HAL open science

Modélisation et caractérisation dynamique de la fracturation du réservoir synthétique Vercors.

Emilie Diaz, Andre Fourno

To cite this version:

Emilie Diaz, Andre Fourno. Modélisation et caractérisation dynamique de la fracturation du réservoir synthétique Vercors.. [Stage] IFPEN. 2009. hal-01779623

HAL Id: hal-01779623

https://ifp.hal.science/hal-01779623

Submitted on 26 Apr 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Direction Ingénierie de Réservoir

N° étude :	D1671014	**N° référence:**	61283
Partenaires :		***N° contrat:***	

Titre :	**Modélisation et caractérisation dynamique de la fracturation du réservoir synthétique Vercors**		
Auteur(s) et (appartenance) :	**Émilie Diaz (rapport de stage), André Fourno (IFP, R0320R)**		
Diffusion	**Document Public**	**Date de publication**	Septembre 2009

Mots-clés :	caractérisation dynamique, test de puits, débitmètre, réservoir VERCORS

Résumé

Afin de caractériser les propriétés dynamiques d'un réseau de fractures, la simulation de tests dynamiques constitue une étape essentielle. Les débitmètres, les tests de puits et les tests d'interférence apportent chacun une spécificité importante pour la compréhension d'un réservoir fracturé. En particulier, il est possible de distinguer grâce au débitmètre la contribution locale à l'écoulement de chaque famille de fractures tandis que le test de puits fournit une valeur de perméabilité homogénéisée pour une zone réservoir plus étendue.

Le stage d'E. Diaz, effectué au sein de l'équipe FRACA, avait pour but de caractériser dynamiquement le réseau de fractures du réservoir Vercors. Une analyse des courbes de débit d'un débitmètre et de la variation de pression d'un test de puits constituait la première étape de ce stage. Ces deux courbes avaient été préalablement simulées avec FRACA pour des valeurs de conductivités de familles de fractures fixées arbitrairement. La seconde étape, constituant l'objectif final du stage, était de retrouver ces valeurs à partir de ces deux courbes, d'effectuer les simulations d'écoulement pour caller au mieux ces deux courbes.

Ce stage a :

- montré une incohérence entre les courbes expérimentales de débit du débitmètre et de pression du test de puits de Vercors.

  Cette incohérence est due à la stratégie de modélisation d'un débitmètre dans FRACA. Un débitmètre est, en effet, simulé de la même façon qu'un test de puits alors que, dans la réalité, un débitmètre est effectué lorsque l'écoulement est permanent et un test de puits est associé à un écoulement instationnaire.
- permis d'effectuer une validation des simulations de tests de puits.

  Cette validation a été effectuée sur des réseaux de fractures régulières (de type "boite à sucre" ou "Warren et Root") par comparaison des simulations de Fraca avec les résultats analytiques de Saphir.

  Il a été mis en évidence un comportement conforme à la théorie dans de nombreux cas tests effectués durant ce stage. Cependant des oscillations aux temps courts, pour certaines configurations de puits et de réseaux, ont été observées.

Pour le workflow de FRACA^{FLOW}, la plus-value de ce stage a été :

- d'identifier une incohérence dans la simulation d'un débitmètre.

  Il est nécessaire de revoir les simulations de débitmètres afin de prendre en compte le caractère permanent de l'écoulement lors des mesures de débits.
- de mettre à jour des oscillations aux temps courts non conformes à la théorie pour des simulations de tests de puits.

  L'origine de ces oscillations n'est pas clairement identifiée. Cependant, des développements effectués dans l'urgence dans le code des tests dynamiques ont semblé résoudre ce problème. Ces développements devront être repris, mis au propre et testés.

Dans la version recherche de FRACA^{FLOW}, il est nécessaire de reprendre le module de tests dynamiques afin de:

- nettoyer le code (tâche prévue en 2009),
- intégrer les développements semblant améliorer les réponses en pression des tests dynamiques,
- modifier les simulations de débitmètre en simulant un écoulement permanent pour des conditions aux limites en pressions constantes.

Direction Ingénierie de Réservoir

Liste nominative de diffusion papier :	Nombre d'exemplaires
Documentation	**2**
O. Vizika-Kavvadias	**1**
F. Roggero	**1**
C. Ponsot-Jacquin	**1**
B. Noetinger	**1**
B. Bourbiaux	**1**
A. Lange	**1**
N. Kvoenkova	**1**
M. Delorme	**1**
C. Kada Kloucha	**1**
A. Fourno	**1**

Liste nominative d'accès électronique :	

Pour accord,

Rapport de stage de fin d'étude

Modélisation et caractérisation dynamique de la fracturation du réservoir synthétique Vercors

Emilie Diaz

septembre 2008

sous la direction d'André Fourno

Résumé

Ce stage a pour objet la modélisation et la caractérisation d'un réservoir fracturé. L'étude du comportement dynamique de ce milieu, composé de matrice poreuse et de fractures, permet d'estimer les propriétés d'écoulement du réseau de fractures. Le réservoir étudié est un cas synthétique (réservoir Vercors), analysé à l'aide du logiciel FRACA/FRACAFlow. Afin d'évaluer les caractéristiques de la fracturation, plusieurs étapes sont réalisées :

- Modélisation de la fracturation du réservoir, à partir des données géostatistiques de la fracturation. Ce travail, ayant déjà fait l'objet d'une étude, est le point de départ du stage.
- Analyse des mesures de débitmétrie et de tests de puits (rabattement/remontée de pression) : cette étape permet d'estimer les conductivités des différentes familles de fractures diffuses et, dans certains cas, celles des failles (caractérisation dynamique du réservoir).
- Mise à l'échelle du réservoir (upscaling) : utilisation des propriétés des familles de fractures calculées précédemment. Les propriétés et la géométrie du milieu fracturé sont ramenées à l'échelle d'une maille du géomodèle. Ce géomodèle, intégrant les propriétés de la fracturation, est ensuite fourni au simulateur réservoir.

En parallèle de la caractérisation dynamique du réservoir, une étude de l'influence des différents paramètres du milieu fracturé est réalisée. Elle s'appuie sur les réponses en pression des tests de puits obtenues par simulations sur FRACA/FRACAFlow.

Mots clefs : réservoir, modélisation, fracture, perméabilité, tests de puits, double milieu, logiciel FRACA/FRACAFlow, loi de Darcy

Caractéristiques : 1 volume, 54 pages, 3 annexes

Encadré par : André Fourno, Ingénieur - Chercheur, IFP.

