilisation simultanée de la dérivée de la pression. Elles ont en commun le fait d'interpréter d'un seul coup la globalité de l'évolution de pression enregistrée au cours d'un essai de puits.

Cette propriété permet à l'interpréteur de déterminer la succession des écoulements visibles dans l'essai. Il peut ainsi porter un diagnostic sur son puits et son réservoir

La détermination des différentes périodes d'écoulement lui permet d'appliquer ensuite des méthodes d'interprétation conventionnelles adaptées à chaque écoulement

III Méthodes conventionnelles d'interprétation :

Ce sont les premières méthodes utilisées pour l'interprétation des essais des puits et elles dépendent essentiellement de la technique de test.

- 1) Test en débit (Drawdown) : droite semi-log
- 2) Remontée de pression (buildup) : Méthode de Horner
- 3) Remontée de pression Méthode de MDH

III .a Test en débit (Drawdown) :

Un test *Drawdown* se déroule comme suit :

- Le puits est fermé pour une période de temps suffisante pour que la pression se stabilise à travers le réservoir;
- La descente des équipements de mesure de pression au fond du puits;
- Le puits commence à débiter avec un débit constant en enregistrant la pression du fond;

La durée d'un essai *Drawdown* peut prendre quelques heures à quelques jours, tout dépend des objectifs du test et les caractéristiques de la formation.

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

$$q = \frac{k}{\mu} 2\pi r_w h \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots(2.1)$$

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

$$q = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{p_w - p_e}{\ln \frac{r_w}{r_e}} \dots\dots\dots(2.2)$$

L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits après une mise en production à débit constant q à été établie précédemment:

$$p_i - p(r, t) = - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \text{Ei} \left(\frac{-r^2}{4Kt} \right) \dots\dots\dots(2.3)$$

Où : ($K=k/\phi \mu C_t$) diffusivité hydraulique.

Quand la mesure de la pression est réalisée dans le puits émetteur de la perturbation de débit, $r=r_w$.

Dès que $\frac{r_w^2}{4Kt} < 10^{-2}$, ce qui est généralement réalisé avant la fin de l'effet de capacité de puits, la fonction Ei peut être remplacée par son approximation logarithmique :

$$p_i - p_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{Kt}{r_w^2} + 0.81 \right) \dots \dots \dots (2.4)$$

En tenant compte des pertes de charge dans le skin, cette expression devient :

$$p_i - p_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{Kt}{r_w^2} + 0.81 + 2S \right) \dots \dots \dots (2.5)$$

Elle peut s'exprimer sous d'autres formes équivalentes :

- En unités pratiques US :

$$p_i - p_{wf} = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87S \right) \dots \dots \dots (2.6)$$

- En unités pratiques métriques :

$$p_i - p_{wf} = -\frac{21.5qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.10 + 0.87S \right) \dots \dots \dots (2.7)$$

Sous forme adimensionnelle :

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.81 + 2S) \dots \dots \dots (2.8)$$

○ **Interprétation :**

Les équations (2.4) et (2.8) montrent que la pression de fond évolue logarithmiquement en fonction du temps.

Si l'on porte sur un graphique mesuré au fond du puits en fonction du logarithme du temps (Figure II.1), on observe, une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m :

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad \dots \dots \dots (2.9)$$

$$m = \frac{21.5qB\mu}{kh} \quad (\text{En unités pratiques métriques}) \quad \dots \dots \dots (2.10)$$

la pente m permet de déterminer le kh du réservoir :

$$kh = \frac{2.303qB\mu}{4\pi.m} \quad (\text{en unités SI}) \quad \dots \dots \dots (2.11)$$

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad \dots \dots \dots (2.12)$$

$$kh = \frac{21.5qB\mu}{m} \quad (\text{En unités pratiques métriques}) \quad \dots\dots\dots (2.13)$$

Habituellement la valeur du **skin** est calculée à partir de la mesure de la pression à 1 heure sur la droite semi-log; pour ce point $\log t=0$.

$$S = 1.15 \left(\frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} + 3.23 \right) \quad (\text{En unités pratiques US}) \quad \dots\dots\dots (2.14)$$

$$S = 1.15 \left(\frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu C_i r_w^2} + 3.10 \right) \quad (\text{En unités pratiques métriques}) \quad \dots\dots\dots (2.15)$$

Il faut faire attention à la lecture de la pression au bout de 1 heure sur la droite semi-log et non par interpolation parmi les points de mesure : en effet au bout d'une heure les données peuvent encore être sous l'influence de l'effet de capacité de puits (voir figure II.1). Dans ce cas, elles ne vérifient pas l'équation de la droite semi-log.

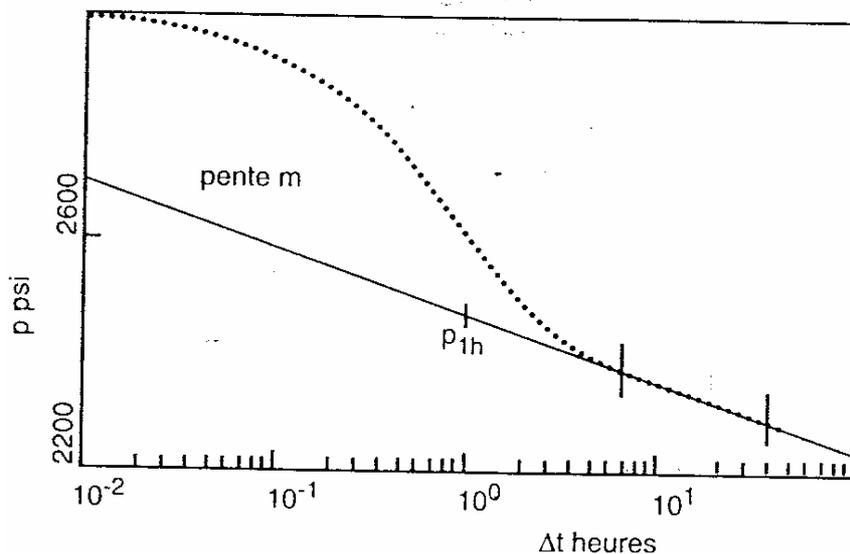


Figure II.1 Interprétation avec la méthode Conventionnelle (Drawdown)

○ **Les avantages et les inconvénients de test en débit (drawdown) :**

Les avantages :

- Pas d'influence sur la production (avantage économique) surtout si le temps des tests est très grand ;
- Les fluctuations du débit (perturbation) seront limitées et minimisées si le temps est long ;
- C'est une bonne méthode pour tester les limites du réservoir (on peut atteindre un grand rayon d'investigation).

Les inconvénients :

- Il est difficile de mettre l'écoulement à un débit constant ;
- Il est difficile de mettre le puits à l'état statique.

III .b Remontée de pression (buildup) : Méthode de Horner [6], [20]

La majorité des renseignements tirés d'un essai de puits est obtenue par l'interprétation de remontées de pression. Pour n'importe quel test de buildup, la pression de fond durant la

fermeture peut être décrite en utilisant le principe de superposition pour un puits ayant produit à un débit constant Q durant le temps t_p , à n'importe quel temps après la fermeture.

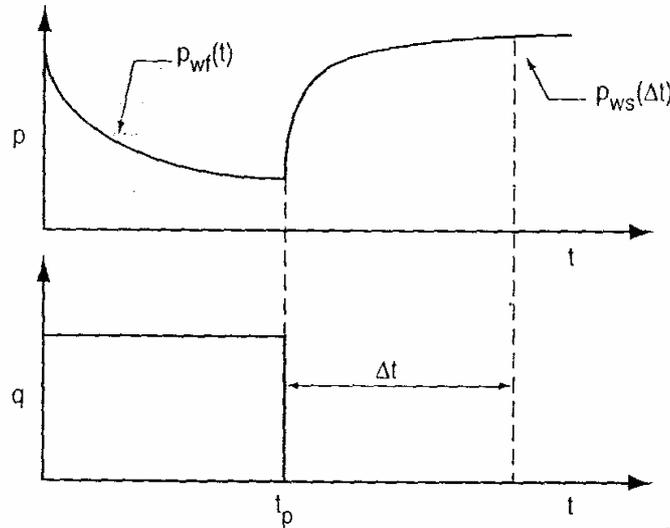


Figure II.2 Drawdown et Buildup

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = [p_i - p_{wf}(t_p + \Delta t)] - [p_i - p_{wf}(\Delta t)] \dots \dots \dots (2.16)$$

L'évolution de la pression en débit, une fois l'effet de capacité du puits terminé, est donnée par l'équation (2.5). En remplaçant les deux termes de droite de l'équation (2.16) par l'expression semi-logarithmique de l'écoulement radial circulaire de l'équation (2.5) et l'équation (2.15) devient :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \ln \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (2.17)$$

Qui s'écrit :

En unités pratiques US :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (2.18)$$

En unités pratiques métriques :

$$P_i - P_{ws}(\Delta t) = \frac{21.5qB\mu}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \dots \dots \dots (2.19)$$

o **Interprétation :**

Les équations de la méthode d'interprétation ont été présentées par Horner en 1951.

L'équation (2.17) à (2.19) montre que la pression fond varie linéairement en fonction de $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$.

Si l'on porte sur un graphe (Figure II.3) la valeur de la pression mesurée au fond du puits en fonction du logarithme de $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$, on observe, une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite en pente m :

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (\text{en unités pratiques us}) \dots\dots\dots(2.9)$$

$$m = \frac{21.5qB\mu}{kh} \quad (\text{en unités pratiques métrique}) \dots\dots\dots(2.10)$$

- **Kh du réservoir :**

La valeur de la pente permet, comme en débit, de calculer le kh du réservoir :

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots(2.12)$$

$$kh = \frac{21.5qB\mu}{m} \quad (\text{en unités pratiques métriques}) \dots\dots\dots(2.13)$$

- **Skin :**

La valeur de skin est calculée à partir de la différence entre :

- La valeur de la pression relevée après 1heure de remontée de pression sur la droite semi-log (voir figure II.3)

$$P_i - P(1h) = \frac{162.6qB\mu}{kh} \log(t_p + 1) \dots\dots (2.20)$$

- Et la valeur de la pression au moment de la fermeture du puits:

$$P_i - P_{wf}(t_p) = \frac{162.6qB\mu}{kh} (\log t_p + \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2} - 3.23 + 0.87s) \dots\dots (2.21)$$

En soustrayant membre à membre ces deux expressions, on a :

$$s = 1.15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot r_w^2} + 3.23 \right) \quad (\text{US}) \dots\dots\dots (2.22)$$

$$s = 1.15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.10 \right) \quad (\text{Métriques}) \dots\dots(2.23)$$

Le terme $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$ est souvent négligeable devant les autres termes.

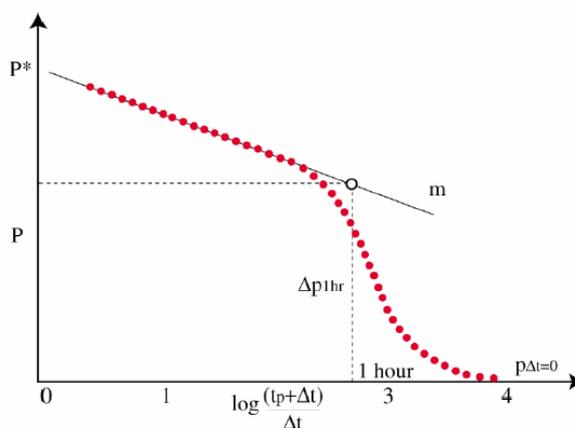


Figure II.3 Pression extrapolé (HORNER)

○ **Pression extrapolée :**

Lors des tests initiaux, la quantité de fluide produite avant la fermeture est la plupart du temps négligeable devant les quantités en place.

Si la remontée de pression se poursuivait indéfiniment, la pression de fond rejoindrait la pression initiale du réservoir.

la valeur de cette pression initiale peut être lue sur la remontée de pression pour

$$\Delta t = \infty, \text{ soit } \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

Cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée P^* . Elle est égale à la pression initiale du réservoir dans la plupart des tests initiaux.

Elle permet de calculer la pression moyenne quand la production n'est pas négligeable par rapport aux quantités en place.

○ **Etapes à suivre dans la méthode de Horner :**

L'interprétation par la méthode de Horner se fait comme suit :

A la base des résultats des essais, obtenus d'après les chart amérada (enregistreur de pression et température en fonction du temps), le débit stabilisé, ainsi que d'autres données tels que : la densité du fluide, la viscosité, la porosité, le GOR, le WOR, le rayon de puits, la hauteur utile, l'épaisseur de la couche etc...., on commence l'interprétation par :

- Tracer le graphe $P_i = f\left(\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$, appelé plot Horner

- déterminer ensuite la pression de gisement extrapolé P^* , sur l'axe des ordonnées

- Calculer la pente : $m = \text{tg } \alpha = \frac{p_2 - p_1}{\text{cycle}}$

$$m = \frac{21.5qB\mu}{kh} \dots\dots\dots(2.24)$$

- de la pente on tire le kh

- Détermination du coefficient d'endommagement (Skin)

Le skin, est un paramètre très important qui nous renseigne sur l'état du réservoir:

- Si le skin est > 0 : le puits est endommagé

- Si le skin est < 0 : le puits est stimulé.

- Si le skin est $= 0$: le puits n'est ni stimulé ni endommagé.

Une fois le skin déterminé, on détermine le :

- DP_{skin}

$$- IP_{\text{réel}} = \frac{q}{P_G - P_{wf}}$$

$$- IP_{\text{idéal}} = \frac{q}{P_G - P_{wf} - \Delta P_s}$$

- Le rendement d'écoulement : qui est égal au rapport entre le $IP_{réel}$ et $IP_{idéal}$

$$R_E = \frac{IP_{réel}}{IP_{idéal}}$$

III.c Remontée de pression : méthode de MDH :

Le paragraphe précédent a montré que la pression en buildup évolue linéairement en fonction du logarithme de $(t_p + \Delta t) / \Delta t$.

Cette expression peut prendre une forme simplifiée chaque fois que le temps de production t_p est important devant le temps de remontée de pression Δt .

En effet si, t_p est grand devant Δt : $t_p + \Delta t \approx t_p$

L'équation (2.17) devient :

$$P_i - P_{wf} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} (\ln \Delta t - \ln t_p) \dots \dots \dots (2.25)$$

La pression de fond évolue linéairement en fonction du temps de remontée de pression.

Ceci revient à négliger, pendant la remontée de pression, la chute de pression due à la production qui précède.

La figure (II.4) illustre cette méthode d'interprétation due à Miller Dyes et Hutchinson (Méthode MDH) :

- La remontée de pression réelle est ΔP ;
- La remontée de pression traitée est ΔP_{MDH} .

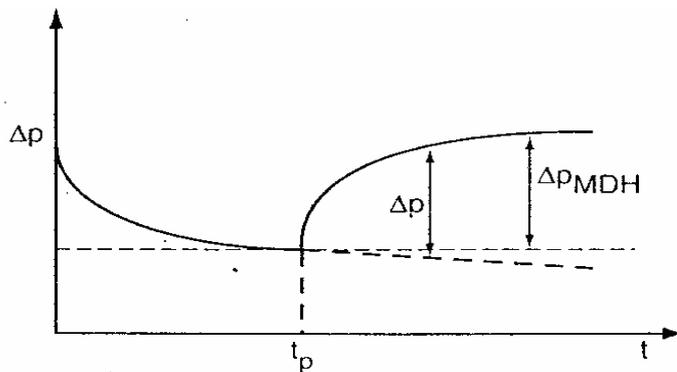
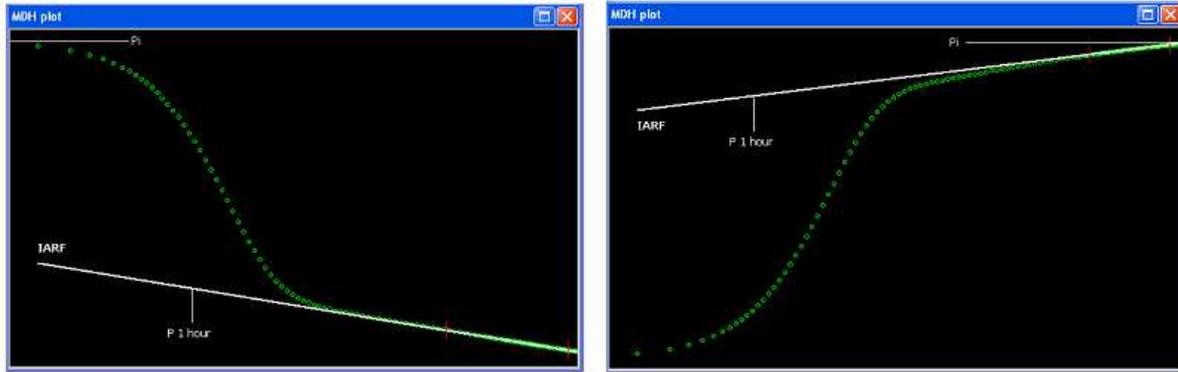


Figure II.4 La différence entre Horner et MDH

L'écart entre ΔP et ΔP_{MDH} est négligeable quand Δt est petit devant t_p soit :

- au départ de la remontée de pression ;
- après une période à débit constant de longue durée.



FigII.5 : Drawdown et Buildup par la méthode MDH

○ **Méthode d'interprétation :**

La pression évolue linéairement en fonction du logarithme du temps .En portant ΔP_{MDH} en fonction de Δt , on observe, une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite semi-log de pente m (figure II.5).

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots(2.9)$$

$$m = \frac{21.5qB\mu}{kh} \quad (\text{En unités pratiques métrique})\dots\dots\dots (2.10)$$

Cette pente m permet de calculer le kh du réservoir :

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \quad (\text{en unités pratiques US})\dots\dots\dots(2.12)$$

$$kh = \frac{21.5qB\mu}{m} \quad (\text{en unités pratiques métriques})\dots\dots\dots(2.13)$$

Le Skin est calculé comme dans la méthode de Horner :

$$s = 1.15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (\text{US})\dots\dots\dots (2.22)$$

$$s = 1.15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.10 \right) \quad (\text{Métriques})\dots\dots\dots (2.23)$$

○ **Remarque :**

Cette méthode a l'avantage d'un emploi très simple.

Elle présente deux inconvénients majeurs :

- elle ne permet pas de déterminer la pression extrapolée ;
- elle n'est utilisable que pour des valeurs de Δt petites devant t_p .

○ **La procédure d'interprétation de MDH :**

- 1) tracer sur un semi-log le graphe $P_{ws}=f(\Delta t)$
- 2) déterminer la pente m ;

- 3) calculer kh
- 4) déterminer la perméabilité ;
- 5) tirer la pression qui correspond à une heure de fermeture ;
- 6) calculer le Skin (la même formule que celle de la méthode de Horner)

L'équation qui décrit l'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au point de mesure, après une mise en production à débit constant q, à été établie au paragraphe suivant :

○ **Rayon d'investigation d'un build-up:**

Le rayon d'investigation théorique d'un buildup ne dépend que de la durée de la remontée de la pression.

Le rayon d'investigation d'un buildup peut être estimé en utilisant la formule proposée au paragraphe du drawdown :

$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k\Delta t}{\phi\mu C_t}} \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots(2.26)$$

$$r_i = 0.038 \sqrt{\frac{k\Delta t}{\phi\mu C_t}} \quad (\text{en unités pratiques métriques}) \dots\dots\dots(2.27)$$

Le rayon d'investigation d'un buildup est théoriquement indépendant de la durée de la période de débit.

Le rayon d'investigation pratique du buildup est, par contre, limité par la sensibilité des capteurs de pression : quand la remontée de pression est longue devant la durée de la période de débit, les variations de pression enregistrées vers la fin du buildup peuvent devenir trop faibles pour être mesurables.

Pour accroître le rayon d'investigation pratique d'une remontée de pression, on doit :

- Augmenter la sensibilité des capteurs de pression ;
- Augmenter le débit du puits pour augmenter la chute de pression avant la remontée de pression ;
- Augmenter la durée de la période débit pour la même raison .

Il faut prendre garde aussi au fait qu'au cours d'une remontée de pression trop longue, la production des autres puits peut interférer avec la fermeture du puits.

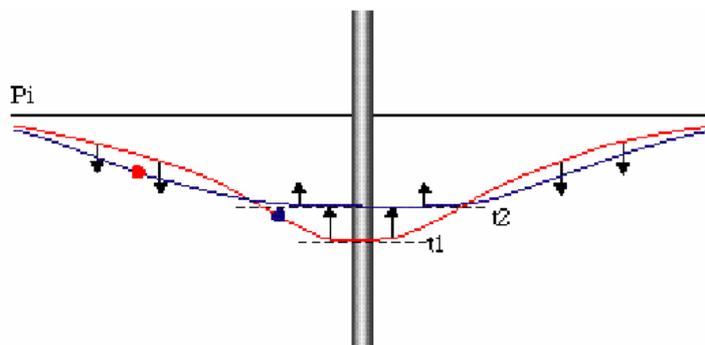


Figure II. 6 Rayon d'investigation dans un Buildup

III. d Historiques quelconque des débits :

Un essai, après un historique quelconque des débits s'interprète en utilisant le principe de superposition des débits exposé précédemment (principe de superposition- Chapitre I)

On aura donc :

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{B.\mu}{2\pi.kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \cdot p_D(t - t_{i-1}) \dots\dots\dots(2.28)$$

Une fois l'effet de capacité de puits terminé, l'évolution de la pression est donnée par l'équation (2.5). L'équation (2.28) de vient alors :

$$p_i - p_{wf}(t) = \frac{B.\mu}{4.\pi.kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) \cdot (\ln \frac{K(t - t_{i-1})}{r_w^2} + 0,81 + 2S) \dots\dots\dots(2.29)$$

L'interpréteur s'intéresse à l'évolution de la pression depuis le dernier changement de débit t_{n-1} , la variation de pression au moment de ce changement vaut :

$$p_i - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{B.\mu}{4.\pi.kh} \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \cdot (\ln \frac{K(t - t_{i-1})}{r_w^2} + 0,81 + 2S) \dots\dots\dots(2.30)$$

La remontée de pression depuis la fermeture du puits s'exprime par :

$$p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{B.\mu}{4\pi.kh} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \cdot \ln \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{n-1} - t_{i-1} + \Delta t} - (q_n - q_{n-1}) \cdot (\ln \frac{K.\Delta t}{r_w^2} + 0.81 + 2S) \right\} \dots\dots\dots(2.31)$$

Δt est le temps écoulé depuis le dernier changement de débit.

Elle peut s'écrire de manière équivalente :

$$p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{162,6.B.\mu}{kh} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \cdot \log \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{n-1} - t_{i-1} + \Delta t} - (q_n - q_{n-1}) \cdot (\log(\Delta t) + \log \frac{k}{\phi.\mu.c_r.r_w^2} - 3,23 + 0,87 S) \right\} \dots\dots\dots(2.32) \text{ (en unités US).}$$

$$p_{ws}(\Delta t) - p_{wf}(t_{n-1}) = \frac{21,5.B.\mu}{kh} \left\{ \sum_{i=1}^{n-1} (q_i - q_{i-1}) \cdot \log \frac{t_{n-1} - t_{i-1}}{t_{n-1} - t_{i-1} + \Delta t} - (q_n - q_{n-1}) \cdot (\log(\Delta t) + \log \frac{k}{\phi.\mu.c_r.r_w^2} - 3,10 + 0,87 S) \right\} \dots\dots\dots(2.33) \text{ (en unités pratiques métriques).}$$

• Interprétation :

La pression évolue linéairement en fonction du membre de droite (qui est entre parenthèses). Ce membre est fonction des débits et du temps. Il est appelé fonction de superposition.

Si l'on porte la valeur de la pression mesurée au fond du puits en fonction de cette fonction de superposition, on observe, une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m .

$$m = \frac{162,6.B.\mu}{kh} \dots\dots\dots(2.9) \text{ (en unités pratiques US)}$$

$$m = \frac{21,5.B.\mu}{kh} \dots\dots\dots(2.10) \text{ (en unités pratiques métriques)}$$

Cette pente est indépendante du débit. C'est ce qui fait l'intérêt de cette représentation : les résultats obtenus avec des débits différents peuvent être comparés sur le même graphiques.

Pour retrouver une expression de m dépendant du débit, comparable à celle obtenue avec la méthode de Horner, il suffit de diviser la fonction de superposition par le dernier débit.

- **KH du réservoir :**

La pente m de la droite permet de déterminer le kh du réservoir :

$$kh = \frac{162,6.B.\mu}{m} \dots\dots\dots(2.9) \quad (\text{en unités pratiques US})$$

$$kh = \frac{21,5.B.\mu}{m} \dots\dots\dots(2.10) \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

- **Skin :**

La valeur du skin est déterminée à partir de la valeur de la pression lue sur la droite 1 heure après la dernière variation du débit :

$$S = 1,15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_{n-1})}{(q_{n-1} - q_n).m} - \log \frac{k}{\phi.\mu.c_t.r_w^2} + 3,23 \right) \dots\dots\dots(2.34) \quad (\text{en unités pratiques US})$$

$$S = 1,15 \left(\frac{P_{1h} - P_{wf}(t_{n-1})}{(q_{n-1} - q_n).m} - \log \frac{k}{\phi.\mu.c_t.r_w^2} + 3,10 \right) \dots\dots\dots(2.35) \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

- **Pression extrapolée :**

Dans le cas où la dernière variation de débit est une fermeture, la lecture de la pression pour un temps infini, c'est-à-dire pour une valeur de la fonction de superposition égale à zéro, permet de déterminer la pression extrapolée du réservoir.

- **Simplification de l'historique des débits :**

La fonction de superposition prend en compte l'historique des débits.

Son utilisation ne pose pas de problème quand l'interpréteur dispose d'un calculateur pour la calculer.

Par contre très peu de personnes entreprendront un calcul manuel même avec deux ou trois débits.

Quelle fonction équivalente utiliser dans ce cas ?

- **Temps équivalent :** Pour interpréter la remontée de pression finale, la méthode d'interprétation la plus simple consiste à réduire l'historique à un seul débit et à utiliser la méthode de Horner pour l'interprétation.

L'historique de production à un débit qui remplace l'historique (n-1) débits doit respecter les principes suivants :

- débit = dernier débit ;

- temps de production équivalent $t_{pe} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} q_i.(t_i - t_{i-1})}{q_n} \dots\dots\dots(2.36)$

Ce temps de production est destiné à assurer une production totale identique à celle de l'historique réel.

Il ne faut en aucun cas utiliser le temps de production réel et calculer un débit équivalent.

- **Validité de la méthode :** on peut considérer que la simplification de l'historique introduit une erreur négligeable chaque fois que la durée de la remontée de pression est inférieure à deux fois la durée du dernier débit constant avant fermeture.

Si des variations importantes de débits se sont produites peu avant fermeture, la simplification de l'historique introduit une erreur. Cette erreur est d'autant plus importante que ces variations de débit ont été fortes et se sont produites près du moment de la fermeture.

IV. Les méthodes modernes :

Il existe deux types de méthodes modernes :

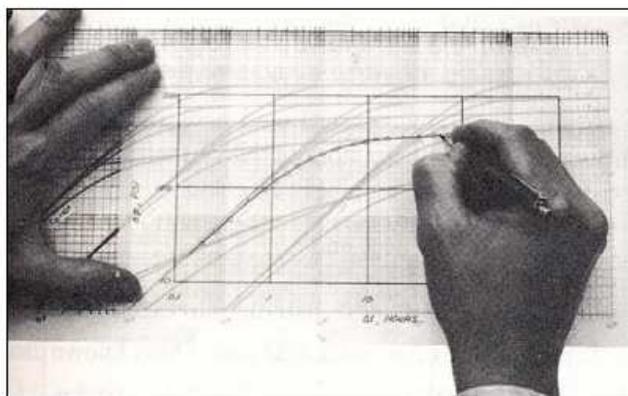
- Les courbes types ;
- La méthode utilisant la dérivée de la pression (Bourdet, Tiab's Direct Synthesis)

IV. a Les courbes types:

○ Introduction :

Ces dernières années, les techniques d'interprétation des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. A coté des méthodes d'interprétation dites conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, sont apparues les méthodes dites modernes, qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types.

○ Objectifs des courbes types :



FigII.7 : calage par la méthode des courbes types.

Revenons d'abord aux méthodes conventionnelles 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 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 importante. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cour d'un test, puis qu'elles éliminent systématiquement tous les points antérieurs à la droite semi-log.

Les principaux objectifs des courbes types sont caractérisés par le fait:

- de situer le début de cette droite semi-log ;

- de Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées.
- d'apporter une autre estimation des paramètres habituels (kh , S , etc.) pour confrontation avec les résultats d'analyses semi-log ;
- d'apporter les informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (ω , λ , etc.) ;
- de faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant des allures caractéristiques de courbes tests.

Les courbes types, introduites d'abord en hydrologie par C.V.Theis, sont apparues pour la première fois dans la littérature pétrolière concernant les essais de puits en 1970.

A chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de simulations, à l'aide de ce modèle, peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée, par son libellé, aux valeurs de certains paramètres. Une courbe représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit, effectué dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellé de la courbe.

Plusieurs courbes types existent pour interpréter l'essai d'un puits en réservoir homogène infini. Parmi elles :

- les courbes types de Agarwal et al ;
- les courbes types de McKinley ;
- les courbes types de Earlougher et Kersch et
- les courbes types de Gringarten et al.

F. Daviau a fait une critique détaillée de ces courbes types dans son livre sur les méthodes nouvelles d'interprétation des essais de puits. Il ressort de cette critique que les courbes types de Gringarten et al sont les plus complètes et les plus pratiques à l'usage. Ce sont aussi les plus utilisées dans la littérature pétrolière. Donc on va se baser sur ces courbes types dans notre travail.

▪ **La planche de courbes types de GRINGARTEN :**

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction du temps pour une configuration réservoir puits donnée.

La courbe type est générée à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur sans dimension.

On a les grandeurs sans dimensions suivantes :

$$\text{Pression} \quad P_D = \frac{kh}{141,2.qB.\mu} \Delta p \dots\dots\dots (2.37)$$

$$\text{Temps} \quad t_D = \frac{0,000264.k}{\phi.\mu.c_t.r_w^2} \Delta t \dots\dots\dots (2.38)$$

$$\text{Capacité de puits} \quad C_D = \frac{0,89}{h.\phi.c_t.r_w^2} .C \dots\dots\dots (2.39)$$

$$\text{Skin} \quad S$$

▪ **Représentation**

Dans un puits en réservoir homogène infini, l'évolution de pression sans dimension dépend de trois grandeurs : le temps, la capacité du puits, le Skin du puits.

Les courbes types correspondent donc à une représentation de la forme :

$$P_D = P_D(t_D, C_D, S) \dots\dots\dots (2.40)$$

En représentant le skin du puits par un rayon effectif

r_w est remplacé par : $r'_w = r_w \cdot \exp(-S)$

t_D est remplacé par : $t_D \cdot \exp(2S)$

C_D est remplacé par : $C_D \cdot \exp(2S)$

La pression prend une représentation de la forme: $P_D = P_D(t_D \cdot \exp(2S), C_D \cdot \exp(2S)) \dots(2.41)$

La représentation utilisée par Gringarten est de la forme : $P_D = P_D\left(\frac{t_D}{C_D}, C_D \cdot \exp(2S)\right) \dots(2.42)$

La pression est représentée en abscisse en fonction de t_D/C_D sur un graphique log-log. Chaque courbe type diffère de la suivante par la valeur du paramètre $C_D \cdot \exp(2S)$

Les courbes supérieures de la planche correspondent aux valeurs élevées de $C_D \cdot \exp(2S)$. En considérant une gamme réaliste de valeurs de la capacité de puits, ces valeurs élevées ne peuvent être obtenues qu'avec des skins importants : elles correspondent à des puits endommagés.

De façon analogue, les valeurs les plus basses de $C_D \cdot \exp(2S)$ correspondent à des puits acidifiés, voire fracturés.

Pendant la période de pur effet de capacité de puits, la pression sans dimension est égale à :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \dots\dots\dots (2.43)$$

Les points correspondant à cette période sont situés sur la droite de pente 1 qui passe par l'origine des temps. Toutes les courbes types ont cette droite pour asymptote aux petits temps.

Sur la planche deux courbes indiquent la fin de l'effet de capacité de puits : la courbe supérieure correspond aux courbes types pour lesquelles $C_D \cdot \exp(2S)$ est supérieur à 1, la courbe inférieure correspond à celles pour lesquelles $C_D \cdot \exp(2S)$ est inférieure à 1.

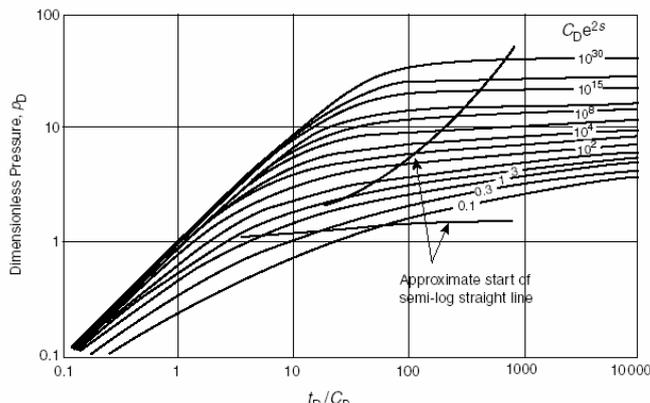


Figure II. 8 Courbe type de Gringarten

○ **Méthode d'interprétation avec les courbes types [6], [8] :**

Les courbes types sont toujours présentées sur un papier log-log avec, sur les axes, des groupements de variables sans dimension. Le plus souvent, la pression apparaît en ordonnée (Δp) et le temps en abscisse (Δt). Les facteurs multiplicatifs, permettant de passer de Δp et Δt aux variables sans dimension des axes, correspondent à des translations sur ces échelles logarithmiques. Autrement dit, quand on a réussi à caler les points de mesures (Δp , Δt) sur une courbe type, les translations effectuées parallèlement aux axes sont connus, donc les facteurs multiplicatifs aussi. Les paramètres recherchés, qui sont contenus dans ces facteurs multiplicatifs, s'en déduisent alors aisément.

Les méthodes d'interprétations consistent à :

- 1) porter les pressions mesurées sur un papier calque de même échelle log-log que la famille de courbes types retenue (même longueur de module).
- 2) Chercher la superposition de ces points de mesures, sur une courbe type, en n'autorisant que des translations (les axes respectifs parallèles entre eux).
- 3) Relever le libellé de cette courbe type.
- 4) Choisir arbitrairement un point de référence (match point), dont on lit les coordonnées dans chaque système d'axes (sur le calque, d'une part, et sur la planche de courbes types, d'autre part). Les facteurs multiplicatifs correspondant à chaque axe s'en déduisent immédiatement (la littérature Américaine parle de « pressure mach » et de « time mach »).
- 5) A partir des informations obtenues en 3 et 4, calculer les paramètres recherchés (kh , C , S , etc.).

La méthode qui vient d'être décrite est générale et commune à toutes les courbes types

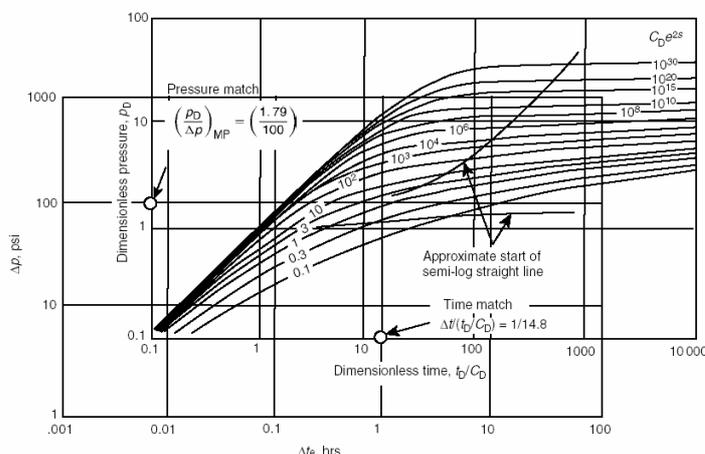


Figure II.9 : Calage de la courbe réel avec la courbe type

L'ordonnée du point de référence (match point) est mesurée :

- dans le système d'axes de la planches : P_D .
- dans le système d'axes des mesures : ΔP .

$$\text{Or : } P_D = \frac{kh}{141,2 \cdot qB \cdot \mu} \cdot \Delta p \text{ en unité pratique US}$$

Le facteur de proportionnalité entre P_D et ΔP permet de déterminer le kh du réservoir :

$$kh = 141,2.qB\mu \cdot \frac{(P_D)_M}{(\Delta p)_M}$$

De la même façon l'abscisse du point de référence est mesurée dans le système d'axes de la planche : (t_D/C_D) et dans le système d'axes des mesures : (Δt) .

$$\text{Or : } \frac{t_D}{C_D} = \frac{0,000295.kh}{\mu.C} \cdot \Delta t \quad (\text{en unités pratiques US}) \dots\dots\dots (2.44)$$

Kh a été déterminé par le calage en ordonnée.

Le facteur de proportionnalité t_D/C_D et Δt permet de calculer C, la capacité du puits :

$$C = \frac{0,000295.kh}{\mu} \cdot \frac{(\Delta t)_M}{\left(\frac{t_D}{C_D}\right)_M} \quad (\text{En unités pratiques US}) \dots\dots\dots (2.45)$$

La libellé de la courbe type sur laquelle les points de mesure ont été calés s'exprime par $C_D \cdot \exp(2S)$.

$$C_D \text{ est ensuite calculé : } C_D = \frac{0,89.C}{h \cdot \phi \cdot c_t \cdot r_w^2} \quad (\text{en unités pratique US}) \dots\dots (2.46)$$

La valeur de $C_D \cdot \exp(2S)$ permet de déterminer le skin du puits :

$$S = \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{(C_D \cdot \exp(2S))}{C_D} \dots\dots\dots (2.47)$$

Remarque :

On peut utiliser les courbes types pour interpréter un build up uniquement si :

$\Delta t \ll t_p$ quand l'historique ne comprend qu'un débit.

$\Delta t \ll t_{p(n-1)}$ quand l'historique comprend plus d'un débit. Avec $t_{p(n-1)}$: durée de la dernière période de production avant fermeture.

Ces conditions correspondent à celles pour lesquelles la méthode MDH est applicable. Dans le cas contraire, le calage conduit à des résultats erronés à cause d'un effet d'un petit temps d'aplatissement de la courbe type car la courbe de Build up se situe au dessous de la courbe type de draw down. Agarwal a introduit un temps équivalent, sa méthode consiste à porter chaque mesure non pas en fonction de son Δt mais d'un temps équivalent Δt_e défini par :

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + \frac{\Delta t}{t_p}} \dots\dots\dots (2.48) .$$

o Conclusion :

Toutes les critiques de précautions qui viennent d'être répertoriées montrent les limitations des planches de courbes types en milieu homogène; mais restent valables pour toutes les autres planches de courbes types.

Le domaine d'application des planches de courbes types est finalement limité essentiellement par :

- La nécessité d'avoir une capacité de puits constante

- La contradiction d'avoir à interpréter des build-up avec des courbes établies par drawdown.

Cette dernière contradiction peut être évitée si on dispose d'un programme analytique permettant de générer, à chaque fois, les courbes types adaptées à l'historique particulier du test à interpréter.

Quand elles sont applicables, les planches de courbes types doivent être considérées comme une amélioration des méthodes conventionnelles (par la détermination du début de la droite semi-log) et un contrôle de leurs résultats. L'analyse log-log qui vient alors, en complément, est très utile; mais ne remplace pas l'analyse du semi-log.

Par ailleurs, les planches de courbes types sont toujours :

- Une aide pour le diagnostic du réservoir testé
- Une bonne illustration des phénomènes physiques et de la méthode d'interprétation par les courbes types, les mieux adaptées, qui sont fournies par le modèle de puits.

IV .b La méthode de la dérivée [20], [18]:

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression exploitent les avantages de la représentation par courbes types et remédient aux inconvénients de la représentation logarithmique.

Ces méthodes sont fondées sur une constatation : dans un essai de puits, la variation de la pression a plus de signification que la pression elle-même. Ceci est illustré par le fait que c'est de la pente des droites semi-log que l'on tire les informations sur le réservoir dans les méthodes conventionnelles.

Différentes formes de dérivées ont été proposées dans la littérature pétrolière au début des années 1980. Parmi ces approches, la plus intéressante est celle due à D.Bourdet.

o Représentation:

La dérivée de la pression, dans la représentation de D. BOURDET, est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire.

$$dP_D/d\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) \quad \text{en débit.....(2.49)}$$

$$DP_D/d\ln\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{en remontée de pression après une période à débit constant....(2.50)}$$

$$dP_D/d(\text{fonction de superposition}) \quad \text{plus généralement, avec historique des débits quelconque} \\ \text{....(2.51)}$$

La dérivée est représentée sur un graphique log-log comme une courbe type.

o Remarque :

L'utilisation des planches avec dérivée suppose que l'interpréteur dispose des mesures de pression et de leur dérivée.

Le calcul de la dérivée est difficile à envisager manuellement de façon simple pour deux raisons :

- L'historique des débits a une importance encore plus grande sur la dérivée que sur la courbe type elle-même .La dérivée doit donc être calculée par rapport à la fonction de superposition des débits pour être correcte.

- La dérivée mesure les variations de pression produites par les différents écoulements qui se succèdent au cours de l'essai. Elle mesure hélas aussi le bruit dû à la mesure du signal de pression. Pour cette raison, le calcul de la dérivée est plus souvent associé à un algorithme de lissage. Cet algorithme de lissage doit atténuer le plus possible le bruit du signal de pression tout en conservant les grandes tendances dues aux différents écoulements.

o **Interprétation directe à l'aide de la dérivée :**

La perméabilité du réservoir, la capacité de 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.

- **Kh du réservoir :**

La perméabilité calculée à partir de la valeur $\Delta P'_{st}$ (voir figure II.10) correspondant à la stabilisation de la dérivée.

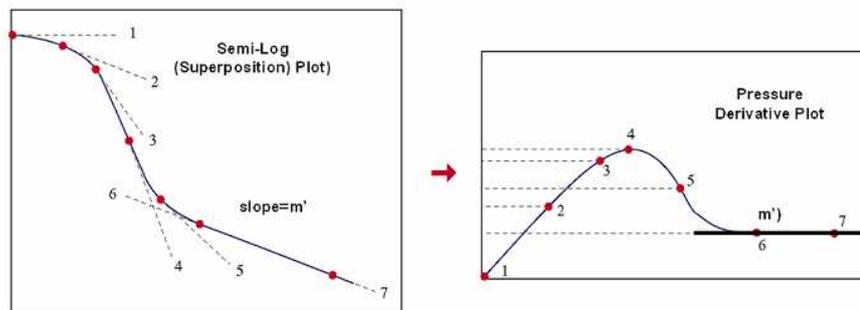


Figure II.10 Interprétation à l'aide de la dérivée

La valeur de cette dérivée exprimée en grandeur sans dimension est connue. Elle vaut 0.5.

L'expression de $\Delta P'_{st}$ par rapport à 0.5 vaut :

$$\Delta P'_{ST} = \frac{141.2qB\mu}{kh} 0.5 \text{ (en unité US)} \dots\dots\dots(2.52)$$

Elle permet de calculer le kh du réservoir :

$$kh = 141.2qB\mu \frac{0.5}{\Delta P'_{st}} \text{ (En unité pratique US)} \dots\dots\dots(2.53)$$

- **Capacité de puits :**

La capacité du puits peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite de pente 1: $\Delta P_1, \Delta t_1$ (fig.II.10).

En effet pendant que l'effet de capacité de puits est dominant:

$$\Delta P_1 = \frac{qB}{24C} \Delta t_1 \dots\dots\dots(2.54)$$

Donc
$$C = \frac{qB}{24} \frac{\Delta t_1}{\Delta P_1} \dots\dots\dots(2.55)$$

- **Le Skin :**

La valeur du Skin peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite semi-log : ΔP_s , Δt_s (fig.II.5).