Dates de publication : septembre 2008

Remerciements

Je remercie Catherine Ponsot-Jacquin et Frédéric Roggero pour m'avoir permis d'effectuer mon stage dans l'équipe FRACA.

Je tiens tout particulièrement à remercier André Fourno pour m'avoir accueillie dans son bureau. Merci aussi pour sa disponibilité, son encadrement, ses conseils et surtout... sa fascination pour les diodons.

Je remercie Bernard Bourbiaux pour ses remarques constructives et son aide lors de la réalisation du rapport.

Je remercie tous les membres de l'équipe FRACA pour leur accueil, leur gentillesse et l'enthousiasme avec lequel ils savouraient mes gâteaux.

Merci aussi pour les soirées du mardi...

Table des matières

1 Le modèle double milieu et le logiciel FRACA/FRACAFlow **6**
1.1 Le milieu fracturé : le modèle double milieu 6
1.1.1 Les fractures 6
1.1.2 La matrice 8
1.2 Modélisation des écoulements 8
1.2.1 La transmissivité fracture-fracture 9
1.2.2 La transmissivité matrice-fracture 10
1.2.3 La transmissivité matrice-matrice 10

2 Analyse du comportement des tests de puits **12**
2.1 Les tests de puits en milieu fracturé 12
2.1.1 Paramètres du milieu fracturé 12
2.1.2 Les différents écoulements autour d'un puits en milieu fracturé 14
2.1.3 Interprétations des tests de puits en milieu fracturé 15
2.2 Influences des paramètres du réseau de fractures sur les tests de puits 17
2.2.1 Influence de l'effet de capacité du puits, C 17
2.2.2 Influence du contraste de capacité, ω 18
2.2.3 Influence du paramètre d'échange matrice-fracture, λ 19
2.2.4 Influence de la densité de fracturation 22
2.2.5 Influence du réseau (graine de génération) 23
2.2.6 Cas de réponses en pression s'écartant des réponses types 25
2.2.7 Bilan de l'étude de sensibilité des tests de puits modélisés avec FRACA/FRACAFLOW 25

3 Caractérisation dynamique du réservoir Vercors **27**
3.1 Présentation du réservoir synthétique Vercors 27
3.2 Caractérisation dynamique de la fracturation 36
3.2.1 Diagraphie de production ("Production Logging Tool") : le débitmètre . 36
3.2.2 Tests de puits 41
3.2.3 Bilans et perspectives 44

4 Conclusions et perspectives **46**

A Influence de l'effet de capacité sur les paramètres du réseau fracturé **49**

B Influence de l'effet de capacité sur les paramètres du réseau fracturé **51**

C Vercors : analyse des tests de puits **53**

Table des figures

1.1 Représentation de la roche naturellement fracturée (à gauche) et du modèle de la fracturation Warren et Root du double milieu (à droite) 7
1.2 Discrétisation horizontale du réseau de fractures dans le plan médian d'une strate 7
1.3 Discrétisation verticale de la fracturation : liaisons verticale 8
1.4 Maillage de la matrice : discrétisation de la matrice dans une strate 8
1.5 Transmissivité matrice matrice horizontale 10
1.6 Transmissivité matrice matrice verticale 10

2.1 Les différentes phases d'écoulement repérées sur les courbes de la pression et de la dérivée de la pression en fonction du temps (log-log). L'effet de capacité de puits se produit durant la phase d'écoulement dans les fractures masquant l'évolution en semilog associée 15
2.2 Réseau de fracturation de type Warren et Root 17
2.3 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures (2 familles orthogonales) dense (écartement moyen des fractures de 3 m), lors d'un test en débit (débit de 50 m_3/day pendant 24h) pour différents diamètres de puits (en vert $2r_w = 0.2$ m, en bleu $2\ r_w = 0.1$ m, en jaune $2\ r_w = 0.5$ m). ($C_f = 500$ mD.m) . 18
2.4 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 25 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 10h suivi d'un débit nul de 500h) pour différentes ouvertures de fractures (e) (en vert e = 0.001 m, en bleu e = 0.01 m, en jaune e = 0.1 m, en magenta e = 0.05 m). ($C_f = 500$ mD.m) 19
2.5 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 25 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 10h suivi d'un débit nul de 500h) pour différentes conductivités de fractures (en vert $C_f = 200$ mD.m, en bleu $C_f = 1000$ mD.m, en jaune $C_f = 300$ mD.m, en magenta $C_f = 500$ mD.m). 20
2.6 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 15 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 24h suivi d'un débit nul de 48h) pour différentes perméabilités de matrice (en vert $k_m = 10$ mD, en bleu $k_m = 5$ mD, en jaune $k_m = 50$ mD, en magenta $k_m = 2$ mD). (C_f= 1000 mD.m) 21

2.7 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures (type Warren et Root), lors d'un test en remontée de pression pour différents espacements (s) entre les fractures (en vert $s = 30$ m, en bleu $s = 10$ m, en jaune $s = 20$ m et en magenta $s = 40$ m). (modèle avec une conductivité de 1000 mD.m pour les fractures) . . . 23
2.8 Courbes de la pression et de la dérivée de la pression pour différents cas où seule la graine de génération du réseau est modifiée. . . . 24
2.9 Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures de type Warren et Root, lors d'un test en débit pour différents diamètres de puits (en vert 2 r_w = 0.1 m, en bleu 2 r_w = 0.4 m, en jaune 2 r_w = 0.2 m). (modèle avec une conductivité de 1000 mD.m pour les fractures et une ouverture de 0.005 m) . . . 25

3.1 Localisation du champ Vercors dans la mer de Shane. . . . 28
3.2 Topographie du haut du réservoir Vercors et localisation des puits de production. Note : les 4 puits verticaux d'exploration ne sont pas représentés sur la carte. . . 28
3.3 Carte des failles de Vercors . . . 29
3.4 Séquence stratigraphique de la formation Matisse. . . . 30
3.5 Propriétés du pétrole du réservoir Vercors . . . 32
3.6 Paramètres de génération de la famille de fractures diffuse F2 . . . 34
3.7 Paramètres de densité de la famille F2 par faciès . . . 34
3.8 Paramètres de génération de la famille de fractures diffuse F3 . . . 35
3.9 Paramètres de densité de la famille F3 par faciès . . . 35
3.10 Carte des puits du réservoir Vercors. . . . 37
3.11 Exemple d'une courbe PLT débitmètre associé au profil des milieux productifs. . 38
3.12 Courbe PLT "expérimentale" du puits explo-horiz-2. . . . 39
3.13 Courbe du débitmètre "expérimentale" (en pointillés rouges) et simulée (trait continu bleu) du puits explo-horiz-2. La simulation est effectuée avec une conductivité de faille $C_F = 1930mD.m$, une conductivité de fracturation, $C_f = 18mD.m$ et pour une longueur de fracturation de 30m. . . . 40
3.14 Courbe du débitmètre "expérimentale" (en pointillés rouges) et simulée (trait continu bleu) du puits explo-horiz-2. La simulation est effectuée avec une conductivité de faille, $C_F = 2574mD.m$, une conductivité de fracturation $C_f = 32mD.m$ et pour une longueur de fracturation de 30m. . . . 41
3.15 Carte des puits du réservoir Vercors. . . . 42
3.16 Log du puits explo-horiz-7. . . . 43
3.17 Courbes de pression et de débit, lors du test de puits expérimental (courbe en petits points) et simulé (courbe en tirets) . . . 43
3.18 Courbes de la pression et de la dérivée de la pression lors du test de puits expérimental (courbe en petits points) et simulé (courbe en tirets) . . . 44

Introduction

Parmis les réservoirs pétroliers, une famille de réservoirs fait l'objet d'une attention particulière : les réservoirs fracturés. Les réservoirs fracturés sont constitués de roches présentant des fractures c'est à dire une discontinuité sub-planaire. L'origine d'une fracture peut être liée à des contraintes tectoniques ou à la diagénèse du réservoir.
De nombreux réservoirs naturellement fracturés existent. Ils se situent dans de nombreuses régions productrices d'hydrocarbures, du Moyen Orient à l'Amérique en passant par l'Afrique du Nord et la mer du Nord. L'écoulement dans ces réservoirs est influencé par la présence de fractures. Leur exploitation et leur compréhension sont complexes : l'interaction entre la fracturation et la roche n'est pas évidente !

L'écoulement dans un tel milieu ne peut pas être représenté simplement par la théorie de l'infiltration dans un milieu poreux. La présence de fractures implique un écoulement non homogène. L'écoulement complémentaire dans la roche poreuse et dans les fractures doit être pris en compte. Les écoulements en milieu fracturé sont étudiés depuis les années soixante. La première approche du double milieu, séparant la roche et les fractures en deux milieux interagissant, a été proposée par Barenblatt (Barenblatt et al. 1960). Ce modèle a ensuite été complété par Warren et Root (Warren et Root 1963) et est, aujourd'hui, à la base de nombreuses simulations. Le logiciel FRACA/FRACAFlow utilise cette approche double milieu. Elle est appliquée à un maillage discrétisant le réseau de fractures.

Ce stage s'inscrit dans le cadre de la modélisation et la compréhension des réservoirs fracturés. Son objectif principal est la caractérisation dynamique du réservoir Vercors à partir d'une courbe de débit d'un débitmètre et de pression d'un test de puits.
Vercors fait parti de la famille des réservoirs fracturés. Il est, en effet, constitué de roches carbonatées fracturées. Une étude statique de la fracturation a déjà été réalisée. Les caractéristiques géométriques et géostatistiques des fractures sont connues. Les propriétés dynamiques des fractures restent à déterminer.

Ce rapport présente dans un premier temps le logiciel FRACA/FRACAFlow. La modélisation double milieu de FRACA/FRACAFlow y est aussi abordée.
Dans un second temps, l'influence de paramètres caractérisant les réponses en pression de tests de puits est étudiée. Cette analyse est effectuée à partir de simulations FRACA/FRACAFlow réalisées pendant le stage.
Pour finir, une caractérisation dynamique du réservoir fracturé Vercors est effectuée. Elle consiste en l'analyse de débitmètres et de tests de puits du cas Vercors. Les courbes expérimentales du débitmètre et du test de puits sont analysées, afin d'estimer une conductivité de la fracturation. Ces estimations sont validées, en comparant ces courbes expérimentales à des simulations FRACA/FRACAFlow, sur un modèle du réservoir Vercors.

Chapitre 1

Le modèle double milieu et le logiciel FRACA/FRACAFlow

Le logiciel FRACA/FRACAFlow sert à la modélisation des milieux fracturés. Il est basé sur une approche double milieu : la roche poreuse et les fractures sont modélisées.

Toutes les équations présentées dans cette partie, présentant le logiciel FRACA/FRACAFlow, sont extraites des articles de A. Lange et al.(Lange et al. 2004) et de R. Basquet et al.(Basquet et al. 2005)".

1.1 Le milieu fracturé : le modèle double milieu

Les réservoirs contenant des roches fracturées ont un comportement hydraulique plus complexe à comprendre que celui d'un réservoir homogène. Ce milieu est également plus difficile à modéliser.

Dans les années 60, une approche double milieu du milieu fracturé a été introduite par Barenblatt (Warren et Root 1963) et complétée par Warren et Root (Barenblatt et al. 1960). Elle est basée sur la séparation de la porosité d'une roche fracturée en deux classes de porosité :

- Porosité primaire : porosité intergranulaire dépendant de la taille, de la géométrie et de la répartition des grains constituant la roche.
- Porosité secondaire : systèmes de fractures dans la roche.

Ainsi, le milieu fracturé est assimilé à deux milieux : la matrice poreuse et les fractures (Cf. Figure 1.1). Le fluide est contenu dans les deux milieux et un échange entre eux peut s'effectuer. Par conséquent, lors de la simulation des écoulements, la pression est considérée pour chacun des deux milieux, matrice et fractures.

1.1.1 Les fractures

Les fractures (et/ou failles) se développent, généralement, à la suite d'épisodes à fortes contraintes tectoniques. Les fractures ont des caractéristiques géométriques (longueur, épaisseur, azimut, pendage, etc.), une répartition spatiale et des propriétés d'écoulements (conductivité, connectivité, etc.). Lors de l'analyse du milieu fracturé, elles sont regroupées en familles suivant leur orientation (azimut et pendage). Cela correspond aux ensembles de fractures ayant

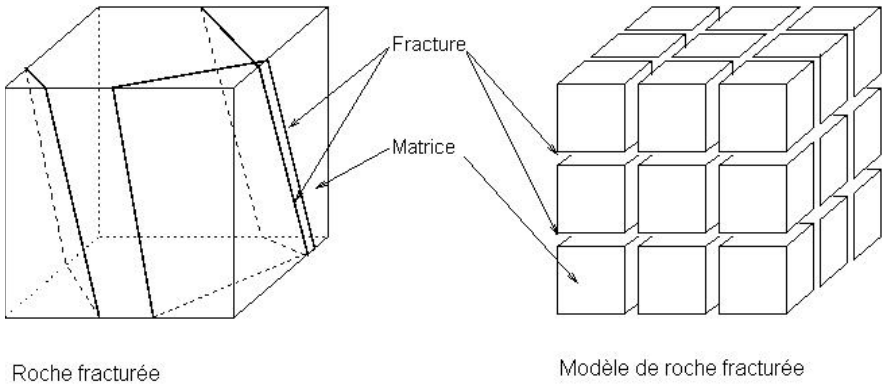


FIG. 1.1 – Représentation de la roche naturellement fracturée (à gauche) et du modèle de la fracturation Warren et Root du double milieu (à droite)