Le skin est calculé à partir de l'expression conventionnelle donnée par la loi semi-log. pour une remontée de pression suivant une période à débit constant :

$$S = 1.151 \left(\frac{\Delta P_s}{2.303 \Delta P_{st}} - \log \frac{\Delta t_s}{1 + \frac{\Delta t_s}{t_p}} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2 + 3.23} \right)$$

Dans le cas d'un historique quelconque il est possible et nécessaire d'utiliser une fonction de superposition pour ce calcul.

- **Conclusion :**

La dérivée présente, comme les courbes types, l'avantage majeur de permettre la prise en compte et l'interprétation de la totalité d'un essai de puits à l'aide d'une seule courbe.

Chaque type d'écoulement présente un faciès caractéristique sur la dérivée; ce qui en fait un outil de diagnostic privilégié. En traduisant la variation de la pression, la dérivée est analogue à un effet de zoom sur les données. Elle amplifie des variations qui passeraient inaperçues ou écrasées par la représentation logarithmique.

La dérivée est difficilement calculable manuellement ; de ce fait elle est plus souvent associée à un calculateur. Elle constitue un des outils privilégiés des programmes d'interprétation d'essai de puits.

IV .c La méthode TDS « Tiab's Direct Synthesis » [5]:

L'interprétation des essais de puits a été considérablement améliorée par l'introduction de la dérivée de pression.

En effet, c'est en 1975 que le Docteur DJEBBAR Tiab a introduit la dérivée dans l'interprétation des tests de puits et a montré que sa représentation en fonction du temps est un outil important pour identifier les régimes d'écoulement, ainsi que les effets des limites.

Cette méthode offre les possibilités de tirer, à partir des plots tracés, des informations sur le réservoir et le puits ; même si les branches des courbes ne sont pas complètement développées (enregistrement incomplet).

La technique courante de matching par les courbes types est une procédure itérative.

La nouvelle technique pour interpréter les essais de puits, utilisant les plot log-log de la pression et de la dérivée de la pression en fonction du temps pour déterminer les paramètres du réservoir et du puits sans avoir recours au match par les courbes types. Les pentes ainsi que les temps de début de ces droites sont obtenus par l'intersection d'une variété de portion de droites de la pression et de la courbe de la dérivée de la pression. Ces points, pentes, et temps sont ainsi utilisés avec les équations appropriées pour donner directement les valeurs de perméabilité, wellbore storage et skin. Une procédure au step-by-step pour calculer les paramètres sans avoir recours au match par les courbes types pour différents cas est présentée dans ce mémoire. L'aspect le plus important de cette nouvelle technique est sa précision parce qu'elle utilise les solutions analytiques exactes pour calculer les paramètres. Elle est applicable pour l'interprétation aussi bien du build-up que du drawdown.

Pour les puits horizontaux, l'utilité de cette technique réside dans la détermination du tenseur de perméabilité dans les trois directions K_x , K_y et K_z . En plus, elle permet d'estimer la longueur effective qui contribue à la production, lorsque tous les régimes d'écoulement sont observés.

Dans le cas où l'un des régimes d'écoulement serait absent, la TDS peut fournir différents paramètres selon le cas.

○ **Théorie de la méthode de TDS :**

Les données nécessaires à l'interprétation sont :

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

Les termes de pression, de temps et de wellbore storage adimensionnés s'écrivent :

$$P_D = \left(\frac{kh}{141.2 q \mu B} \right) \Delta P \quad , \quad t_D = \left(\frac{0.0002637k}{\phi \mu r_w^2} \right) t \quad , \quad C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi C_t h r_w^2} \right) C$$

a) tracer les courbes Δp et $\Delta p'$ en fonction du temps en échelle log-log

b) lire les coordonnées du maximum de la courbe. t_x , $(t^* \Delta p')_x$

c) calculer le coefficient de la capacité de puits avec l'équation :

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \frac{t}{\Delta p} \quad , \quad (t, \Delta p) \text{ Sont les coordonnées d'un point quelconque de la pente unitaire.}$$

d) calculer la perméabilité avec l'équation :

$$k = \left(\frac{59.3 q \mu B}{h} \right) \frac{1}{(0.015 q B / C) t_x - (t \cdot \Delta p')_x} \dots\dots\dots (2.56)$$

e) calculer les coordonnées du point d'intersection de la pente unitaire avec la pente horizontale (en supposant qu'elle soit observée) t_i , $(t^* \Delta p')_i$

$$t_i = \frac{1695 \mu C}{kh} \quad , \quad (t \cdot \Delta p')_i = \frac{70.6 q \mu B}{kh} \dots\dots\dots (2.57)$$

f) calculer le skin avec l'équation $S = 0.179 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1.24} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935 C}{\phi h C_t r_w^2} \right) \dots\dots\dots (2.58)$

$$\text{Ou } S = 0.921 \left(\frac{(t \cdot \Delta p')_x}{(t \cdot \Delta p')_i} \right)^{1.1} - 0.5 \ln \left(\frac{0.8935 C}{\phi h C_t r_w^2} \right) \dots\dots\dots (2.59)$$

g) vérification du kh avec l'équation $kh = 9416.2 \frac{\mu C}{t_x} \left(0.5 \frac{(t \cdot \Delta p')_x}{(t \cdot \Delta p')_i} + 0.42 \right) \dots\dots\dots (2.60)$

Les différentes configurations : Réservoir-Puits

I- Introduction :

Toutes les méthodes que nous venons de présenter dans les chapitres précédents concernent le cas le plus simple et le plus académique, c'est le cas d'un réservoir homogène infini. Hors la réalité du terrain offre plusieurs configurations réservoirs – puits qui sont très complexes, le but de ce chapitre est de représenter ces configurations ainsi que les différentes méthodes et techniques d'interprétation.

II- Les limites du réservoir

Au début des essais de puits, la zone compressible générée par la variation de débit s'éloigne du puits sans rencontrer de limite : le réservoir se comporte comme s'il était infini.

Quand une limite est atteinte, elle se manifeste par une évolution caractéristique de la pression au puits.

Nous allons présenter les méthodes d'interprétation qui peuvent être utilisées quand quelques limites caractéristiques qui sont perçues au cours d'un essai de puits :

II. a La faille

▪ Description

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 : faille étanche bien sûr, mais aussi la disparition de faciès et certaines discordances.

▪ La méthode des images

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

- L'évolution de la 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, symétriquement par rapport à la limite.

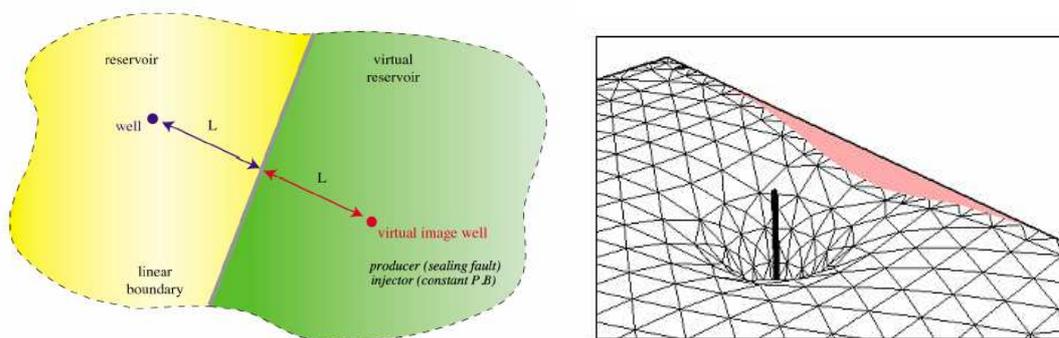


Figure III.1 Schéma d'une faille [15]

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

$$P_D = P_D(t_D, r_D = 1, S) + P_D(t_D, 2r_D, 0) \dots\dots\dots(3.1)$$

Cette équation est la somme de la variation de pression due au puits et celle due au puits image.

Où $r_D = l/r_w$ est la distance de la faille au puits en grandeur sans dimensions

▪ Méthode conventionnelle d'interprétation

En supposant que l'effet de capacité de puits se termine suffisamment tôt, la variation de pression au puits s'écrit :

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\ln t_D + 0,81 + 2S - E_i \left(-\frac{(2r_D)^2}{4t_D} \right) \right] \dots\dots\dots (3.2)$$

Quand la zone compressible n'a pas atteint la faille, $\frac{(2r_D)^2}{4t_D}$ est grand et le terme E_i 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 la droite semi-log

habituelle :

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0,81 + 2S) \dots\dots\dots (3.3)$$

Quand la zone compressible atteint la faille, le terme correspondant au puits ne peut plus être négligé.

Une fois que la faille est atteinte, l'évolution de la pression est plus rapide qu'en réservoir infini, les points de mesure quittent la droite semi log de pente m.

Quand t est suffisamment grand, en pratique dès que $\frac{(2r_D)^2}{4t_D}$ est inférieur à 1%, le terme

E_i correspondant au puits image peut être approché par son approximation logarithmique :

$$-E_i \left(-\frac{(2r_D)^2}{4t_D} \right) = \ln \frac{t_D}{(2r_D)^2} + 0,81 \dots\dots\dots (3.4)$$

La variation de la pression peut alors s'écrire :

$$P_D = (\ln t_D + 0,81 + S - \ln(2r_D)) \dots\dots\dots (3.5)$$

Si l'essai est suffisamment long la faille se manifeste par une droite semi-log de pente double de celle correspondant au comportement en réservoir infini.

Cette propriété se manifeste aussi bien en drawdown qu'en Buildup.

▪ Distance de la faille

Deux méthodes sont utilisées classiquement pour déterminer à quelle distance se trouve la faille :

- La première utilise le point d'intersection des deux droites semi-log de pente m et de pente 2m ;
- La deuxième utilise le rayon d'investigation du test au moment où la zone compressible atteint la faille.

▪ Interprétation à l'aide de la dérivée

La présence d'une faille se caractérise par le doublement de la droite semi-log.

La droite semi-log se caractérise sur le graphique log-log P_D en fonction de (t_D / C_D)

Par une stabilisation de la dérivée à 0,5. 0,5 représentant la valeur de la pente de la droite semi-log en grandeurs sans dimension.

Le doublement de la pente caractéristique de l'effet de la faille se traduit sur la dérivée par un doublement du niveau de la dérivée, il passe de 0,5 à 1 sur un graphique sans dimension.

Le moment où la dérivée quitte la première stabilisation permet de déterminer le rayon d'investigation du test correspondant au moment où la zone compressible atteint la faille, cette détermination est plus précise que celle obtenue par la méthode conventionnelle.

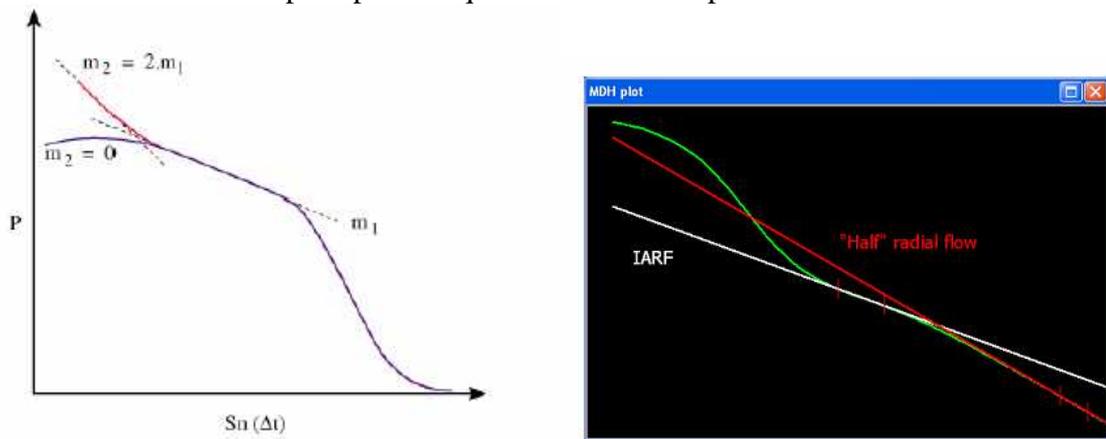


Figure III.2 : Droite semi-log (Limite faille (doublement de la pente))

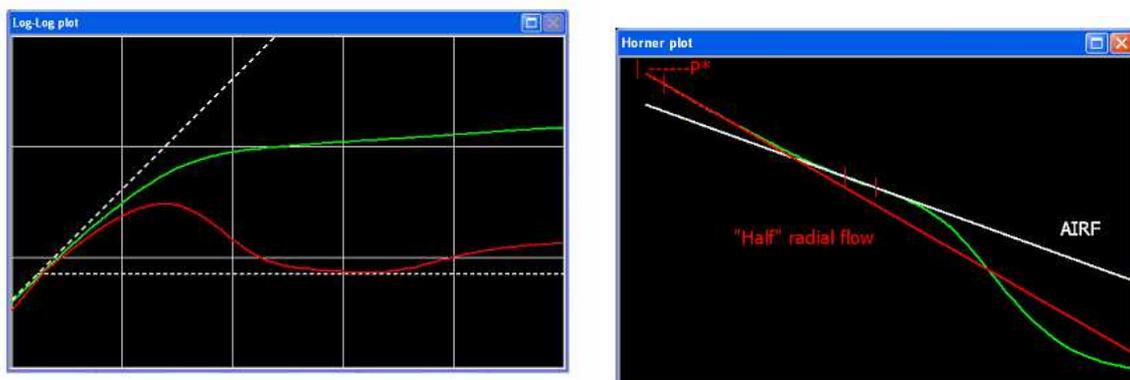


Figure III.3 : Droite Pression et dérivée⁽¹⁾ Courbe de HORNER⁽²⁾

II. b Le chenal [15]

▪ Description des écoulements

La condition limite traitée sous l'appellation de chenal correspond à deux barrières linéaires parallèles infinies à flux nul.

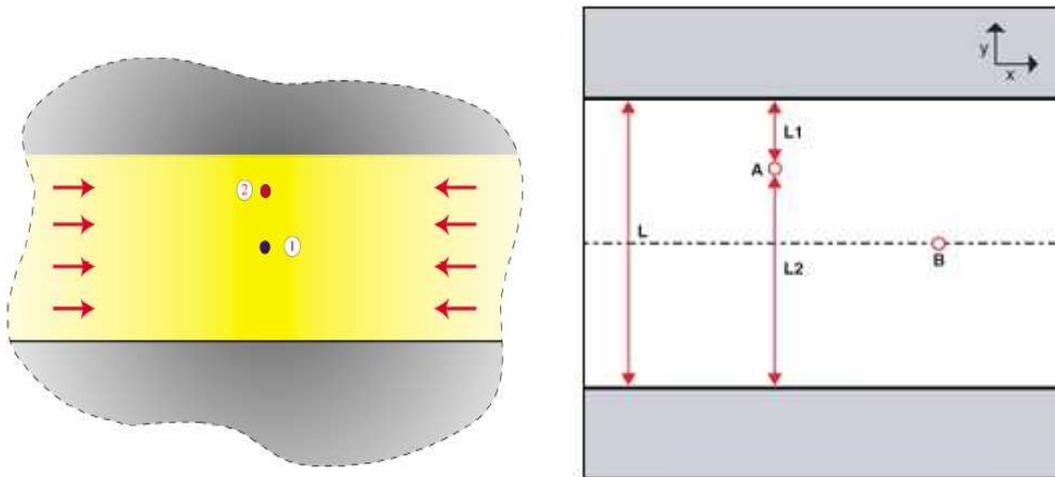


Figure III.4 : Schéma d'un chenal

La dénomination de chenal doit s'entendre au sens dynamique des fluides. Elle ne correspond pas forcément à l'acceptation des géologues.

Le chenal dynamique peut être dû à diverses causes comme :

- Deux failles parallèles ;
- Un chenal de dépôts sédimentaires ;
- Deux variations latérales de faciès, parallèles.

Le chenal est défini par sa largeur l et par la distance d du puits à l'un des bords.

Lors d'un essai de puits à l'intérieur d'un chenal, la succession des écoulements est :

- Écoulement radial circulaire tant qu'aucune limite n'est atteinte. Cet écoulement traduit le comportement de réservoir infini habituel : droite semi-log et stabilisation de la dérivée à 0,5 si l'effet de capacité de puits se termine suffisamment tôt.
- Premier bord du chenal : effet de faille. Quand la zone compressible 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 la pente de la droite semi-log, dérivée qui passe d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à 1.

Ceci n'est observé que si le puits est très excentré dans le chenal. Dans le cas contraire les deux bords sont atteints simultanément, aucun effet de faille ne se manifeste.

- Le chenal. Quand la zone compressible atteint les deux bords du chenal, elle se développe linéairement, parallèlement aux bords du chenal.

▪ L'écoulement linéaire

La fonction temps caractéristique de l'écoulement radial circulaire est la fonction logarithme. Pendant l'écoulement radial circulaire la pression évolue comme une fonction de superposition logarithmique du temps, la superposition dépendant de l'historique des débits.

De la même façon, la fonction caractéristique de l'écoulement linéaire est la fonction racine carrée du temps. Pendant l'écoulement linéaire la pression évolue comme une superposition de fonctions en racine carrée du temps, la superposition dépendant de l'historique des débits.

La fonction qui régit l'évolution de la pression pendant l'écoulement linéaire lors d'une mise en production à débit constant est décrite ci-après.

○ **En grandeur sans dimension**

$$P_D(t_D) = \sqrt{4\pi t_{Dl}} + \sigma + S \dots\dots\dots (3.5)$$

Où t_{Dl} est le temps sans dimension calculé en prenant comme largeur de référence la largeur l

du chenal : $t_{Dl} = \frac{\alpha.k.t}{\phi.\mu.c_t.l^2} \dots\dots\dots(3.6)$

$\alpha = 1$ (en unités S I)

$\alpha = 0,000264$ (en unités pratiques US)

$\alpha = 0,000355$ (en unités pratiques métriques)

σ caractérise l'excentrement du puits dans le chenal :

$$\sigma = \ln \frac{l}{2\pi.r_w} - \ln(\sin \pi e) \dots\dots\dots(3.7)$$

e est l'excentrement du puits :

$$e = \frac{d}{l} \dots\dots\dots(3.8)$$

○ **En unités pratiques**

$$P_i - P_{wf}(t) = m_l \cdot \sqrt{t} + \frac{m}{1,151} \cdot (\sigma + S) \dots\dots\dots (3.9)$$

$$m_l = \frac{\alpha.qB}{h.l} \cdot \sqrt{\frac{\mu}{k.\phi.c_t}} \dots\dots\dots(3.10)$$

$\alpha = 0,56$ (en unités S I)

$\alpha = 8,13$ (en unités pratiques US)

$\alpha = 1,25$ (en unités pratiques métriques)

m est la pente de la droite semi - log.

▪ **Interprétation conventionnelle**

L'écoulement linéaire permet de déterminer la largeur du chenal et l'excentrement du puits dans le chenal.

Cette détermination est faite à partir de la droite obtenue en portant l'évolution de la pression en fonction de la racine carrée du temps.

La pente m_l de la droite permet de déterminer la largeur du chenal :

$$l = \frac{\alpha.qB}{h.m_l} \cdot \sqrt{\frac{\mu}{k.\phi.c_t}} \dots\dots\dots(3.11)$$

L'ordonnée P_0 de la droite à l'origine des temps permet de déterminer l'excentrement e du puits :

$$\sigma = 1,151. \frac{P_i - P_0}{m} - S \dots\dots\dots(3.12)$$

m étant la pente de la droite semi-log :

$$e = \frac{1}{\pi} \cdot \text{Arc sin} \left(\frac{l}{2 \cdot \pi \cdot r_w} \exp(-\sigma) \right) \dots\dots\dots(3.13)$$

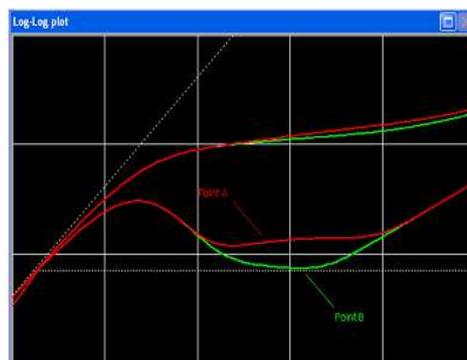


Figure III.5: Droite de HORNER⁽¹⁾ Courbe de la pression et de sa dérivée⁽²⁾ (Chenal)

▪ **Chenal limité**

Il arrive qu’au cours du test, la zone compressible rencontre une extrémité du chenal située à distance *a* du puits.

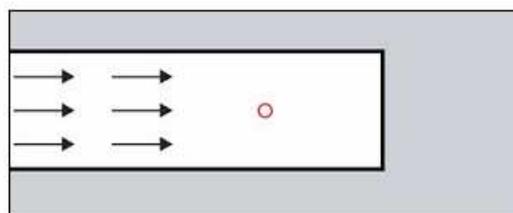


Figure III.6: Schéma d’un chenal limité

Ce cas est traité analytiquement par la méthode des images de la même façon que le cas d’une faille en réservoir infini.

L’effet produit par la limite est analogue à celui d’une faille en réservoir infini : doublement de pente de la droite « semi racine carrée » caractéristique de l’écoulement linéaire.

L’équation de la droite de pente double est, en grandeur sans dimension :

$$P_D(t_D) = 2 \cdot \sqrt{4\pi \cdot t_{Dl}} + \sigma + \sigma' + S \dots\dots\dots (3.14)$$

Avec:

$$\sigma' = -2\pi r_{Dl} - \ln[1 - \exp(-2\pi r_{Dl})] - \frac{1}{2} \ln[1 - 2 \exp(-2\pi r_{Dl}) \cdot \cos(2\pi e) + \exp(-4\pi r_{Dl})] \dots\dots (3.15)$$

$$r_{Dl} = \frac{a}{l} \dots\dots\dots(3.16)$$

• **Distance à la limite**

La distance à la limite peut être obtenue à l'aide de l'intersection des deux droites de pente m_l et $2m_l$.

Soit t_x la valeur du temps correspondant à l'intersection de ces deux droites et t_{Dxl} son expression adimensionnelle :

$$\sqrt{2\pi t_{Dxl}} = 2\pi r_{Dl} + \ln(1 - \exp(-2\pi r_{Dl})) - \frac{1}{2} \cdot \ln(1 - 2 \cdot \exp(-2\pi r_{Dl}) \cdot \cos(2\pi e) + \exp(-4\pi r_{Dl}))$$

..... (3.17)

Cette équation implicite en r_{Dl} n'est pas simple à résoudre sauf quand la limite est à une distance importante du puits par rapport à la largeur du chenal. Dans ce cas les deux derniers termes de droite de l'équation (3.15) sont petits devant le premier terme et :

$$2\pi t_{Dxl} = 2\pi t_{Dl} \dots\dots\dots (3.18)$$

D'où la distance au bout du chenal : $d = \alpha \cdot \sqrt{\frac{k \cdot t_x}{\phi \cdot \mu \cdot c_t}} \dots\dots\dots (3.19)$

- $\alpha = \sqrt{2\pi}$ (En unités SI)
- $\alpha = 0,040$ (en unités pratiques US)
- $\alpha = 0,048$ (en unités pratiques métriques).

o **Remarque**

Quand la distance du puits au bout du chenal n'est pas suffisante, la première droite « semi- racine carrée » peut ne pas être visible.

Le phénomène peut rendre l'interprétation délicate. En effet la droite de pente double peut être prise pour la première droite de pente m_l . L'interprétation conduit alors à sous-estimer la largeur du chenal et à ne pas prendre en compte la limite dans le chenal. Seule l'allure de la dérivée de la pression ou éventuellement la confrontation de l'interprétation avec les données géologiques et sismiques peut lever l'indétermination.

▪ **La dérivée, les courbes types**

L'écoulement caractéristique du chenal est l'écoulement linéaire, il se caractérise par une droite de pente $\frac{1}{2}$ sur la dérivée de la pression.

• **Chenal infini**

Quand un chenal est perçu par l'essai, les écoulements peuvent être diagnostiqués sur la dérivée de la pression présentée sur un graphique sans dimensions :

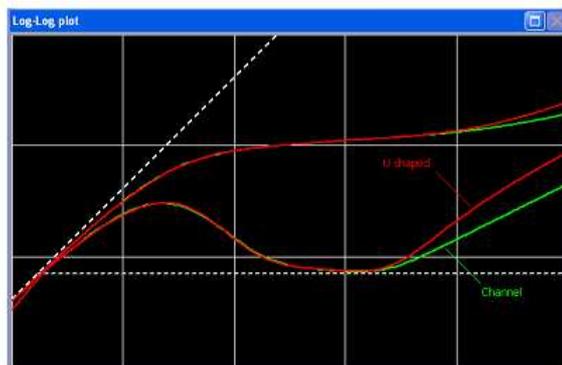


Figure III .7 Courbe de la pression et sa dérivée (limite chenal)

- Effet de capacité de puits : droite de pente 1 ;
- Effet radial circulaire : stabilisation à 0,5. Cet écoulement peut être masqué par l'effet de capacité de puits.
- Effet du premier bord du chenal : stabilisation à 1. Le premier bord du chenal se manifeste comme la présence d'une faille. Cet effet n'est visible que si le puits est suffisamment excentré dans le chenal ($d/l < 0,2$). Sinon l'écoulement caractéristique du chenal est perçu directement.
- Ecoulement linéaire dans le chenal : droite de pente 0,5. C'est l'écoulement caractéristique de la présence du chenal.

- **Chenal limité :**

La présence d'une limite dans le chenal se manifeste par un doublement de la pente, il se traduit par une transition de facteur 2 de la deuxième droite par rapport à la première.

II .c Failles sécantes [6], [8] :

Au cours d'un test, deux barrières de perméabilité sécantes, failles sécantes par exemple peuvent être perçues.

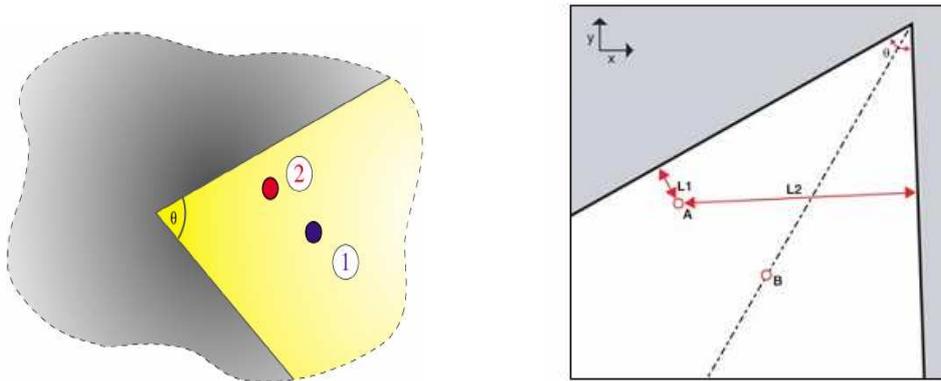


Figure III.8 ; schéma d'une faille sécante

La distance de puits à chacune de ces barrières peut être caractérisée par les méthodes conventionnelles et en utilisant la dérivée de la pression.

- **Méthode conventionnelle d'interprétation :**

La présence de deux barrières sécantes se manifeste par le passage d'une droite semi-log de pente m à une droite de pente $2\pi m/\theta$ (θ en radians). Si le puits est situé plus près d'une des failles que de l'autre, le passage à la droite de pente $2\pi m/\theta$ peut être précédé par une droite de pente $2m$.

L'angle entre les deux limites peut être déterminé par le rapport des pentes des deux

droites semi-log :
$$\theta = 2\pi \cdot \frac{m_1}{m_2}$$

- **Courbe type, la dérivée :**

La présence de deux failles faisant entre elles un angle θ se manifeste par le passage d'une stabilisation à 0,5 à une stabilisation à π/θ sur la dérivée de la pression.

Quand l'angle est très petit les deux failles peuvent être considérées comme quasiment parallèles : elles se comportent comme un chenal.

La transition entre les deux stabilisations correspond à un écoulement linéaire avec croissance de la dérivée suivant une droite de pente 1/2.

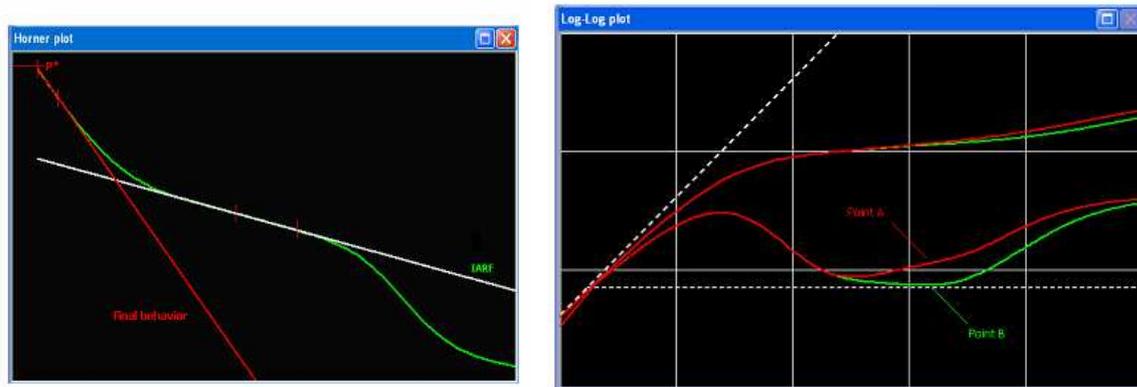


Figure III.9 Droite de HORNER⁽¹⁾ Courbe de la pression et de sa dérivée⁽²⁾ (Faille sécante)

II .d Limite à pression constante :

Un effet de limite de pression constante se manifeste lors d'un essai de puits dans plusieurs cas :

- quand la zone compressible atteint latéralement un *gas cap* (chapeaux de gaz) ;
- quand la zone compressible atteint un aquifère et que la mobilité de l'eau est nettement plus forte que celle de l'huile.

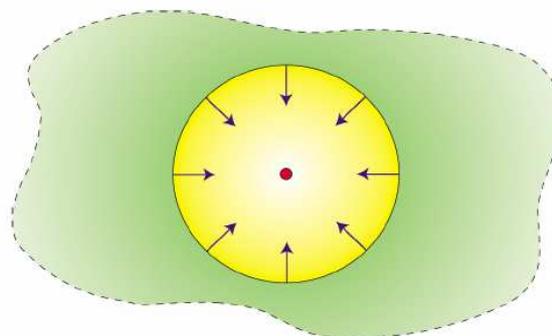


Figure III.10 Schéma d'une limite à pression constante

En appliquant la méthode des images la pression au puits s'écrit :

$$P_D = P_D(t_D, r_D = 1, S) - P_D(t_D, 2r_D) \dots\dots\dots(3.20)$$

On obtiendra donc :

Pour les temps petits, l'évolution de la pression est identique à celle d'un réservoir homogène infini.

Quand t est suffisamment grand, la variation de pression s'écrit alors :

$$P_D = S + \ln 2r_D \dots\dots\dots(3.21)$$

Soit en grandeur réelle :

$$P_i - P_{wf} = \alpha \cdot \frac{qB\mu}{kh} \cdot \left(\ln \frac{d}{r_w} + S \right) \dots \dots \dots (3.22)$$

La pression est constante au puits

La pression à la limite est égale à la pression initiale. La perte de charge entre la limite et le puits est due à la somme de la perte de charge dans le skin et de la perte de charge due à la loi de Darcy.

Pour déterminer la distance à la limite on peut le faire de deux manières :

- le point d'intersection de la droite semi-log et de la droite à pression constante atteinte à la fin du test.
- Le rayon d'investigation du test au moment où la zone compressible atteint la limite.

▪ **Courbe types, dérivée :**

La présence d'une limite à pression constante se caractérise par une stabilisation de la pression.

A cette stabilisation de la pression correspond une annulation de la dérivée. L'annulation de la dérivée se traduit par une forte décroissance en représentation log – log.

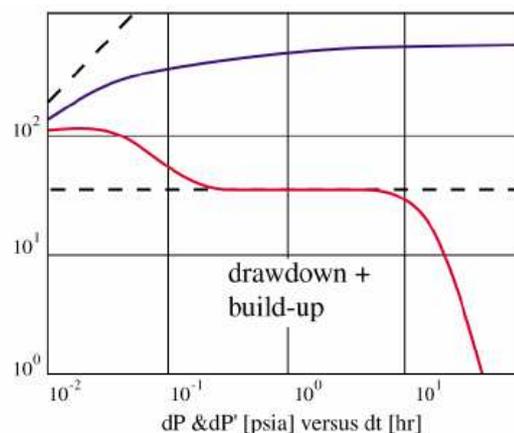


Figure III.11 Courbe de la pression et de sa dérivée (cas d'une limite à pression constante)

II .e Réservoir fermé

Quand au cours d'un test, la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, ces limites définissent une aire fermée au sein de laquelle les variations de débit du puits font évoluer le régime des pressions. Deux cas peuvent être distingués :

- **Le puits est en production** : quand l'ensemble des limites à flux nul est atteint, le régime d'écoulement devient pseudopermanent.
- **Le puits est fermé** : quand l'ensemble des limites à flux nul est atteint, la pression se stabilise à une valeur appelée pression moyenne dans toute l'aire définie par les limites.

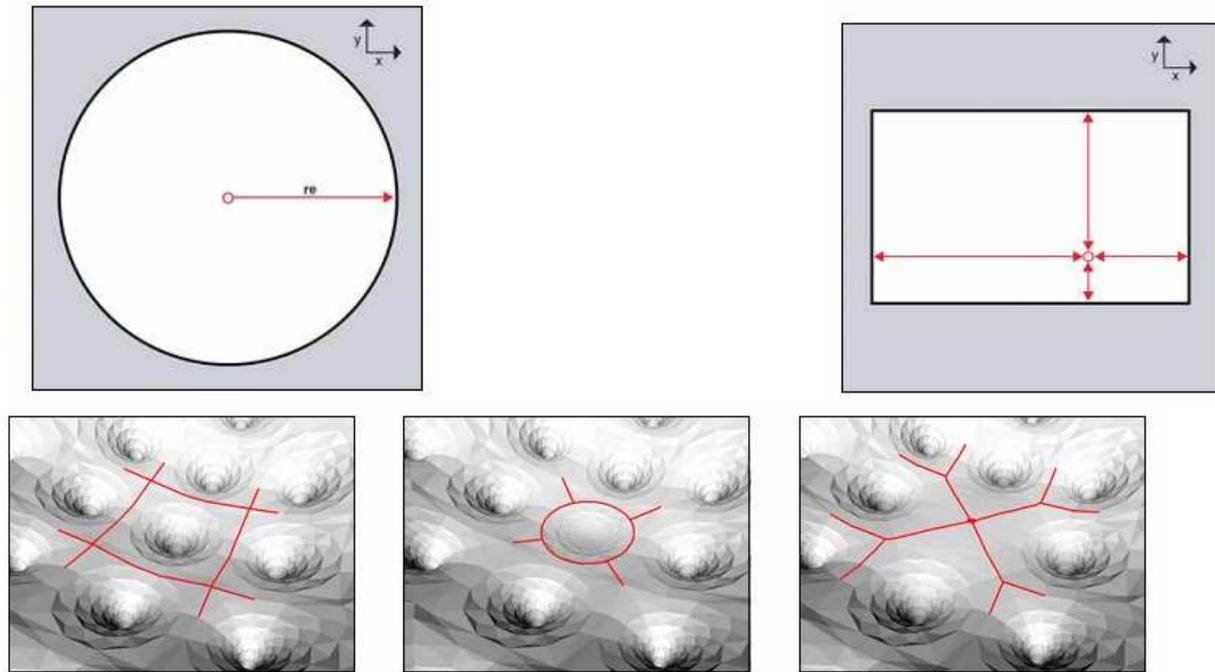


Figure III.12 : Schéma d'un réservoir fermé [15]

Puits en production, régime pseudopermanent :

Tant que la zone compressible générée par la mise en production du puits n'a atteint aucune limite, le réservoir se comporte comme s'il était infini : c'est le régime transitoire habituel..

Quand l'ensemble de limites à flux nul est atteint, le régime d'écoulement devient pseudopermanent.

L'ensemble de ces limites à flux nul définit **l'aire de drainage** du puits.

Ces limites peuvent avoir plusieurs causes :

- Des barrières physiques : faille étanche, disparition de faciès, etc.
- La production des puits voisins : la limite entre deux puits est alors fictive. Sa distance à chacun des puits est proportionnelle au voisinage du milieu poreux V_i drainé par chaque puits.

La position de la limite entre les puits dépend du débit des puits mais aussi de l'épaisseur et de la porosité du réservoir dans chaque aire de drainage.

Une fois ces limites atteintes, la pression au puits décroît linéairement en fonction du temps :

- proportionnellement au débit du puits ;
- de manière inversement proportionnelle au volume compressible de l'aire de drainage.

Son expression est :

$$P_D^* = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{A}{r_w^2} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2,2458}{C_A} \dots\dots\dots (3.23)$$

Avec : $t_{DA} = \frac{\alpha.k.t}{\phi.\mu.c_i.A}$ temps sans dimension rapporté à l'aire de drainage

$\alpha = 1$ (en unités SI)

$\alpha = 0,000264$ (en unités pratiques US)

$\alpha = 0,000355$ (en unités pratiques métriques)

A est l'aire de drainage du puits.

C_A est un facteur de forme qui dépend de la forme du réservoir et de la position du puits dans le réservoir.

■ **Interprétation conventionnelle :**

L'équation (3.22) s'exprime avec des grandeurs réelles par :

$$P_i - P_{wf} = \alpha \cdot \frac{qB}{\phi.c_i.h.A} \cdot t + \frac{\beta.qB.\mu}{kh} \cdot \log \frac{A}{r_w^2} + \log \frac{2,2458}{C_A} + 0,87S \dots \dots \dots (3.24)$$

Avec :

$\alpha = 0,234$ $\beta = 162,6$ (en unités pratiques US)

$\alpha = 0,0417$ $\beta = 21,5$ (en unités pratiques métriques)

$\alpha = 1$ $\beta = 1,151$ (en unités SI)

Cette équation est de la forme :

$$P_{wf} = -m^* \cdot t + P_0 \dots \dots \dots (3.25)$$

La pente m^* permet de déterminer la valeur de l'aire de drainage A ou plus précisément du volume $hA\Phi$:

$$A = \frac{\alpha.q.B}{\phi.c_i.h.m^*} \dots \dots \dots (3.26)$$

α prend les mêmes valeurs que dans l'équation (3.24)

La valeur p_0 permet de déterminer le facteur de forme C_A :

$$C_A = 2,2458.10^{\left[\frac{-p-p_0}{m} - \log \frac{A}{r_w^2} - 0,87S \right]} \dots \dots \dots (3.27)$$

Avec $m = \frac{\beta.qB.\mu}{kh}$ valeur absolue de la pente semi - log.

C_A peut aussi s'exprimer à l'aide de la pression à $t = 1$ h mesurée sur la droite semi-log après une heure de fermeture du puits :

$$C_A = 5,456 \cdot \frac{m}{m^*} 10^{\left[\frac{p_{1h} - p_0}{m} \right]} \dots \dots \dots (3.28)$$

Suivant les valeurs C_A , il est possible de déterminer la configuration réservoir puits correspondant au test.

La valeur la plus élevée de ($C_A=31,62$) correspond au cercle. C'est la configuration réservoir puits la plus régulière. De petites valeurs de C_A correspondent à un réservoir allongé ou à un puits excentré dans l'aire de drainage.

▪ Courbes types, dérivée :

La pression évoluant linéairement en fonction du temps pendant le régime pseudopermanent, ce dernier se caractérise sur la dérivée de la pression par une droite de pente 1 sur un graphique log-log.

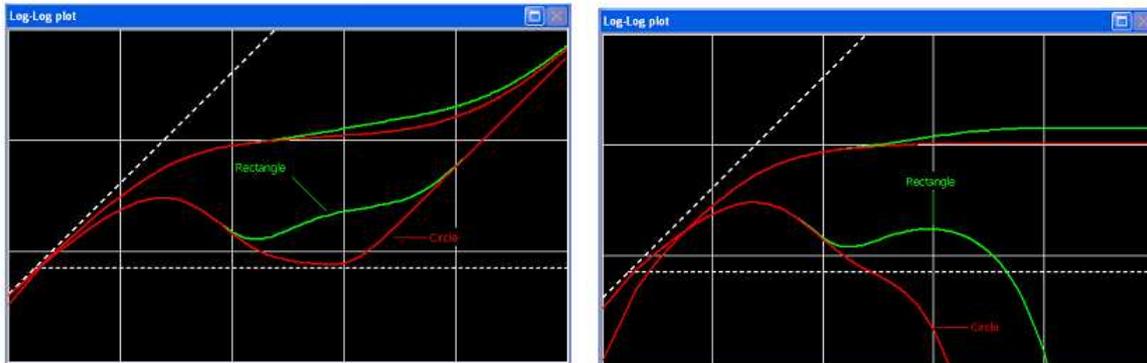
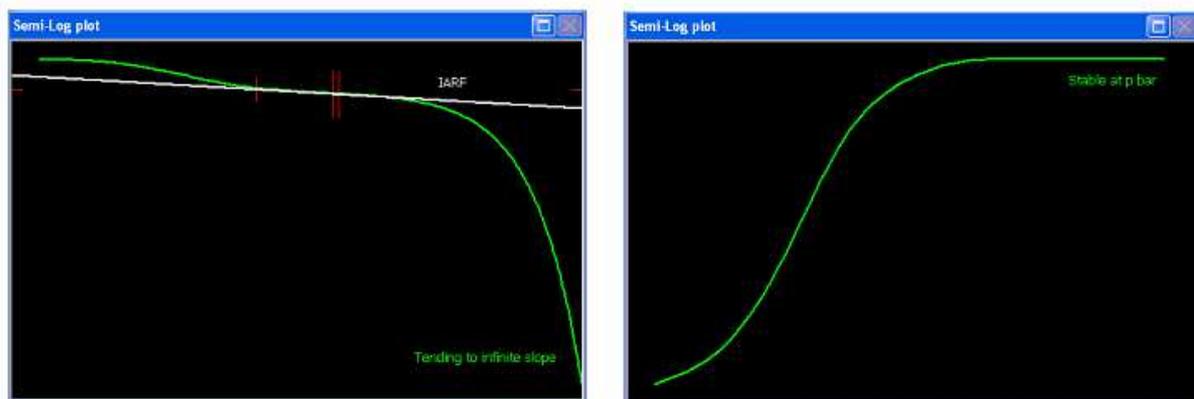


Figure III.13 Courbe de pression et de sa dérivée drawdown⁽¹⁾ et buildup⁽²⁾(cas d'un réservoir fermé)



III.14 Droite semi-log drawdown⁽¹⁾ et buildup⁽²⁾(cas d'un réservoir fermé)

La forme de la transition entre le régime transitoire et le régime pseudopermanent dépend de la forme de l'aire de drainage et de la position du puits dans cette aire. La forme de cette transition permet de caractériser la configuration réservoir puits.

La détermination de la distance aux limites en débit est souvent délicate : les fluctuations de débit engendrent des variations de pression qui sont le plus souvent plus importantes que celles dues à la manifestation des limites. Seule une évaluation de l'aire de drainage peut parfois être obtenue.

○ Puits fermé, pression moyenne

Quand au cours d'une remontée de pression la zone compressible atteint un ensemble de limites physiques à flux nul, la pression dans l'aire de drainage devient uniforme et constante. Cette pression est appelée pression moyenne de l'aire de drainage.

Ceci se manifeste par une stabilisation de la pression sur les graphiques conventionnels pression, fonction de superposition du temps.

A la pression moyenne correspond une dérivée nulle. L'annulation de la dérivée se traduit sur un graphique log-log par une forte croissance de la dérivée.

• **Calcul de la pression moyenne (Méthode MBH) :**

Au cours d'une remontée de pression, l'extrapolation de la droite semi-log à des temps de remontée de pression infinis permet d'accéder à une valeur p^* de la pression : c'est la valeur de pression pour $\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$ sur un graphique de Horner par exemple.