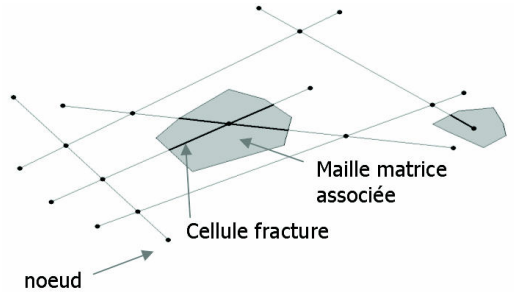


FIG. 1.2 – Discrétisation horizontale du réseau de fractures dans le plan médian d'une strate

une origine de formation commune. De plus, si elles sont assez connectées, elles peuvent créer un réseau de fractures jouant un rôle important dans l'écoulement des hydrocarbures.

Le logiciel FRACA/FRACAFlow permet l'analyse géostatistique des données de fracturation disponibles (intersections au puits, carte de failles, etc.). Cela, afin de générer un réseau discret de la fracturation, à partir des lois géostatistiques caractérisant les différentes familles de fractures. Ce DFN (Discret Fracture Network), contrairement aux modèles usuels, permet une modélisation discrète du double milieu non homogénéisée et conservant la géométrie du réseau de fractures.

Le réseau de fractures est discrétisé dans le plan médian de chaque strate : les noeuds du maillage sont définis à chaque intersection et extrémités de fracture (Cf. Figure 1.2).

Afin d'avoir une liaison verticale entre les différents plans, des noeuds supplémentaires sont ajoutés dans les cas de fractures chevauchant plusieurs strates (Cf. Figure 1.3).

Ces noeuds, ainsi déterminés, représentent les centres des cellules fractures. Ces cellules s'étendent, sur les fractures, jusqu'à mi-distance entre deux noeuds (Cf. Figure 1.2).

Dans le logiciel FRACA/FRACAFlow, plusieurs types de fractures sont modélisées :

- les failles et les failles subsismiques associées,
- les fractures diffuses (systematic joints).

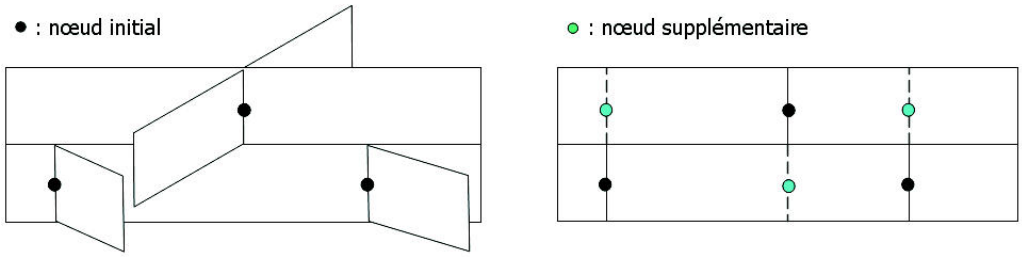


FIG. 1.3 – Discrétisation verticale de la fracturation : liaisons verticale

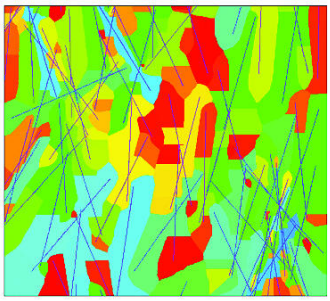


FIG. 1.4 – Maillage de la matrice : discrétisation de la matrice dans une strate

Les failles sont des objets de grande taille. Elles sont connues suite à l'étude sismique. Les failles subsismiques sont des fractures associées aux failles mais non détectées par la sismique. Les fractures diffuses sont de taille moindre - inférieures à la longueur d'une cellule du géomodèle. Elles sont observées aux puits.

1.1.2 La matrice

Dans le modèle double milieu, la matrice correspond à des blocs de roche non fracturée. Le maillage discret de la matrice FRACA/FRACAFlow consiste en l'affectation d'un volume de matrice par cellule de fracture : les blocs matriciels. Chaque plan médian des différentes strates est pixélisé afin de calculer le volume matrice à attribuer aux cellules fractures. Pour cela, un algorithme de traitement d'image calcule la distance de chaque pixels à la plus proche des cellules fractures (Cf. Figure 1.4).

1.2 Modélisation des écoulements

Dans ce modèle double milieu, les écoulements de fluide sont modélisés dans les deux porosités i.e. dans les deux milieux. La pression du fluide est obtenue pour chacun de ces deux milieux : P_f la pression dans les fractures et P_m la pression dans la matrice. L'écoulement correspond à un écoulement de type Darcy dans chacun des milieux, auquel est ajouté un terme d'échange entre les fractures et la matrice. Ce terme d'échange modélise les interactions entre ces deux milieux. D'où, la description de l'évolution de la pression par un système d'équations couplées :

$$\nabla.(k_f \nabla P_f) + \alpha_{mf}(P_m - P_f) = c_f \mu_o \phi_f \frac{\partial P_f}{\partial t} \tag{1.1}$$

$$\nabla.(k_m \nabla P_m) - \alpha_{mf}(P_m - P_f) = c_m \mu_o \phi_m \frac{\partial P_m}{\partial t} \tag{1.2}$$

avec k[1] la perméabilité, c la compressibilité totale, ϕ_f et ϕ_m les porosités du milieu fracture et du milieu matrice et μ_o la viscosité de l'huile. α_{mf} est un coefficient caractérisant l'échange matrice-fracture. Il dépend entre autre de la perméabilité de la matrice et de la géométrie des blocs. L'échange matrice fracture est également proportionnel au gradient de pression entre la matrice et le milieu fracture.

Dans un modèle double milieu, deux types de simulations des écoulements existent : celle à simple perméabilité et celle à double-perméabilité. Dans le cas simple perméabilité ($2\,\phi/1K$), l'écoulement du fluide se fait dans les fractures et la matrice est équivalente à une source de fluide qui alimente les fractures. Néanmoins, dans le modèle double-perméabilité ($2\,\phi/2K$), les échanges entre les blocs de matrice sont pris en compte, en plus de l'échange avec les fractures. Le modèle $2\phi/2K$ est plus coûteux en temps de calculs. Par conséquent, il est utilisé dans les cas de réseaux de fractures peu connectées - même s'il est valable dans tous les cas. Le modèle $2\phi/1K$ est valable et suffisant pour traiter un cas où les fractures sont très connectées.

Cette modélisation des écoulements est, dans le logiciel FRACA/FRACAFlow, appliquée au maillage discret du DFN décrit précédemment. Un schéma à deux points dans l'espace et le schéma d'Euler en temps sont appliqués au système (1.2). Pour une cellule i, le système (1.2) devient :

$$\frac{c_f V_{f,i} \phi_{f,i}}{\Delta t}(P_{f,i}^{n+1} - P_{f,i}^{n}) + \frac{T_{mf,i}}{\mu_o}(P_{f,i}^{n+1} - P_{m,i}^{n+1}) + \sum_k \frac{T_{ff,ik}}{\mu_o}(P_{f,i}^{n+1} - P_{f,k}^{n+1}) = Q_{f,i} \tag{1.3}$$

$$\frac{c_m V_{m,i} \phi_{m,i}}{\Delta t}(P_{m,i}^{n+1} - P_{m,i}^{n}) + \frac{T_{mf,i}}{\mu_o}(P_{m,i}^{n+1} - P_{m,i}^{n+1}) + \sum_j \frac{T_{mm,ij}}{\mu_o}(P_{m,i}^{n+1} - P_{m,j}^{n+1}) = Q_{m,i} \tag{1.4}$$

Où, k et j sont les indices correspondant aux cellules fractures voisines et à leur volume matrice associé, $Q_{f,i}$ est un terme source qui est utilisé lors des tests de puits pour indiquer le débit pompé et T_{ff}, T_{mf} et T_{mm} sont respectivement les transmissivités fracture-fracture, matrice-fracture et matrice-matrice. La transmissivité matrice-matrice est utilisée uniquement pour les simulations en $2\phi/2K$.

Les transmissivités sont affectées à l'ensemble des liens entre cellules du maillage. Elles sont obtenues à partir de propriétés géométriques (surface d'échange) et hydrauliques.

1.2.1 La transmissivité fracture-fracture

$$T_{ff} = \sum_i \frac{C_i l_i}{L} \tag{1.5}$$

[1] les indices f et m correspondent respectivement aux fractures et à la matrice

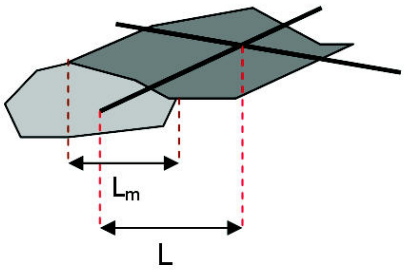


FIG. 1.5 – Transmissivité matrice matrice horizontale

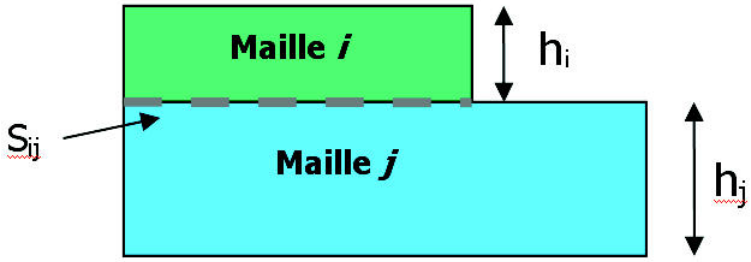


FIG. 1.6 – Transmissivité matrice matrice verticale

avec
- L la distance entre deux noeuds de fracture,
- l la hauteur de la fracture,
- C la conductivité de la fracture (égale à la perméabilité de la fracture multipliée par son ouverture)
- et i l'indice de la cellule de fracture considérée.

1.2.2 La transmissivité matrice-fracture

$$T_{mf} = \frac{2 l_f l_i k_m}{D}, \quad avec \quad D = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} d_j \tag{1.6}$$

où,
- l_f est la longueur de la cellule fracture (Cf. Figure 1.2) ; c'est à dire la longueur de la projection de la fracture sur le plan médian considéré.
- k_m la perméabilité de la matrice,
- N est le nombre de pixels représentant la matrice
- et d_j la distance du pixel j à la fracture la plus proche.

1.2.3 La transmissivité matrice-matrice

Elle est utilisée uniquement dans le cas de modèle double perméabilité sinon elle est supposée nulle. Deux transmissivités matrice-matrice sont calculées, l'une horizontale, l'autre verticale.

Horizontale

$$T_{mm}^{H} = k_m H \int_{l_m} \frac{dl}{d(l)} \tag{1.7}$$

avec
- H l'épaisseur de la strate,
- l_m la longueur de l'interface entre deux blocs matriciels,
- dl la longueur élémentaire de la limite
- et $d(l)$ la distance entre l'interface et la fracture au point l.

Si la limite entre les deux blocs matriciels est intersectée par une fracture, la transmissivité matrice-matrice est approximée par :

$$T_{mm}^{H} = k_m H \frac{L_m}{L} \tag{1.8}$$

avec H l'épaisseur de la strate, L_m la longueur de la limite entre la matrice de deux cellules voisines (Cf. Figure 1.5) et L la distance entre les deux noeuds.

Verticale

$$T_{mm}^{V} = \frac{2 S_{ij} k_{m,i}^{V} k_{m,j}^{V}}{h_i k_{m,j}^{V} + h_j k_{m,i}^{V}} \tag{1.9}$$

avec S_{ij} la surface d'échange entre le bloc de matrice i et le bloc j (Cf. Figure 1.6)

Ces différentes transmissivités sont les paramètres hydrodynamiques permettant de résoudre la simulation de l'écoulement du logiciel FRACA/FRACAFlow.

Chapitre 2

Analyse du comportement des tests de puits

Ce chapitre est consacré à l'étude du comportement des réponses en pression à un test de puits en milieu fracturé. Il s'articule autour de deux parties. La première est une présentation de la connaissance de l'interprétation d'un test de puits en milieu fracturé. Les différents paramètres, caractérisant le double milieu, sont présentés. La deuxième partie est consacrée à l'analyse de l'influence de certains paramètres du milieu sur les tests de puits. Cette étude a été réalisée en utilisant le logiciel FRACA/FRACAFlow.