Si aucune limite n'a été atteinte au cours de la période de production précédant la remontée de pression, p^* est voisine de la pression statique initiale de l'aire de drainage avant le test.

Par contre, si la période de drainage a été suffisamment longue, la pression moyenne a chuté dans l'aire de drainage pendant la production. La valeur de p^* doit être corrigée de l'effet de cette production pour calculer la pression moyenne du réservoir.

Principe de la méthode :

La pression à l'intérieur d'une aire de drainage fermée peut être 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 du puits par rapport aux quatre limites de l'aire de drainage.

$$P_i - P_{ws} = \frac{m}{2,303} \left\{ \ln \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + \sum_{i=1}^{\infty} \left[Ei \left(-\frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot a_i^2}{4k \cdot \Delta t} \right) - Ei \left(\frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot a_i^2}{4k(t_p + \Delta t)} \right) \right] \right\} \dots (3.29)$$

a_i : distance du puits aux images.

m : pente de la droite semi-log

Pour Δt infini, cette expression est de la forme :

$$P_i - P^* = \frac{m}{2,303} \cdot F(t_p) \dots (3.30)$$

$F(t_p)$ est 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 :

$$P_i - \bar{P} = \frac{qB \cdot t_p}{\phi \cdot c_t \cdot h \cdot A} \dots (3.31)$$

L'équation (3.30) s'écrit aussi :

$$P_i - \bar{P} = \frac{m}{2,303} \cdot 4\pi t_{p,DA} \dots (3.32)$$

Avec :

$$t_{p,DA} = \frac{k \cdot t_p}{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot A} \dots (3.33)$$

D'où on peut tirer à partir de (3.29) et (3.31) :

$$\frac{2,303 \cdot (P^* - \bar{P})}{m} = 4\pi t_{p,DA} + F(t_p) \dots (3.34)$$

Cette fonction de t_p peut être calculée pour différentes géométries réservoir puits. Elle permet de calculer la pression moyenne dans l'aire de drainage du puits à partir de la connaissance :

- de la géométrie et des dimensions de l'aire de drainage ;
- de la position du puits ;
- de la pente m de la droite semi-log ;
- de la pression extrapolée p^* ;
- du temps de production t_p .

• **Méthode de Dietz :**

La méthode de Dietz permet de lire directement la pression moyenne sur un graphique MDH (pression en fonction de $\log t$).

L'application de cette méthode nécessite la vérification de trois hypothèses :

- existence d'un écoulement pseudopermanent avant la fermeture du puits ;
- existence d'une droite semi-log sur le graphique MDH ;
- skin supérieur à -3.

Moyennant la vérification de ces hypothèses, la pression moyenne est lue directement sur la droite semi-log au temps Δt tel que :

$$\Delta t_p = \frac{t_p}{C_A \cdot t_{pDA}} \dots\dots\dots (3.35)$$

$$\Delta t_p = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot A}{\alpha \cdot k \cdot C_A} \dots\dots\dots (3.36)$$

- $\alpha = 1$ (en unités SI)
- $\alpha = 0,000264$ (en unités pratiques US)
- $\alpha = 0,000355$ (en unités pratiques métriques).

C_A est le facteur de forme correspondant à la géométrie réservoir puits.

Ramey et Cobb proposent moyennant les mêmes hypothèses que Dietz, de lire la pression moyenne sur un graphique de Horner au temps Δt tel que :

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_p = C_A \cdot t_{pDA} \dots\dots\dots (3.37)$$

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_p = \frac{\alpha \cdot k \cdot t_p \cdot C_A}{\phi \cdot \mu \cdot t_p \cdot A} \dots\dots\dots (3.38)$$

III Index de productivité [20]:

III- a Définition :

L'index de productivité d'un puits est le rapport entre : le débit du puits et la différence entre la pression moyenne de l'aire de drainage et la pression au fond du puits :

$$IP = \frac{q}{P - P_{wf}} \dots\dots\dots (3.39)$$

Deux cas sont à distinguer suivant que la pression soit mesurée en régime transitoire ou en régime pseudopermanent

Le premier test correspond au test initial d'un puits, le deuxième aux mesures réalisées en cours de production.

III -b Index de productivité en régime transitoire :

Au cours du régime transitoire, la pression moyenne dans l'aire de drainage du puits est voisine de la pression moyenne en début de test p_i :

$$\bar{p} - p_{wf} \neq p_i - p_{wf}$$

on aura donc un indice de productivité comme suit :

$$IP = \frac{kh}{\alpha B \mu \cdot (\log . t + \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_i \cdot r_w^2} - \beta + 0,87.S)} \dots\dots\dots (3.40)$$

$$\alpha = 2,303/4\pi \qquad \beta = -0,81/2,303 \qquad (\text{en unités SI})$$

$$\alpha = 162,2 \qquad \beta = 3,23 \qquad (\text{en unités pratiques US})$$

$$\alpha = 21,5 \qquad \beta = 3,10 \qquad (\text{en unités pratiques métriques})$$

L'index de productivité est une fonction décroissante du temps en régime transitoire.

III.c Index de productivité en régime pseudo-permanent :

L'index de productivité fait intervenir la différence entre la pression moyenne de l'aire de drainage et la pression aux puits : $p - p_{wf}$. Cette différence peut s'écrire autrement :

$$\bar{p} - P_{wf} = (P_i - P_{wf}) - (P_i - \bar{P}) \dots\dots\dots (3.41)$$

et donc on aura les équations qui régissent l'évolution au puits en régime pseudopermanent :

$$P_i - P_{wf} = \frac{\gamma \cdot qB}{\phi \cdot c_i \cdot h \cdot A} t + \frac{\alpha \cdot qB \cdot \mu}{kh} \cdot (\log \frac{A}{r_w^2} + \log \frac{2,2458}{C_A} + 0,87.S) \dots\dots\dots (3.42)$$

L'index de productivité est constant en régime pseudopermanent.

L'IP peut être considéré comme une donnée caractéristique du puits. C'est une donnée globale qui fait intervenir :

- les caractéristiques du réservoir : kh ;
- les caractéristiques du puits S ;
- la dimension du réservoir A ;
- La géométrie réservoir puits : C_A .

Remarque :

L'index de productivité est la grandeur la plus fréquemment utilisée par les producteurs pour apprécier le potentiel d'un puits.

L'index de productivité mesuré en régime pseudopermanent, c'est-à-dire après un temps de production important, est effectivement une donnée qui caractérise bien le potentiel du puits.

Mesuré lors des tests initiaux d'un puits, c'est-à-dire le plus souvent en régime transitoire, il doit, par contre, être utilisé avec précaution :

- Cet IP est continûment décroissant ;
- Sa diminution en valeur relative est d'autant plus importante que le Skin du puits est faible.
- Cette décroissance dure tant que le régime pseudopermanent n'est pas atteint.

III-d IP réel et IP théorique :

L'index de productivité réel est l'IP mesuré sur le puits. L'IP théorique est l'IP qu'aurait le puits si son skin était nul. L'IP théorique permet d'apprécier le gain de productivité qu'apporterait une stimulation du puits, ou la perte de productivité due à un colmatage, à la perforation partielle, etc. :

$$IP_{th} = \frac{q}{(P - P_{wf}) - \Delta P_s} \dots\dots\dots(3.43)$$

Où ΔP_s est le skin calculé par la méthode du skin infinitésimal.

IV Aspect réservoir :

IV .a Les réservoirs fissurés :

La présence de fissures modifie de manière considérable les écoulements dans un réservoir.

Dans un réservoir fissuré on peut considérer que coexistent un réseau de fissures et un réseau de matrice.

Les deux réseaux poreux ont des caractéristiques géométriques, des porosités, des capacités et des perméabilités très différentes.

IV.a.1 Géométrie :

La représentation géométrique du réservoir fissuré la plus utilisée en essai de puits est celle de Warren et Root.

- Les blocs matriciels sont homogènes et tous identiques.
- Leur forme est celle d'un parallélépipède rectangulaire dont les faces correspondent à des plans de fracturation orthogonaux.
- Les blocs matriciels sont groupés en trois classes, fonction des dimensions relatives des côtés du parallélépipède.
- Les blocs cubiques dont les trois côtés ont des dimensions du même ordre de grandeur.
- Les blocs allumettes dont un des côtés a une dimension beaucoup plus grande que les deux autres.
- Les blocs feuillets : un des côtés a une dimension beaucoup plus petite que les deux autres

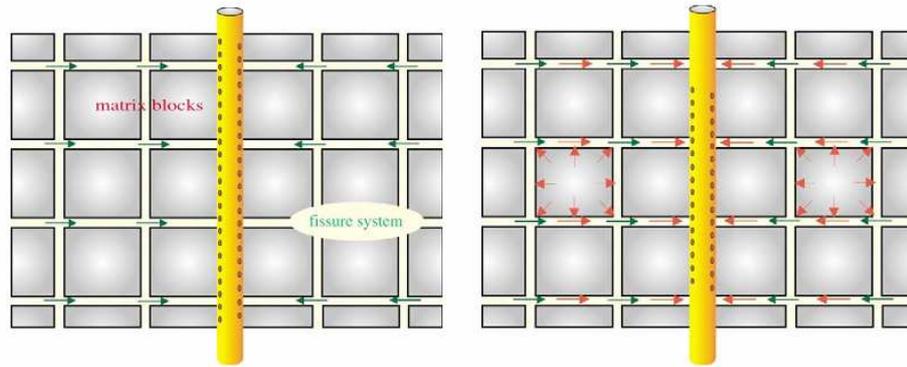


Figure III.15 Schéma d'un réservoir fissuré (Ecoulement de fissures⁽¹⁾ et Ecoulement matrice fissures⁽²⁾)

• **Porosités :**

La matrice et les fissures présentent des porosités très différentes. La place occupée par chacun des réseaux poreux est définie par le volume relatif :

$$V_f = \frac{\text{Volume total des fissures}}{\text{Volume total de l'échantillon}} \dots\dots\dots (3.44)$$

Avec cette définition $V_f + V_m = 1$

Chacun de ces volumes relatifs est poreux :

$$\phi_f = \frac{\text{Volume des vides situés dans les fissures}}{\text{Volume total des fissures}} \dots\dots\dots (3.45)$$

$$\phi_m = \frac{\text{Volume des vides situés dans la matrice}}{\text{Volume total de la matrice}} \dots\dots\dots (3.46)$$

Ramenées au volume total de l'échantillon, les porosités de la matrice et des fissures valent :

- porosité matricielle : $\Phi_m \cdot V_m$;
- porosité des fissures : $\Phi_f \cdot V_f$.

La porosité des fissures Φ_f est généralement voisine de 1, mais leur volume relatif est très faible (inférieur à 1%). Ceci fait que ramenée au volume total de l'échantillon, la porosité des fissures est très faible (inférieure à 1%).

• **Capacités :**

La compressibilité totale de chaque système vaut :

- pour la matrice : $c_m = c_o \cdot S_o + c_w \cdot S_w + c_{pm} \dots\dots\dots (3.47)$

- pour les fissures : $c_f = c_o + c_{pf} \dots\dots\dots (3.48)$

C_{pf} et C_{pm} sont les compressibilités des vides situés respectivement dans les fissures et dans la matrice. Elles sont définies relativement au volume de ces vides et non par rapport au volume global de l'échantillon de roche.

La matrice de chaque système vaut :

- pour la matrice : $\zeta_m = \phi_m \cdot V_m \cdot c_m \dots\dots\dots (3.49)$

- pour le réservoir pris dans son ensemble : la capacité globale du réservoir est la somme de celle des fissures et de celle de la matrice :

$$\zeta_{f+m} = \phi_f \cdot V_f \cdot c_{ff} + \phi_m \cdot V_m \cdot c_m \dots\dots\dots (3.50)$$

La porosité de fissure est la plus souvent négligeable devant celle de la matrice. Il n'est pas rare par contre de constater des capacités du même ordre de grandeur. Ceci est dû à la forte compressibilité totale des fissures c_{ff} .

• **Contraste de perméabilité : Le paramètre ω :**

Le paramètre ω caractérise le contraste de capacité qui existe entre les fissures et l'ensemble du réservoir :

$$\omega = \frac{\zeta_f}{\zeta_{f+m}} \dots\dots\dots (3.51)$$

Plus ω est petit, plus l'effet de la fissuration est notable sur l'évolution de la pression : avec $\omega = 1$ le réservoir se comporte comme un réservoir homogène composé uniquement de fissures.

• **Perméabilités :**

La perméabilité des fissures est beaucoup plus élevée que la perméabilité matricielle. De ce fait, les fluides circulent par les fissures : c'est la perméabilité des fissures qui sera perçue par les tests.

Un essai ne permet pas de déterminer directement la perméabilité d'un réservoir, mais permet d'apprécier le produit d'une perméabilité par une épaisseur de réservoir.

• **L'Echange matrice fissures : λ**

La facilité avec laquelle les fluides s'échangent entre matrice et fissures dépend de deux facteurs :

- la géométrie des blocs matriciels et
- le rapport entre la perméabilité de la matrice (k_m) et celle des fissures (k_f).

La manière dont ces échanges se font est décrite par le paramètre λ :

$$\lambda = \alpha \cdot r_w^2 \cdot \frac{k_m}{k_f} \dots\dots\dots (3.52)$$

α caractérise l'influence de la géométrie des blocs matriciels (dimension et forme) sur les échanges matrice fissures.

Plus λ est important, plus l'échange de fluide entre matrice et fissures est aisé. λ est d'autant plus important que :

- la perméabilité k_m de la matrice est grande et que

- Dérivée

A cette première droite semi-log correspond une stabilisation à 0,5 de la dérivée de la pression sans dimension.

Cette première droite semi-log et la stabilisation de la dérivée ne sont observées que de manière rarissime. L'effet de capacité de puits, même avec une fermeture fond, est généralement trop important.

- **La période de transition**

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

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

Deux approches sont proposées dans la littérature pour décrire l'écoulement matrice fissure :

- La première est celle de Warren et Root. Elle consiste à considérer que l'écoulement matrice fissure est immédiatement pseudopermanent. Le modèle d'écoulement matrice fissures est appelé pseudopermanent.
- La deuxième, celle de A. de Swann, ne fait pas cette hypothèse. Le modèle d'écoulement matrice fissures est appelé transitoire.

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

La transition, quand elle est visible, est caractérisée par le creux observé sur la dérivée. La position et l'amplitude de ce creux dépendent respectivement de la facilité avec laquelle se fait l'écoulement matrice fissures (paramètre λ) et du contraste de capacité entre matrice et fissures (paramètre ω).

L'écoulement matrice fissures est caractérisé différemment suivant que l'on utilise pour le décrire le modèle pseudopermanent ou le modèle transitoire.

Une différence importante existe entre modèle pseudopermanent et modèles transitoires :

- creux de la dérivée est beaucoup plus prononcé avec le modèle pseudopermanent.
- En modèle transitoire, pendant la transition, la dérivée de la pression sans dimension se stabilise à 0,25, la moitié de la valeur observée pendant l'écoulement de l'ensemble matrice fissures.

Cette stabilisation correspond à une droite semi-log d'équation :

$$p_i - p_{wf} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\delta \cdot qB \cdot \mu}{k_f \cdot h} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi \cdot \mu \cdot c_i \cdot r_w^2} - \log \lambda \cdot (1 - \omega) - \beta + 1.74 \cdot S \right) \dots (3.54)$$

$$\delta = 162,6 \quad \beta = 3,13 \quad (\text{en unité pratiques US})$$

$$\delta = 21,5 \quad \beta = 3 \quad (\text{en unités pratiques métriques})$$

En remonté de pression la dérivée peut toutefois se stabiliser à un niveau plus faible (inférieur à 0,25), pour peu que l'écoulement de l'ensemble matrice fissures n'ait pas atteint au cours de la période de débit précédente.

Dans les figures ci-dessous nous avons tracé l'influence des paramètres λ et ω

Une diminution du paramètre λ retarde dans les deux cas le début de la période de transition. La forme de la période de transition n'est pas fonction de la valeur de λ .

Dans la réalité, l'effet de capacité de puits masque souvent une partie de la transition. Il affecte l'allure de cette transition sur la dérivée.

La variation de ω a le même effet avec les deux modèles : le début de la transition est d'autant plus tardif que la valeur de ω est proche de 1.

Avec le modèle transitoire le creux de la dérivée se stabilise à 0,25

Avec le modèle pseudopermanent le creux de la dérivée est d'autant plus prononcé que la valeur de ω est petite.

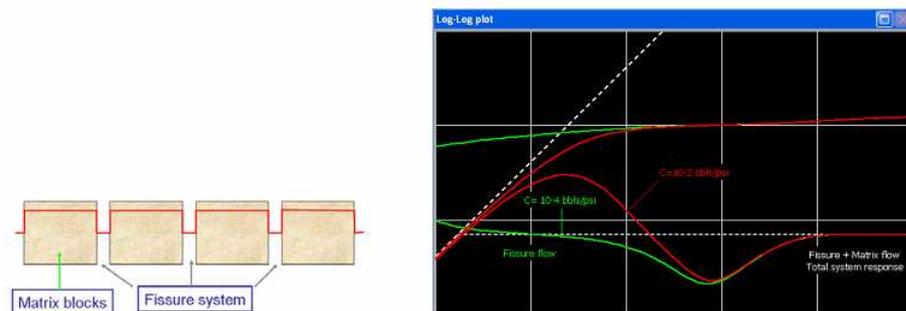


Figure III.17 Evolution de la pression avec le modèle Pseudo permanent (PSS)

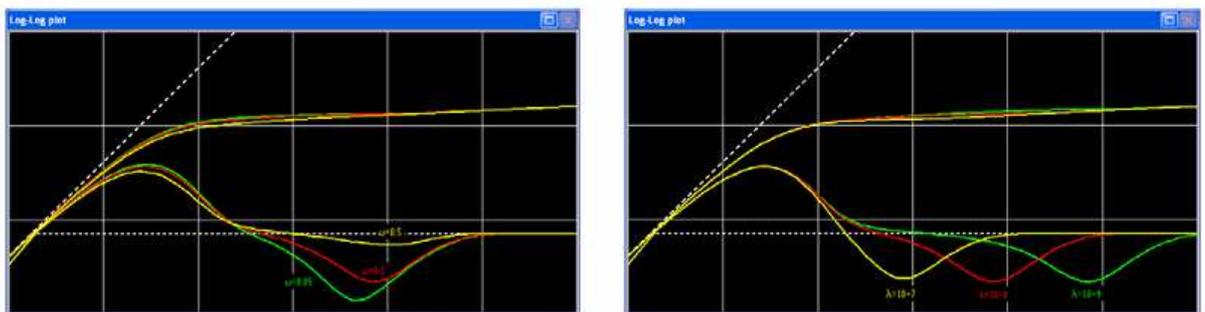


Figure III.18 Influence des paramètres $\omega^{(1)}$ et $\lambda^{(2)}$ (Modèle pseudo permanent)

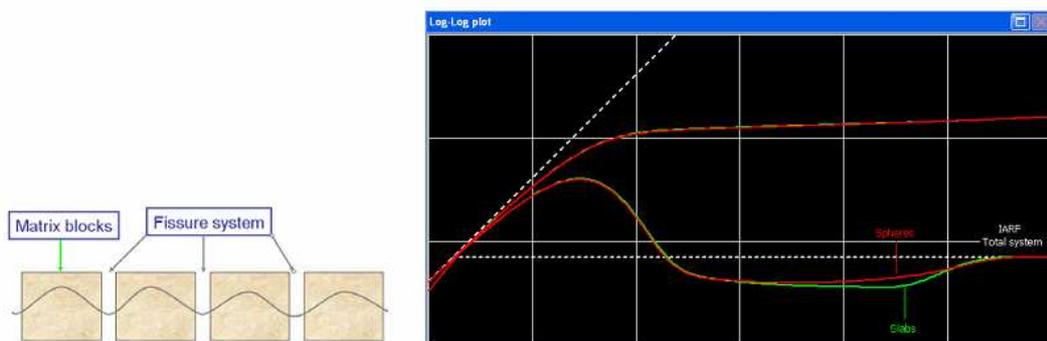


Figure III.19 Evolution de la pression avec le modèle Transitoire

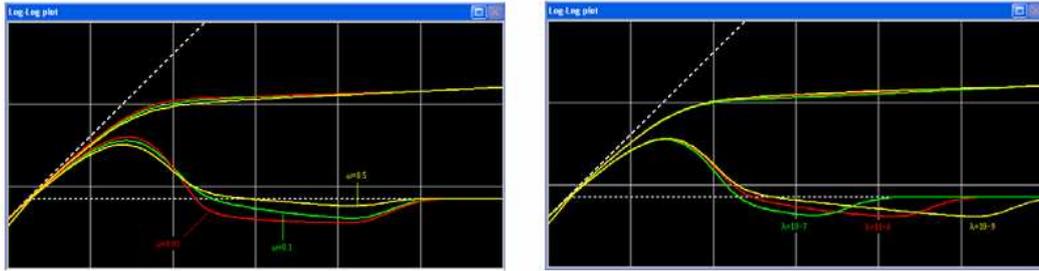


Figure III.20 Influence des paramètres $\omega^{(1)}$ et $\lambda^{(2)}$ (Modèle Transitoire)

• **Ecoulement de l'ensemble matrice fissures :**

Une fois la période de transition terminée, le réservoir se comporte à nouveau comme un réservoir homogène de perméabilité k_f et de capacité ζ_{f+m} .

Courbes types

L'évolution de la pression pendant cet écoulement est décrite par la courbe type pour réservoir homogène de libellé $C_D \cdot \exp(2S) = C_{Df+m} \cdot \exp(2S)$

Méthode conventionnelle

L'écoulement de l'ensemble matrice fissures se traduit par une droite semi-log d'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{\delta \cdot qB \cdot \mu}{k_f \cdot h} \cdot \left(\log \cdot t + \log \frac{k_f}{\zeta_{f+m} \cdot \mu \cdot r_w^2} - \beta + 0,87S \right) \dots \dots \dots (3.55)$$

$\delta = 162,6$ $\beta = 3,23$ (en unités pratiques US)

$\delta = 21,5$ $\beta = 3,10$ (en unités pratiques métriques)

Cette droite est parallèle à la première droite semi-log observable pendant l'écoulement des fissures.

La distance Δp entre les deux droites dépend de la valeur de ω :

$$\omega = 10^{-\Delta p / m} \dots \dots \dots (3.56)$$

m étant la pente de droite semi-log.

Dans la réalité, la première droite n'est observée que de manière rarissime. Tracer, parmi les premiers points de mesure, une parallèle à la deuxième droite semi-log, correspond le plus souvent à tracer une tangente à la courbe de pression pendant l'effet de capacité de puits. Dans ce cas la valeur de ω évaluée à partir de la distance entre ces deux droites parallèles est une valeur par excès.

Dérivée

A la deuxième droite semi-log correspond une stabilisation à 0,5 de la dérivée de la pression sans dimension.

Remarque :

Il arrive souvent que l'effet de capacité de puits masque les deux premiers écoulements. Dans ce cas, le test ne permet de déterminer ni λ ni ω . Aucune caractérisation de la fissuration n'est possible.

La seule façon de se rendre compte, par les tests, que le réservoir est fissuré est de considérer la valeur du skin et celle de la perméabilité du réservoir. Deux indices permettent d'envisager une fissuration du réservoir :

- une perméabilité déduite du test sensiblement supérieure (facteur 10) à celle mesurée sur carotte ou par RTF dans la matrice ;
- un skin négatif inférieur à -2.

IV .b Le réservoir bicouche :

Les méthodes d'interprétation présentées jusqu'ici supposaient le réservoir composé d'une seule couche.

Les réservoirs sont le plus souvent formés d'une superposition de plusieurs couches de caractéristiques différentes qui peuvent éventuellement communiquer dans le réservoir.

IV.b.1 Description du réservoir bicouche :

Le réservoir bicouche se compose de deux couches caractérisées par leurs :

- hauteurs utiles ;
- porosités ;
- saturations ;
- compressibilités des pores ;
- perméabilités horizontales ;
- perméabilités verticales ;
- skins.

Les deux couches sont en communication hydrodynamique à travers un écran d'épaisseur h_e et de perméabilité verticale k_{ve} .

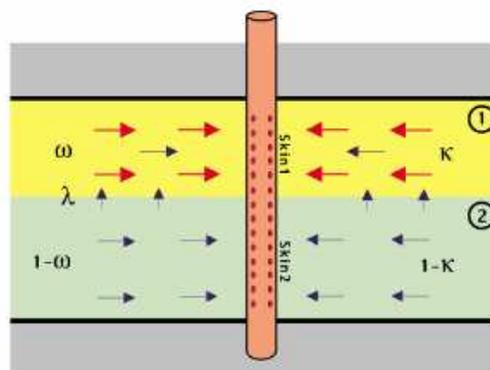


Figure III.21 Schéma d'un Réservoir Bicouche

IV.b.2 Le modèle de D.BOURDET :

Le modèle utilisé ici pour décrire le réservoir bicouche est celui mis au point par D.BOURDET. Ce modèle repose sur les hypothèses suivantes :

- Les fluides s’écoulent horizontalement dans chaque couche.
- L’écoulement vertical entre les deux couches est instantanément pseudopermanent.

Ce modèle est voisin du modèle réservoir à double porosité pseudopermanent utilisé pour décrire les réservoirs fissurés : deux systèmes réservoirs, de caractéristiques différentes, en communication. L’écoulement d’un système à l’autre est instantanément pseudopermanent.

Une différence importante existe toutefois avec ce modèle : le modèle à double porosité fait l’hypothèse que la perméabilité d’un des systèmes (porosité matricielle en réservoir fissuré) est faible devant celle de l’autre (perméabilité des fissures). Cette hypothèse n’est plus nécessaire dans le modèle de D.BOURDET. En ce sens, ce double modèle peut être qualifié de modèle à double porosité et double perméabilité. Il est utilisé pour décrire le réservoir bicouche.

Les principaux paramètres qui interviennent dans sa description sont les suivantes :

- **La transmissivité totale du réservoir :**

$$kh = k_1.h_1 + k_2.h_2 \dots \dots \dots (3.57)$$

- **Le contraste de transmissivité entre les deux couches :** il est décrit par le paramètre κ : $\kappa = \frac{k_1.h_1}{k_1.h_1 + k_2.h_2} \dots \dots \dots (3.58)$

- **Le skin de la couche :** S_1, S_2 .

La variation de ces deux paramètres influence considérablement sur la réponse , nous présentons don ce qui suit une figure qui illustre cette variation :

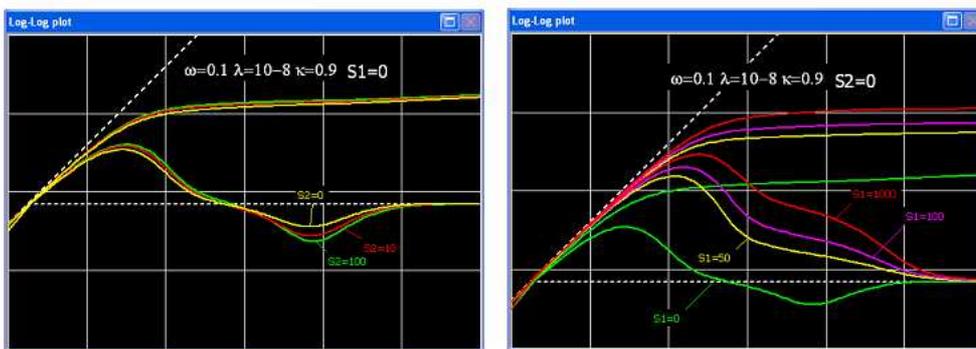


Figure III.22 Influence des paramètres $S_1^{(1)}$ et $S_2^{(2)}$

- **La capacité totale du réservoir :**

$$(\phi.c_t) = \frac{(h.\phi.c_t)_1 + (h.\phi.c_t)_2}{h_1 + h_2} \dots \dots \dots (3.59)$$

- **Le contraste de capacité entre les deux couches :** il est décrit par la paramètre ω comme dans le modèle à double porosité :

$$\omega = \frac{(h.\phi.c_t)_1}{(h.\phi.c_t)_2} \dots\dots\dots (3.60)$$

- **Le terme d'échange entre les deux couches :** il est décrit par le paramètre λ comme dans le modèle à double porosité.

Ce paramètre λ peut être relié aux paramètres réels du réservoir en utilisant le modèle de Gao Cheng-Tai repris par C.A. Ehlig-Economides pour décrire les réservoirs multicouches :

$$\lambda = \frac{r_w^2}{kh} \cdot \frac{2}{\frac{2.h_e}{k_{ve}} + \frac{h_1}{k_{v1}} + \frac{h_2}{k_{v2}}} \dots\dots\dots (3.61)$$

- **La capacité de puits adimensionnelle :** elle est décrite comme un réservoir homogène par référence à la capacité totale du réservoir :

$$C_D = \frac{0,89.C}{h.(.\phi.c_t).r_w^2} \dots\dots\dots (3.62)$$

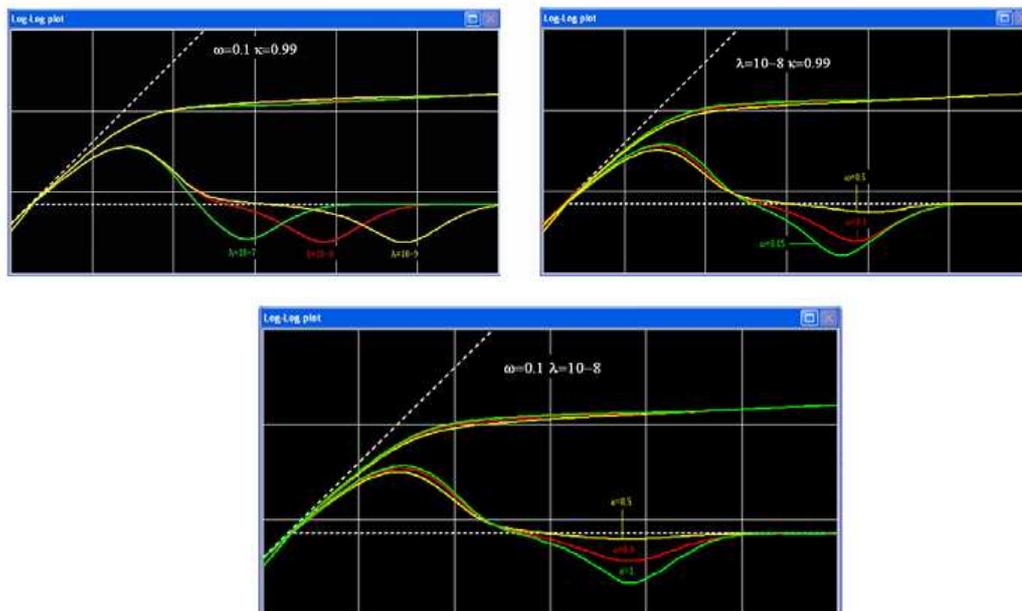


Figure III.23 : Influence des paramètres $\omega^{(1)}$, $\lambda^{(2)}$ et $\kappa^{(3)}$

IV.b.3 Tester un réservoir bicouche :

Plusieurs méthodes peuvent être envisagées pour tester un réservoir bicouche. Elles ne permettent pas toutes de déterminer les caractéristiques individuelles de chaque couche.

Nous considérons trois stratégies :

- le test simultané des deux couches ;
 - le test de chaque couche séparément ;
 - le test d'une couche, puis les deux ensembles.
- **Test simultané des deux couches :**

Cette méthode consiste à mettre en production les deux zones et à les tester simultanément.

Elle conduit en général à des tests pauvres en renseignements. Le réservoir se comporte la plupart du temps comme s'il était homogène, avec les caractéristiques suivantes :

- $kh=kh_1+kh_2$;
- skin ininterprétable : le skin est fonction du skin de chaque couche, du contraste de transmissivité entre les couches (paramètre κ) et du terme d'échange entre les couches (paramètre λ).

Ce phénomène explique que bien, que très souvent hétérogènes verticalement, les réservoirs aient, lors des tests, un comportement homogène.

Dans quelques cas rares, un léger effet de double porosité peut être observé.

- **Tester chaque couche séparément :**

Cette méthode consiste à ne mettre en production qu'une seule des deux couches à la fois pour la tester.

Cette procédure est souvent difficile à appliquer successivement sur les deux couches. C'est cependant elle qui est la plus riche de renseignements.

L'évolution de la pression, et surtout de sa dérivée, montre que trois périodes d'écoulement se succèdent au cours de ces tests :

- Une première période d'écoulement radial circulaire. Seule la zone testée est concernée par cet écoulement ; il lui correspond une stabilisation de la dérivée.
- Une période de transition pendant laquelle la dérivée décroît. Cette décroissance traduit la prise en compte d'une hauteur de réservoir plus grande. Le moment où elle commence dépend de la communication verticale entre les deux couches est concerné par l'écoulement. Il lui correspond une stabilisation de la dérivée.

En définissant la pression sans dimension par rapport à la hauteur de l'ensemble des deux couches :

$$P_D = \frac{\alpha \cdot qB \cdot \nu}{k \cdot (h_1 + h_2)} \cdot \Delta p \dots\dots\dots (3.63)$$

La dérivée se stabilise respectivement à :

- 0,5 $(h_1+h_2)/h_1$ lors de la première stabilisation (si la zone testée est la zone1)
- 0,5 lors de la deuxième stabilisation.

L'allure des courbes de pression est très voisine de celle observée lors du test d'un puits à pénétration partielle.

Seule la période de transition est différente :

- Dans le puits à perforation partielle, la transition correspond à un écoulement sphérique. La dérivée décroît avec une pente -0,5.
- Dans un réservoir bicouche la transition est plus brutale. Cette brutalité est liée à l'hypothèse que l'écoulement vertical entre les deux couches est instantanément pseudopermanent ;

- **Premier écoulement radial circulaire :**

Seule la zone testée est concernée lors de cet écoulement.

Si l'effet de capacité du puits se termine suffisamment tôt, cet écoulement se traduit par une stabilisation de la dérivée et par une droite semi-log d'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{\alpha \cdot qB \cdot \mu}{k_1 \cdot h_1} \cdot (\log t + \log \frac{k_1}{(\phi \cdot c_t)_1 \cdot \mu \cdot r_w^2} - \beta + 0,87 \cdot S_1) \dots\dots\dots (3.64)$$

L'analyse de cet écoulement permet de déterminer le kh et le skin de la zone testée.

○ **Deuxième écoulement radial circulaire :**

L'ensemble des deux zones est concerné par cet écoulement qui se traduit par une stabilisation de la dérivée et par une droite semi-log d'équation :

$$P_i - P_{wf} = \frac{\alpha \cdot qB \cdot \mu}{k \cdot h} \cdot (\log t + \log \frac{k_1}{(\phi \cdot c_t)_1 \cdot \mu \cdot r_w^2} - \beta + 0,87 \cdot S) \dots\dots\dots (3.65)$$

L'analyse de cet écoulement permet de déterminer le kh d'ensemble des deux zones et un skin.

L'analyse du skin est délicate. Ce skin est fonction de celui de chaque couche, mais aussi du contraste de transmissivité (paramètre κ) entre les couches et de la communication entre les deux couches (paramètre λ).

Il arrive souvent que le test soit trop court ou la communication verticale trop médiocre pour que le deuxième radial circulaire soit visible au cours du test.

○ **Période de transition :**

Le moment où commence la transition d'un écoulement radial circulaire à l'autre dépend de la façon dont se fait l'écoulement vertical d'une couche à l'autre, c'est-à-dire du paramètre λ .

Meilleur est l'écoulement, c'est-à-dire plus λ est élevé, plus précoce est cette transition.

● **Tester une zone, puis les deux ensembles**

Cette méthode consiste à mettre en production une première zone, à la tester puis à mettre en production la deuxième zone et à la tester simultanément avec la première zone.

○ **Test de la première zone :**

Le test de la première zone s'interprète et fournit des renseignements analogues à ceux exposés au paragraphe précédent :

- kh et skin de la zone testée ;
- communication entre les deux couches (paramètre λ) ;
- kh et skin équivalent de l'ensemble des deux couches : ce renseignement n'est obtenu que si la communication entre les deux couches est bonne et le test suffisamment long.

○ **Test simultané des deux zones :**

Le test simultané des deux zones fournit des renseignements identiques à ceux éventuellement obtenus à la fin du test de la première zone : kh et skin équivalents pour l'ensemble des deux couches.

○ Bilan du test

Le test de la première zone permet de déterminer les caractéristiques de (kh et $skin$) de cette zone

Le test d'ensemble permet de déterminer les caractéristiques équivalentes (kh et $skin$) de l'ensemble des deux zones.

Les caractéristiques de la deuxième zone peuvent être obtenues :

- par différence entre les deux tests pour le kh ;
- par analyse avec un modèle puits pour le $skin$.

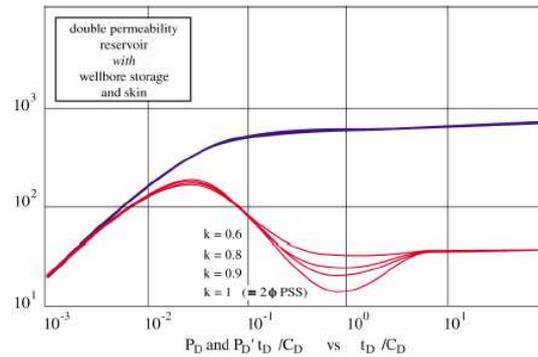


Figure III.24 Courbe de pression et de sa dérivée (Réservoir Bicouche)

V. Aspect puits

Il existe plusieurs configurations puits, parmi elles, on peut citer les puits à pénétration partielle, les puits inclinés, les puits fracturés artificiellement, les puits horizontaux, et les puits injecteurs.

Dans ce travail nous nous sommes concentrés sur l'interprétation des puits horizontaux qu'on va aborder d'une façon plus détaillée dans le chapitre suivant.

Théorie des puits horizontaux

I. Introduction :

L'idée de l'utilisation du forage horizontal afin d'augmenter la surface de contact entre le puits et le réservoir remonte aux années 1940; mais jusqu'aux années 1980, peu de puits horizontaux ont été réalisés, vu le coût de ces derniers (la fracturation hydraulique resta l'option de rechange pour plusieurs années.).

Durant la dernière décennie, la technologie des puits horizontaux est devenue la technologie la plus utilisée pour augmenter la production d'huile et de gaz. Il a été prouvé que, sous certaines conditions relatives au réservoir et à la nature géologique du milieu, les puits horizontaux peuvent améliorer non seulement le taux de production mais aussi les réserves récupérables du champ. Plusieurs études indiquent qu'un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux produisant un même débit. De ce fait, l'utilisation de puits horizontaux peut contribuer au développement de champs qui étaient auparavant économiquement non rentables et où la fracturation hydraulique n'était pas praticable.

Au début des années 80, l'efficacité des puits horizontaux a été démontrée et largement adoptée aux USA et l'Europe de l'ouest. L'étude des puits horizontaux a par conséquent pris de l'ampleur et plusieurs chercheurs ont considéré l'aspect économique des puits horizontaux en étudiant l'influence de la géométrie et de la longueur du puits. Ils ont aussi étudié les problèmes de coning d'eau et de gaz en cas d'écoulements multiphasiques. Ces études ont tous montré que les puits horizontaux améliorent la production de manière très significative.

II. Historique :

Le forage horizontal a commencé à prendre de l'ampleur depuis les années 80 dans le but d'augmenter la production et par conséquent le taux de récupération et extraire le maximum de réserves récupérables.

En Algérie, l'utilisation des puits horizontaux dans l'exploitation et le développement des gisements de pétrole et de gaz a commencé en 1992. Le premier puits horizontal a été foré à Hassi R'mel et a donné des résultats remarquables. Cette méthode de forage a pour but de faciliter l'exploitation des réservoirs à faibles perméabilités, de réduire le nombre de puits verticaux et d'obtenir un meilleur débit ainsi qu'un temps de percé plus long, lorsque les puits produisent avec un cône d'eau ou de gaz.

Dans le cas d'un gisement naturellement fracturé, le puits horizontal permet de connecter les fractures entre elles, comme il permet d'améliorer l'efficacité de balayage dans le cas de récupération secondaire par injection d'eau ou de gaz.

La conversion des puits verticaux en puits horizontaux permet de minimiser et de retarder la déformation de l'interface Eau - Huile.

La décision de forer un puits horizontal doit être le résultat de l'analyse de toutes les données disponibles caractérisant le réservoir.

III. Application des puits horizontaux [2], [3], [17] :

Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération par un meilleur drainage, tout en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

Le forage horizontal est appliqué pour exploiter :

- **Les Réservoirs fracturés**

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par le forage horizontal ; ces fractures étant sub-verticales. Le meilleur moyen d'intercepter le plus grand nombre de fractures est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

- **Les Réservoirs multicouches**

Dans la plus part des réservoirs multicouches, un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

- **Réservoirs à basse perméabilité**

Le forage horizontal dans de tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal que de créer une fracture équivalente.

- **Formations non consolidées (contrôle des sables)**

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi.

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits, ce qui diminue l'arrachage des fines ou de sable.

- **Conning de gaz et de l'eau**

Les puits horizontaux aident énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau, et en améliorant la productivité en dispersant le soutirage; ce qui fait que la vitesse d'écoulement est faible. On a le même principe pour la venue de gaz.

IV. Comparaison entre les puits horizontaux et les puits verticaux :

Le puits horizontal permet d'accroître les débits de production ou d'injection par un facteur multiplicatif de plusieurs unités. Le gain atteint est d'autant plus grand que le réservoir est moins épais et que la perméabilité verticale est plus élevée. Il peut même atteindre la dizaine dans des réservoirs fissurés ou très hétérogènes.

Pour soutirer l'huile, difficilement accessible, le puits horizontal possède deux atouts par rapport au puits vertical ; il permet d'augmenter la surface de gisement soumise au balayage, et permet également d'atteindre des régions latérales mal drainées par les puits verticaux..

Un puits vertical draine une zone cylindrique alors que le puits horizontal draine une zone ellipsoïde. En général, on prédit que le puits horizontal draine un volume plus grand que le puits vertical (voir figure ci-dessous).

L'augmentation du nombre de puits verticaux pour maximiser la récupération ultime d'huile dans un temps très court est techniquement réalisable en raison du nombre de puits productifs nécessaires.

Les puits verticaux n'apportent qu'une solution très limitée aux problèmes, l'option offerte par les puits horizontaux a été donc étudiée et jugée économiquement prometteuse pour accélérer la production et accroître en même temps les réserves récupérables.

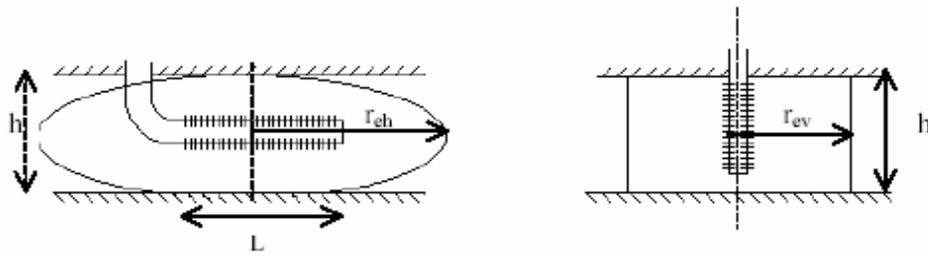


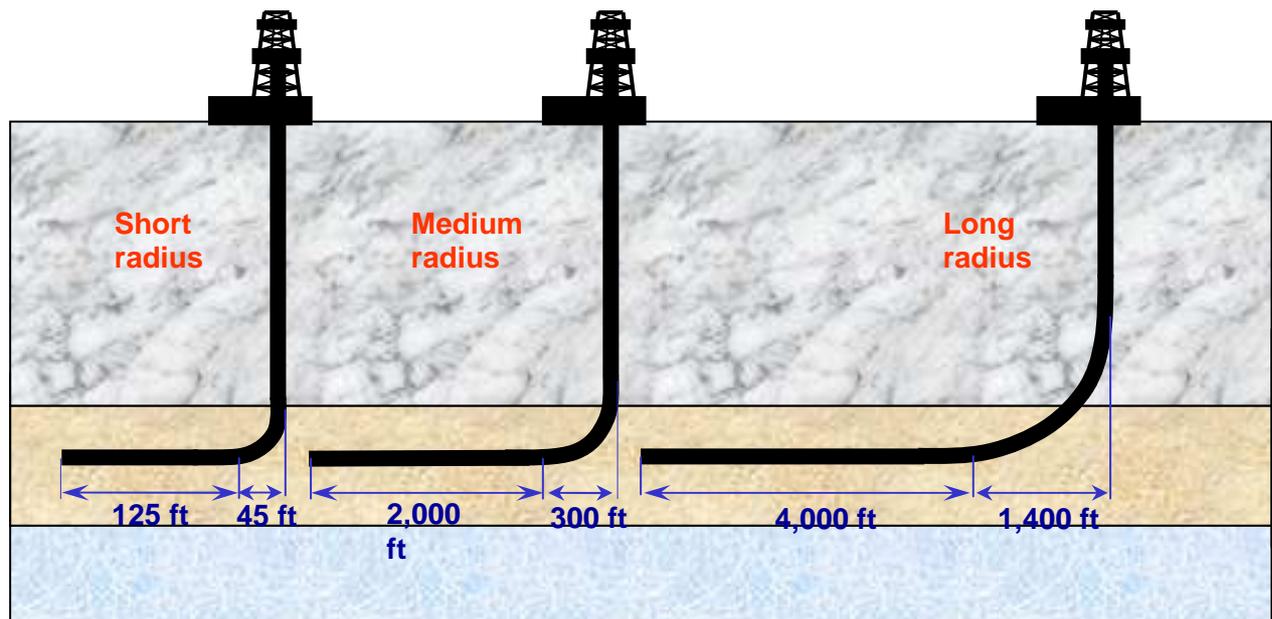
Figure IV.1 : zone de drainage dans le cas d'un puits horizontal et vertical

V. Classification des puits horizontaux :

On appelle puits horizontal tout puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° .

On classe les puits horizontaux en trois types, qui sont :

- Les puits à rayon court ou ultra court (Short radius) ;
- Les puits à moyen rayon (Medium radius) ;
- Les puits à long rayon (Long radius).



(from Mahony, 1991)

Figure IV. 2 Les différents types des puits horizontaux

V.1. Les puits à rayon court ou ultra court (Short radius)

Ces puits ont un rayon de déviation (courbure) compris entre 20 et 40 ft. Avec un angle de 2° à $5^\circ/\text{ft}$. La longueur du forage est généralement entre 250 et 450 ft. Ce type de forage est aussi utilisé pour élaborer des Puits multi branches.

Dans cette technique, le drain horizontal est réalisé à partir d'un puits vertical déjà existant. La première technique de forage utilise le forage rotary pour forer le drain et l'ajout des tiges flexibles permet de faciliter le forage.

○ **Avantages :**

Les puits short radius sont plus précis en déplacement vertical que les puits long radius ou même médium radius. Ces puits sont attractifs sur des petits permis ou de petites lentilles de sable, dont la position précise est connue.

Ces puits utilisés dans le cas des reprises de puits verticaux qui ont une mauvaise productivité, bouchés ou abandonnés pour passer les barrières de perméabilité et le rendre productif ou augmenter la production, tout en gagnant la section verticale foré du puits vertical bouché ou abandonné. Cette opération de reprise du puits par le forage horizontal consiste de forer un drain horizontal à partir du puits existant.

Du point de vue économique, les puits en short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (la tête de puits, tubage de la partie verticale, tubing...) et est facile à compléter.

Ces puits permettent de placer les équipements de pompes le plus bas possible et représentent donc moins de risques au cours de forage.

○ **Inconvénients :**

- Il est évidemment clair que ces puits en short radius nécessitent des équipements spéciaux pour la réalisation des drains horizontaux tels que : les tiges flexibles ou articulées.
- la faible vitesse d'avancement de l'outil augmente le coût du forage
- le petit diamètre de forage utilisé nécessite un nombre très important de manœuvre pour changer l'outil ou le BHA.

V.2. Médioms radius :

Les puits à moyen rayon (Medium radius) ont un rayon de courbure (déviation) qui varie entre 300 et 800 ft avec un angle de 6° à $20^\circ/100\text{ft}$. Ce type de forage est plus utilisé dans le forage horizontal à cause du rayon de courbure assez grand pour faciliter l'introduction des outils et des sondes dans le puits, et la longueur du puits peut varier entre 2000 et 4000 ft.

Il est plus utilisé à cause de son rayon de déviation qui donne la possibilité d'utiliser beaucoup d'outils conventionnels dans le drain.

○ **Avantages :**

L'utilisation de MDW est possible avec différents diamètres d'outils de forage et permet de forer à des longueurs importantes. La descente de casing est aussi possible.

○ **Inconvénients :**

Dans les puits médium radius, le poids sur l'outil est plus faible que dans le puits long radius en raison de BUR (build up rate) qui est grand.

V.3. Long radius :

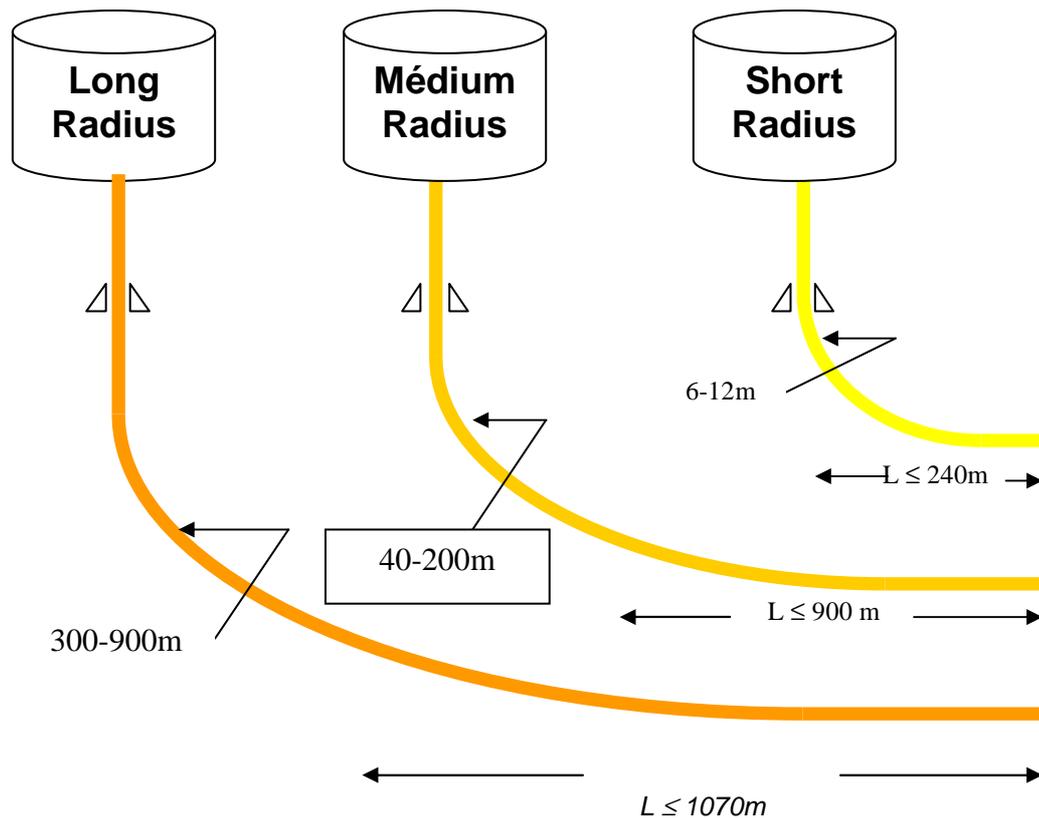
Ces puits ont un rayon de courbures compris entre 1000 à 3000 ft avec un angle de 2° à $6^\circ/100\text{ft}$.

Cette technique de forage est utilisée pour réaliser des puits de très grande longueur.

○ **Avantages:**

- Le forage se fait avec des équipements standards et pour des puits, sans restriction de diamètres ou de longueur du drain ; il est facile de forer avec des équipements classiques; ce qui rend le coût journalier de service de déviation moins élevé que pour les autres cas (médium ou short radius)

Les puits en long radius permettent de forer de grandes longueurs et utiliser tous les types de complétions, de stimulation, de work over ainsi que les équipements de gaz lift.



FigureIV.3 : Classification des puits horizontaux

V.4. Tableau de classification des puits horizontaux :

La classification est basée sur la longueur du drain, le rayon de courbure et le gradient d'inclinaison.

Catégorie	Rayon de courbure (ft)	Gradient d'inclinaison	La longueur du drain (ft)
Short radius	20-40	2-5%ft	250-450
Medium radius	300-800	6-20%100ft	2000-4000
Long radius	1000-3000	2-6%100ft	2000-5000

Tableau VI.1 : Classification des puits horizontaux

VI. Techniques de complétion des puits horizontaux :

Le choix du type de complétion d'un puits peut avoir une très grande influence sur les Performances de ce dernier. Il existe plusieurs types de complétion qui peuvent être résumés comme suit :

○ **Complétion en trou ouvert (open hole complétion) :**

Dans ce type de complétion, le puits ne subit aucun traitement et produit à travers toute sa surface latérale. Bien que ce type de complétion soit le moins cher, son utilisation se réduit aux formations compactes. De plus, la stimulation du puits et le contrôle d'injection de fluide dans ce dernier sont difficiles lorsque ce type de complétion est adopté.

Cette méthode de complétion est utilisée généralement dans des réservoirs moyens et très perméables. En absence de conning d'eau ou de gaz, elle est plus simple et moins chère et ne provoque pas des pertes de production. Les inconvénients majeurs sont :

- Le problème de dépôt de sédiments (réduction de la hauteur du réservoir) ;
- Difficulté de contrôler la production le long de puits et
- L'interprétation de log de production (PLT) est difficile.

○ **Complétion en liner crépiné (Slotted liner complétion) [12], [16]:**

L'objectif principal de ce type de complétion est de protéger le puits horizontal contre l'effondrement en introduisant des tubes perforés dans le puits dans le cas où la formation n'est pas compacte. Ces perforations peuvent être de forme circulaire ou linéaire et de longueurs variables.

Elle est utilisée généralement dans des formations non consolidées pour les protéger contre un éboulement de la formation et diminuer le problème de conning.

La circulation de fluide à travers l'annulaire « liner- formation » rend les opérations de diagraphie et le contrôle de la production le long de puits efficace.

Ce type de complétion permet aussi d'introduire certains outils d'interventions ou de test.

L'inconvénient de ce type de complétion est la difficulté de stimuler le puits.

Trois types de liner peuvent être utilisés :

- Liner perforé;
- Slotted liner et
- Pre-packer liners.

○ **Complétion en liner avec isolation partielle (Liner with partiale isolation) :**

Récemment, l'external casing packers (ECP) a été installé à l'extérieur du slotted liner pour subdiviser le drain horizontal en plusieurs petites sections. Cette méthode fournit des limites des zones d'isolation, qui peuvent être utilisées pour la stimulation ou le contrôle de production le long de la longueur du puits.

C'est une complétion en crépine avec une sélection de zones à faire produire par la méthode des packers extérieurs au casing (ECP). Ces derniers divisent le liner en plusieurs intervalles de production. On utilise ce type de complétion dans les formations naturellement fracturées.

- **Liner perforé et cimenté :**

La meilleure complétion qui peut nous garantir le contrôle de la production, la détection des venues d'eau, de gaz, de sable ainsi que leurs fermetures permet également de prévoir un meilleur design des opérations de stimulation, de diagrapie et des tests d'interférence.

L'inconvénient majeur de cette complétion réside dans ses coûts élevés.

Les quatre techniques de complétion citées ci-dessus sont représentées dans la (figure IV.5)

VI . a Les considérations à prendre en compte pendant le choix d'une complétion :

Vu le coût élevé d'un forage horizontal, il est nécessaire de choisir la complétion la plus adéquate afin d'extraire le maximum du pétrole du réservoir.

Il est à noter que le choix d'un type de complétion dépend de plusieurs facteurs tel que :

- **Le type de la formation et de la roche :**

Si on considère que la complétion est en open hole, il est important d'assurer que la roche est compacte et que le drain foré est stable ;

Si le choix d'un open hole est pris, il faut être sûr que la roche est compétente et que le drain va être stable. L'expérience a montré que lorsque le puits est foré le long de la direction de la contrainte horizontale minimale ils auront une bonne stabilité.

- **Le type de forage adopté (short, medium, long radius) :**

Avec un short radius, une complétion en open hole ou en slotted liner est possible, tandis que pour un medium ou un long radius l'option de liner perforé et cimenté est nécessaire.

- **Degré d'endommagement de la zone avoisinante au puits lors du forage :**

Lors du forage horizontal, l'endommagement de la formation est un sérieux problème, notamment dans les puits forés dans les formations à basse perméabilité.

La durée d'exposition de la formation productrice à la boue est plus longue dans les puits horizontaux que dans les puits verticaux. Donc les puits nécessitent des opérations de nettoyage ;

- **La possibilité d'effectuer une stimulation du puits :**

Lorsqu'un puits horizontal, cimenté et perforé, est désigné à la fracturation, il faut détecter les zones essentielles où le puits peut être isolé et désigner les zones pouvant être fracturées indépendamment.

Du point de vue économique, il est préférable de calculer le nombre de fractures faites le long du drain dont le but est de maximiser la récupération et de minimiser les coûts de fracturation ;

- **Le contrôle de production le long du puits.**

VII Les multilatéraux :

Les puits horizontaux augmentent la production du puits, permettent la réalisation de grands profits et améliorent les revenus économiques de l'entreprise.

Vu leur surface de contact avec le réservoir, les multilatéraux peuvent donner une productivité ou injectivité importante, et améliorent la récupération des réserves en réduisant ainsi le risque d'incertitude économique, et le nombre de puits nécessaire pour drainer le réservoir.

Ils présentent aussi un avantage majeur, en permettant la correction de l'orientation du puits horizontal, lorsque celui-ci n'est pas foré dans la direction optimale (perpendiculaire à la perméabilité horizontale maximale), dans les formations ayant une grande anisotropie horizontale.

La réalisation d'un multilatéral engendre une légère augmentation du coût, donc l'évaluation des performances attendues (les risques économiques et de réalisation, les scénarios de production possibles, le management et la maintenance du puits...) est indispensable.

Dans le réservoir engineering, le choix d'un système de liaison puits - réservoir le plus bénéfique est un déficit à relever. Le degré de communication entre le puits et le réservoir est le point essentiel dans le cas d'un multilatéral.

On implante les puits multilatéraux dans le cas de:

- 1- Drainage d'une couche avec une anisotropie de perméabilité.
- 2- Drainage de plusieurs couches, avec ou sans communication.
- 3- Drainage de plusieurs compartiments avec ou sans communication.

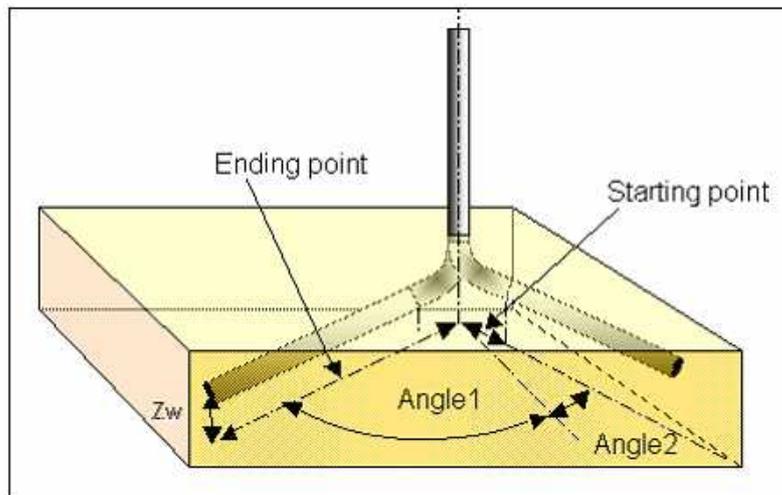
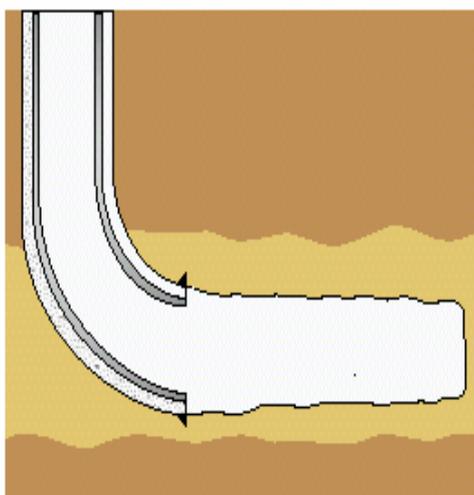
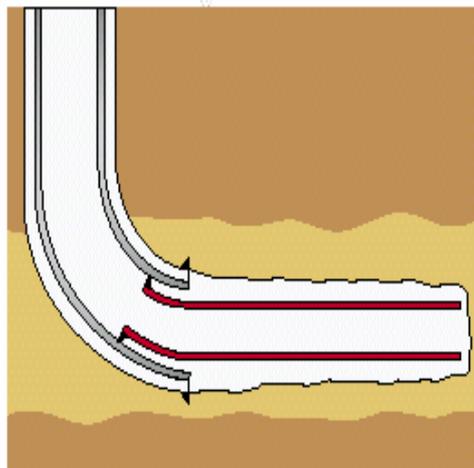


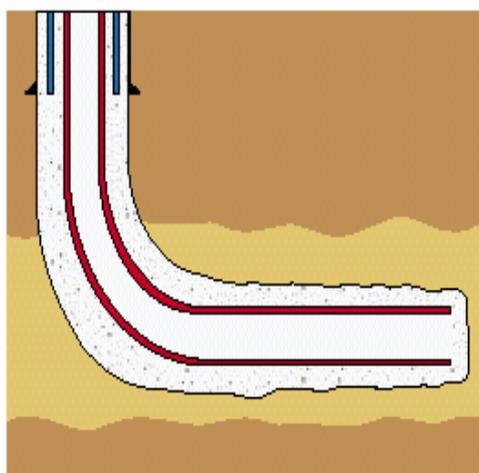
Figure IV.4 Schéma d'un puits multilatéral



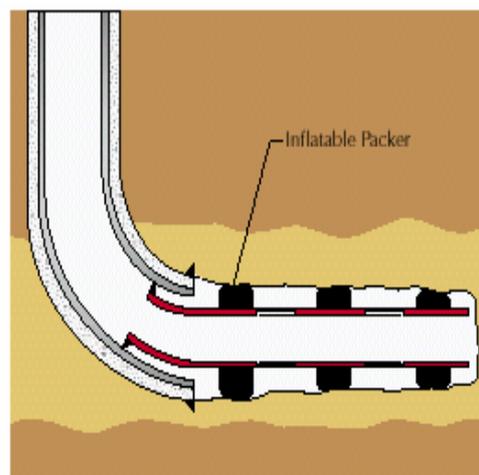
Complétion en open hole



Completion avec crepine



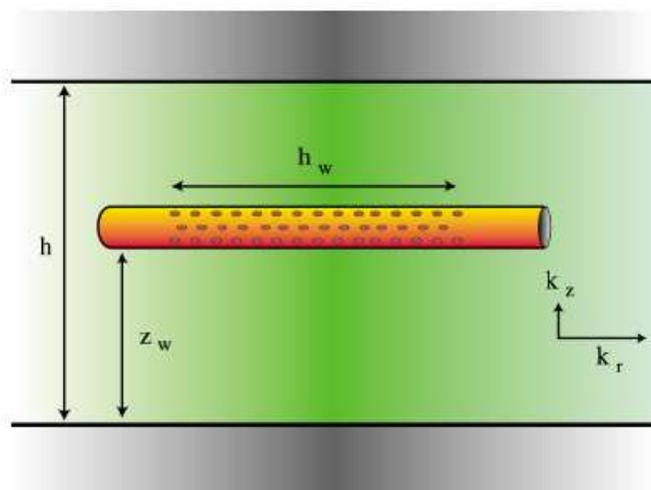
Completion avec tubage cimenté perforé



Complétion avec isolation des zones

Figure IV.5 : Différents types de complétion des puits horizontaux

LES REGIMES D'ÉCOULEMENT DANS LES PUITS HORIZONTAUX



FigureIV.6 Schéma général d'un puits horizontal

L'analyse des tests de puits horizontaux est complexe et difficile à interpréter. En général, une analyse de test d'un puits horizontal permet :

- D'obtenir les propriétés du puits et du réservoir ;
- De déterminer la longueur totale du puits ainsi que la longueur productrice;
- D'estimer le coefficient de skin correspondant.

L'analyse des tests des puits horizontaux est difficile car :

- La majorité des modèles mathématiques suppose que le puits est complètement horizontal et parallèle aux frontières supérieure et inférieure du réservoir, alors que ce cas est rarement atteint ;
- Le puits horizontal peut avoir un skin négatif selon sa longueur et les propriétés du réservoir; ce qui va influencer sur l'estimation de la longueur productrice ;
- L'effet de capacité de puits (wellbore storage) est beaucoup plus significatif dans les puits horizontaux.

C'est pour ces raisons qu'il est communément suggéré de suivre certaines étapes pour une analyse efficace d'un test.

La première étape consiste à identifier correctement les différents régimes d'écoulement.

La deuxième étape consiste à appliquer la procédure analytique et graphique correcte. Chaque régime possède une solution mathématique correspondante qui peut être utilisée pour estimer les différents paramètres du réservoir.

VIII . Différents régimes d'écoulement :

On rencontre en général quatre régimes d'écoulement qui sont théoriquement possibles avec les essais drawdown et buildup dans les puits horizontaux.

Dans l'ordre chronologique du développement, ils sont :

- early time radial flow ;
- intermediate time linear flow(early linear);

- late time radial flow;
- late time linear flow.

VIII. a Early time radial flow

Le premier régime d'écoulement qu'on peut observer est l'écoulement radial (figure IV.7)

Durant cette période, où la présence des limites supérieure et inférieure n'est pas encore sentie par le wellbore, le puits agit comme étant un milieu infini; l'écoulement est radial et son axe coïncide avec celui du puits.

Il est important de savoir qu'une grande différence entre la perméabilité verticale et horizontale peut causer un écoulement elliptique autour du puits.

Enfin, cet écoulement peut ne pas être observé si la formation n'est pas assez épaisse ou si k_v/k_h est trop petit.

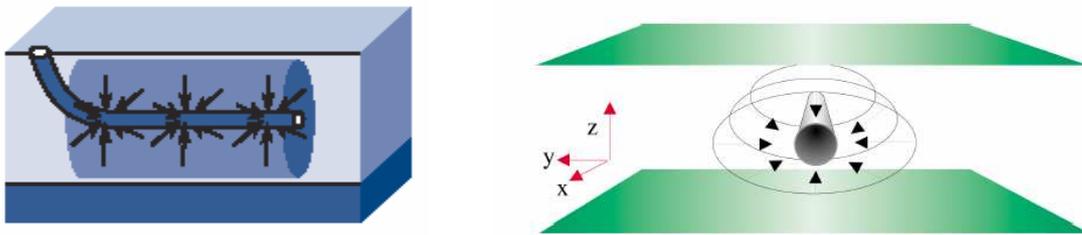


Figure IV.7: Premier Ecoulement radial

Durant cette période la pression peut être estimée pour un drawdown par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{\alpha q \mu B_o}{\sqrt{K_y K_z L_w}} \left[\text{Log} \left(\frac{\sqrt{K_y K_z}}{\phi \mu C_t r_w^2} t \right) - \beta + 0.868 S_m \right] \dots\dots\dots(4.1)$$

Où

$\alpha = 162,6$	$\beta = 3,23$	(en unités pratique US)
$\alpha = 21,5$	$\beta = 3,10$	(en unités pratiques métriques)
$\alpha = 0,183$	$\beta = -0,35$	(en unités SI)

$$S_m = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{wf(1hr)}}{m_1} - \log \left(\frac{\sqrt{k_y k_z}}{\phi \mu C_t r_w^2} t \right) + \beta \right] \dots\dots\dots(4.2)$$

Où:

m_1 : est la pente de la première section droite correspondante à cette période d'écoulement Sur un graphe log-log de $P_{wf} = f(t)$

Ce skin est la somme du skin du puits (colmatage, écart à la loi de Darcy) S_p et d'un skin négatif S_a dû à l'anisotropie de perméabilité.

$$S = S_p + S_a$$

$$\text{avec : } S_a = \ln \left[\left(\frac{K_h}{K_v} \right)^{1/4} \cdot \frac{2}{1 + \sqrt{K_v \cdot K_h}} \right] \dots\dots\dots(4.3)$$

Le graphe $Pwf=f(\text{Log } t)$ devra montrer, d'après l'équation précédente, une droite de pente dépendante de L_w, k_y et k_z car elle permet de déterminer $L\sqrt{K_x \cdot K_y}$

La fin de cette première période d'écoulement peut être approximée par :

$$t_1 = \frac{190 \cdot h_s^{2.095} \cdot \phi \cdot \mu \cdot C_t}{K_z \cdot r_w^{0.095}} \dots\dots\dots(4.4)$$

H_s est la distance entre le puits et la limite supérieure du réservoir.

Remarque :

Juste après le premier régime d'écoulement radial (early time radial), on a une autre période intermédiaire d'écoulement radial qui peut avoir lieu. Cela est possible lorsque le puits est près de l'une des frontières (supérieure ou inférieure).

Cette période est connue sous le nom d'écoulement hémiradial, et peut être illustrée dans la (figure IV.8)

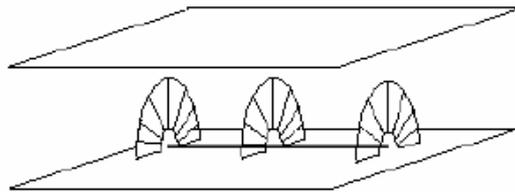


Figure IV.8: Ecoulement hémiradial

VIII .b Early time linear flow:

Ce régime d'écoulement est généralement dû à la très grande longueur du puits comparée à l'épaisseur de la formation.

Dans cette période l'écoulement vers le puits dans le sens horizontal est linéaire (figureIV.9). Cet écoulement peut se développer après les effets des limites inférieure et supérieure de réservoir. Si le puits horizontal est beaucoup plus long que l'épaisseur de la formation, une période d'écoulement linéaire sera observée (Figure IV.9).

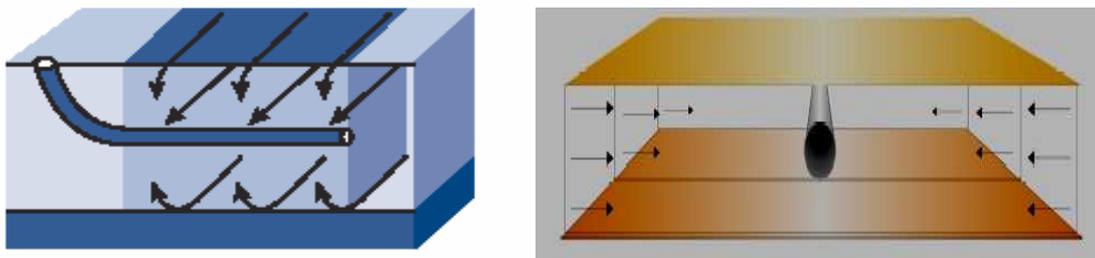


Figure IV.9 : Ecoulement linéaire

Durant cette période, la pression au wellbore peut être calculé dans le cas d'un drawdown par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128qB_o}{L_w h_z} \sqrt{\frac{\mu.t}{K_y \phi C_t}} + \frac{141.2q\mu B_o}{L_w \sqrt{K_y K_z}} (S_z + S_m) \dots\dots\dots(4.5)$$

Où :

$$S_z = \frac{0.058}{h_z} \sqrt{\frac{K_z}{\phi \mu C_t}} \left(\frac{P_i - P_{wf}(1h)}{m_{11}} \right) - S_m \dots\dots\dots(4.6)$$

m_{11} :est la pente de la section droite représentant cette période d'écoulement sur un graphe.

Là ou l'écoulement linéaire est présent, une ligne droite est attendue sur un plot de pression de fond en fonction de la racine carrée de temps. La pente de cette droite est:

$$m_{L1} = \frac{8.128qB}{Lh} \cdot \sqrt{\frac{\mu.t}{k_y \phi .c_t}} \dots\dots\dots(4.7)$$

La fin de cette période d'écoulement est estimée par :

$$t_2 = \frac{160.\phi.\mu.C_t.L_w^2}{K_x} \quad \text{Avec } h \ll L_w \dots\dots\dots(4.8)$$

VIII.c Late radial flow:

Après la période d'écoulement linéaire, l'influence des frontières supérieure et inférieure peut causer un autre régime d'écoulement radial, mais cette fois ci dans le plan horizontal (figure IV.10). Cet écoulement a lieu quand le rayon d'investigation est grand relativement à la longueur du puits horizontal.

Cet écoulement peut ne pas avoir lieu si une des frontières latérales est absente ou si le gisement est supporté par une aquifère (pression constante aux frontières).

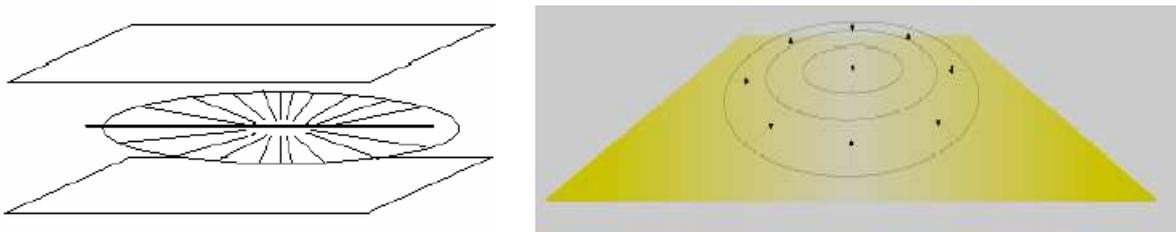


Figure IV.10 : Deuxième écoulement radial.

La pression dans le puits durant cette période, pour un drawdown, peut être calculée par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6q\mu B_o}{K_x h} \left[\log \left(\frac{K_x t}{\phi \mu C_t L_w^2} \right) - 2.023 + 0,87.S' \right] \dots\dots (4.9)$$

Comme pour un puits vertical, la pente de la droite semi-log permet de déterminer le $k_h \cdot h$ du réservoir.

La valeur de la pression à une heure mesuré sur la droite semi-log permet de déterminer un skin S' fonction à la fois du skin du puits S et d'un skin géométrique S_g .

$$S' = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{wf}(1hr)}{m_{2r}} - \log \left(\frac{K_x}{\phi \mu C_r L_w^2} \right) + 2,023 \right] \dots \dots (4.10)$$

Où : m_{2r} est la pente de la section droite représentant ce régime d'écoulement sur un graphe $P_{wf} = f(\log t)$.

Le début de cette période peut être exprimé par la formule suivante:

$$t_{d2r} = \frac{1230 L_w^2 \phi \mu C_t}{K_x} \dots \dots \dots (4.11)$$

$$\text{avec : } S' = S_g + \frac{h}{L} \cdot \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \cdot S \dots \dots \dots (4.12)$$

Le skin S est la somme du skin du puits S_p et du skin S_a d'anisotropie.

- **Skin géométrique :**

Le skin géométrique traduit l'amélioration qu'apporte la géométrie du puits à la production quand on compare le puits horizontal à un puits vertical.

Ce Skin géométrique peut être évalué à partir de l'expression suivante :

$$S_g = \ln \frac{4 \cdot r_w}{L} + \frac{h}{L} \cdot \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \cdot \ln \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_w \cdot \sin \frac{\pi \cdot z_w}{h}} \cdot (k_h / k_v)^{1/4} \right) \dots \dots \dots (4.13)$$

VIII .d Late time linear flow:

Pour les réservoirs à largeur limitée (finie), il peut exister une seconde période d'écoulement linéaire. Cette période d'écoulement est présente lorsque la pression transitoire a atteint l'extrémité latérale et l'écoulement dans cette direction devient pseudo- permanent.

Ce régime d'écoulement s'installe une fois que toutes les limites du réservoir sont atteintes.

Pour que cette période ait lieu, il faut que la transition de la pression atteigne les limites dans les directions y et z et le comportement de l'écoulement vers ces directions devient pseudo steady state.

La réponse de pression dans cette période est donnée d'après Goode & Thambynayagam par :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8.128 q B}{2 \cdot X_e \cdot h} \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{K_y \phi \cdot C_t}} + \frac{141.2 q B \mu}{L \sqrt{K_y K_v}} (S_x + S_z + S) \dots \dots \dots (4.14)$$

IX Régime caractérisant les puits horizontaux :

- Effet de wellbore storage : pendant l'effet de wellbore storage, le changement de pression ΔP et sa dérivée de pression $\Delta P'$ sont identiques. En échelle log-log les courbes de la pression et de la dérivée, suivant la même ligne droite, ont une pente unité.
- Écoulement radial vertical : l'écoulement radial vertical correspond à une première stabilisation de la dérivée.

Le niveau de la stabilisation de la dérivée de la pression sans dimension s'établit à $0.5(h/2L)(k_h/k_v)^{0.5}$.

- Écoulement radial sur toute la longueur correspond à une seconde stabilisation de la dérivée à 0.5
- Écoulement de transition entre l'écoulement radial vertical et l'écoulement radial horizontal. La forme de la transition entre les deux écoulements dépend du rapport $K_h \cdot h / L(k_v, k_h)$; ce qui présente :
 - Les épontes de réservoir sont atteintes avant que les extrémités du puits ne perturbent, de façon sensible, l'écoulement radial vertical.
 - l'effet de l'extrémité du drain se manifeste avant que les épontes ne soient atteintes, l'écoulement devient sphérique.

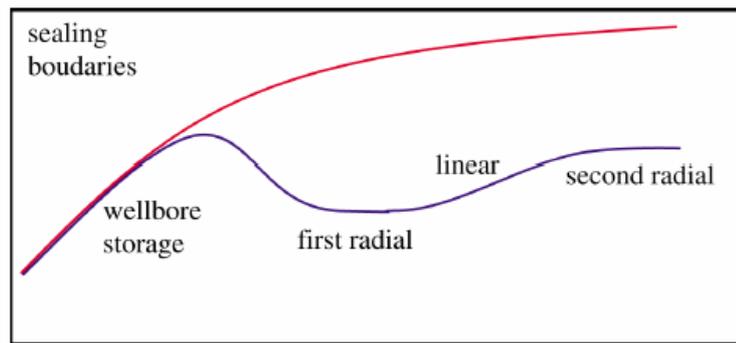


Figure IV.11 Réponse d'un puits horizontal dans un réservoir homogène infini

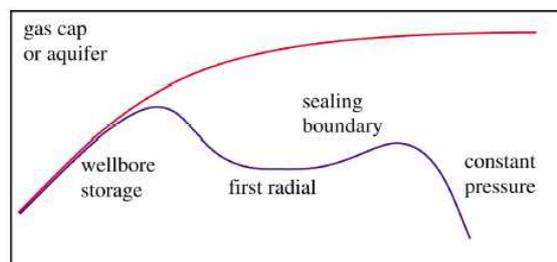
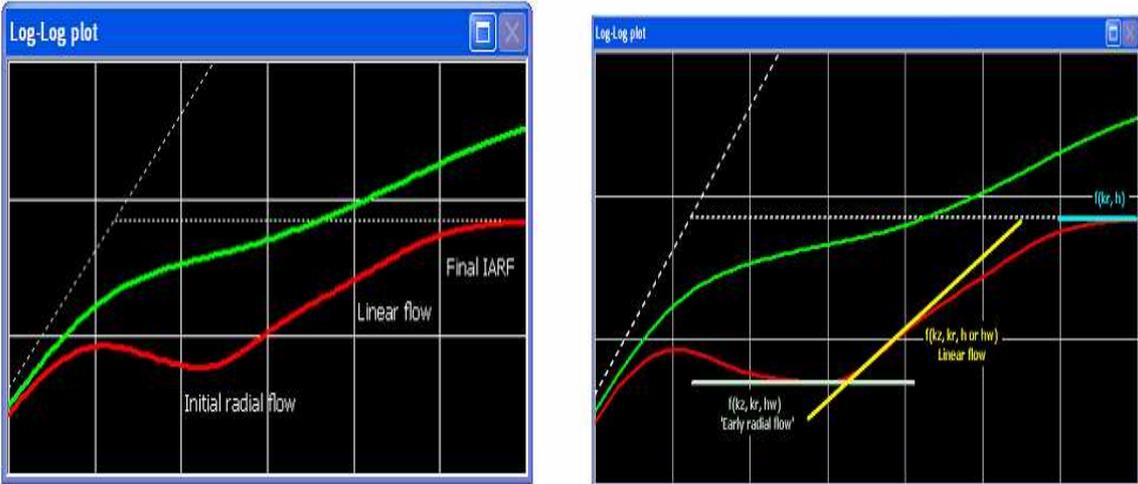


Figure IV.12 Réponse d'un puits horizontal dans un réservoir à pression constante (chapeau de gaz ou aquifère)



FigIV.13 : Comportement d'un puits horizontal

Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD

I- Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud est parmi les champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives, d'autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petro physiques (fracturation hydraulique naturelle, dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation due aux phénomènes de pression solution, création de matrices de petits grains etc.....).

II- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Est d'Alger (650 km à vol d'oiseau) et à 350 km de la frontière Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante de :

- 790.000 à 840.000 Est. 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32° 15'
- A l'ouest par la longitude 5° 40'
- Au Sud par latitude 31° 30'
- A l'Est par la longitude 6° 35'



Figure V.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

Du point de vue caractéristiques du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
- Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides.
- Anisotrope : par la présence de silt et l'existence de matrice de petit grains.

V. Zones et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière du point de vue pression.

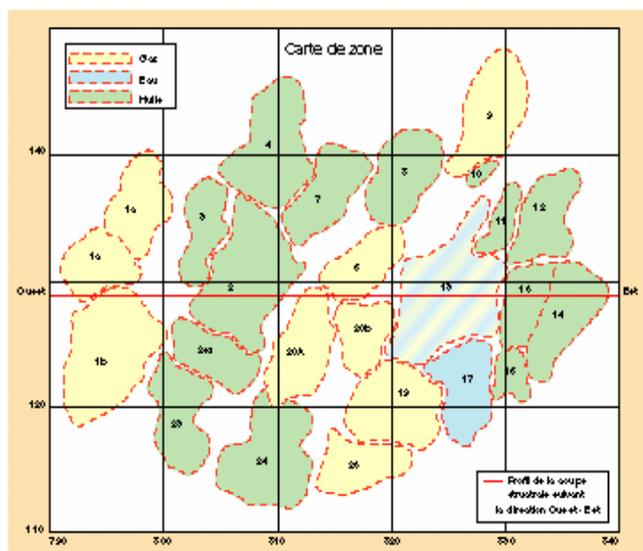
Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12

O : Majuscule, permis de Ouargla.

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509, MDZ557 (voir figure V.3).



FigureV.3 : Zonation du champ de Hassi Messaoud

VI. Historique du Permis

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie septentrionale du Sahara, à 650 Km au Sud-Est d'Alger. Il dépend administrativement de la Wilaya de Ouargla.

Suite aux comptes rendus partiels des permis de Ouargla et de Oued Mya, deux concessions ont été octroyées le 27 octobre 1961:

1) Hassi Messaoud Nord, de superficie 2400 km², à la société C.F.P.A (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie)

2) Hassi Messaoud Sud, de superficie 1800 km², à la société S.N.Repal (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

Les deux sociétés ont créé une coopérative pour la recherche et l'exploitation des hydrocarbures sur les deux concessions qui couvrent géographiquement tout le champ de Hassi Messaoud.

L'exploitation des deux concessions a duré jusqu'à la nationalisation des hydrocarbures en Algérie, le 24 février 1971. Depuis cette date, la Sonatrach tend à distinguer de moins en moins Hassi Messaoud Nord de Hassi Messaoud Sud; cependant il reste que les nominations Nord et Sud subsistent pour un grand nombre d'installations. Les noms des puits obéissent à un ordre chronologique: au sud (MD01 à MD 445 en 1991); au nord ces noms obéissent à un ordre géographique.

VII. Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957, à 7 km au Nord - Nord-ouest de MD1, le forage OM1, foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

La limite coupe le champ dans le sens Est - Ouest en deux parties sensiblement égales.

VIII Description du réservoir :

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la province orientale de la plate forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations d'hydrocarbures du Sahara; les réservoirs sont principalement constitués par différents niveaux gréseux du Cambro-ordovicien et du Trias. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. L'huile est légère avec un degré API de 45.4. Sa pressions initiale évaluée dans le puits est de 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm².

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro- ordovicien qui se subdivise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'El- Gassi (partie inférieure de l'argilo- gréseuse de l'oued Mya). Du fait de la discordance Hercynienne, il a été érodé sur une bonne partie et c'est le Trias salifère qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère.

IX- Description de la série stratigraphie :

Du point de vue stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par :

▪ Le Paléozoïque :

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absents dans la partie centrale de la structure, alors que sur la périphérie du champ la série stratigraphique est la plus complète, représentée de la base vers le haut par :

1) Le Socle : Rencontré, à environs 4000 mètres de profondeur, au niveau des puits Md2 (à 3658m) et Om81 (à 4533 m). Il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

2) L'Infracambrien :

Rencontré par le forage OMG57 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge. Il a une épaisseur de 45m.

3) Le Cambrien :

Il comprend les réservoirs de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

○ Notion de drain et subdivisions du réservoir :

La notion de drains a pris naissance suite à l'analyse sédimentologique, diagraphique et de la qualité du réservoir.

Le terme de drain, qualifiant des zones ou unités faiblement cimentées, ayant des caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncide bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

Rappelons que de bas en haut, le réservoir est divisé en 4 niveaux lithologiques (lithogènes) : R3, R2, Ra pour les grés de Hassi Messaoud et Ri pour les grés d'El Gassi.

a. Niveau R3:

Il se caractérise par :

- une épaisseur moyenne (non érodée) de 270m
- Du sable et graviers, grossiers et mal classés constitués principalement de quartz, de Feldspath, de mica et d'autres minéraux tels que la sidérite et les minéraux lourds ;
- De 30 % d'argile (illite et kaolinites) en moyenne ;
- Il est très peu perméable ;
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

b. Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux le R2C, et le R2AB. Le niveau R2 se caractérise par :

- une épaisseur moyenne (non érodée) de 80 m ;
- Des grains encore mal classés mais de sphéricité améliorée ;
- De 17 % d'argile en moyenne ;

- Une perméabilité améliorée dans le R2AB ;
- Sa saturation en eau est à prendre toujours en considération.

c. Niveau Ra :

Le Ra est subdivisé en 3 zones sédimentologiques.

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 120 m. ;
- Leur dépôt dans un environnement de plaine alluviale côtière de topographie très plane ;
- Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière ;
- La direction de courant : Sud Nord ;
- Les grains sont plutôt sphériques toujours mal classés ;
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite) ;
- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sables grossiers et bien classés, avec une faible teneur en argile et de dépôts de sables plus fins, moins classés, avec intercalations d'argiles (silts) discontinues ;
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle ;
- Le passage R2-Ra est marqué par une augmentation de la réponse des diagraphies Gamma Ray, Induction et Neutron due à :
 - La diminution de la teneur en argile avec une augmentation du pourcentage de kaolinite ;
 - La diminution de la porosité (10-11% à 8-9%) ;
- La diminution de la teneur en argile, le meilleur classement des grains et l'amélioration de leur sphéricité font que la perméabilité du Ra est plus élevée que dans les autres niveaux ;
- Malgré la forte hétérogénéité des couches individuelles, la zone Ra a été subdivisée en trois sous zones et 5 drains compris entre des repères diagraphiques et pétro physiques corrélables de puits à puits.

c.1) zone I (D1, ID, D2) : R200 à R140

La Zone grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

- Le drain D: constitué de grés grossiers et silts mal classés, et argile avec intercalations de sables propres et mieux classés.
- Le drain ID (l'inter drain): constitué de grés fins, de silts et d'argiles à la base et au sommet.
- Le drain D2: il a de bonnes caractéristiques du réservoir.

c.2) zone II (D3) : R140 à R130

La zone II, appelée zone fine intermédiaire ou aussi Drain D3. Elle est constituée de:

- Grains plus petits, mieux classés, de meilleure continuité latérale ;

- Nombreuses passées d'argiles et de silts ;
- Grains plus grossiers et moins bien triés au sommet.

c.3) zone III (D4), R130 à R95

La zone III, appelée zone grossière supérieure ou Drain D4. Elle est constituée de Couche de grès plus grossiers à la base avec des caractéristiques semblables à celles de la zone I.

d. Niveau Ri (D5) ; R95 à R70

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 45 m ;
- déposé sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer le D4 à l'Est et au Sud Est du champ.
- Dépôt en zone calme ;
- 30 % d'argile environ ;
- Taille de grain faible et bon classement ;
- Une bonne continuité des couches ;
- Une faible perméabilité.