2.1 Les tests de puits en milieu fracturé

Toutes les formules présentées dans cette partie, présentant les paramètres du milieu fracturé et l'interprétation des tests de puits, sont extraites du livre de G. Bourdarot(Bourdarot 1996). Le système d'unités utilisé dans les équations est un système métrique pratique.

2.1.1 Paramètres du milieu fracturé

Dans la caractérisation des écoulements en milieu fracturé, il existe deux paramètres importants qui sont établis en fonction de la géométrie de la fracturation et des différences entre les propriétés des fractures et de la matrice. Ils sont le contraste de capacité ω et le paramètre d'échange matrice-fracture λ.

L'échange de fluide entre la matrice et les fractures

La géométrie du réseau de fractures la plus utilisée est celle de Warren et Root. La matrice est homogène et sous forme de blocs tous identiques. Ces blocs de matrice sont délimités par des plans de fracturation orthogonaux. La forme de ces blocs est parallélépipédique. Trois formes sont utilisées : les cubes, les allumettes et les feuillets.

Afin de caractériser les échanges de fluides entre la matrice et les fractures, un paramètre n est introduit : il indique le nombre de directions permettant l'échange de fluide (n = 1 pour des blocs en feuillets, n = 2 pour des blocs allumettes, n = 3 pour des blocs cubiques).

La taille des blocs influence aussi la facilité avec laquelle l'écoulement du fluide s'effectue entre la matrice et les fractures. Une longueur caractéristique r_m est utilisée lors de la carac-

térisation de l'influence de la géométrie des blocs matrice sur l'écoulement. Elle est définie par :

$$r_m = \frac{Volume\,du\,bloc\,matriciel}{Surface\,du\,bloc\,matriciel} n \tag{2.1}$$

Plus la valeur de r_m est faible, plus les échanges de fluide entre matrice et fracture sont faciles.

Les deux paramètres décrits précédemment (n et r_m) sont inclus en un seul : α. Il permet de traduire l'influence de la géométrie des blocs de matrice sur les échanges de fluide. Il s'obtient par :

$$\alpha = \frac{n(n+2)}{r_m^2} \tag{2.2}$$

L'échange de fluide entre la matrice et les fissures n'est pas uniquement lié à la géométrie des blocs mais aussi au rapport entre les perméabilités de la matrice et des fractures. Cet échange est donc caractérisé grâce au paramètre λ ((Daviau 1986)) lequel dépend aussi de r_w, le rayon du puits :

$$\lambda = \alpha\, r_w^2 \frac{k_m}{k_f} \tag{2.3}$$

Pour une perméabilité de la matrice (k_m) importante, l'apport de fluide de la matrice dans les fractures est plus aisé. Ainsi, l'échange entre matrice et fractures est facile pour un λ élevé.

Par conséquent, le paramètre λ peut être élevé soit par une perméabilité matricielle forte par rapport à la perméabilité de la fracturation, soit par une géométrie facilitant les échanges (α élevé).

Remarque : La perméabilité des fractures est généralement plus élevée que celle de la matrice. L'écoulement des fluides est essentiellement contrôlé par les fractures : la perméabilité observée lors de tests de puits est donc celle des fractures. De plus, pour pouvoir appliquer le modèle mathématique de Warren et Root, servant à interpréter les tests de puits, il faut que la perméabilité de la matrice soit faible devant celle des fractures.

Le contraste de capacité

La capacité est un paramètre lié à la compressibilité et au volume de fluide disponible. Il est donc équivalent à une compressibilité multipliée par un volume. Il s'observe lors d'une variation brutale du débit du puits.

La compressibilité d'un milieu fracturé peut se décomposer en une compressibilité de la matrice et une compressibilité des fractures. La compressibilité totale de la matrice dépend de celle des fluides présents et de celle de la roche. Elle s'obtient par :

$$c_{tm} = c_o S_o + c_w S_w + c_{pm} \tag{2.4}$$

De même, la compressibilité des fractures est :

$$c_{tf} = c_o + c_{pf} \tag{2.5}$$

c_{pm} et c_{pf} sont respectivement les compressibilités des vides dans la matrice et de ceux dans les fractures.

Une capacité pour le milieu matrice et une pour les fractures peuvent donc être calculées. La capacité matrice est : $\mathcal{C}_m = \phi_m V_m c_{tm}$. La capacité fractures est : $\mathcal{C}_f = \phi_f V_f c_{tf}$. La capacité globale du réservoir est la somme des deux :

$$\mathcal{C}_{f+m} = \mathcal{C}_m + \mathcal{C}_f = \phi_m V_m c_{tm} + \phi_f V_f c_{tf} \tag{2.6}$$

Remarque : Les porosités de la matrice et des fractures (respectivement ϕ_m et ϕ_f) sont des porosités relatives :

$$\phi_m = \frac{Volume\ des\ vides\ situés\ dans\ la\ matrice}{Volume\ total\ de\ matrice} \tag{2.7}$$

$$\phi_f = \frac{Volume\ des\ vides\ situés\ dans\ les\ fractures}{Volume\ total\ des\ fractures} \tag{2.8}$$

Le contraste de capacité entre les fractures et l'ensemble du réservoir est défini par le paramètre ω :

$$\omega = \frac{\mathcal{C}_f}{\mathcal{C}_{f+m}} = \frac{\phi_f V_f c_{tf}}{\phi_m V_m c_{tm} + \phi_f V_f c_{tf}} \tag{2.9}$$

Plus ω est proche de 1 (il est toujours inférieur à 1), plus le comportement hydraulique du réservoir est similaire à celui d'un réservoir homogène ayant les propriétés de la fracturation. Pour un ω égal à 1, la réponse en pression d'un test de puits est celle d'un réservoir homogène ayant les propriétés des fractures.

2.1.2 Les différents écoulements autour d'un puits en milieu fracturé

En milieu fracturé, lors de la mise en production d'un puits, il existe différentes phases d'écoulement (Cf. Figure 2.1) :
- l'effet de capacité du puits
- l'écoulement dans les fractures (pouvant être caché par l'effet de capacité de puits Cf. Figure 2.1)
- l'écoulement en période de transition : écoulement qui commence à inclure la matrice
- l'écoulement dans l'ensemble du réservoir (fractures et matrice)

L'écoulement dans les fractures

La perméabilité de la fracturation étant plus forte que celle de la matrice, le premier écoulement qui s'établit, suite à une variation de débit, se fait par les fractures.

Les fractures étant les principaux objets conducteurs, le réservoir peut s'assimiler à un réservoir homogène ayant les propriétés de la fracturation : perméabilité k_f et capacité $\mathcal{C}_f$.