4) L'Ordovicien :

A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs formations, alors que dans le champ de Hassi Messaoud, il est représenté par :

a. La zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites à grains fins isométriques glauconieus.

b. Argile d'El Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres; cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée, présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

c. Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Il peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

d. Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

**CHAMP DE HASSI MESSAOUD
COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DIFFERENTES PHASES DE FORAGE**

Ère	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE				
C Z	MIO PLIOCENE		240	26" x 18" x 5/8"	Boue Bentonitique D: 1,0,4 - 1,08 V: 45 - 50 Filtrat: Naturel	Sable, Calcaire, Marne Sableux	→ Complexe aquifère	
	EOCENE		218		Sable, Calcaire a Silex	→ Zone d'éboulement		
M E S O Z O I Q U E	SENONIEN	CARBONATE	91	±500m	Boue a émulsion inverse D = 1,18 - 1,25 V = 45 - 55 Filtrat = 4 - 5	Calcaire, Dolomie, Anhydrite		
		ANHYDRITIQUE	210			Anhydrite, Marne, Dolomie		
	SALIFERE	140	Sel massif et traces d'Anhydrite					
	TURONIEN	99	Calcaire tendre crayeux			→ Complexe d'eau à odeur d'H2S Utilisée pour l'injection Pg: 87kg/cm³		
	CENOMANIEN	148	Anhydrite, Marne et Dolomie					
	ALBIEN	350	Grès, Argile silteuse			→ Aquifère eau douce pour l'injection et besoins généraux Pg: 104 kg/cm³ (-1050 m)		
	APTIEN	25	Dolomie et Calcaire					
	BARREMIEN	277	Argile, Sable, Grès					
	NEOCOMIEN	185	Argiles, Grés, Dolomie,					
	MALM	230	Argile, Marne, et Dolomie, Grés					
	D	G	ARGILEUX			107	±2300m	Boue Lourd type INVERMUL Sursaturée D = 2,02 - 2,10 V = 45 - 60 Filtrat = 5 - 10
LAGUNAIRE			223	Anhydrite, Dolomie, calcaire et Marne				
L	I	LD1	66	±3200m	SABOT au G35	Dolomie, Anhydrite et Argile		
		LS1	90			Alternance Sel, Anhydrite et Argile		
		LD2	55			Anhydrite et Dolomie Cristalline	→ Eaux chlorurées calciques D: 1,28 Pg: 575kg/cm³ (-2500 m)	
		LS2	60			Alternance de Sel et Argile		
		LD3	35			Alternance de Dolomie et de Marne		
S	A	L	TS1	46	KOP ± 3000m	Alternance de Sel d'Anhydrite et de Dolomie		
			TS2	190		Sel massif à intercalation d'Anhydrite et Argile	→ Manifestation des argiles fluentes	
		TS3	200	Sel massif et trace d'Argile				
ARGILEUX		113	±3200m		Argile Rouge Dolomitique ou Silteuses injectée de Sel et Anhydrite			
GRESEUX		0 à 35			Grés, Argile	→ Zones de pertes de boue		
ERUPTIF		0 à 92			Andésite			
P A L E O Z O I Q U E	O	R	Quartzites d'El Hamra	75	Ca rot tag e en 5" 3/8 2	Boue à L' Huile Invermul D = 0,81 V = 50 - 70 Filtrat = 2 - 3	Grès très fins	
			Grès d'El Atchane	25			Grès fins glauconieux	
			Argiles d'El Gassi	50			Argile verte ou noire	
	Zone des Alternances		18	±3320m		Alternances grès et argiles		
	C	A	R Isométriques	42	6" x 4" 1/2	Boue à L' Huile Invermul D = 0,81 V = 50 - 70 Filtrat = 2 - 3	Grés Isométriques, Silts	
			R Anisométriques	125			Grés Anisométriques, Silts	
			R 2	100			Grés Grossiers, Argile	
			R 3	370			Grés Grossiers, Argiles	
Infra Cambrien			45	Grés Argileux rouge				
SOCLE					Granite porphyroïde rose			

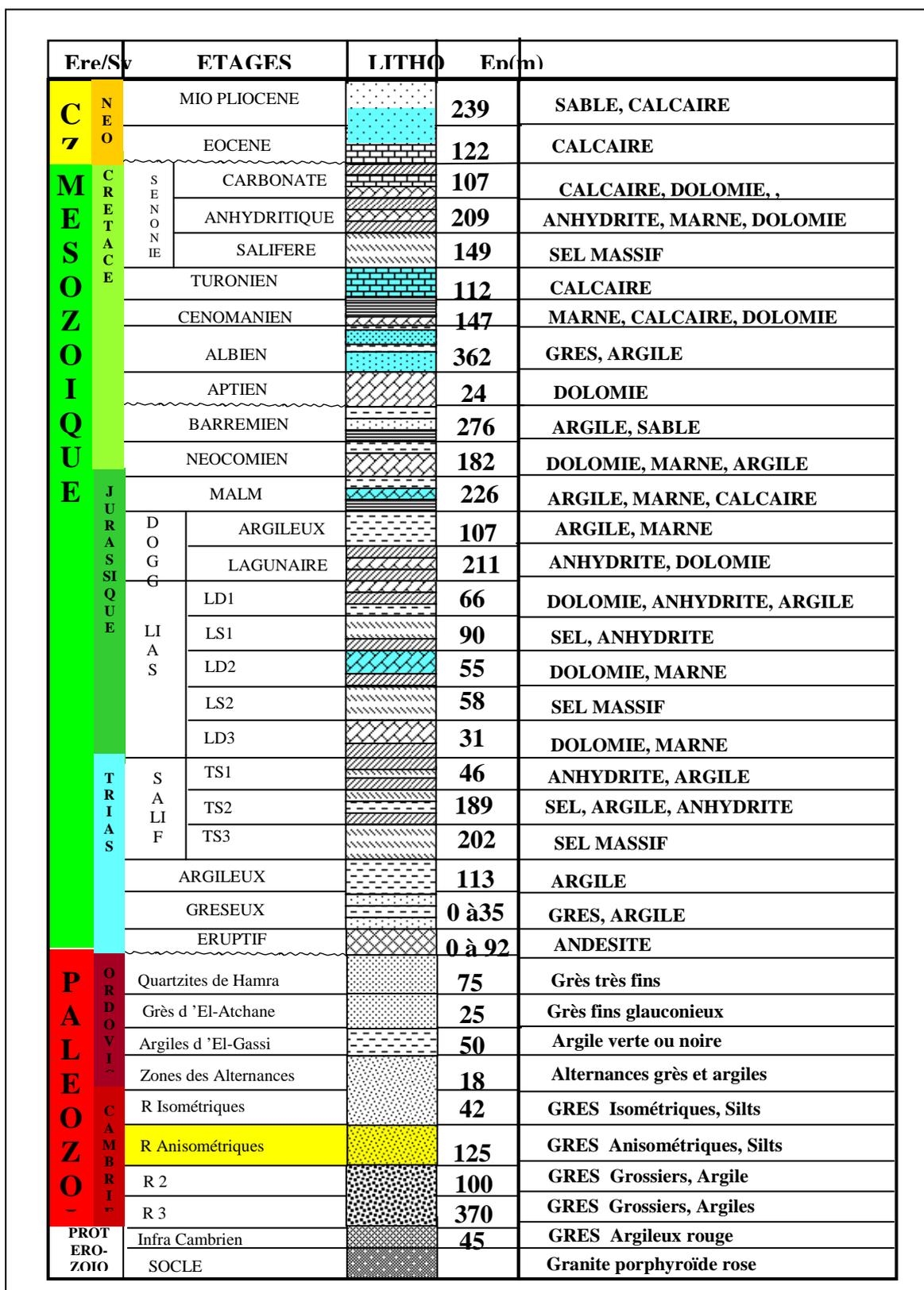


Figure V.4 : Coupe stratigraphique dans le champ de Hassi Messaoud

1. Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités :

a. Trias éruptif : Son épaisseur atteint 92 m; il est représenté par des épanchements locaux de coulées éruptives, intercalées avec des sédiments détritiques.

b. Trias Gréseux : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres; il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagnées par des coulées éruptives.

c. Trias Argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

d. Trias Salifère : Son épaisseur moyenne est de 440 mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

Le trias salifère est subdivisé en trois termes :

T.S.3 : Ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.

T.S.2 : Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifères.

T.S.1 : d'une épaisseur de 46 m; ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argiles dolomitiques.

2. Jurassique :

Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) avec alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

○ Le Malm :

Il est représenté par les argiles. il a une épaisseur moyenne de 226 mètres et contient une aquifère d'eau potable.

○ Le Dogger :

Son épaisseur moyenne est de 320 mètres. Il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

a. Le dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.

b. Le dogger argileux : Sur une épaisseur moyenne de 110 m, il est constitué d'argiles silteuses avec parfois des niveaux gréseux à grains fins, et à ciment argilo-carbonaté.

○ Le Lias :

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts.

a. Le Lias dolomitique 3(LD3) : C'est des marnes à passés dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.

b. Lias salifère 2(LS2) : C'est des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifères de couleur brun rouge.

c. Lias dolomitique 2(LD2) : C'est des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.

d. Lias salifère 1(LS1) : D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.

e. Lias dolomitique1 (LD1) : Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

3. Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages. On distingue de la base au sommet:

a. Le Néocomien :

Son épaisseur est de 182 mètres. Il comprend deux niveaux. A la base on a un terme gréseux constitué de grès avec quelques passées d'argiles alors qu'au sommet on a un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

b. Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c. L'Aptien :

Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

d. L'Albien :

Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Il est Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse. Il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce dans le Sahara Algérien.

e. Le Cénomaniien :

Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. On y remarque une alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brun, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

f. Le turonien :

Son épaisseur varie entre 70 à 120 mètres. Il est formé d'une alternance de calcaire argileux, dolomitique et crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le turonien présente une nappe d'eau salée.

g. Le sénonien :

Son épaisseur moyenne est de 450 mètres. Il est constitué de deux types de formations :

- **Le sénonien lagunaire :** Il est épais de 350 mètres. La partie inférieure de sa base présente des bancs massifs de sel avec des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

- **Le sénonien carbonaté :** il est d'une épaisseur moyenne de 100m. Il est représenté par des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

❖ Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

- **Eocène:** D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques.

- **Mio-Pliocène :** C'est le recouvrement continental qui est essentiellement sableux, d'épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

X- Liaison couche trou :

Jusqu'en 1967, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole), quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté. Depuis 1967 l'utilisation des crépines s'est généralisée. Elles peuvent être soit suspendues soit plus généralement posées au fond.

Aujourd'hui les équipements se répartissent comme suit :

- Crépine posées : environ 60% des puits ;
- Liner mixte (liner cimenté dans la partie supérieure de la couche et crepine) : environ 30 % des puits ;
- Trou ouvert environ 10% des puits ;
- Liner cimenté (très peu de puits).

XI Caractéristiques du réservoir :

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- La température est de l'ordre de 120 °C.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où il peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : ≈ - 3380 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- Côte de référence : ≈ - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m au maximum mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

Application des modèles analytiques au champ de HMD

I- Introduction :

Pour interpréter et analyser les résultats des essais des puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud, 05 puits horizontaux, des différentes zones jugés intéressants, ont été choisis. Le logiciel Saphir (Ecrin 4.02) de KAPPA est utilisé pour l'analyse et l'interprétation de ces essais de puits du champ de Hassi Messaoud .celui ci est disponible à la division Petroleum Engineering et Développement (PED).

La procédure se fait comme suite :

- Les tracés de courbes de la pression et de sa dérivée, du plot Horner et de l'historique de pression (la remontée de pression en fonction du temps) des tests pour chaque puits à l'aide du logiciel saphir ;
- Des tableaux nous montrent les résultats des calculs, des paramètres de production et des différents skins.
- Des conclusions d'après les valeurs des skins obtenues pour chaque puits.

II- Puits MD57 :

Le puits MD57 est un puits horizontal foré le : (09/15-10-2006)

Nom du puits : MD57

Puits : Horizontal

Intervalle de formation : Cambrien

Type de fluide : Huile

Type de l'essai: DST (Work over)

Débit (Q_o)	4.8 m³/h
Pression en tête (P_t)	33 kg/cm²
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T_o)	9.48 h
Temps de fermeture (T_f)	43.68 h
Pression de bulle (P_b)	192kg/cm²
La viscosité (μ)	0.209
Compressibilité totale (C_t)	4.86E-4
Le B_o	1.8
La hauteur utile (h_u)	30 m
La porosité (ϕ)	0.08
Le rayon du puits (r_w)	0.0762 m

Tableau VI-1 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits MD57)

L'analyse du well test à l'aide du logiciel SAPHIR donne les résultats suivants :

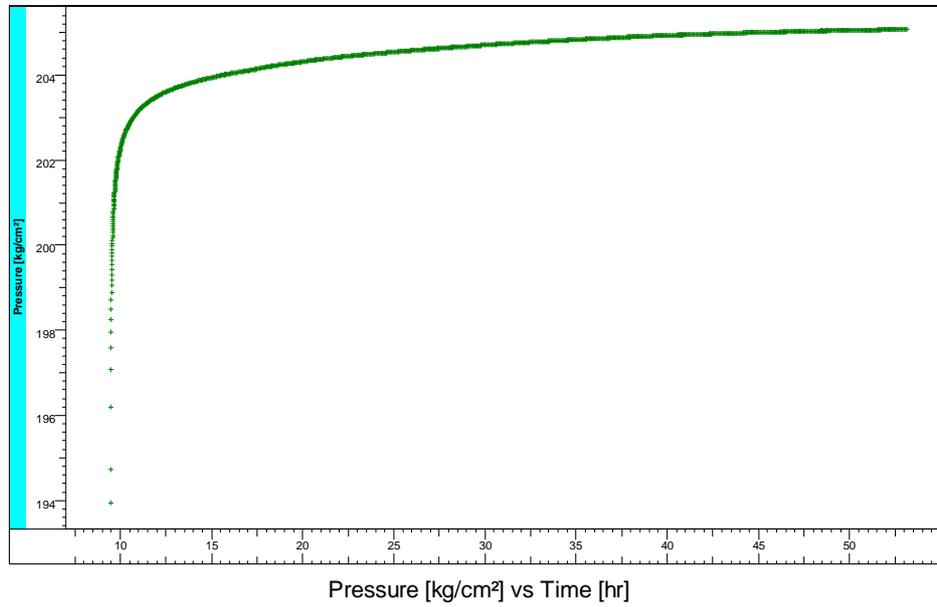


Figure VI-1 : Graphe de la remonté de pression en fonction du temps (puits MD57)

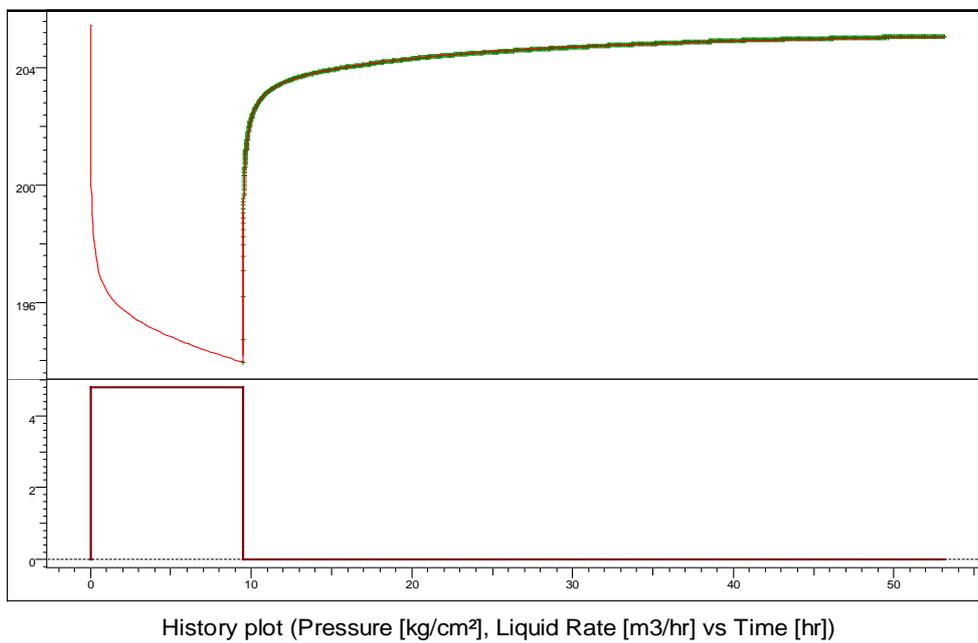


Figure VI-2 : Simulation de l'historique de pression (puits MD57)

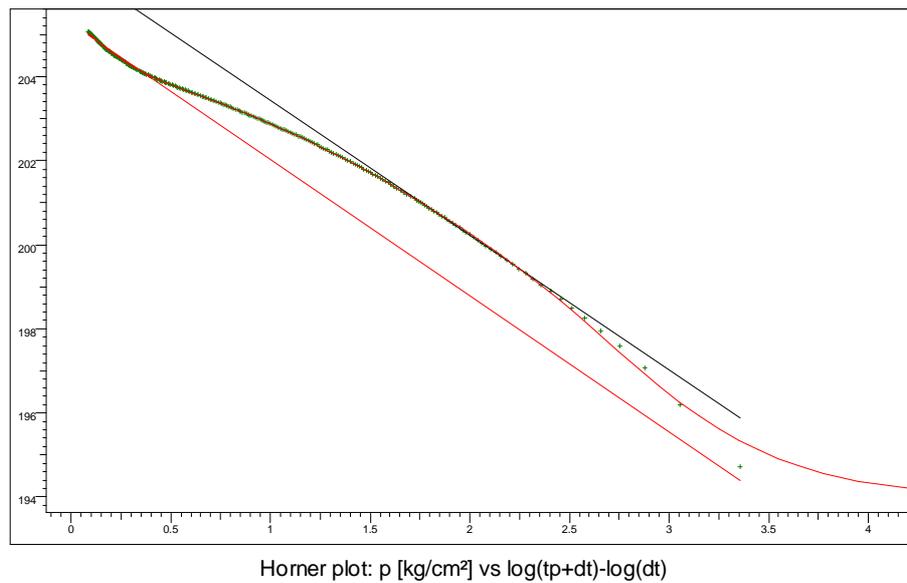


Figure VI-3 : Graphe de Horner (plot de Horner)(Puits MD57)

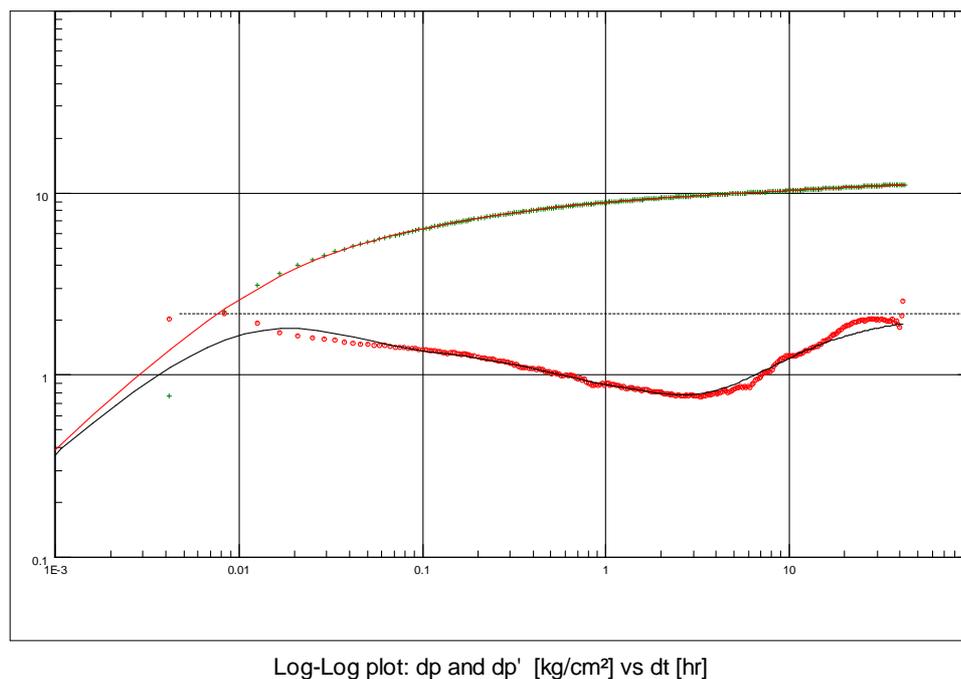


Figure VI-4 : Graphe de la pression et de sa dérivée (puits MD57)

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée, on voit qu'on est en présence d'un réservoir fissuré (double porosité) (creux observé sur la courbe de dérivé) à limites infinies où les abords du puits sont le siège d'un well bore storage (effet de capacité de puits) et de Skin. On peut remarquer que c'est un réservoir fissuré d'après le graphe de HORNER (translation entre la droite de l'écoulement de fissures et celle de l'écoulement matrice - fissures)

Grâce à ce modèle nous avons obtenu les résultats suivants :

K(md)	Kh(md.m)	Lw (m)	P _g (kg/c m ²)	Lambda	IP(m ³ /h)/(g/cm ²)	Oméga	C	Kz/kr
4.75	190	100.849	208.615	1.24 E-06	0.4177	0.353	0.0865	0.872

Tableau VI-2 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits MD57)

S _g	S _m	S _{total}
- 3.74	- 0.592	- 4.332

Tableau VI-3 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits MD57)

D'après les valeurs du Skin on constate que le puits est stimulé.

III- Puits ONIZ421 :

Le puits ONIZ421 est un puits horizontale foré le : 2/09/2006.

C'est un puits producteur d'huile.

Nom du puits : ONIZ421

Puits : Horizontal

Intervalle de formation : Cambrien

Type de fluide : Huile

Type de l'essai : DST

Débit (Q _o)	23.57 m³/h
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T _o)	8.75 h
Temps de fermeture (T _f)	47.13 h
La viscosité (μ)	0.269
Compressibilité totale (C _t)	2.96E-4
Le B _o	1.642
La hauteur utile (h _u)	30 m
La porosité (φ)	0.08
Le rayon du puits (R _w)	0.0762 m

Tableau VI-4 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONIZ421)

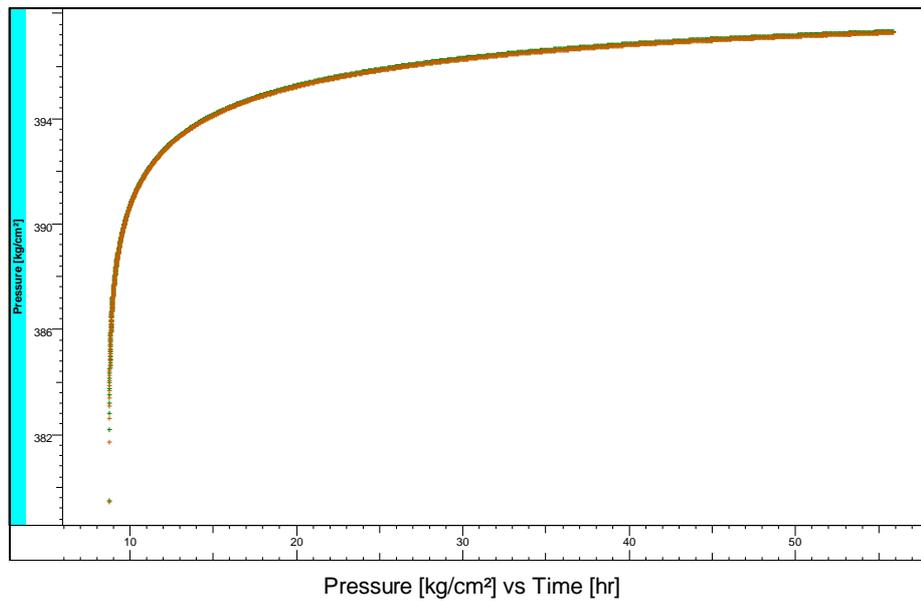


Figure VI-5 : Remonté de pression en fonction du temps (Puits ONIZ421)

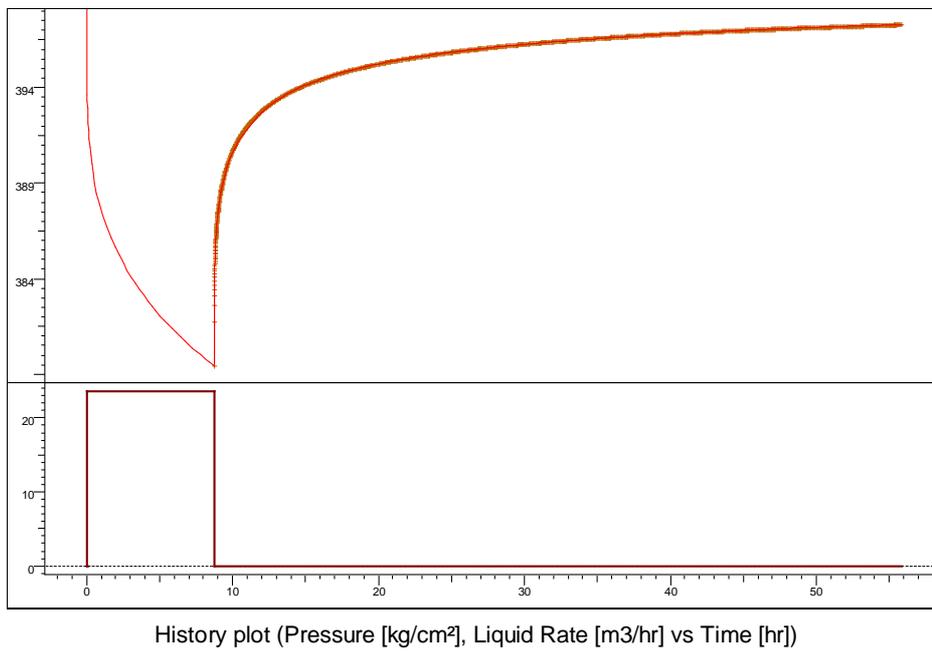


Figure VI-6 : Simulation de l'historique de pression (puits ONIZ421)

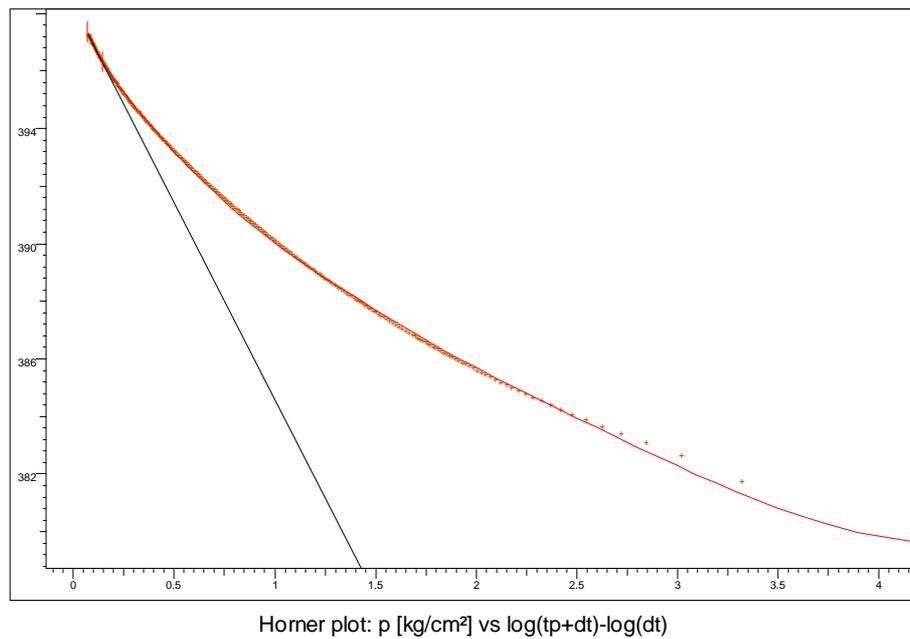


Figure VI-7 : Graphe de Horner (Horner Plot) (puits ONIZ421)

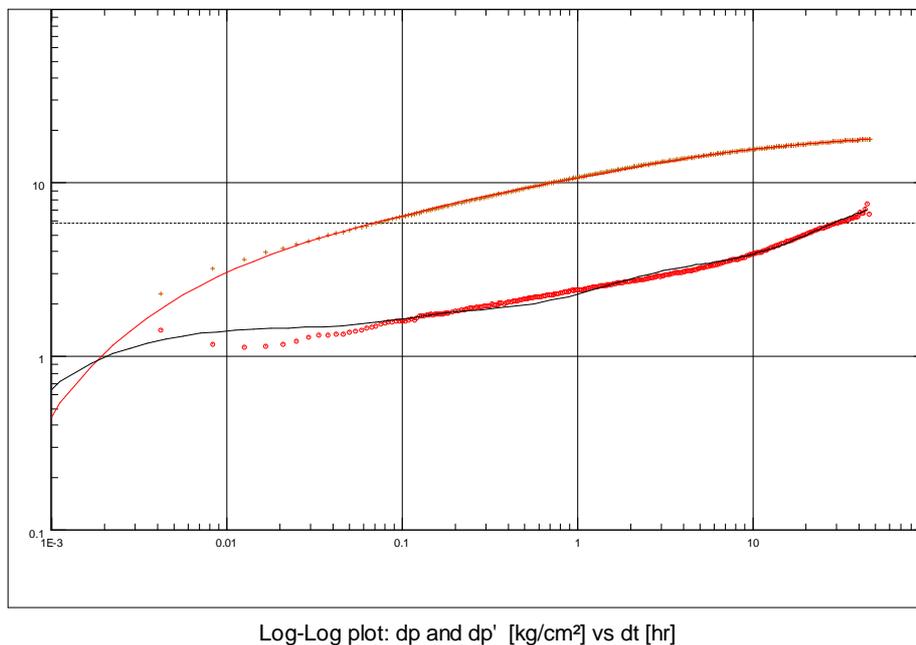


Figure VI-8 : Evolution de la pression et de sa dérivée (Puits ONIZ 421)

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée, on est en présence d'un réservoir homogène ou une faille (présence de faille) (changement de pente : passage de la dérivée d'une stabilisation de 0,5 à une stabilisation de 1), on peut le remarquer aussi sur le HORNER (doublement de la pente) où les abords du puits sont le siège d'un well bore storage et de Skin.

Ce modèle donne les résultats suivants :

K(md)	Kh (md.m)	Lw (m)	P _g (kg/cm ²)	L _{dist/faille}	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	Théta	C	Kz/kr
13.6	408	154.896	401.531	139	0.6411	90°	0.00129	0.551

Tableau VI-5 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONIZ 421)

S _g	S _m	S _{total}
- 5.1	- 0.708	- 5.81

Tableau VI-6 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits ONIZ421)

Donc on remarque d'après les valeurs du Skin que le puits est stimulé.

IV- Puits ONMZ 303

Le puits ONMZ 303 est un puits horizontal, il a été foré le : 17/02/2002

Nom du puits : ONMZ 303

Puits : Horizontal

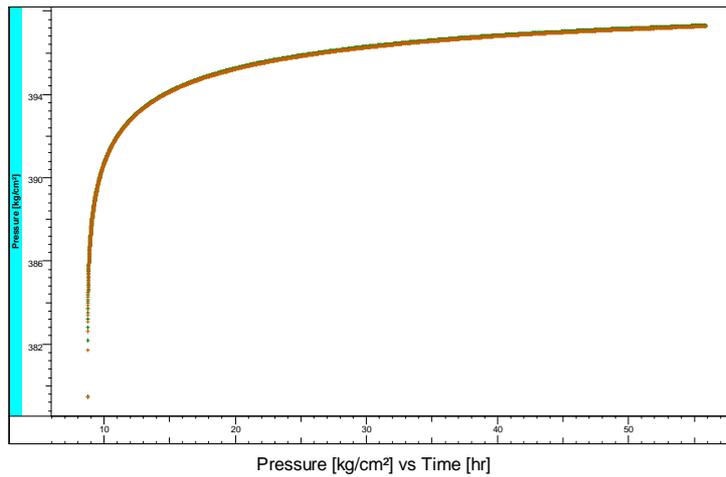
Intervalle de formation : Cambrien

Type de fluide : Huile

Type de l'essai : DST

Débit (Q _o)	12.6 m³/h
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T _o)	10.05 h
Temps de fermeture (T _f)	42.38 h
La viscosité (μ)	0.202
Compressibilité totale (C _t)	4.20E-4
Le B _o	1.798
La hauteur utile (h _u)	30 m
La porosité (φ)	0.08
Le rayon du puits (R _w)	0.0762 m

Tableau VI-7 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONMZ303)



FigureVI-9 : Remonté de pression en fonction du temps (Puits ONMZ303)

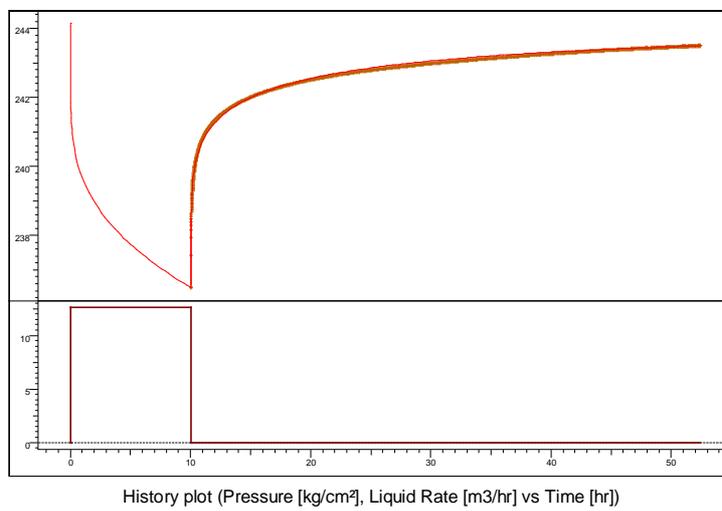


Figure VI-10 : Simulation de l'historique de débit (Puits ONMZ 303)

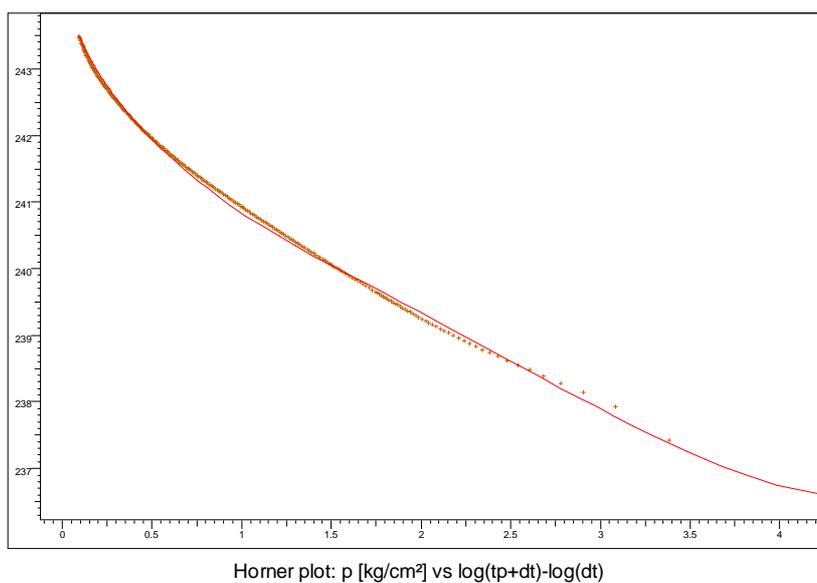


Figure VI-11 Graphe de Horner (Horner plot) (Puits ONMZ 303)

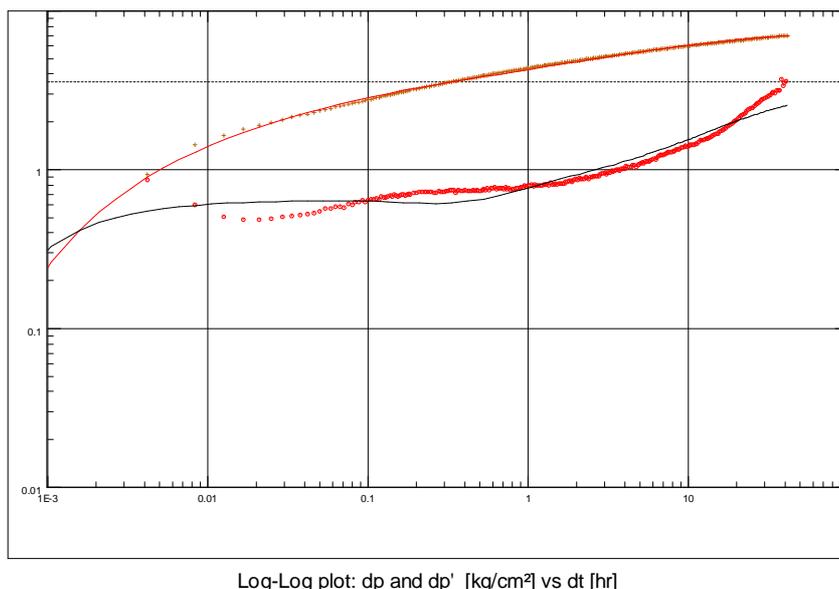


Figure VI-12 : Evolution de la pression et de sa dérivée (Puits ONMZ303)

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée on remarque qu'on est en présence d'un réservoir homogène infini (stabilisation de la dérivé à 0,5) où les abords du puits sont le siège d'un well bore storage et de Skin. Ce modèle nous a permis d'avoir les résultats suivants :

K(md)	Kh(md.m)	Lw(m)	P _g (kg/cm ²)	R _{invest}	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	C	Kz/kr
9.77	293	280	245.377	139	1.647	3.38 E-05	0.345

Tableau VI-8 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONMZ 303)

S _g	S _m	S _{total}
- 6.06	- 0.402	- 6.46

Tableau VI-9 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits ONMZ303)

Donc on remarque d'après les valeurs du Skin que le puits est stimulé.

Une autre interprétation a conduit aux résultats suivants :

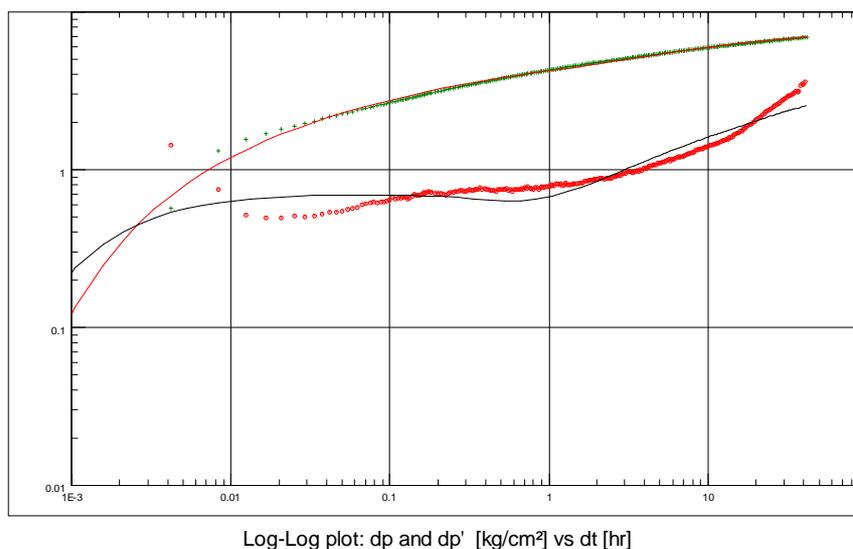


Figure VI-13 : Evolution de la pression et de sa dérivée (Puits ONMZ303)

D'après ce graphe nous remarquons qu'on est en face d'un puits horizontal dans un réservoir infini avec présence de chenal (Ecoulement radial puits transition vers un écoulement linéaire pente égale à 1).

K(md)	Kh(md.m)	Lw (m)	P _g (kg/cm ²)	D _{limite}	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	C	Kz/kr
3.4	102	609.457	244.312	324	1.625	0.00134	0.499

Tableau VI-10 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits ONMZ303)

S _g	S _m	S _{total}
- 7.3	- 0.147	- 7.45

Tableau VI-11 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle(Puits ONMZ303)

Donc on remarque d'après les valeurs du Skin, le puits est stimulé.

V- Puits OMLZ 45 :

Le puits OMLZ 45 est un puits horizontal qui a été foré le : 24/06/2006

Nom du puits : OMLZ 45

Puits : Horizontal

Intervalle de formation : Cambrien

Type de fluide : Huile

Type de l'essai : DST

Débit (Q_o)	18.53 m³/h
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T_o)	9.92 h
Temps de fermeture (T_f)	38.22 h
La viscosité (μ)	0.275
Compressibilité totale (C_t)	3.14E-4
Le B_o	1.61
La hauteur utile (h_u)	40 m
La porosité (ϕ)	0.08
Le rayon du puits (R_w)	0.0762 m

Tableau VI-12 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits OMLZ45)

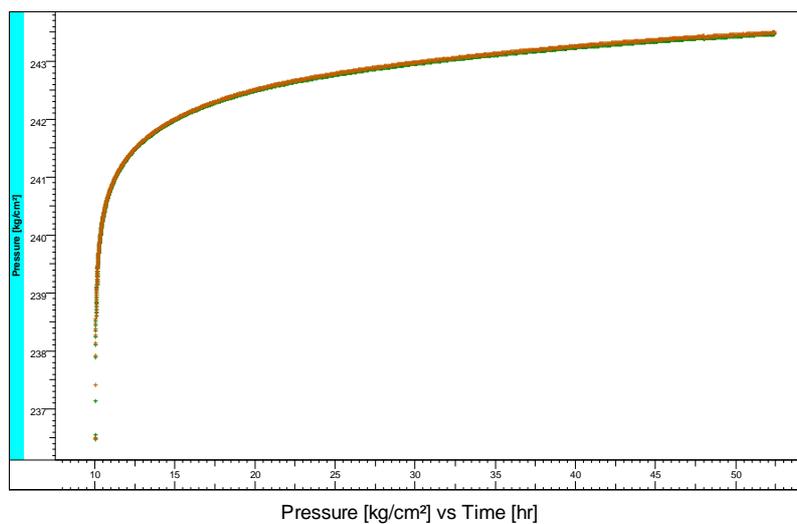


Figure VI-14 : Remonté de pression en fonction du temps (Puits OMLZ 45)

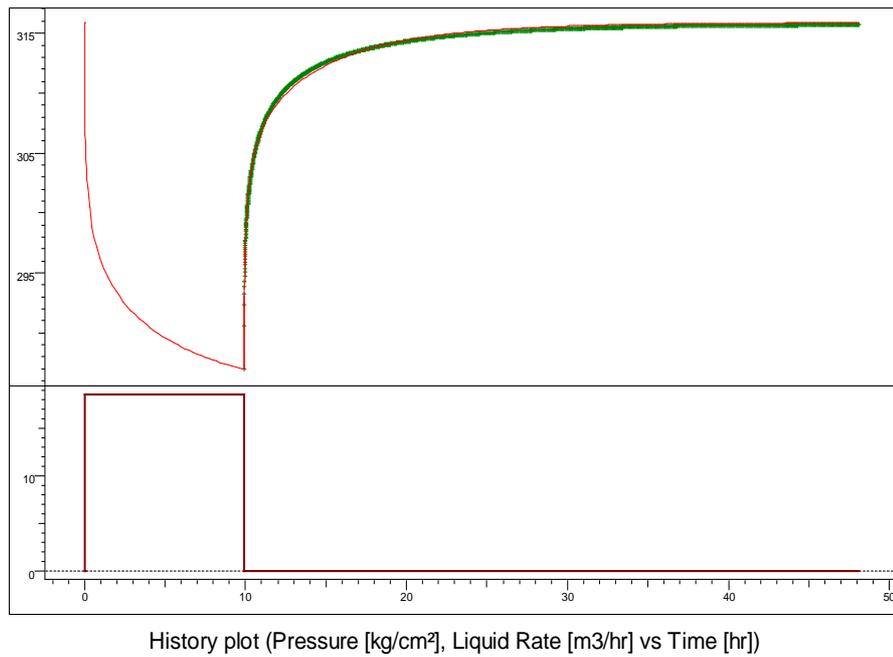


Figure VI-15 : Simulation de l'historique de débit (Puits OMLZ45)

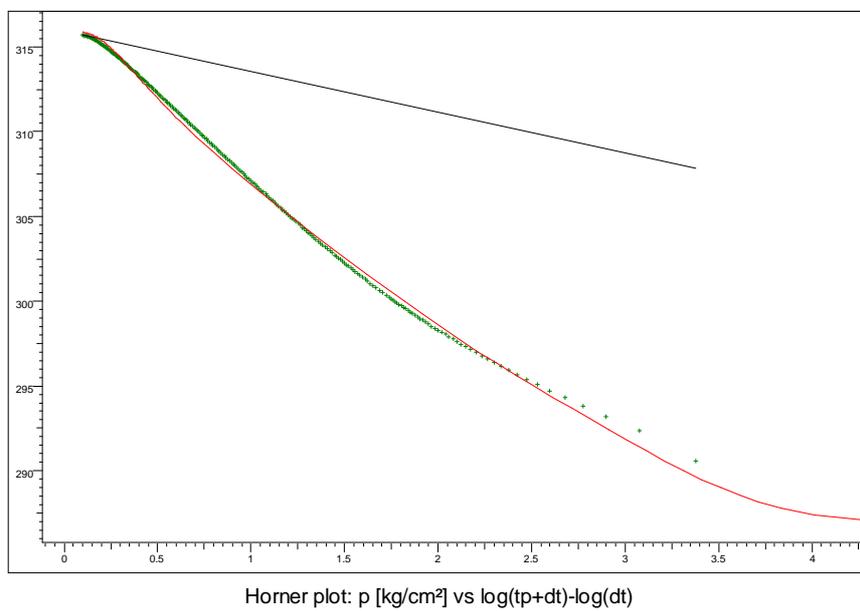


Figure VI-16 : Graphe de Horner (Horner Plot) (Puits OMLZ45)

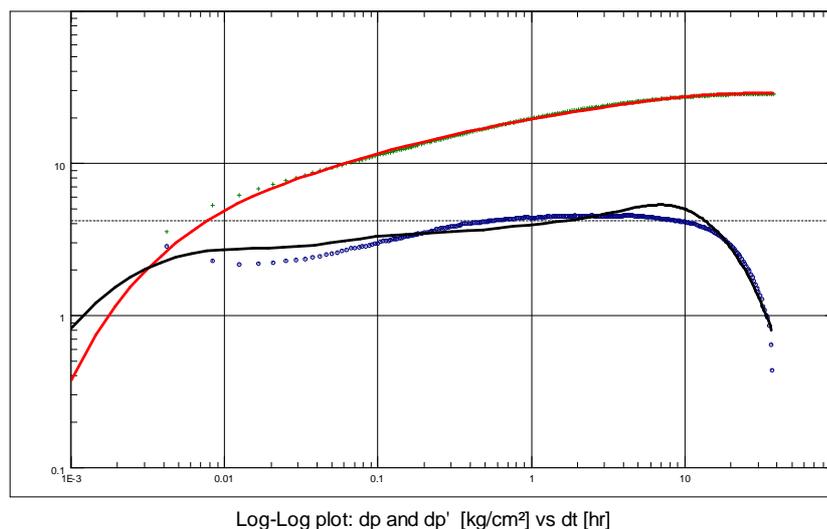


Figure VI-17 : Graphe de la pression et de sa dérivée (Puits OMLZ45)

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée on constate qu'on est en présence d'un réservoir homogène fermé (circle Boundary) à pression constante.

N.B : L'évolution à une pression constante entraîne une annulation de la dérivée ce qui justifie la chute rapide car le régime deviendra pseudopermanent

Les abords du puits sont le siège d'un well bore storage et d'un Skin.

Les résultats du modèle adopté sont :

K(md)	Kh(md.m)	Lw (m)	P _g (kg/cm ²)	R _e	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	C	Kz/kr
14.9	447	35.0656	311.041	160	1.213	0.00229	1.01

Tableau VI-13 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits OMLZ45)

S _g	S _m	S _{total}
- 1.2	- 2.83	- 4.03

Tableau VI-14 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits OMLZ45)

Donc on remarque d'après les valeurs du Skin, le puits est stimulé.

VI - PUITS OMO48

Le puits OMO48 est un puits vertical de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud, qui a été reconverti en short radius le 09/01/2005. C'est un puits producteur d'huile

Les informations :

Nom du puits : OMO48

Puits : horizontal

Type de fluide : Huile

Intervalle de formation : cambrien

Les données nécessaires :

Débit (Q_o)	10.27 m ³ /h
Pression en tête (P_t)	55.85 kg/cm ²
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T_o)	8.12 h
Temps de fermeture (T_f)	41.22 h
Le GOR	194 v/v
Pression de bulle (P_b)	165 kg/cm ²
Longueur effective	600 m
La viscosité (μ)	0.255
Compressibilité totale (C_t)	3.86E-4
Le B_o	1.692
La hauteur utile (h_u)	40 m
La porosité (ϕ)	0.08
Le rayon du puits (r_w)	0.076 m
La température du fond	120°C
Le $h\phi$	3.2

Tableau VI-15 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits OMO48)

L'analyse du Well test en utilisant le logiciel Saphir nous a donnée les résultats suivants :

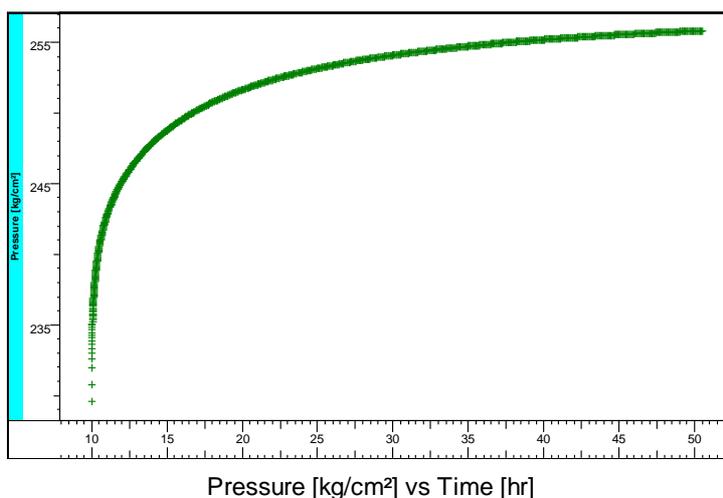


Figure VI-18 : graphe de la remontée de pression en fonction du temps (Puits OMO48)

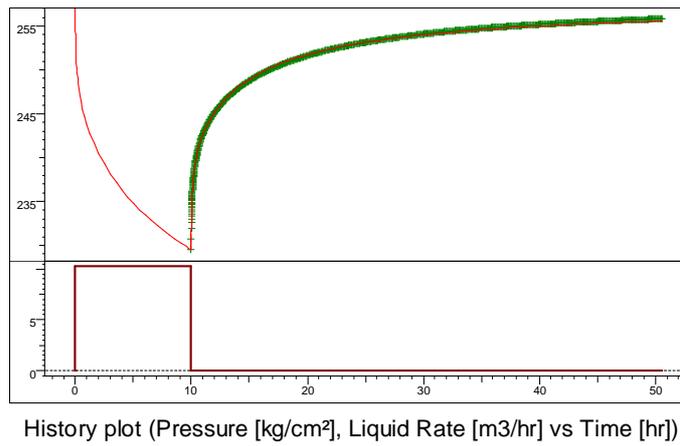


Figure VI-19 : Graphe de l'historique de pression (Puits OMO48)

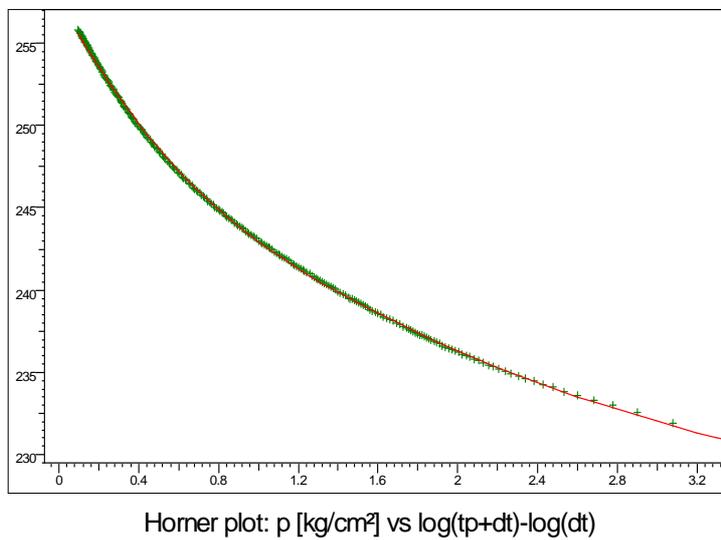


Figure VI-20 : Graphe de Horner (le plot Horner) (Puits OMO48)

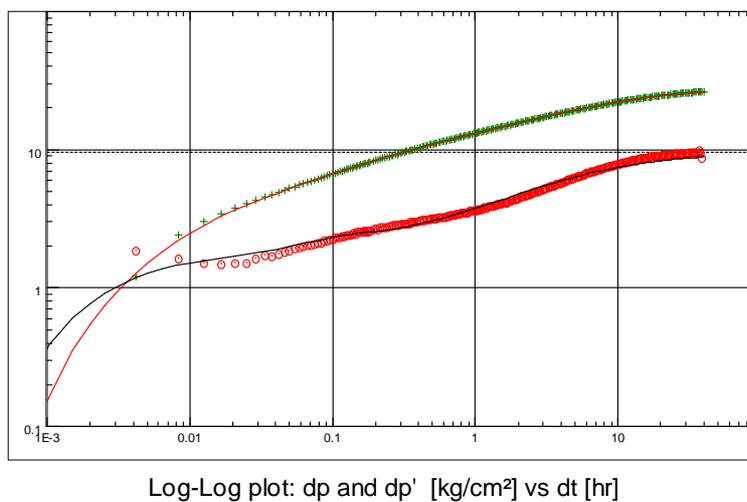


Figure VI-21 : Graphe de la pression et de sa dérivée (le plot log-log) (Puits OMO48)

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée on peut dire qu'on est en présence d'un réservoir homogène à limites parallèles fault (passage de la dérivée de la stabilisation 0,5 à une évolution linéaire en fonction du temps) où les abords du puits sont le siège d'un well bore storage et de skin. Ce modèle nous a permis d'avoir les résultats suivants:

K(md)	Kh (md.m)	Lw (m)	P _g (kg/cm ²)	P _{fd} (kg/cm ²)	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	Rinv (m)	C	Kz/kr	K/μ
2.62	105	63.41	260.34	230	0.36599	122	0.0017	11.3	11.5

Tableau VI-16 : Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi (Puits OMO48)

S _g	S _m	S _{total}
-4.47	-0.685	-5.16

Tableau VI-17 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle (Puits OMO48)

D'après les valeurs de skins on constate que le puits est stimulé

IX- Conclusion :

Après une étude des différents puits, nous remarquons que la méthode analytique (qui se base sur la transformation de Laplace) donne d'assez bons résultats, cependant cette méthode a des limites car un modèle bien calé peut ne pas représenter la réalité. Pour cette raison on va essayer d'interpréter ces puits avec des modèles numériques qui sont des modèles globaux.

Nous remarquons que le Skin est toujours négatif dans un puits horizontal chose qui est logique puisqu'en plus du Skin mécanique qu'on retrouve dans tous les puits, on ajoute un Skin géométrique (dû à l'anisotropie des perméabilités) qui améliore l'écoulement.

Introduction des modèles numériques

I- Introduction

La simulation numérique fournit l'occasion de modéliser la géologie avec toute sa complexité en 3 dimensions.

Le caractère géologique complexe du champ Hassi Messaoud tel qu'il est posé en couches, modèle de la fissure irrégulière, intervalles alternants de haute et basse productivité le long du drain foré, fractures ouvertes et failles, le rend un candidat idéal pour la modélisation numérique. Les solutions analytiques plus simplistes fournissent seulement des *moyennes* ou le paramètre *équivalent* évalué, de plus ils ne peuvent pas modéliser la complexité en détail, et souvent ces modèles moyennés ne peuvent donner le vrai comportement de la pression observée.

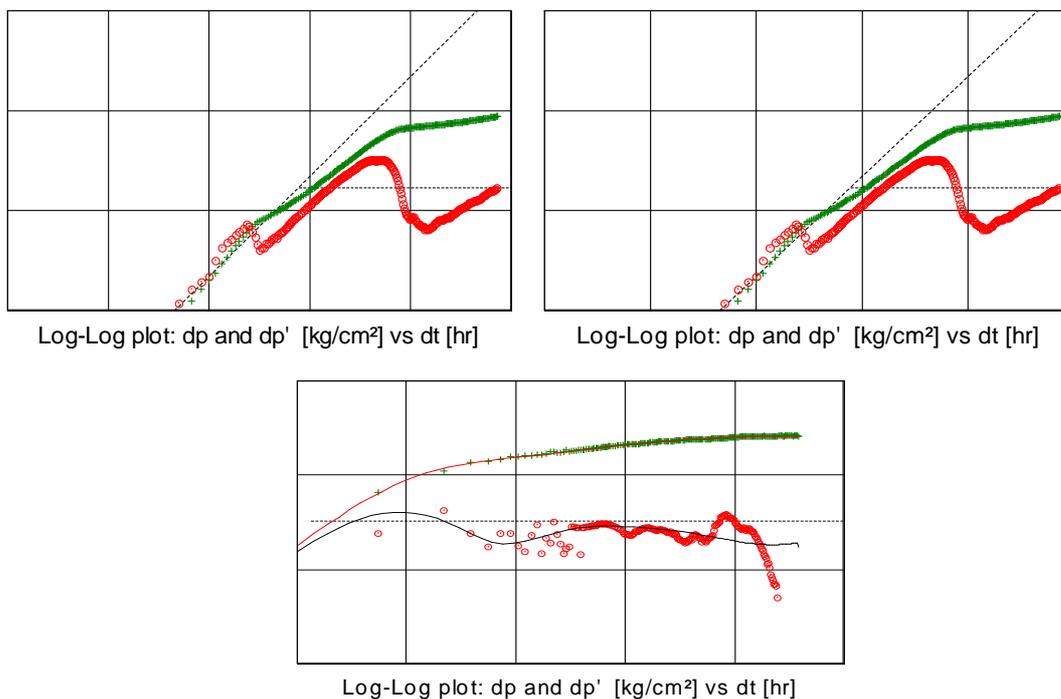


Figure VII-1 Exemple d'une interprétation impossible OMOZ 801⁽¹⁾ OMPZ 331⁽²⁾ OMLZ 521⁽³⁾

Il est espéré qu'une étude du welltest Hassi Messaoud qui utilise la simulation numérique fournira une meilleure compréhension des facteurs qui affectent les réponses de la pression.

De plus, l'établissement d'un modèle numérique pour chaque puits sera bien un point de départ pour un modèle de champ.

II- Introduction au modèle numérique [15]

Le modèle numérique a été élaboré pour apporter une solution aux puits ininterprétables et essayer de s'approcher au mieux de la configuration réelle du terrain.

Il doit être appliqué à un réservoir délimité par un polygone qu'on doit choisir et qui pourrait comporter un ou plusieurs puits (verticaux, horizontaux ou fracturés), il peut être appliqué pour des zones à différentes diffusivités et mobilités

Le modèle numérique a pour première objectif la représentation et la résolution des équations en prenant en compte la configuration complexe du champ. Afin de se rapprocher au mieux de la réalité du terrain et avoir ainsi une très bonne vision du problème, il est nécessaire de

choisir un maillage adéquat, pour cette raison trois possibilités de maillage existent dans le domaine de la simulation du réservoir ce sont :

- Le maillage Cartésien
- Le maillage par éléments finis
- Le maillage à l'aide du diagramme VORONOI.

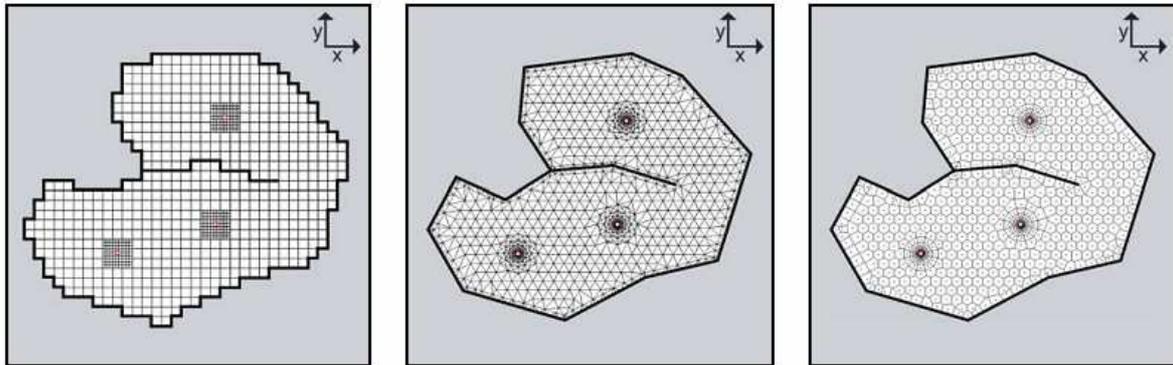


Figure VII .2 Maillage CARTESIEN ⁽¹⁾, Eléments finis ⁽²⁾, Diagramme VORONOI ⁽³⁾

Le maillage adopté dans notre travail est le maillage à l'aide du diagramme VORONOI.

III- Introduction au diagramme VORONOI [7], [4]

La question naturelle que nous sommes en droit de nous poser avant d'aborder la structure du diagramme est la suivante : d'où vient l'intérêt porté aux diagrammes de Voronoi ?

Un premier élément de réponse peut être donné en considérant la simplicité de la définition du diagramme de Voronoi donnée par **PREPARATA**. Soit S , un ensemble de N points dans l'espace. Pour chaque point p_i de S , quel est l'ensemble de points (x, y, z) dans l'espace qui sont le plus proches de p_i que de n'importe quel autre point de S ?

La solution au problème posé est de partitionner l'espace en région de Voronoi.

Un deuxième élément de réponse est donné dans l'article de **Aurenhammer** en trois points :

- Les régions de Voronoi se retrouvent dans la nature : les cellules d'un tissu dans le plan forment approximativement une partition de Voronoi, ainsi que les alvéoles des abeilles, les bulles de savon, les molécules chimiques, ou encore les cristaux.
- Les régions de Voronoi ont des propriétés mathématiques intéressantes et surprenantes. C'est ce qui pense que les diagrammes de Voronoi sont l'une des plus fondamentales constructions géométriques découvertes pour un ensemble de points.
- Il existe des algorithmes efficaces pour construire les diagrammes de Voronoi. De plus ces diagrammes sont très puissants pour résoudre en temps optimal de nombreux problèmes de géométrie algorithmique : enveloppe convexe, problème de proximité, arbre de poids minimum,.....

IV- Construction d'un diagramme Voronoi [4] :

Dans la littérature, on trouve de nombreuses méthodes de construction du diagramme de Voronoi dans le plan, dans l'espace (3D), et en dimension d , les articles sont moins nombreux. Les méthodes utilisées sont essentiellement de deux types :

- Méthodes globales,

- Méthodes incrémentales.

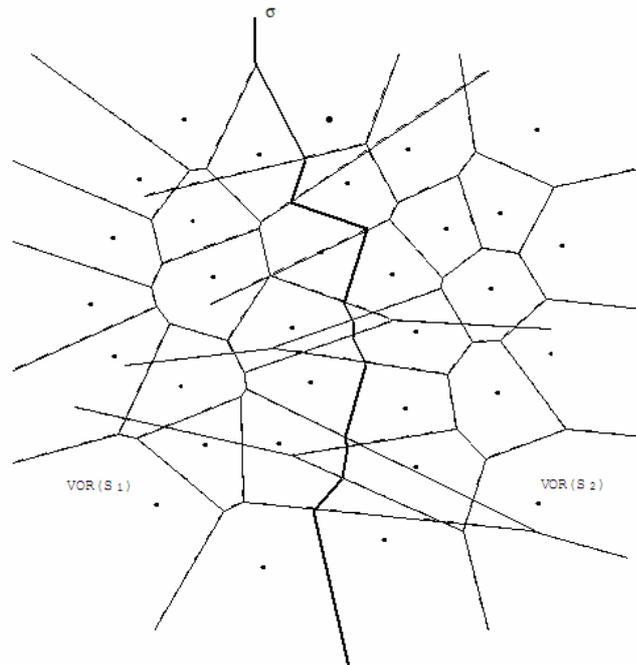
Les méthodes seront dites globales si la connaissance de tous les points doit être donnée avant de commencer la construction du diagramme de Voronoi.

Les méthodes seront dites incrémentales, si cette connaissance préalable n'est pas nécessaire. Contrairement aux méthodes globales, les méthodes incrémentales sont intrinsèquement dynamiques. Ces deux types de méthode, sont donc fondamentalement différents et leurs utilisations dépendent entièrement des applications envisagées.

Dans notre travail, nous avons utilisé l'algorithme Qhull qui est une méthode globale donc nous allons nous intéresser à ce types de méthodes.

L'algorithme Qhull repose sur la célèbre méthode globale « Divide and Conquer » initialement proposé par **PREPARATA**. L'idée de base de cet algorithme est de diviser récursivement le problème en deux sous - problèmes de même taille, puis de fusionner les sous- diagrammes de Voronoi ainsi obtenus. Cet algorithme pourrait être décrit comme suit :

- 1- Diviser récursivement le problème en deux sous – problèmes.
- 2- Calculer les Diagrammes Voronoi des sous problèmes.
- 3- Fusionner les DVP ainsi obtenus



FigureVII.3 Fusion des deux diagrammes de Voronoi VOR (S₁) et VOR (S₂) (arête σ)

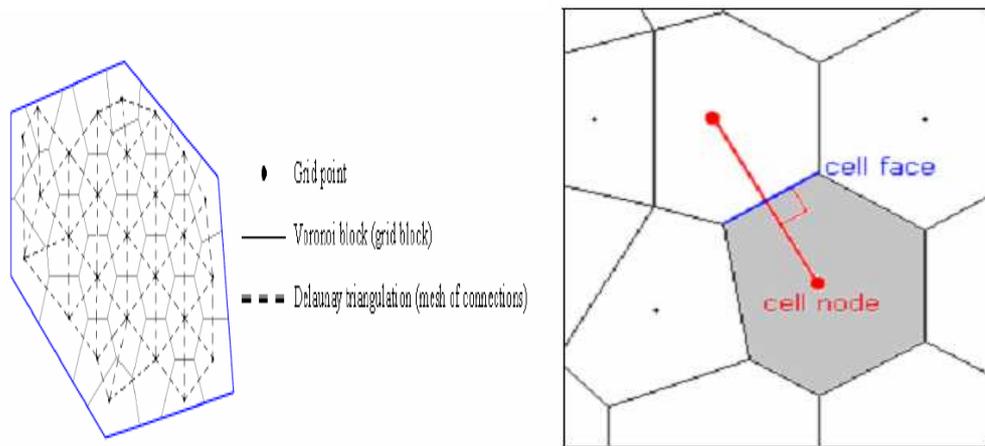


Figure VII.4 Le maillage dans le modèle type VORONOI

Chaque entité représente une portion du terrain et l'ensemble de tous les polygones représente le terrain

Plusieurs types de maillages peuvent être adoptés suivant la configuration du réservoir, les mailles peuvent être rectangulaires, hexagonales ou radiales

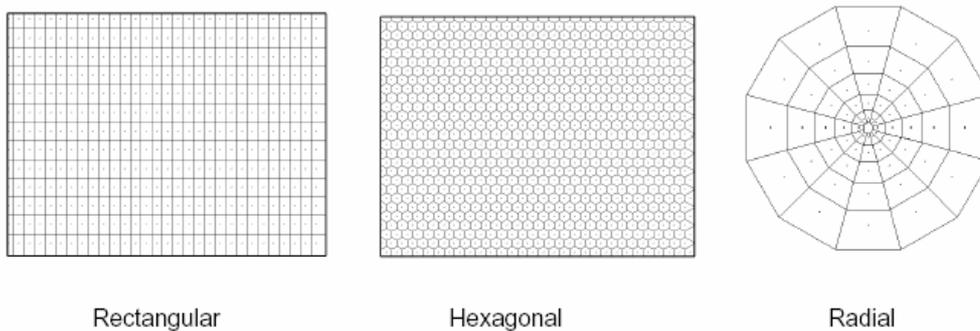
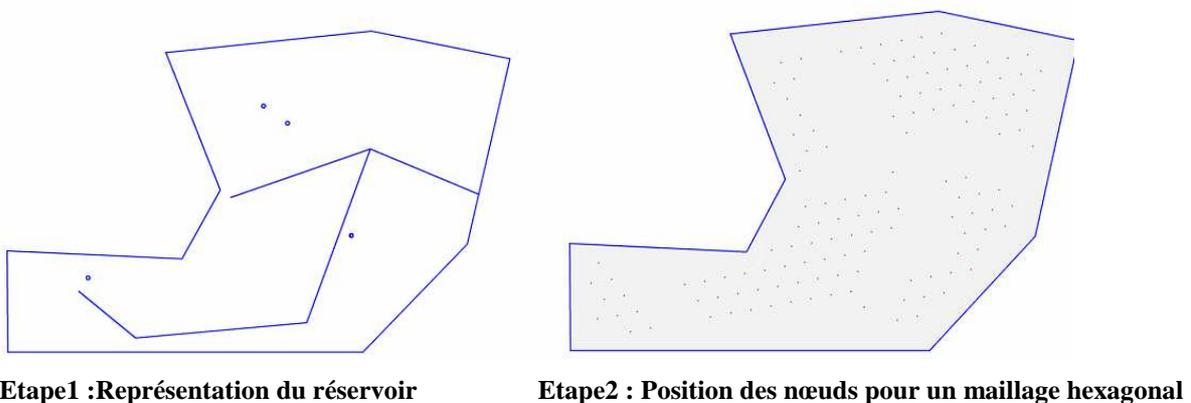
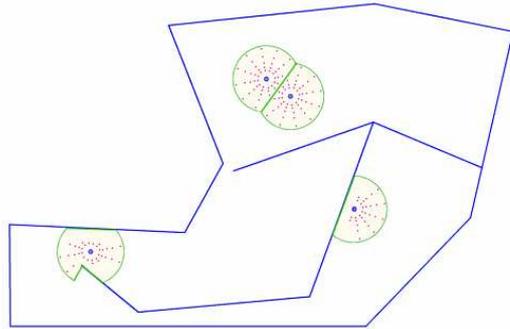


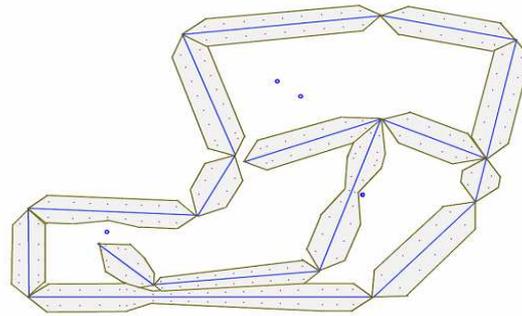
Figure VII.5 Les différents types de Maillage

Nous allons illustrer le déroulement des étapes de l'algorithme QhuLL dans l'exemple qui suit :

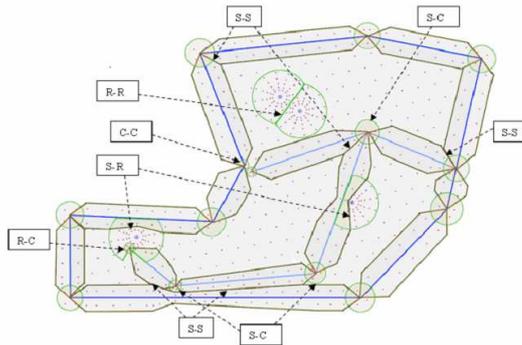




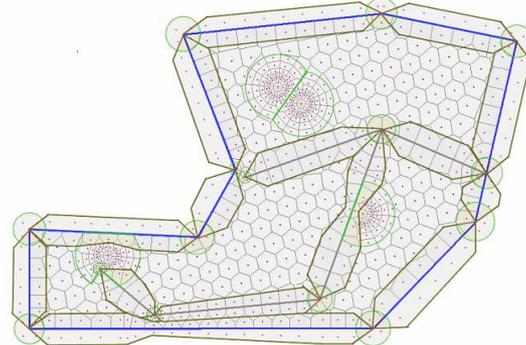
Etape2 :Maillage autours des puits



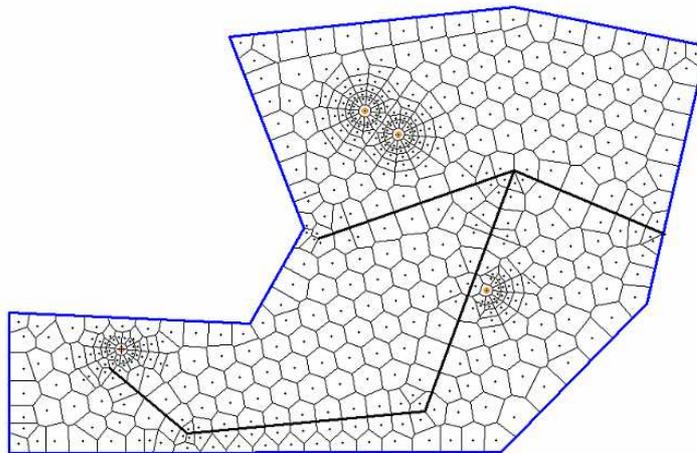
Etape4 : Maillage autour des failles et des bordures



Etape5 : Intersection entre les modules



Etape6 : Maillage Voronoi après l'intersection



Etape7 : Résultat final du maillage avec le diagramme Voronoi global

Figure VII.6 – Algorithme du diagramme Voronoi global

V)- Les équations de base dans le modèle numérique:

V -a) Les équations aux puits :

Le Skin est simulé par la méthode du rayon effectif.

La capacité au champ C est définie par : $Q_s = -C \frac{\partial P_w}{\partial t}$ (7.1)

Le débit s'écrit par rapport à la pression comme suit : $Q = WI.\lambda.(P_i - P_w)$ (7.2)

Si on considère un écoulement radial (on pouvait prendre d'autres types d'écoulements mais l'écoulement radiale est le plus rencontré dans l'interprétation) autour du puits on aura une distribution logarithmique de la pression et l'équation de l'écoulement deviendra :

$$P - P_w = \frac{Q \cdot \mu}{\theta \cdot k \cdot h} \cdot \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \dots\dots\dots (7.3)$$

L'indice WI (Indice du puits) du puits peut s'écrire :

$$WI = \frac{\theta \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_0}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (7.4)$$

avec :

θ : l'angle d'ouverture de l'écoulement, on le prend égale à 2π

Ce terme de Skin peut être corrigé (pour qu'il soit conforme à la réalité) par la relation :

$$WI = \frac{\theta \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_0}{r_w}\right) - S_n + S} \dots\dots\dots (7.5)$$

Avec S_n un skin additif (qui peut être positif ou négatif) qu'on ajoute. (généralement il est pris égale à -0.06)

• Généralisation du modèle puits

Si le terme WI est négatif ; on aura un rayon équivalent r_{ws} supérieur à r_0 ce qui peut induire à ce que $P_w > P_i$. (contradiction !!!)

Le terme WI ne doit jamais être négatif, car il pourrait engendrer des instabilités dans le modèle numérique, on pourrait faire face à ce problème en augmentant la taille de l'élément unitaire afin d'avoir $r_0 > r_{ws}$, s'il n'est pas possible de l'augmenter nous introduisons une autre solution qui fera marcher notre modèle même si cette condition n'est pas satisfaite. Cette solution consiste à prendre une pression initiale moyenne.

Ce P_i moyen fait intervenir le volume des pores et on aura la relation suivante :

$$\bar{P}_i = \sum_{j \in J} k_{vj} \cdot P_j \dots\dots\dots (7.6)$$

$$\text{Avec : } k_{vj} = V_{pj} / \sum_{k \in J} V_{pk} \quad J = \{j, \text{distance}(i, j) < R_{inv}\} \dots\dots\dots (7.7)$$

On aura donc un modèle de puits généralisé qui sera comme suit :

$$Q = \bar{WI} \cdot \lambda \cdot (\bar{P}_i - P_w) \quad \text{Avec} \quad \bar{WI} = \frac{\theta \cdot k \cdot h}{\ln\left(\frac{\bar{r}_0}{r_w}\right) - S_n + S} \quad \text{et} \quad \ln(\bar{r}_0) = \sum_{j \in J} k_{vj} \cdot \ln(r_j) \dots\dots (7.8)$$

V -b) Les équations du réservoir [15]

• Les équations de l'écoulement

L'équation qui régit l'écoulement d'un fluide incompressible dans un milieu de porosité homogène est la loi de Darcy et la loi de conservation de la masse, on aura donc :

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \cdot \nabla P$$

Dans un milieu Ω(7.9)

$$-div(\rho \cdot \vec{V}) = \frac{\partial(\rho \cdot \phi)}{\partial t}$$

Pour un fluide monophasique la densité du fluide est donnée par la relation :

$$\rho = \frac{\rho_{ref}}{B} \text{ et la porosité du milieu est une fonction de la pression ,elle est définie par la relation : } \Phi(p) = \phi_{ref} [1 + C_t \cdot (P - P_{ref})] \dots\dots\dots(7.10)$$

• Résolution :

En considérant le maillage du réservoir, L'équation d'équilibre de chaque unité est donnée par la relation suivante :

$$e_i = \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot \lambda \cdot (P_j - P_i) - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_i \cdot \Phi_i}{B_i} \right) - q_i \dots\dots\dots (7.11)$$

Avec :

e_i = L'erreur commise par le modèle , elle est exprimée en débit (Unité Volume/Unité de temps)

J_i : est l'ensemble des modules unitaires collés au module i.

T_{ij} : Le coefficient de transmissivité qui correspond à la connexion ij.

$$\lambda = \frac{1}{B \cdot \mu} \quad : \text{ la mobilité}$$

V_i : Le volume du module.

Nous avons donc l'équation précédente (qui décrit le Réservoir) qui est discrétisée dans un intervalle $\Delta t = [t^n, t^{n+1}]$

Pour la résolution des équation précédentes dans le temps, un schéma implicite est adopté et nous aurons l'équation suivante (l'ensemble des équations est exprimé pour la dernière itération (n+1)):

$$e_i^{n+1} = \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot \lambda \cdot (P_j^{n+1} - P_i^{n+1}) - \frac{V_i}{\Delta t} \cdot \left[\left(\frac{\Phi_i}{B} \right)^{n+1} - \left(\frac{\Phi_i}{B} \right)^n \right] - q_i^{n+1} \dots\dots\dots (7.12)$$

• Linéarisation du problème :

Ce système peut s'écrire : $F(P) = 0$ avec $P = [P_1, P_2, \dots, P_N]^i$ et $F = [e_1, e_2, \dots, e_N]^i$

Le système est résolu par l'algorithme itératif de Newton-Raphson.

Une approximation de la solution pour l'itération l est notée P^l , le système est linéarisé à partir de cette valeur et on aura :

$$F^{l+1} = F^l + J \cdot \Delta P \quad \text{Avec} \quad J = \left[\frac{\partial F}{\partial P} \right] \text{ est le Jacobien } \dots\dots\dots (7.13)$$

$$\text{et } \Delta P = (P^{l+1} - P^l)$$

L'équation linéaire peut se résoudre à présent par la relation :

$$P^{l+1} = P^L - J^{-1} \cdot F^l \dots\dots\dots (7.14)$$

L'approximation qu'on adopte pour la première itération est : $P^0 = P^n$

La solution finale est donnée quand $P^{n+1} = P^{l+1}$ et le critère de convergence est satisfait.

Ce critère est obtenu par la relation : $\{\max(e_i) \cdot \Delta t / V\}$

C'est-à-dire (le maximum du résidu * le pas de temps / le volume du réservoir)

o **Les équations des coefficients du modèle :**

Le système linéaire s'écrit : $A \cdot \Delta P = B$

Avec :

$$A = J = \begin{bmatrix} \frac{\partial e_i^l}{\partial P_j} \end{bmatrix} \quad B = -F^l \quad \dots\dots\dots (7.15)$$

on aura donc des coefficients comme suit :

$$a_{ii} = -\lambda \cdot \sum_{j \in J_i} T_{ij} - \frac{V_i \cdot \Phi_{ref} \cdot C_r}{B \cdot \Delta t} - \frac{\partial}{\partial P_i} q_i^l \dots\dots\dots (7.16)$$

$$a_{ij} = \lambda \cdot \sum_{j \in J_i} T_{ij} - \frac{\partial}{\partial P_j} q_i^l \dots\dots\dots (7.17)$$

$$b_i = -\lambda \cdot \sum_{j \in J_i} T_{ij} (P_j^l - P_i^n) + \frac{V_i}{B \cdot \Delta t} (\Phi_i^l - \Phi_i^n) + q_i^l = -\lambda \cdot \sum_{j \in J_i} T_{ij} \cdot (P_i^l - P_i^n) + \frac{V_i \cdot \Phi_{ref} \cdot C_r}{B \cdot \Delta t} \cdot (P_i^l - P_i^n) + q_i^l \dots\dots\dots (7.18)$$

Remarque :

Dans le cas d'un réservoir fissuré on a subdivisé le problème en deux parties.

- la résolution des équations décrivant l'écoulement dans le volume des fissures qui sera égale à : $V_f = V \cdot \phi \cdot \omega \dots\dots (7.19)$

- la résolution des équation des équation décrivant l'écoulement dans le volume de la matrice qui sera égale à : $V_m = V \cdot \phi \cdot (1 - \omega) \dots\dots (7.20)$

VI) Résolution des équations aux puits :

L'équation implicite du débit est donnée par :

$$q^{n+1} = WI \cdot \lambda \cdot (P_i^{n+1} - P_w^{n+1}) \dots\dots\dots (7.21)$$

L'effet de capacité au champ est donné par la relation suivante :

$$Q_s^{n+1} = \frac{C}{\Delta t} \cdot (P_w^{n+1} - P_w^n) \dots\dots\dots (7.22)$$

Le débit total est donné par la relation :

$$Q_p = q^{n+1} + Q_s^{n+1} \dots\dots\dots (7.23)$$

D'après cette équation, on détermine le terme P_w^{n+1} en fonction du terme P_i^{n+1} et nous aurons l'équation suivante :

$$P_w^{n+1} = \frac{WI.\lambda.P_i^{n+1} + \frac{C}{\Delta t}.P_w^n - Qp}{WI.\lambda + \frac{C}{\Delta t}} \dots\dots\dots (7.24)$$

Et donc nous aurons les équations des paramètres qui seront comme suit :

$$q^{n+1} = \frac{WI.\lambda}{WI.\lambda + \frac{C}{\Delta t}} \left[\frac{C}{\Delta t} (P_i^{n+1} - P_w^n) + Qp \right] \dots\dots (7.25)$$

$$a_{ii} = \frac{\partial q^i}{\partial P_i} = \frac{WI.\lambda}{WI.\lambda + \frac{C}{\Delta t}} \cdot \frac{C}{\Delta t} \dots\dots\dots (7.26)$$

$$b_i = q^i = \frac{WI.\lambda}{WI.\lambda + \frac{C}{\Delta t}} \left[\frac{C}{\Delta t} (P_i^i - P_w^i) + Qp \right] \dots\dots\dots (7.27)$$

VII) Equation des invariants :

Deux termes dans les équations sont indépendants au temps ce sont le :

V_i : le volume de l'élément et T_{ij} : La transmissivité entre l'élément i et j .

Le volume de l'élément est donné par la simple relation : $V_i = \text{aire}(i).h$, cependant le volume du pore est lié à la porosité qui est un paramètre hétérogène.

La transmissivité est liée à la perméabilité qui est un paramètre hétérogène.

Pour faire face au problème de l'hétérogénéité on suppose que l'élément est une superposition de deux éléments.

On aura donc le schéma suivant :

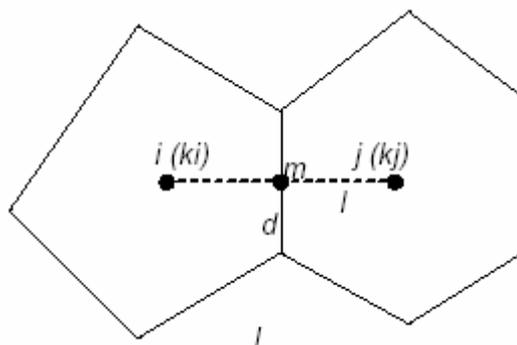


Figure VII.7 Interaction entre deux modules

Donc pour le tronçon d qui est la zone d'interaction des deux éléments de perméabilité différente k_i et k_j on aura une transmissivité T_{ij} qu'on peut associer au débit Q_{ij} qui passe

de i vers j . et on aura si on considère la même pression dans le tronçon d , la loi de Darcy donne :

$$Q_{ij} = k_i \cdot \lambda \cdot \frac{d.h}{l/2} \cdot (P_m - P_i) = k_j \cdot \lambda \cdot \frac{d.h}{l/2} \cdot (P_j - P_m) \dots\dots\dots (7.26)$$

et donc on aura :

$$P_j - P_i = (P_j - P_m) + (P_m - P_i) = \frac{Q_{ij}}{2 \cdot \lambda} \cdot \frac{l}{d.h} \left(\frac{1}{k_i} + \frac{1}{k_j} \right) = \frac{Q_{ij}}{T_{ij} \cdot \lambda} \dots\dots\dots (7.27)$$

Ce qui va impliquer :

$$T_{ij} = \frac{d.h}{2.l} \left(\frac{k_i \cdot k_j}{k_i + k_j} \right) \dots\dots\dots (7.28)$$

• **Correction de la transmissivité pour le cas d'un module radial :**

Le calcul de la transmissivité a été basé sur l'hypothèse d'un flux parallèle, cette condition n'est plus valable autour du puits. Cette hypothèse pour un écoulement radial autour du puits s'écrit comme suit :

$$Q = \beta \cdot \lambda \cdot k \cdot h \cdot R \cdot \frac{dP}{dr} \Rightarrow P = P_w + \frac{Q}{\beta \cdot \lambda \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{R}{r_w} \dots\dots\dots (7.29)$$

Transmissivité sans un module central :

Dans ce cas, on aura les équations suivantes :

$$Q = \frac{\beta \cdot \lambda \cdot k \cdot h}{\ln \frac{r_j}{r_i}} \cdot (P_j - P_i) \Rightarrow T_{ij}' = \frac{\beta \cdot k \cdot h}{\ln \frac{r_j}{r_i}} \dots\dots\dots (7.30)$$

Transmissivité avec un module central :

$$Q = \frac{\beta \cdot \lambda \cdot k \cdot h}{\ln \frac{r_j}{r_o}} \cdot (P_j - P_i) \Rightarrow T_{ij}' = \frac{\beta \cdot k \cdot h}{\ln \frac{r_j}{r_o}} \dots\dots\dots (7.31)$$

r_o est un rayon équivalent du module du puits (c.à.d un rayon où la pression P de la loi logarithmique est égale à la moyenne de P_i).

r_o est donné par la relation suivante :

$$r_o = r_w \cdot \exp \left(\frac{\alpha^2}{\alpha^2 - 1} \cdot \ln \alpha - \frac{1}{2} \right) \quad \text{avec } \alpha = \frac{R}{r_w} \quad \text{et } R = \sqrt{\frac{A_i}{\pi}} \dots\dots\dots (7.32)$$

avec A_i : est la surface du module.