L'évolution de la pression est alors semilog. Cette évolution n'est que très rarement visible. En effet, l'effet de capacité du puits masque souvent cet écoulement (Cf. Figure 2.1).

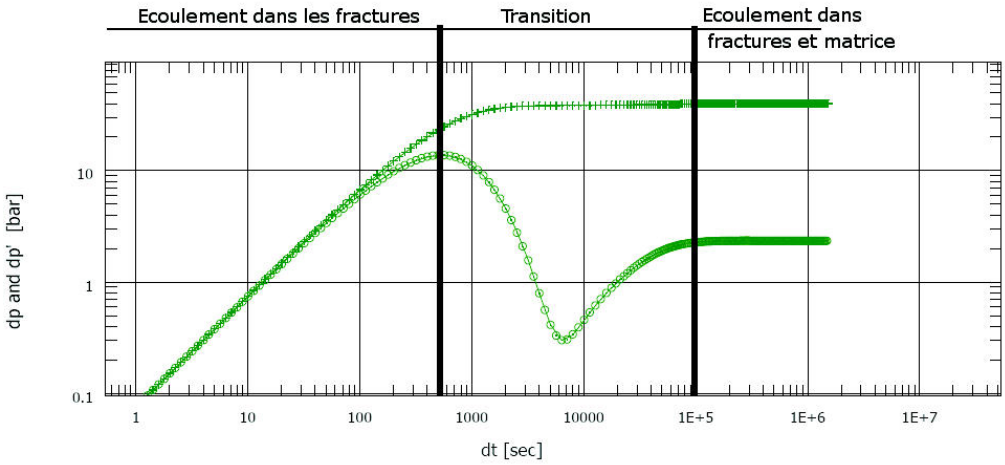


FIG. 2.1 – Les différentes phases d'écoulement repérées sur les courbes de la pression et de la dérivée de la pression en fonction du temps (log-log). L'effet de capacité de puits se produit durant la phase d'écoulement dans les fractures masquant l'évolution en semilog associée

La période de transition

Par la suite, l'écoulement ne se fait plus uniquement dans les fractures mais la matrice commence à participer au flux.

Deux approches existent pour décrire l'écoulement matrice fractures :
- pseudo-permanent (Warren et Root)
- transitoire (A de Swann)

Cette période de transition, quand elle est visible, se caractérise par un creux : une chute suivie d'une remontée de la dérivée de la pression (Cf. Figure 2.1). Ce creux dépend des caractéristiques du milieu fracturé observé. En effet, la facilité avec laquelle se font les échanges entre fractures et matrice influence le temps auquel débute cette phase de transition et le contraste de capacité fait varier l'amplitude du creux.

L'écoulement dans l'ensemble fractures matrice

Suite à la période transitoire, le comportement du réservoir devient celui d'un réservoir homogène de perméabilité k_f et de capacité $\mathcal{C}_{f+m}$. Cela correspond à un régime établi dans lequel l'écoulement se fait grâce à la fracturation et à la matrice.

2.1.3 Interprétations des tests de puits en milieu fracturé

Lors du premier écoulement, la pression a une évolution semilog en fonction du temps : la dérivée sans dimension se stabilise à 0,5. Cependant, l'effet de capacité du puits masque généralement cet écoulement.

La capacité du puits peut être calculée à partir de la pente de la partie linéaire de la varia-

tion de pression en fonction du temps : connaissant les coordonnées d'un point situé sur cette droite (Δp_1 et Δt_1).

Tant que l'effet de la capacité est dominant, la pression évolue de la manière suivante :

$$\Delta p_1 = \frac{qB}{24\mathcal{C}} \Delta t_1 \tag{2.10}$$

d'où :

$$\mathcal{C} = \frac{qB}{24} \frac{\Delta t_1}{\Delta p_1} \tag{2.11}$$

Remarque : La capacité de puits en milieu fracturé prend non seulement en compte le volume du puits mais aussi les fractures proches du puits.

Le kh est le produit de la perméabilité équivalente et de la hauteur du réservoir. La valeur du kh peut être calculée à partir de la pression ou de la dérivée de la pression. En remontée de pression (build-up), la méthode de Horner peut être utilisée. La pente de la droite semilog de la pression en fonction de $\frac{t_{ref}-\Delta t}{\Delta t}$ est :

$$m = 21.5 \frac{qB\mu}{kh} \tag{2.12}$$

Remarque : Dans le cas Warren et Root isotrope, la conductivité des fractures (C_f) se retrouve à partir du kh : $kh = \frac{C_f h}{s}$ avec h la hauteur utile du réservoir et s l'espacement de la fracturation.

En utilisant la dérivée (log-log), le kh s'obtient à partir de sa valeur de stabilisation. La valeur de la stabilisation de la dérivée adimensionnelle est de 0.5. L'équivalence entre dérivée et dérivée adimensionnelle permet le calcul du kh :

$$kh = 18.66 qB\mu \frac{\Delta p'_{st}}{0.5} \tag{2.13}$$

(en unités pratiques métriques) avec $\Delta p'_{st}$ la valeur de la dérivée stabilisée.

Le contraste de capacité ω se calcule en fonction de l'écart en pression entre les deux droites semilog observables pendant les écoulements dans les fractures et dans l'ensemble matrice fractures. Les deux droites semilog ont la même pente m déterminée par la perméabilité des fractures. La différence en pression Δp entre ces deux droites est liée à ω par :

$$\omega = 10^{\frac{\Delta p}{m}} \tag{2.14}$$

La première droite semilog n'est habituellement pas observée. La première courbe utilisée est alors une parallèle à la deuxième droite semilog qui est tracée à partir des premiers points de mesure. La valeur ainsi obtenue est une valeur, par excès, de ω

Tous ces paramètres peuvent également être calculés grâce aux planches de courbes types.

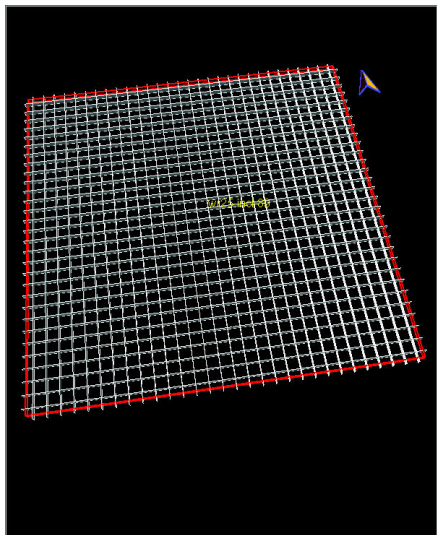


FIG. 2.2 – Réseau de fracturation de type Warren et Root

2.2 Influences des paramètres du réseau de fractures sur les tests de puits

Les simulations présentées dans ce chapitre sont des simulations FRACA/FRACAFlow, double porosité simple perméabilité ($2\phi/1K$). Le choix du modèle $2\phi/1K$ s'explique par le fait que les réseaux étudiés sont des réseaux très bien connectés.