Facteur de correction de la transmissivité radiale :

La transmissivité est donnée par la relation :

$$T_{ij} = \frac{AB}{ij} \cdot k \cdot h \dots\dots\dots (7.33)$$

Le facteur de correction est donné par : $f_{c_{ij}} = \frac{T_{ij}'}{T_{ij}} = \frac{ij}{AB} \cdot \frac{\beta}{\ln \frac{r_j}{r_i}}$ (On remplace r_i par r_0 pour le

module central). (7.34)

Le coefficient f_c a été élaboré pour une perméabilité homogène mais il pourrait être extrapolé pour une perméabilité hétérogène.

• **Anisotropie géométrique :**

Le réservoir peut être anisotrope, nous nous sommes limités dans notre travail à l'anisotropie de la perméabilité.

Supposons k_x, k_y, k_z les perméabilités dans les directions X, Y, Z.

Une solution équivalente peut être écrite comme suit :

$$k' = \sqrt[3]{k_x \cdot k_y \cdot k_z} \quad \text{et} \quad X' = \sqrt{\frac{k'}{k_x}} \cdot X, \quad Y' = \sqrt{\frac{k'}{k_y}} \cdot Y, \quad Z' = \sqrt{\frac{k'}{k_z}} \cdot Z \dots (7.35)$$

Cette opération pourrait être extrapolée pour le volume des pores et pour les transmissivités.

On le réalisera par une simple transformation d'axes afin d'obtenir un problème homogène.

Transformation du problème :

- La perméabilité horizontale moyenne s'écrira donc : $K_H = \sqrt{k_x \cdot k_y} = k \dots (7.36)$

- Le facteur d'anisotropie (verticale/horizontale) : $K_{VH} = k_z / K_H \dots (7.37)$

- Le facteur d'anisotropie pour la perméabilité horizontale : $K_{XY} = k_x / k_y \dots (7.38)$

La transformation inverse s'écrira donc comme suit :

$$k_x = k \cdot k_{XY}^{1/2} \quad k_y = k \cdot k_{XY}^{-1/2} \quad k_z = k \cdot k_{VH} \dots (7.39)$$

Donc la réponse de la pression pour un problème d'anisotropie horizontale (k_x, k_y) est équivalente à une réponse pour un réservoir homogène de perméabilité k_H .

Les paramètres isotropes s'écriront dans un référentiel qui est comme suit :

$$X_x = X'/X, \quad X_y = Y'/Y, \quad X_z = Z'/Z, \quad X_k = K'/K \dots (7.40)$$

On aura donc :

$$X_x = k_{VH}^{1/6} \cdot k_{XY}^{-1/4}, \quad X_y = k_{VH}^{1/6} \cdot k_{XY}^{-1/4}, \quad X_z = k_{VH}^{-1/3}, \quad X_k = k_{VH}^{1/3} \dots (7.41)$$

Nous allons donner un exemple d'homogénéisation dans ce qui suit :

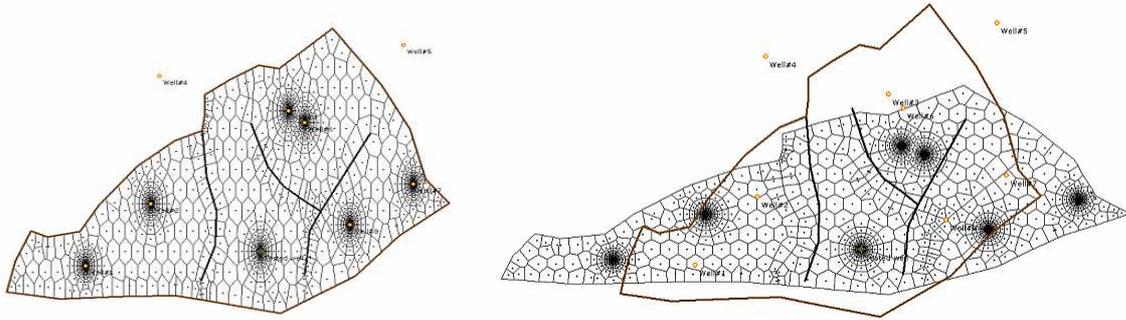


Figure VII. 8 Maillage Voronoi pour un réservoir hétérogène ($k_x/k_y=0.2$)⁽¹⁾ Maillage dans un réservoir homogène équivalent⁽²⁾

APPLICATION AU CHAMP H.M.D

Nous allons essayer d'appliquer le modèle numérique pour deux puits horizontaux (Puits MD57 et Puits ONMZ303) qui ont été jugé très intéressants à cause de leurs complexités. Ces puits ont déjà fait l'objet d'un traitement par les méthodes analytiques.

VIII) Application Puits MD57 :

Ce puits a été déjà traité dans le chapitre précédent par les méthodes analytiques

Au premier lieu nous allons procéder à l'interprétation de ce puits sans prise en compte des effets de puits voisins et nous allons ensuite essayer de faire une simulation avec prise en compte de ces effets.

Le maillage est donné par la figure ci-dessous :

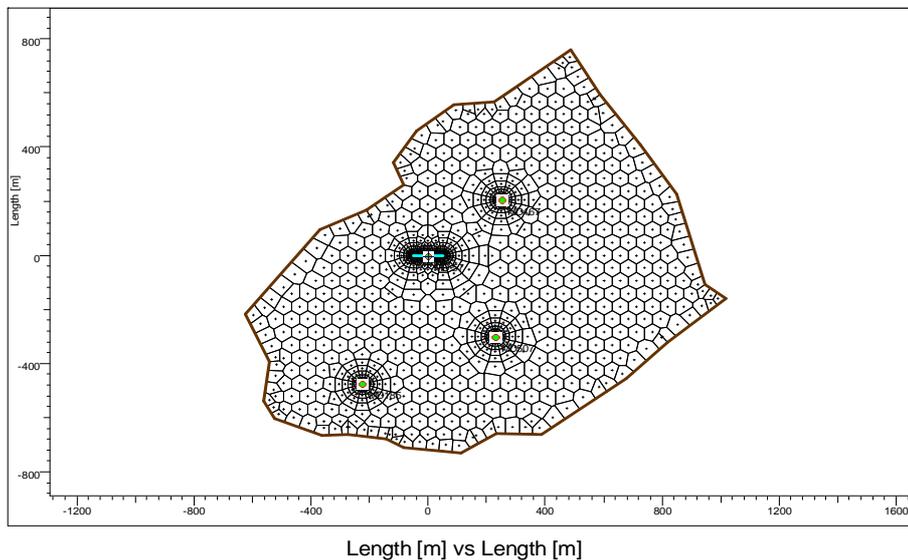


Figure VII.9 : Maillage adopté pour le réservoir

La distribution des profondeurs est donnée par le schéma ci-dessous :

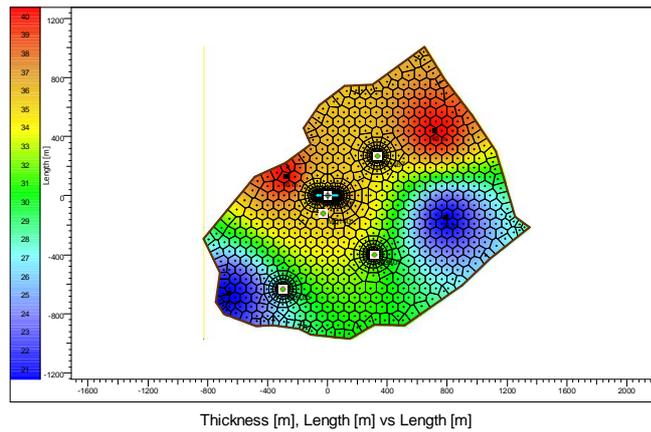


Figure VII.10 : distribution des profondeurs dans le champ

La distribution de porosité est comme suit :

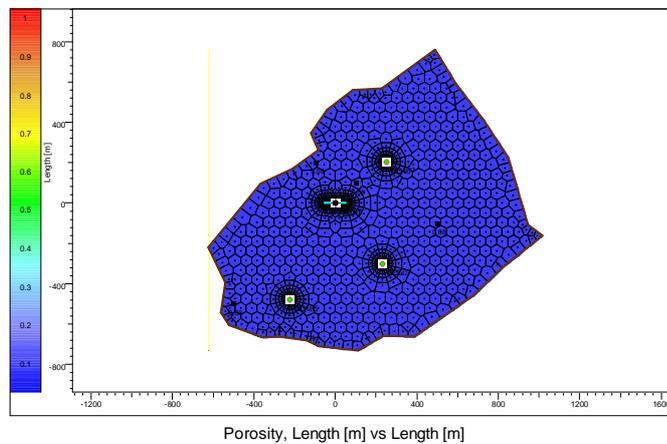


Figure VII.11 : Distribution des porosités dans le champ

Les différentes caractéristiques des puits avoisinants sont présentées dans le tableau suivant :

Puits	MD467	MD507	MD185
Nature	Vertical	Vertical	Vertical
Intervalle de formation	Cambrien	Cambrien	Cambrien
Distance (m)	950	750	1250
Débits (Q_0) (m^3/h)	0,89	10,86	3,77
Volume de production (m^3)	124080	240228	1588637
Temps de production (h)	139416	22120	421389
Pression du bulle (Kg/cm^3)	180	177	178
La viscosité (μ)	0,23	0,231	0,231
Compressibilité totale (C_t)	4,02 E-04	4,42 E-04	4,36 E-04
le B_0	1.72	1,72	1,72
la hauteur utile (m)	30	30	30
La porosité (Φ)	0,08	0,08	0,08
le rayon du puits (r_w) (m)	0,0762	0.0762	0.0762

Tableau VII-1 : Données des puits avoisinants au puit MD57

La première simulation que nous avons faite est une simulation du puits MD57 sans prendre en compte les effets de puits, le modèle généré est comme suit :

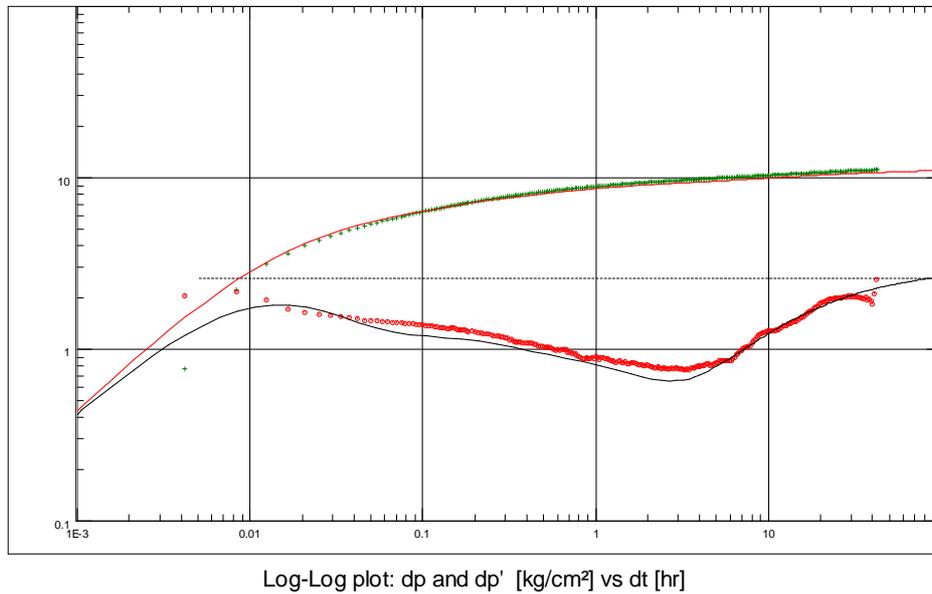


Figure VII.12 : Modèle numérique double porosité (puits horizontal) (sans effets de puits) (t=100 heures)

La simulation sur les pressions a donné le schéma suivant :

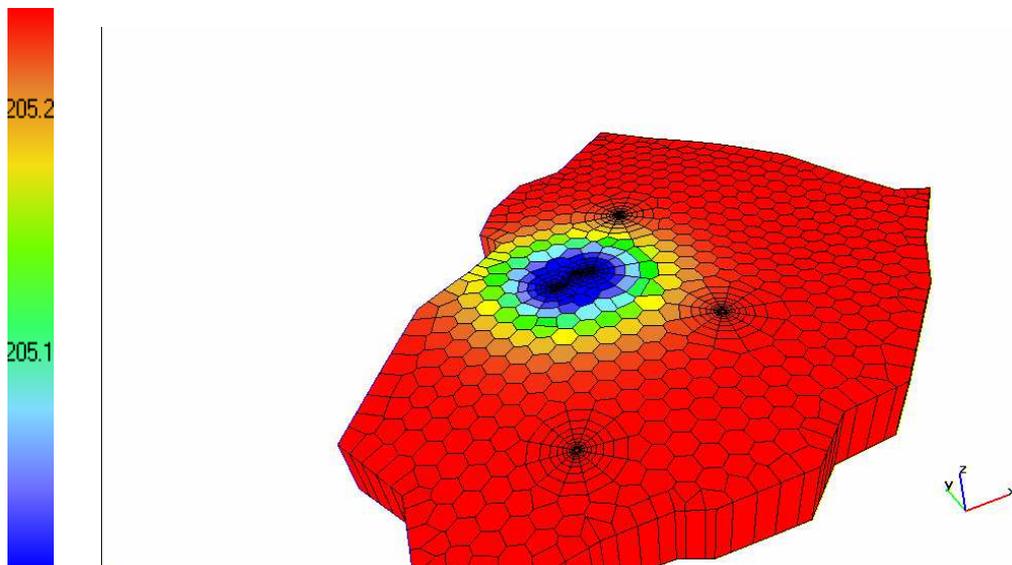


Figure VII.13 : Simulation du réservoir (100 heures) (sans prendre en compte les effets de puits)

En introduisant les effets de puits, nous avons obtenu une simulation qui est comme suit :
(Simulation faite sur 100 heures)

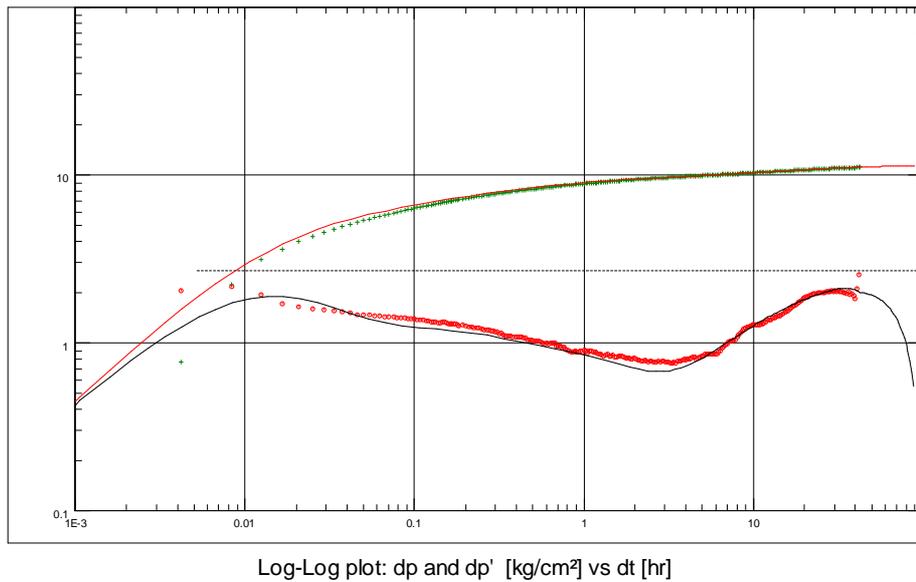


Figure VII.14 : Modèle double porosité (puits horizontal) (avec effets de puits) (t=100heures)

On a obtenu une simulation sur les pressions est obtenue comme suit :

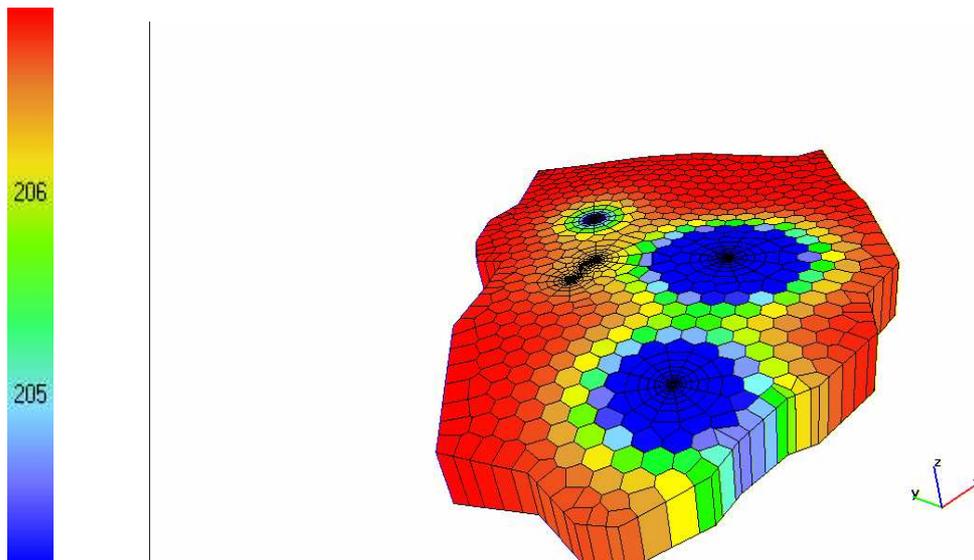
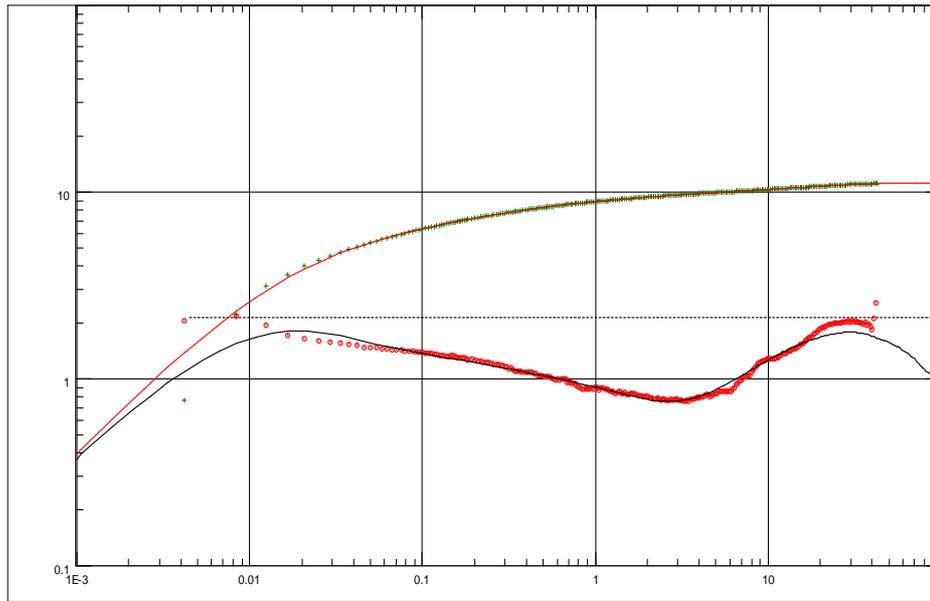


Figure VII.15 : Simulation du réservoir (100 heures) (avec prise en compte des effets de puits)

Ce résultat d'une importance capitale montre que après une certaine durée, le puits ne pourrais plus investiguer plus loin à cause des effets des puits avoisinants et le puits évoluera dans un réservoir fermé.

Donc le réservoir ne devient plus homogène et deviendra une limite « circle ».

Ce résultat a été validé par une autre simulation où on a appliqué un modèle double porosité dans un réservoir fermé (circle), le graphe de la simulation est donné comme suit :



Log-Log plot: dp and dp' [kg/cm²] vs dt [hr]

FigureVII.16 : modèle analytique double porosité (puits horizontal) à limite circle (avec effets de puits)

Les différents résultats obtenus sont présentés comme suit :

Modèle analytique pour réservoir double porosité limites infinies :

K(md)	Kh(md.m)	P _g (Kg/cm ²)	λ	L(m)	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	ω	C	K _Z /K _r
4.75	190	205.445	1.24E-6	100.89	0.417	0.353	0.0189	0.872

Tableau VII-2 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi

S _g	S _m	S _{total}
- 3.74	- 0.592	- 4.332

Tableau VII-3 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle

Modèle numérique réservoir double porosité sans effets de puits :

K(md)	Kh(md.m)	P _g (Kg/cm ²)	λ	L(m)	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	ω	C	K _Z /K _r
3.97	159	205.23	6.18E-6	133.836	0.4257	0.256	0.0169	0.972

Tableau VII-4 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi

S_g	S_m	S_{total}
- 4.59	- 0.437	- 5.03

Tableau VII-5 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle

Modèle numérique réservoir double avec les effets de puits :

K(md)	Kh(md.m)	P_g (Kg/cm ²)	λ	L(m)	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	ω	C	K_z/K_r
3.8	152	205.549	6.34E-6	133.836	0.4104	0.256	0.0165	0.996

Tableau VII-6 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi

S_g	S_m	S_{total}
- 4.61	- 0.424	- 5.03

Tableau VII-7 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle

Modèle analytique réservoir double porosité limite circle :

K(md)	Kh(md.m)	P_g (Kg/cm ²)	λ	L(m)	IP(m ³ /h)/ (g/cm ²)	ω	C	K_z/K_r
4.85	194	205.445	8.39E-7	88.668	0.4177	0.308	0.0183	0.961

Tableau VII-8 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi

S_g	S_m	S_{total}
- 3.48	- 0.784	- 4.27

Tableau VII-9 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle

IX) Application au puits ONMZ303

Puits : Horizontal

Intervalle de formation : Cambrien

Date du Forage : 17 au 21/06/2006

Type de l'essai : DST

Débit (Q_o)	12.6 m³/h
Diamètre de la Duse	12.7 mm
Temps d'ouverture (T_o)	10.05 h
Temps de fermeture (T_f)	42.38 h
La viscosité (μ)	0.202
Compressibilité totale (C_t)	4.20E-4
Le B_o	1.798
La hauteur utile (h_u)	30 m
La porosité (ϕ)	0.08
Le rayon du puits (R_w)	0.0762 m

Tableau VII-10 Données nécessaires pour l'interprétation (Puits ONMZ303)

Après l'analyse de ce puits par la méthode analytique (Chapitre VI) nous avons trouvé une confusion car on avait deux modèles différents qui pouvaient être adoptés. Seul le modèle numérique permet de donner un résultat plus précis.

Nous avons essayé d'interpréter ce puits en supposant qu'il y a une limite de type rectangle où nous avons supposé que les limites sont à flux nul. C'est un modèle qui est très difficile à caler, car il demande énormément de temps pour la compilation et la résolution des équations.

Nous avons le maillage du réservoir qui est comme suit :

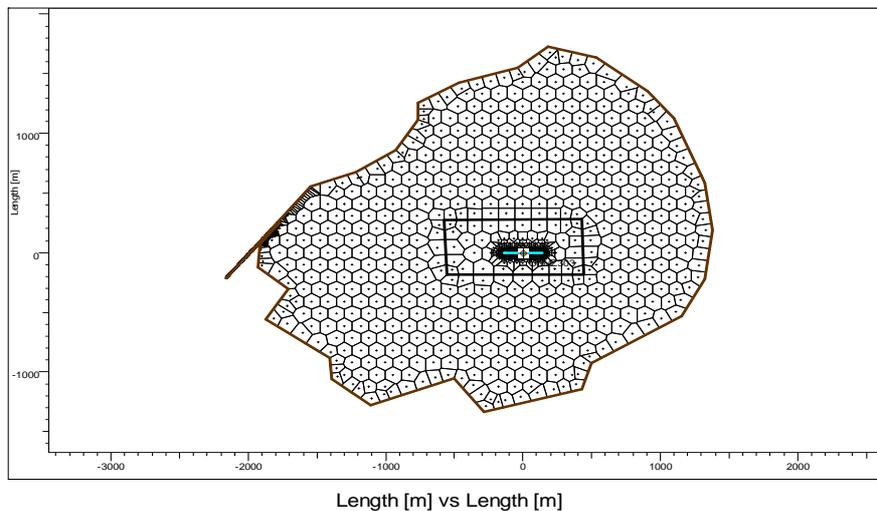


Figure VII.17 : Maillage adopté pour le réservoir

La distribution de profondeur du terrain est représentée sur la carte suivante :

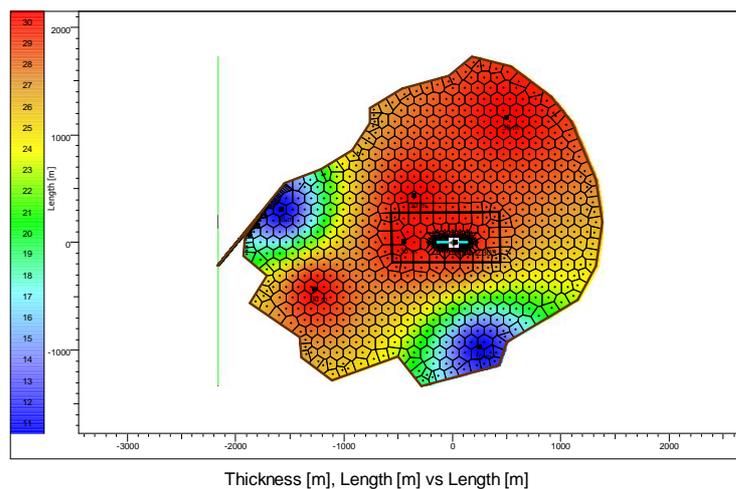


Figure VII.18 : Distribution des profondeurs dans le champ

La Porosité est homogène (car c'est une porosité moyenne) et nous avons la carte suivante :

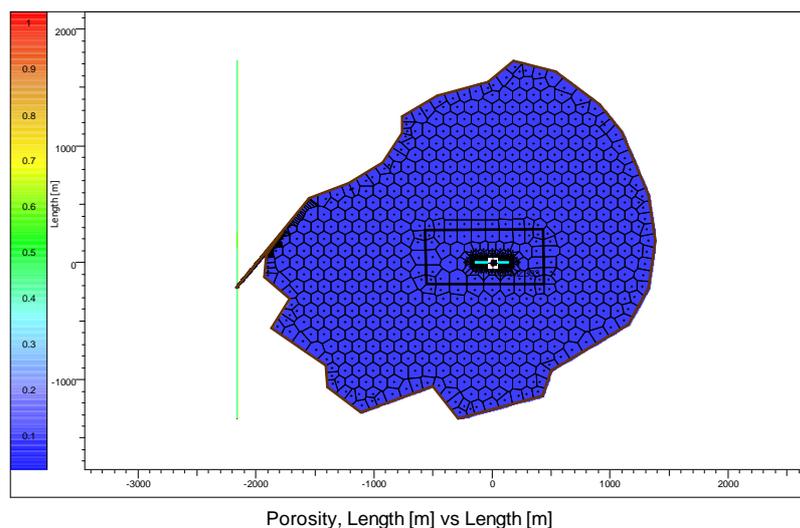
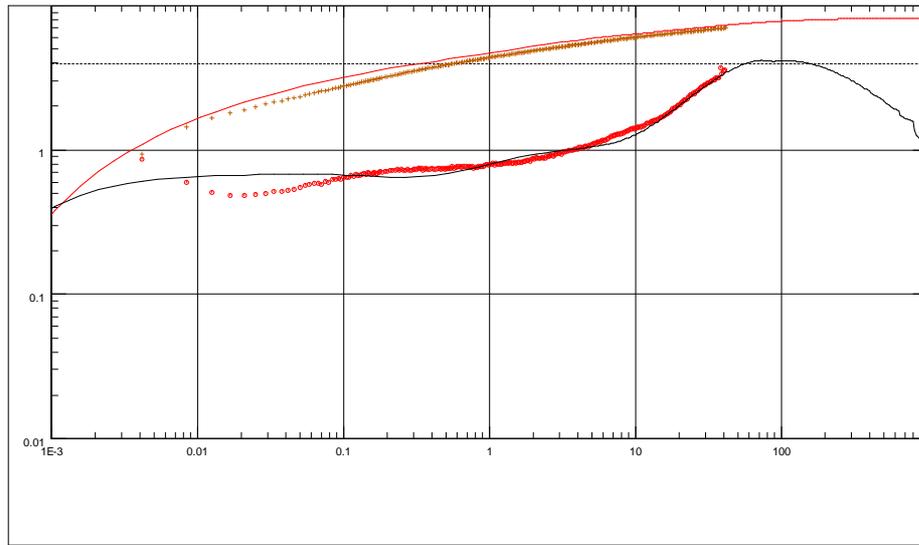


Figure VII.19 : Distribution des porosités dans le champ

L'interprétation de la pression et de sa dérivée a donné les résultats suivants (La simulation a été faite sur une période de 150 heures) :



Log-Log plot: dp and dp' [kg/cm²] vs dt [hr]

Figure VII.20 : Modèle numérique : puits horizontal, réservoir homogène à limite rectangle.

La simulation de la pression dans le réservoir a donné les résultats suivants :

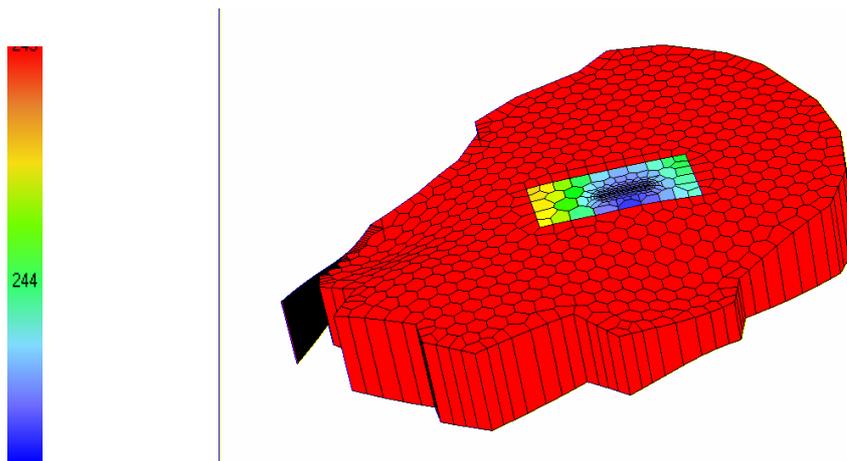


Figure VII.21 : Simulation du réservoir (t=150 heures)

Modèle numérique réservoir homogène à limite rectangle :

K(md)	Kh(md.m)	Pg(Kg/cm²)	L(m)	IP(m³/h)/ (g/cm²)	C	K _Z /K _r
8.94	268	244.907	274.706	1.509	2.59.E-05	0.382

Tableau VII-11 Les résultats obtenus à l'aide du modèle choisi

S_g	S_m	S_{total}
- 6.07	- 0.253	- 6.32

Tableau VII-12 : Les résultats des différents Skin obtenus à l'aide du modèle

X - Conclusion :

Nous pourrions conclure après étude des différents cas au champ de HASSI MESSAOUD que le modèle numérique est très applicable pour ce champ (qui est l'un des champs les plus hétérogènes du monde). Il est même capable de donner d'excellents résultats pour le modèle à limite rectangle (qui est très difficile à caler) et fait aussi introduire les effets des différents puits. Le modèle numérique élaboré est une valeur ajoutée dans le domaine de l'interprétation Well Test.

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Les essais de puits sont des moyens indispensables pour obtenir les renseignements sur le puits (paramètres de production) et même sur le réservoir (modélisation).

Les résultats obtenus à partir d'essais de puits nous permettent de décrire le modèle de réservoir, de prévoir les opérations de stimulation et d'en tirer un schéma de production optimale.

L'expérience et la connaissance du réservoir sont nécessaires pour régler tous les problèmes qui lui sont liés.

Dans la plupart des puits horizontaux, les valeurs de skin sont négatives; ce qui revient à dire que l'endommagement dans le cas des puits horizontaux est inférieur à celui des puits verticaux.

Dans notre cas, tous les puits ont des valeurs de skin négatives, ils sont stimulés (ils ne sont pas endommagés).

On constate que la longueur totale du drain ne participe pas totalement à l'écoulement, l'interprétation de la pression et de sa dérivée en utilisant les différentes méthodes (analytiques et numériques) nous donne une longueur effective optimale qui participe réellement à l'écoulement.

Il est très difficile d'obtenir les 03 régimes dans un puits horizontal du fait de l'hétérogénéité du réservoir.

L'apport du modèle numérique s'est montré très satisfaisant compte tenu des résultats obtenus, cette approche doit être développée pour pouvoir aboutir à un modèle au champ qui sera global et qui va permettre une interprétation qui se rapproche de la réalité du terrain.

Pour terminer, nous insistons sur la forte hétérogénéité du champ de HASSI MESSAOUD qui reste l'un des champs où l'interprétation des essais de puits s'avère très délicate.

RECOMMANDATIONS

Pour avoir une bonne fiabilité des tests avec une amélioration de débit de production, nos recommandations sont les suivantes :

- Donner un temps nécessaire pour le dégorgement ; c'est-à-dire laisser le puits ouvert au delà de 10heures. Dans ce cas, on aura un bon dégorgement (nettoyage) avec une bonne stabilité du puits.

Actuellement dans le Champ de Hassi Messaoud, le temps d'ouverture maximum est de 10 heures; ce temps n'est pas suffisant pour un nettoyage total.

- Pour bien atteindre les limites il faut fermer le puits aussi longtemps que possible (plus de 40 heures pour un DST, plus de 100 heures pour un SBU et plus de 300 heures pour un LBU). Si le temps de fermeture est plus court, les limites ne seront pas atteintes; ce qui fait qu'on n'aura pas de bons résultats, comme dans certains cas dans le champ de Hassi Messaoud.

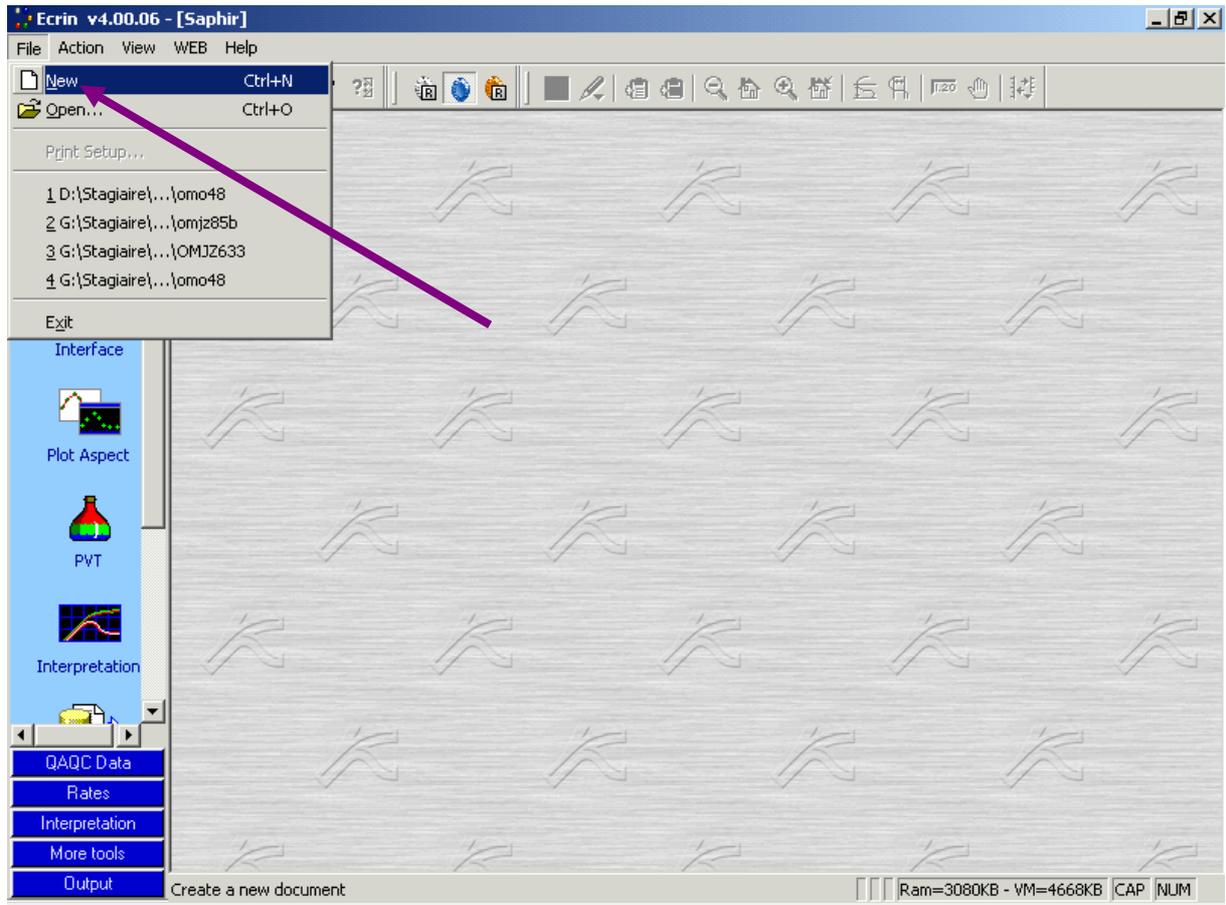
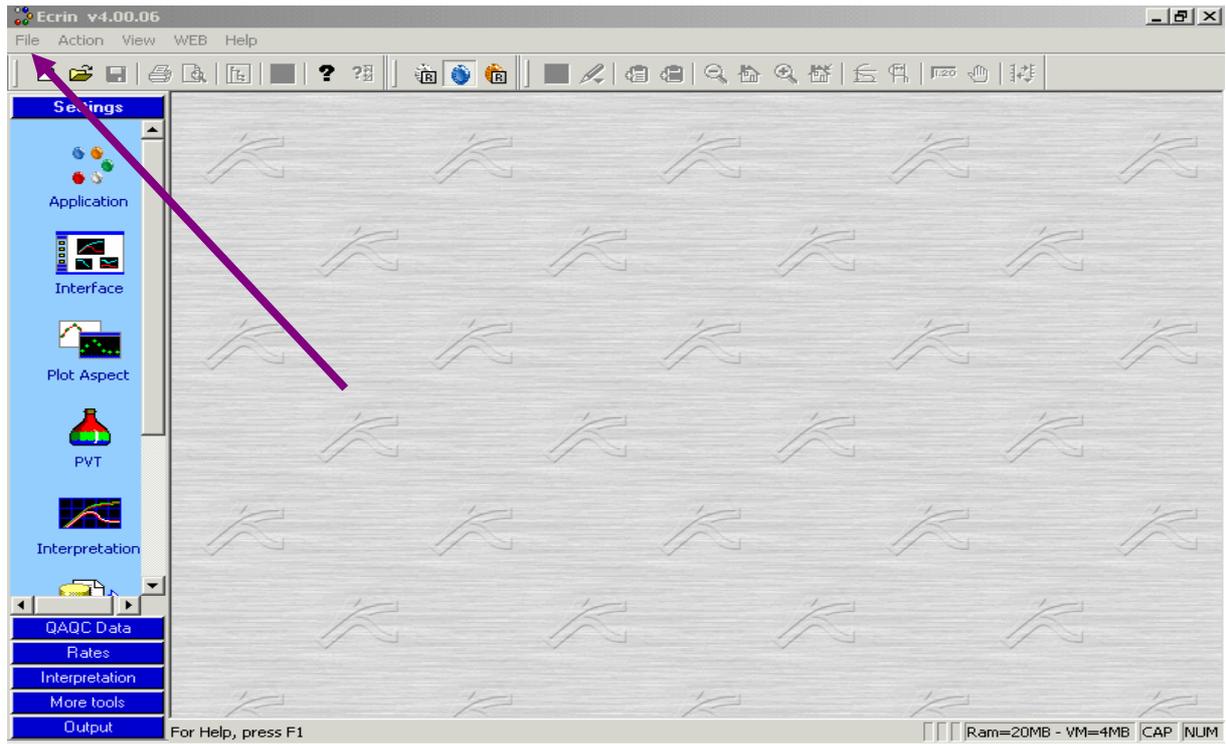
- On recommande des jauges à quartz, car la résolution est meilleure

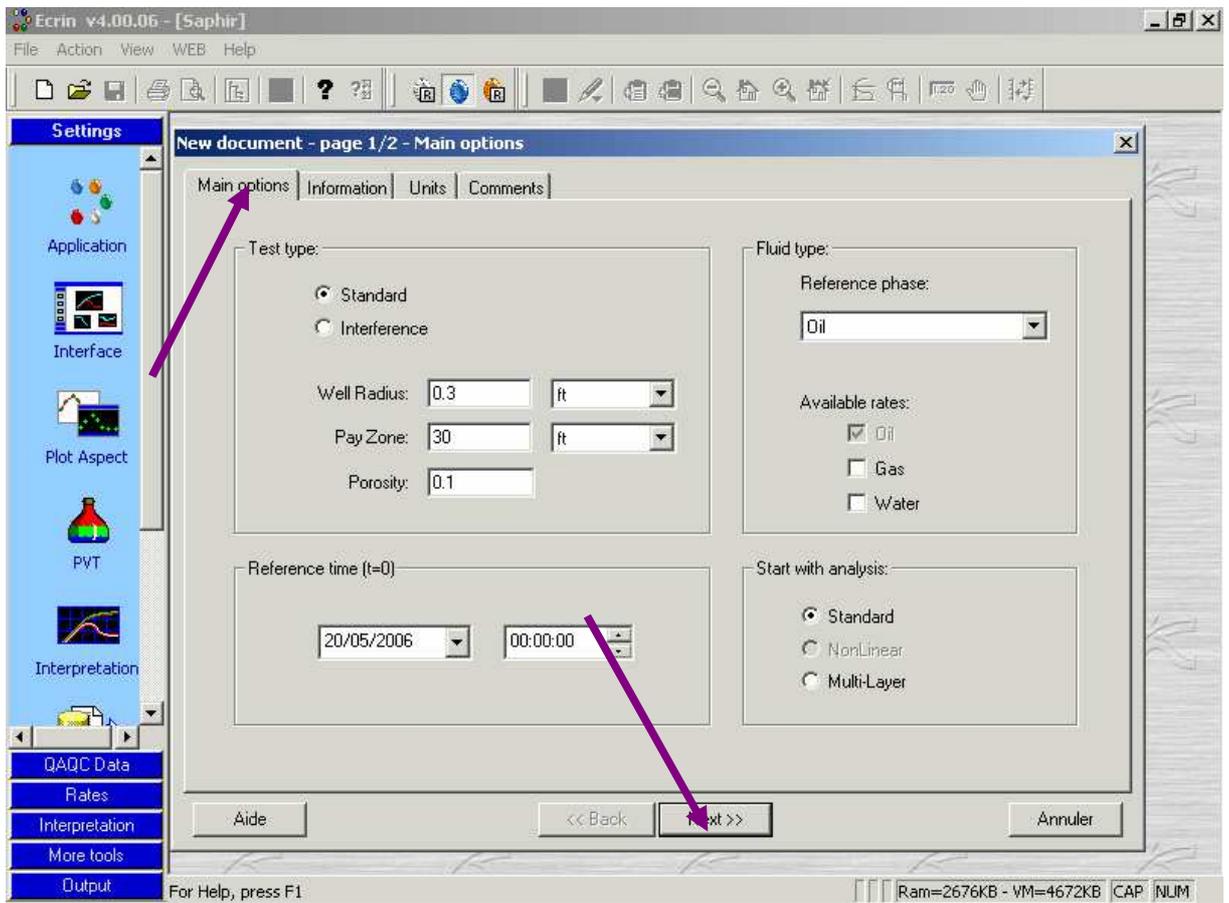
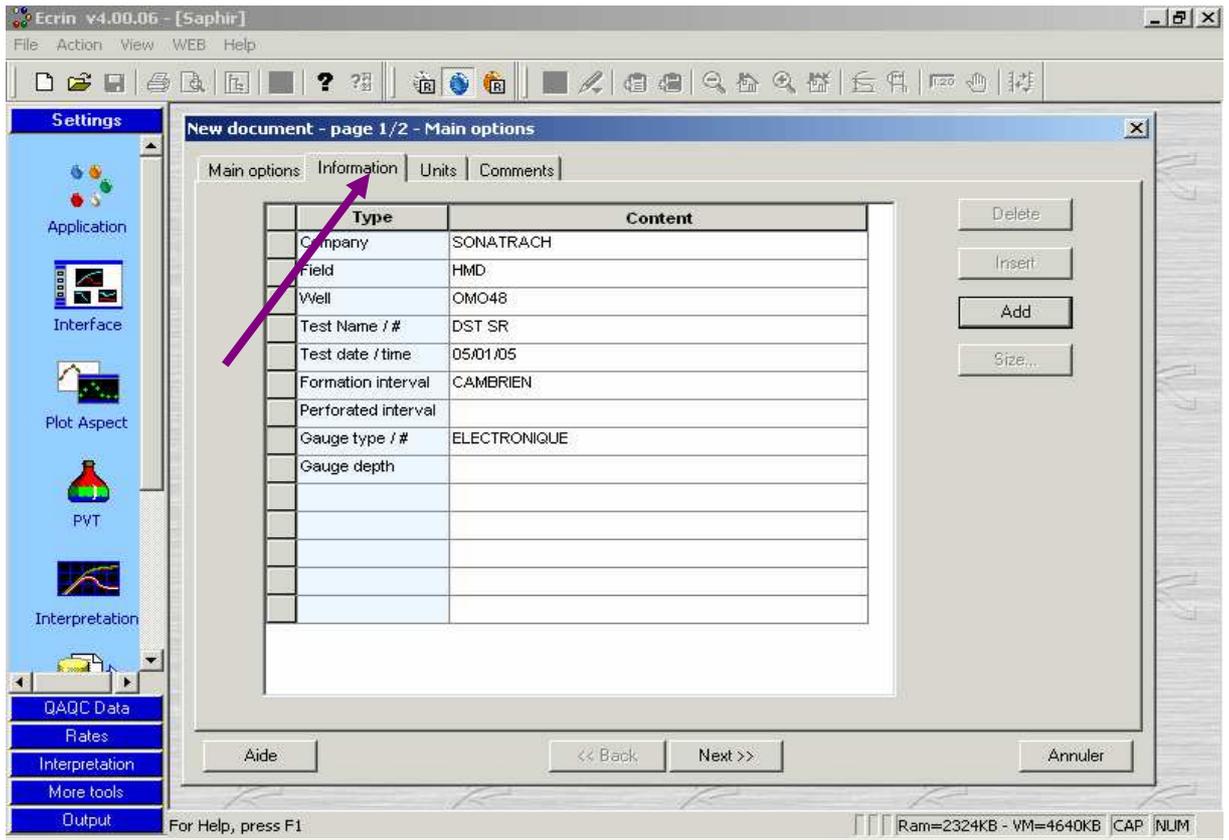
(0.01 psi) par rapport à la strain dont la résolution est de 0.1 psi :

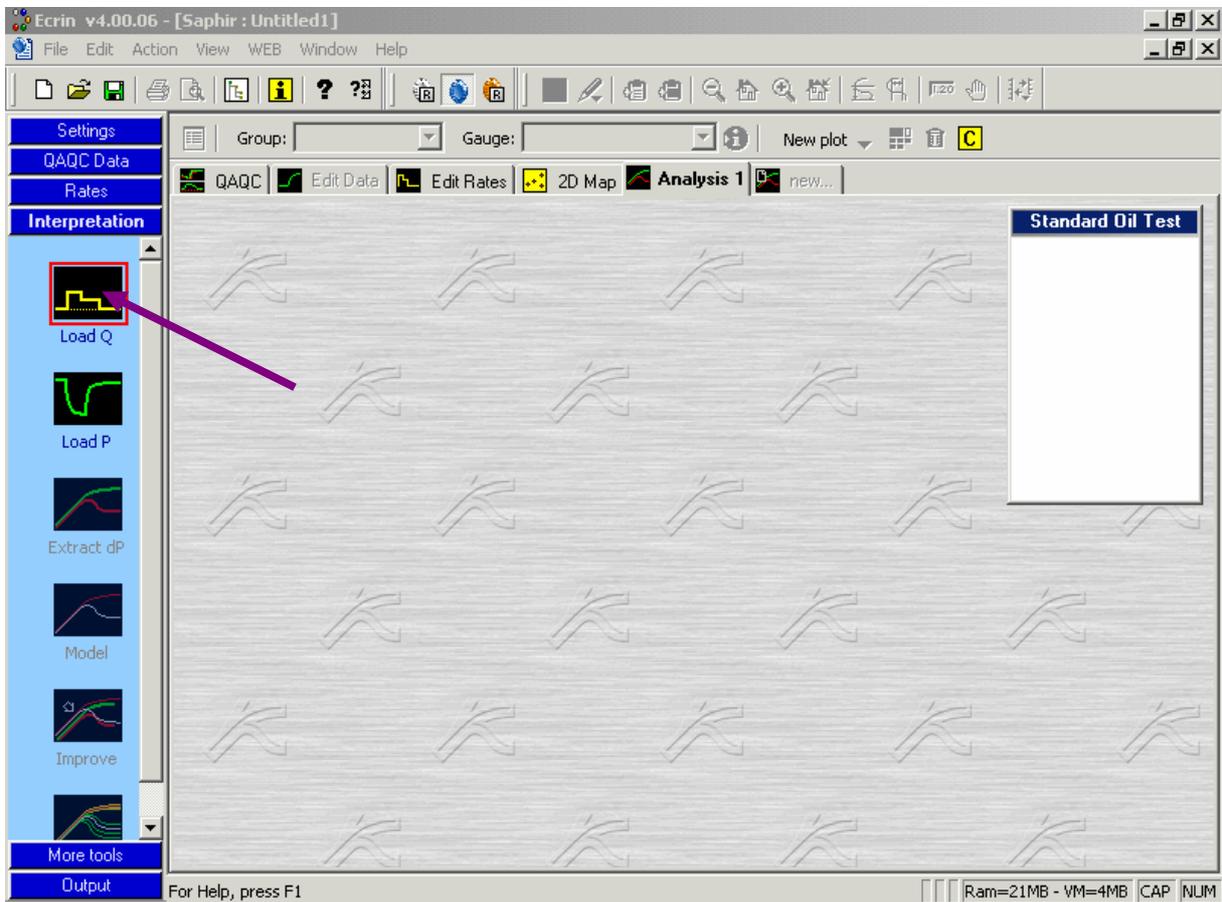
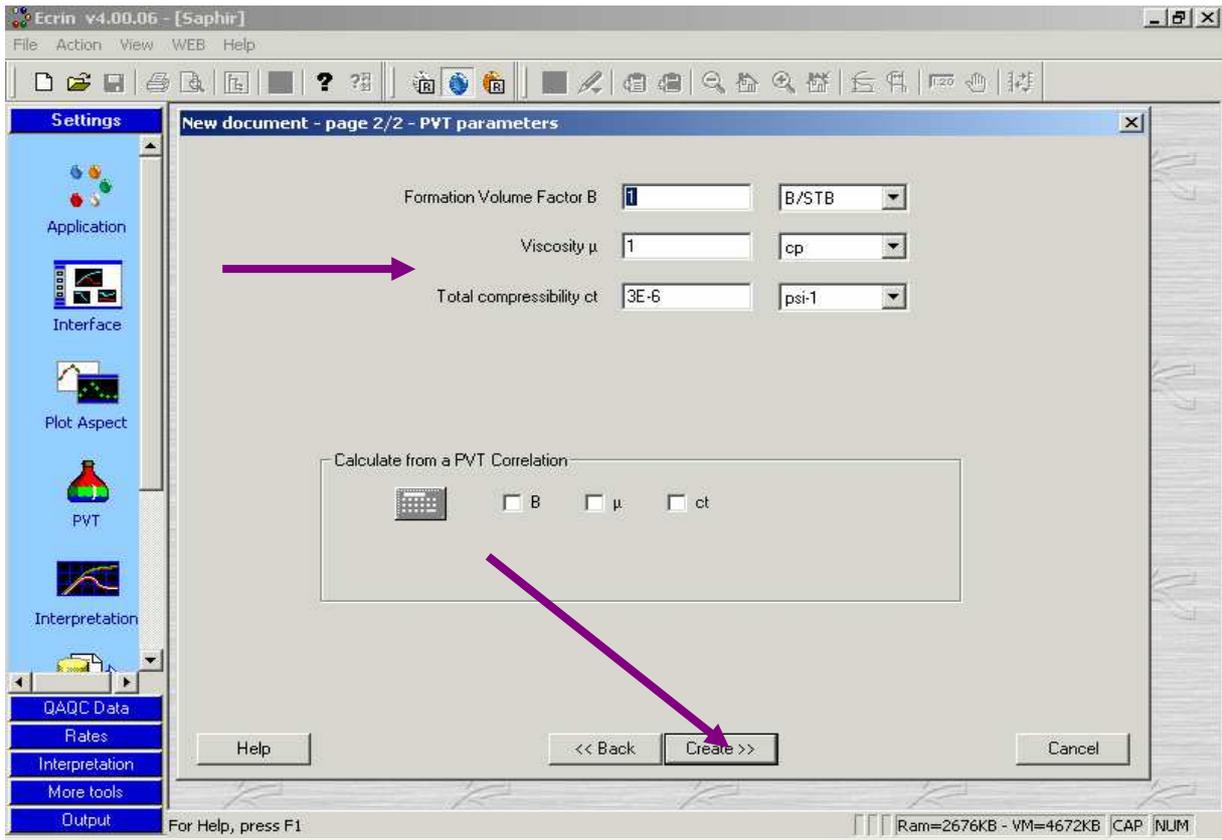
Après l'abolition des Chartes Amerada, l'apparition des jauges électroniques strain a donné de très bon résultats. Avec les jauges à quartz les résultats sont meilleurs et précis par rapport aux jauges à strain.

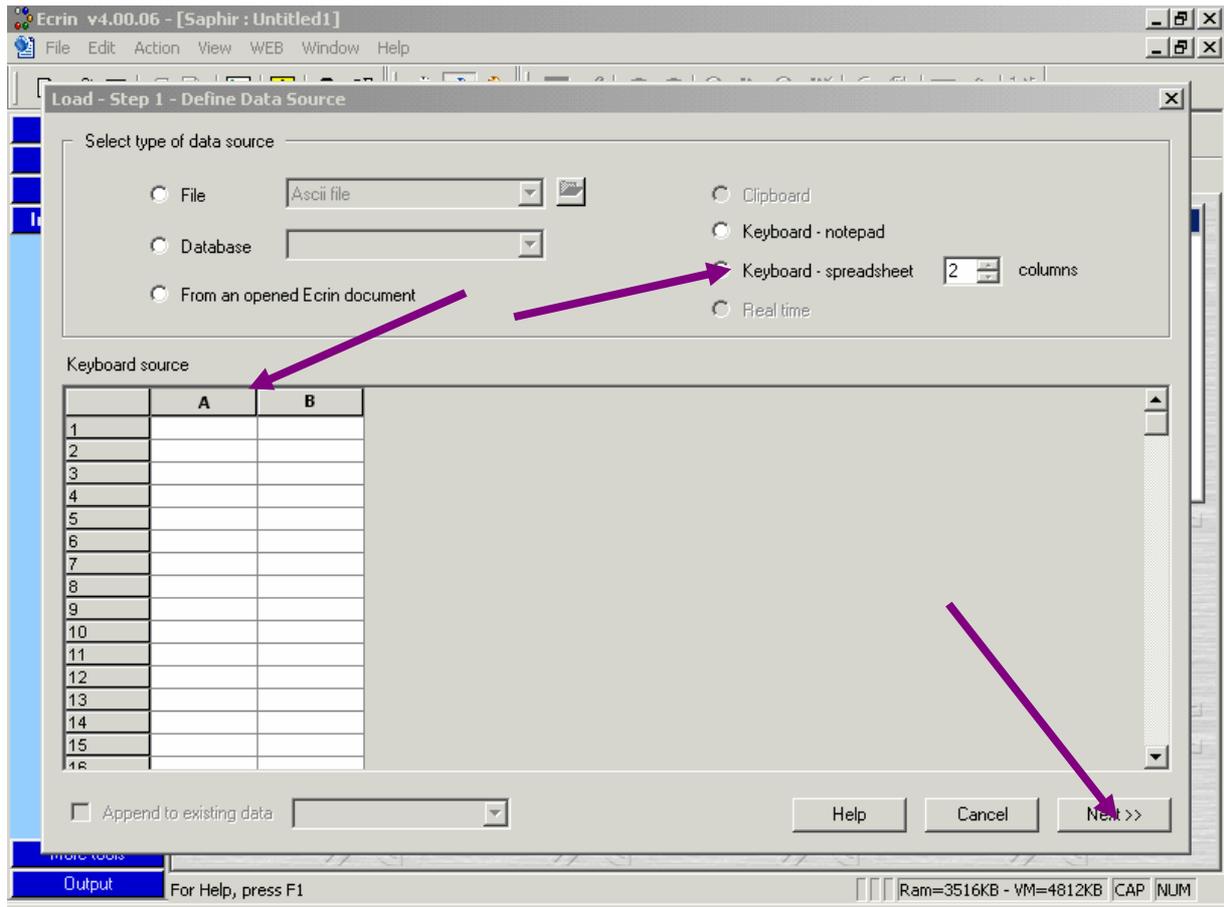
- On recommande des essais potentiels afin de confirmer les résultats du DST.
- Pour conforter les résultats de ces essais de puits il aurait été souhaitable d'obtenir des données de carottes et effectuer des mesures de PLT. Les informations recueillies de ces opérations auraient une importance très précieuse sur une meilleure connaissance de la variation latérale des faciès sur le profil de production et l'estimation de la longueur effective productrice.
- Il est nécessaire de faire des mesures de PVT sur terrain afin d'avoir des résultats plus fiables.
- Nous recommandons de développer le modèle numérique car ce modèle a des limites. Nous souhaitons qu'il puisse être extrapolé pour le cas des Gaz et les fluides diphasiques. Il faudrait aussi qu'il puisse interpréter des régimes d'écoulements tel que le bilinéaire, le sphérique ...etc..

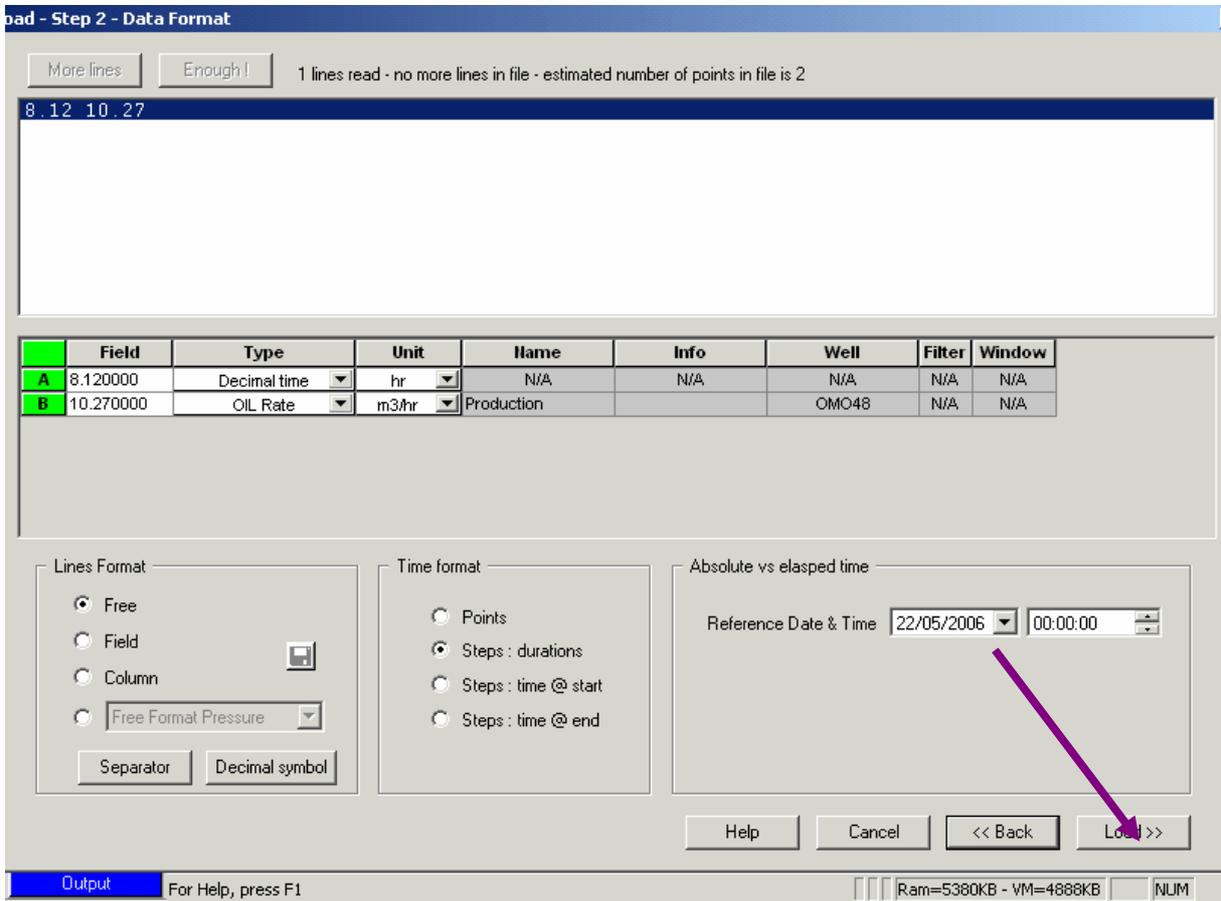
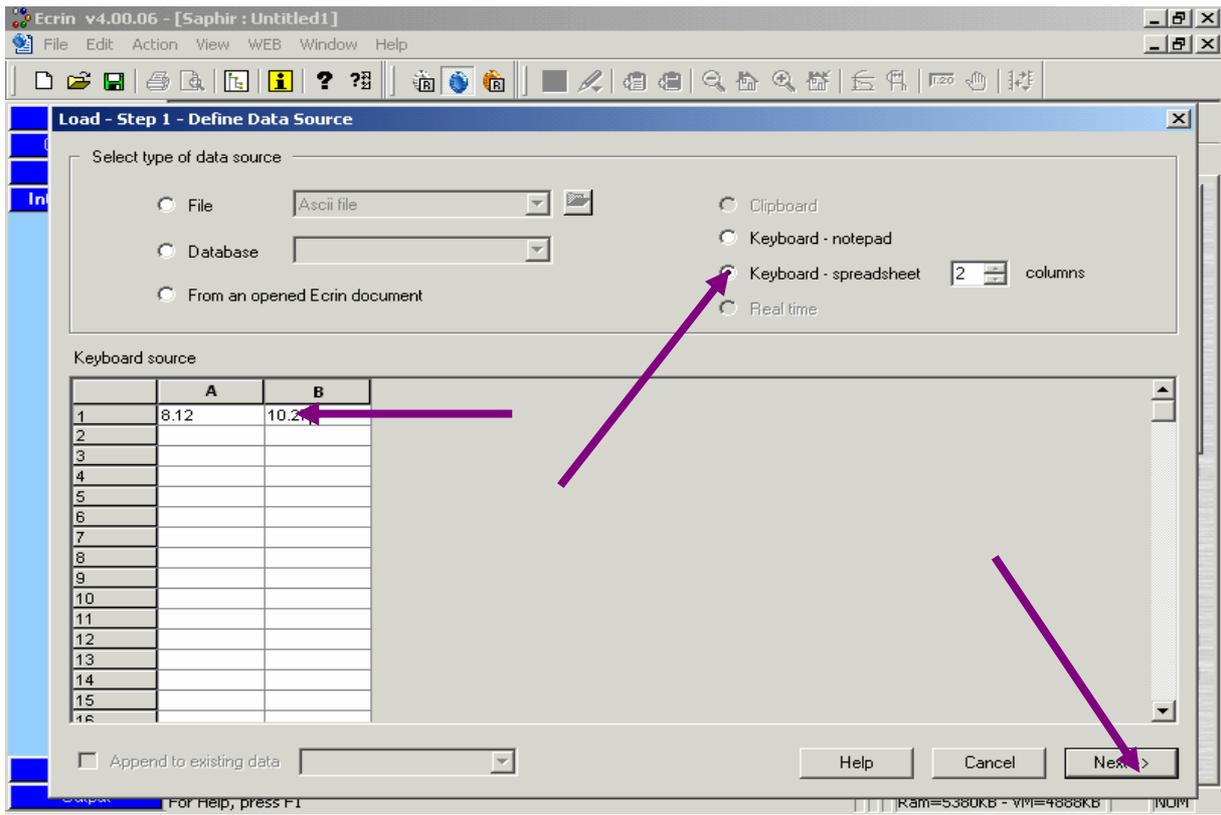
ANNEXE

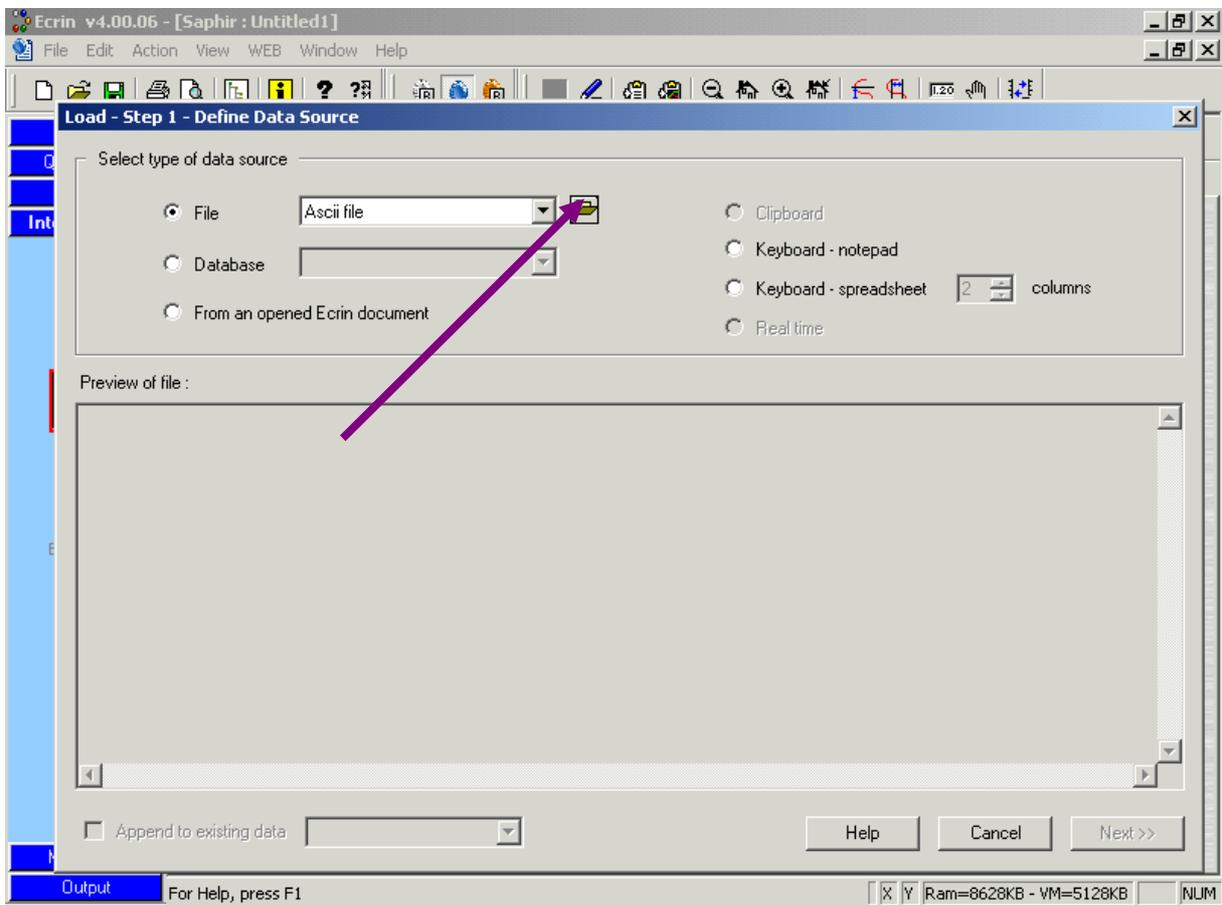
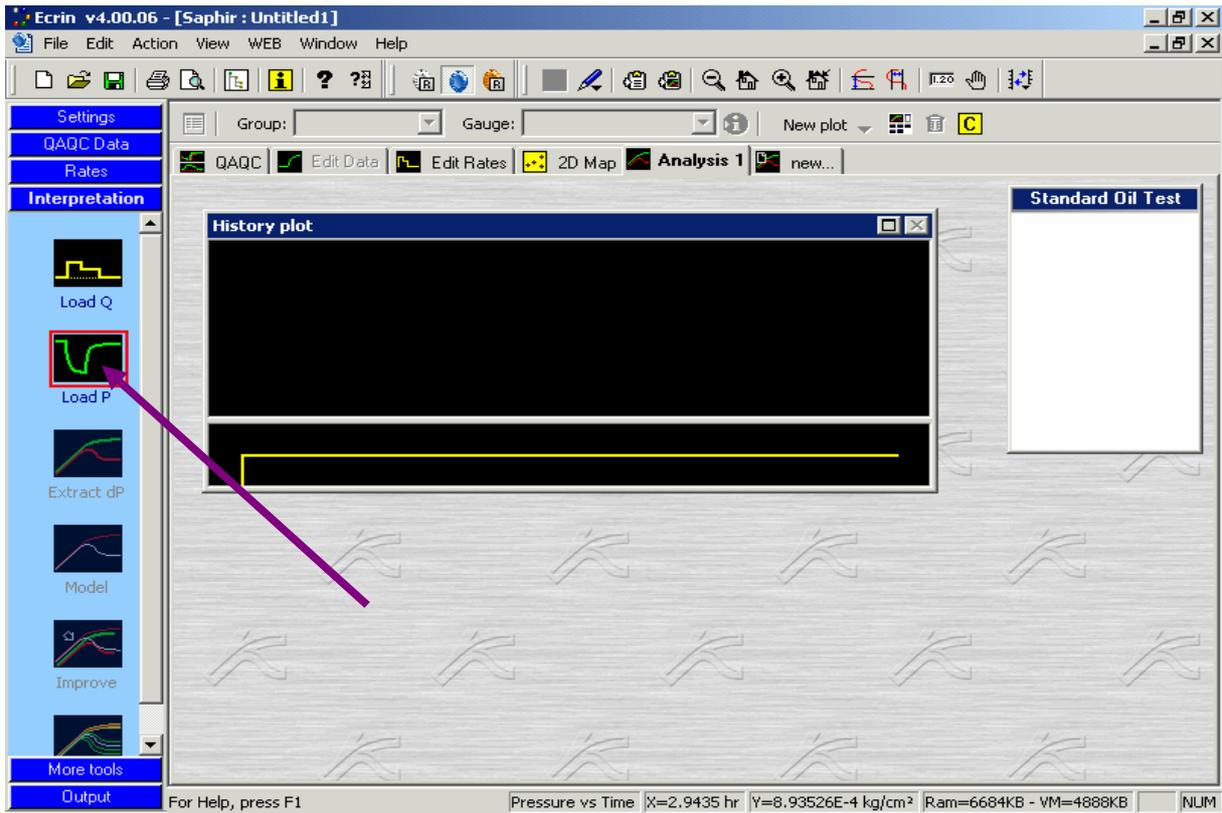


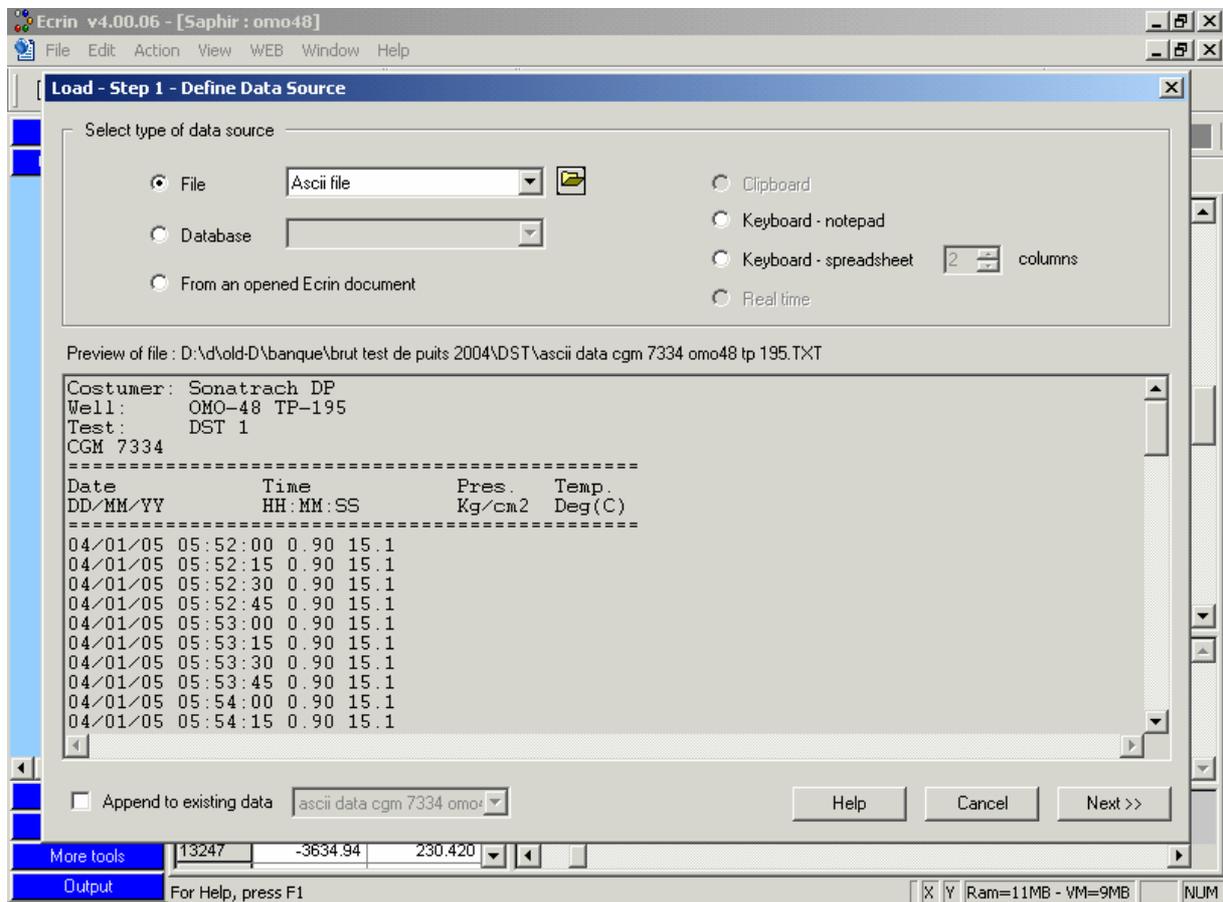
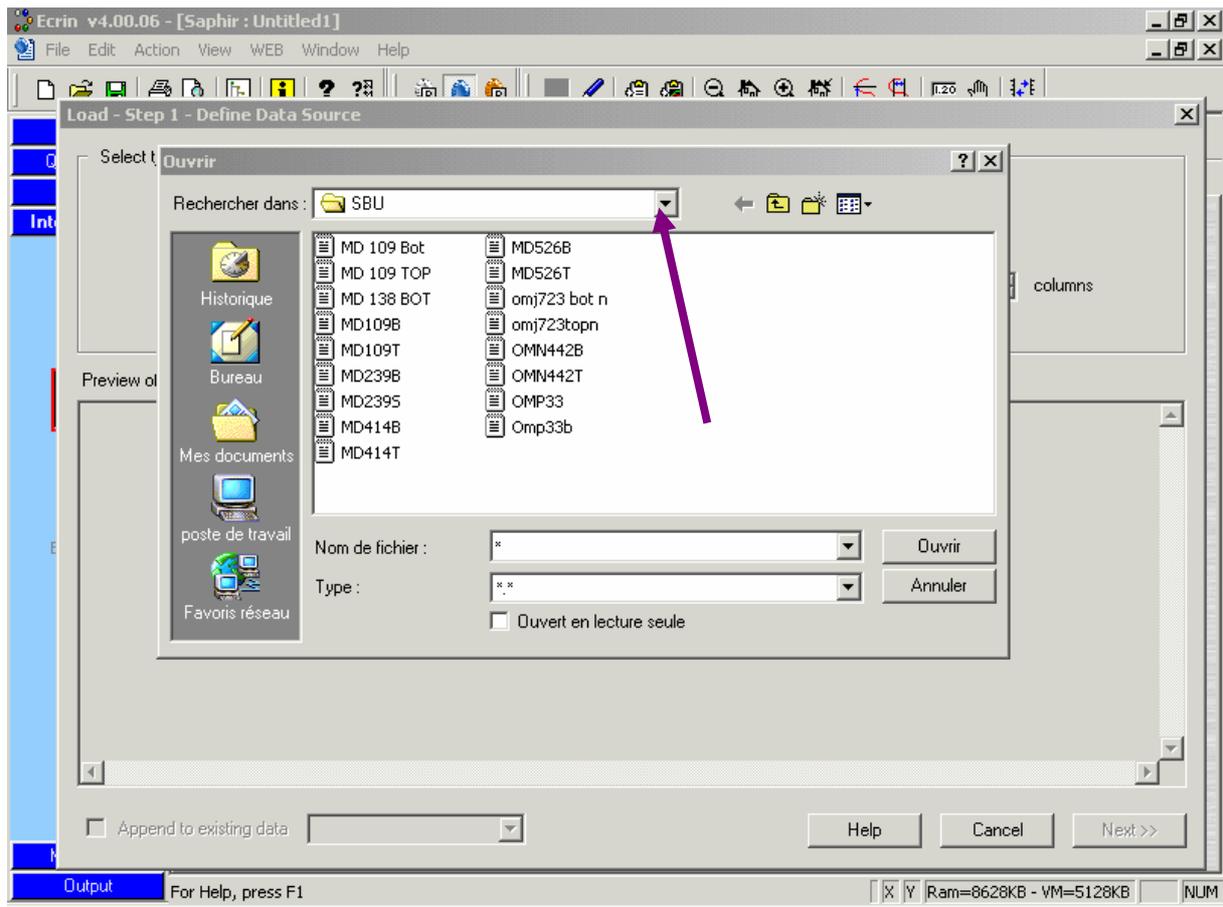












Load - Step 2 - Data Format

More lines Enough! 100 lines read - end of file not reached - number of points in file is 27042

A	B	C	D
Well: Test: CGM	OMO-48 DST 7334	TP-195 1	
=====			
Date DD/MM/YY	Time HH:MM:SS	Pres. Kg/cm2	Temp. Deg(C)
=====			
04/01/05	05:52:00	0.90	15.1
04/01/05	05:52:15	0.90	15.1

Field	Type	Unit	Iname	Info	Well	Filter	Window
A	04/01/05	31 [-] 12 [-] [19]94	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
B	05:52:00	ToD - Auto	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
C	0.900000	Pressure	kg/cm²	ascii data cgm 7334	Not entered	omo48	
D	15.1		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Lines Format: Free Field Column Free Format Pressure

Time format: Points Steps : durations Steps : time @ start Steps : time @ end

Absolute vs elapsed time: Reference Date & Time: 04/01/2005 05:52:00
Current line: Absolute: 04/01/2005 05:52:00
Elapsed: 0 hr

Help Cancel << Back Load >>

Output For Help, press F1

Ecrin v4.00.06 - [Saphir : omo48]

File Edit Action View WEB Window Help

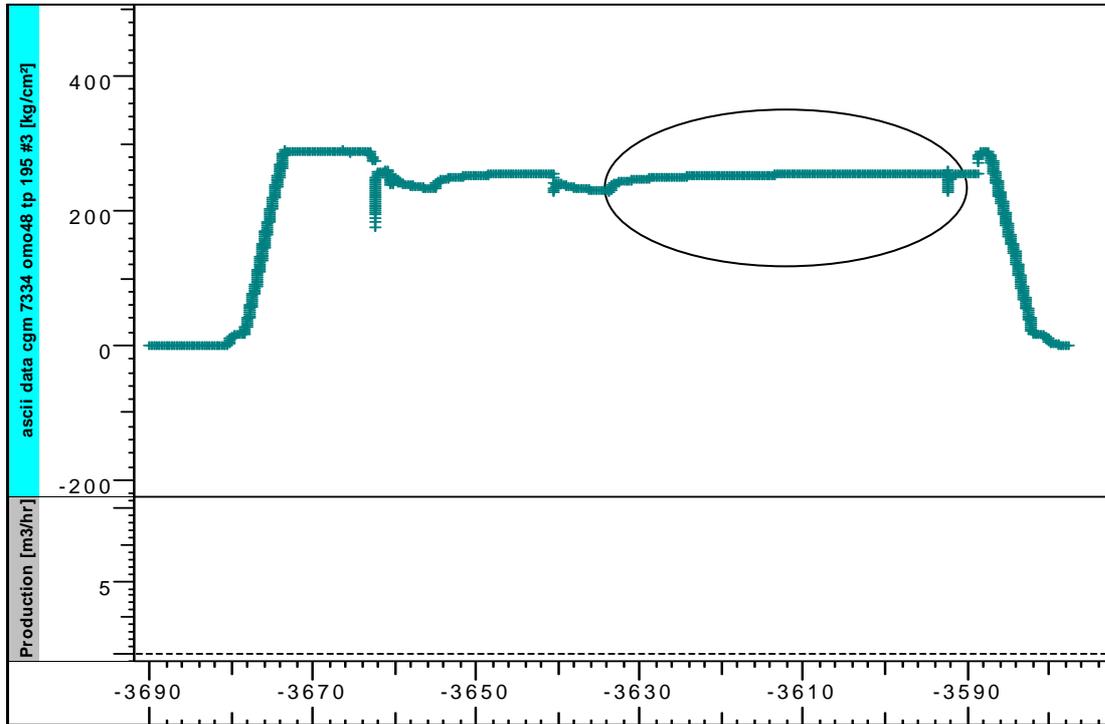
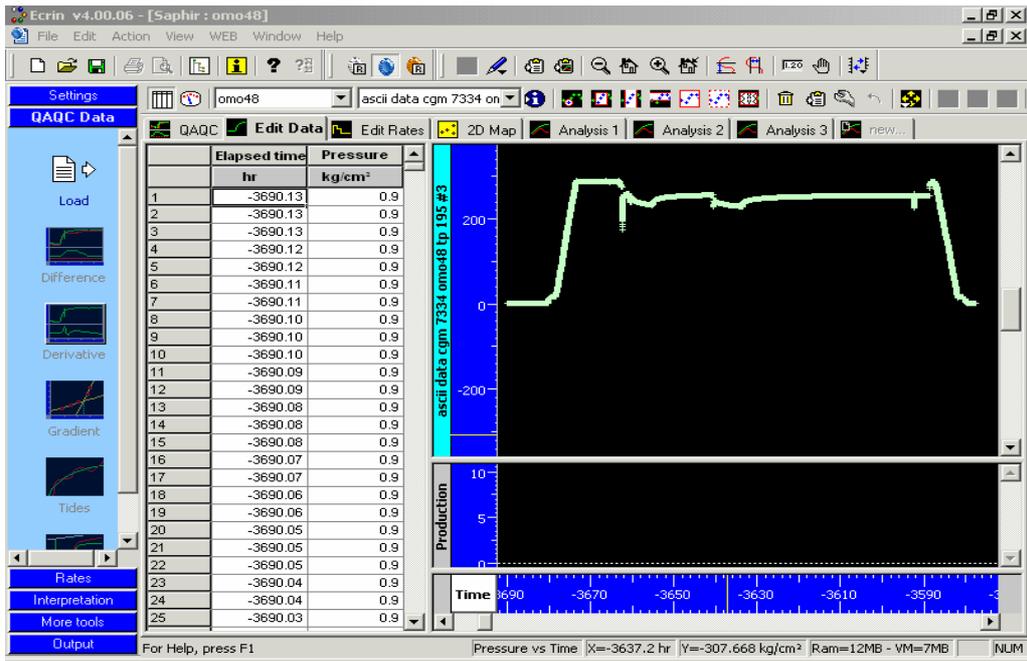
Settings omo48 ascii data cgm 7334 on

QAQC Data QAQC Edit Data Edit Rates 2D Map Analysis 1 Analysis 2 Analysis 3 new...

	Elapsed time		Pressure
	hr	kg/cm²	
1	-3690.13	0.9	
2	-3690.13	0.9	
3	-3690.13	0.9	
4	-3690.12	0.9	
5	-3690.12	0.9	
6	-3690.11	0.9	
7	-3690.11	0.9	
8	-3690.10	0.9	
9	-3690.10	0.9	
10	-3690.10	0.9	
11	-3690.09	0.9	
12	-3690.09	0.9	
13	-3690.08	0.9	
14	-3690.08	0.9	
15	-3690.08	0.9	
16	-3690.07	0.9	
17	-3690.07	0.9	
18	-3690.06	0.9	
19	-3690.06	0.9	
20	-3690.05	0.9	
21	-3690.05	0.9	
22	-3690.05	0.9	
23	-3690.04	0.9	
24	-3690.04	0.9	
25	-3690.03	0.9	

Production Time

Output For Help, press F1



Pressure [kg/cm²], Liquid Rate [m³/hr] vs Time [hr]

Bibliographie

- [1] **A.Azzouguen:** Determination of the controlling Factors and Origins of The Bilinear Flow from Horizontal Well Transient Responses, 2006
- [2] **ARTHUR MILNE:** Horizontal Well « Schlumberger book»;
- [3] **C.Chin :** Borehole Flow Modelling in Horizontal , Deviated and Vertical Wells. 1992
- [4] **C.Palagi:** Generation and Application of VORONOI Grid Model in Heterogeneous Reservoirs, Phd thesis of Stanford University. 1992
- [5] **Dr DJEBBAR TIAB :** Advances in pressure transient analysis; 1997
- [6] **G.BOURDAROT :** Les Essais des puits (Méthodes d'interprétation) ; 1996
- [7] **G.VORONOI:** Nouvelles Application des Paramètres Continus à la Théorie des Formes Quadratiques .1988.
- [8] **F.DAVIAU :** Interprétation des essais de puits (les méthodes nouvelles) ; 1986
- [9] **KAPPA Engineering:** Manual of ECRIN 4.02
- [10] **M.A.SABET:** Well Test Analysis;
- [11] **MANUEL DES ESSAIS DE PUITES « édition technip »; 1972**
- [12] **MICHAEL ECONOMIDES:** Horizontal wells (completion and evaluation); 1993
- [13] **M.Economides:** Reservoir Stimulation. 1989
- [14] **M.M.Kamal :** Numerical Well Testing – A Method to Use Transient Testing Results in Reservoir Simulation ; SPE95905
- [15] **O.Houzé –D.Viturat-O.Fjaere:** Dynamic Flow Analysis .2007
- [16] **R.COSSE :** Le gisement « Edition technip » ; 1988
- [17] **S.D.JOSHI:** Horizontal Well Technologies « Edition technip » 1988;
- [18] **Shlumberger:** Well Test analysis; 2002.
- [19] **S.Venna:** Flexible Grids for Reservoir Simulation, PhD, Thesis pf Stanford University. 1996
- [20] **T.AHMED – P.McKINNEY:** Advanced Reservoir Engineering; 2005
- [21] **Y.BARBIER :** Les essais des puits en production « Edition technip » ; 1963