Par la suite, les réseaux de type Warren et Root utilisés pour les simulations correspondent à un réseau de failles orthogonales, espacées régulièrement (Cf. Figure 2.2).

2.2.1 Influence de l'effet de capacité du puits, C

- ◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour une variation **croissante** de C.
- ◊ Comportement théorique : En échelle log-log, la pente (log-log) de la dérivée de pression vaut un, tandis qu'en échelle cartésienne la pente, proportionnelle à l'inverse de la capacité de puits, $\frac{1}{C}$) **décroît** ; l'amplitude du creux de la phase transitoire peut être **masquée**.
- ◊ Comportement simulé : semblable au comportement théorique.

Pour un réseau de fractures donné, plusieurs simulations ont été effectuées en modifiant uniquement le diamètre du puits. Le réseau de fracturation, dans ce cas, est constitué de deux familles de fractures orthogonales. Ce test est effectué afin de caractériser l'influence de l'effet de capacité du puits sur la réponse en pression. Il est évident que dans un cas réel, le diamètre du puits est un paramètre fixé par le forage et qu'il ne peut donc pas être modifié.

En augmentant le diamètre du puits, c'est le volume du puits qui est modifié. La capacité du puits, proportionnelle à ce volume, est donc augmentée avec le diamètre du puits. Une capacité de puits plus importante est caractérisée par une pente de la courbe de dérivée de pression (aux temps courts et en se plaçant dans un repère cartésien) moins importante. Plus la valeur de la capacité de puits sera grande, plus son action aura une durée importante.

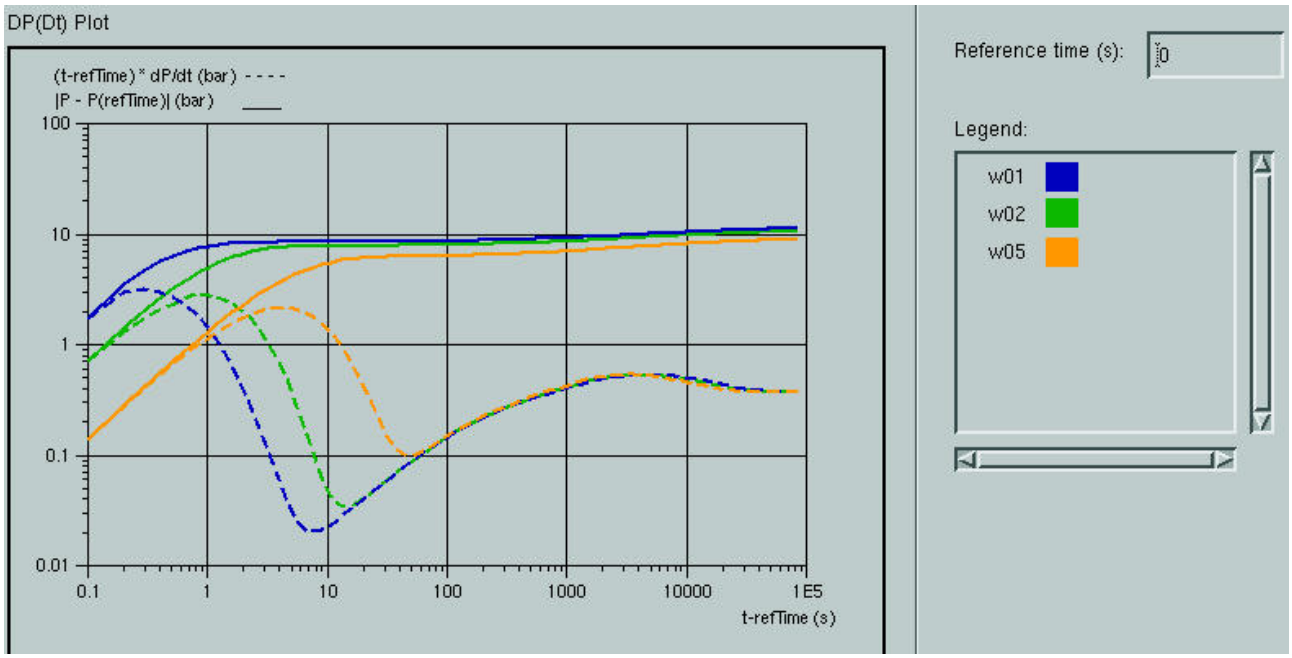


FIG. 2.3 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures (2 familles orthogonales) dense (écartement moyen des fractures de 3 m), lors d'un test en débit (débit de 50 m_3/day pendant 24h) pour différents diamètres de puits (en vert $2r_w = 0.2$ m, en bleu $2\ r_w = 0.1$ m, en jaune $2\ r_w = 0.5$ m). ($C_f = 500$ mD.m)

Les courbes de la Figure 2.3, présentent une étude de sensibilité des réponses en pression en fonction du diamètre du puits : diminution de l'effet de capacité en diminuant le diamètre du puits.

En particulier on peut observer que l'effet de capacité masque de manière plus ou moins importante la signature du double milieu (le creux). Cela peut être un problème lors du calcul des paramètres du milieu fracturé. En effet, l'amplitude du creux et le temps auquel il commence sont modifiés (pour un même réseau de fractures). L'analyse de ces trois courbes avec le logiciel Saphir conduit à des interprétations différentes des paramètres du milieu (Cf. Annexe A). Seule la perméabilité équivalente est la même pour les trois tests de puits (la dérivée se stabilise à la même valeur).

2.2.2 Influence du contraste de capacité, ω

- ◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour une variation **décroissante** de ω.
- ◊ Comportement théorique : **augmentation** de l'amplitude du creux de la dérivée de pression ; début **précoce** de la transition.
- ◊ Comportement simulé : semblable au comportement théorique.

Les cas présentés Figure 2.4 sont des réponses en pression à des tests de puits simulés sur des réservoirs de ω différents ; le réseau de fracturation est dans tous les cas un modèle Warren et Root d'espacement 25 m, seule l'ouverture des fractures est modifiée. Le contraste de capa-

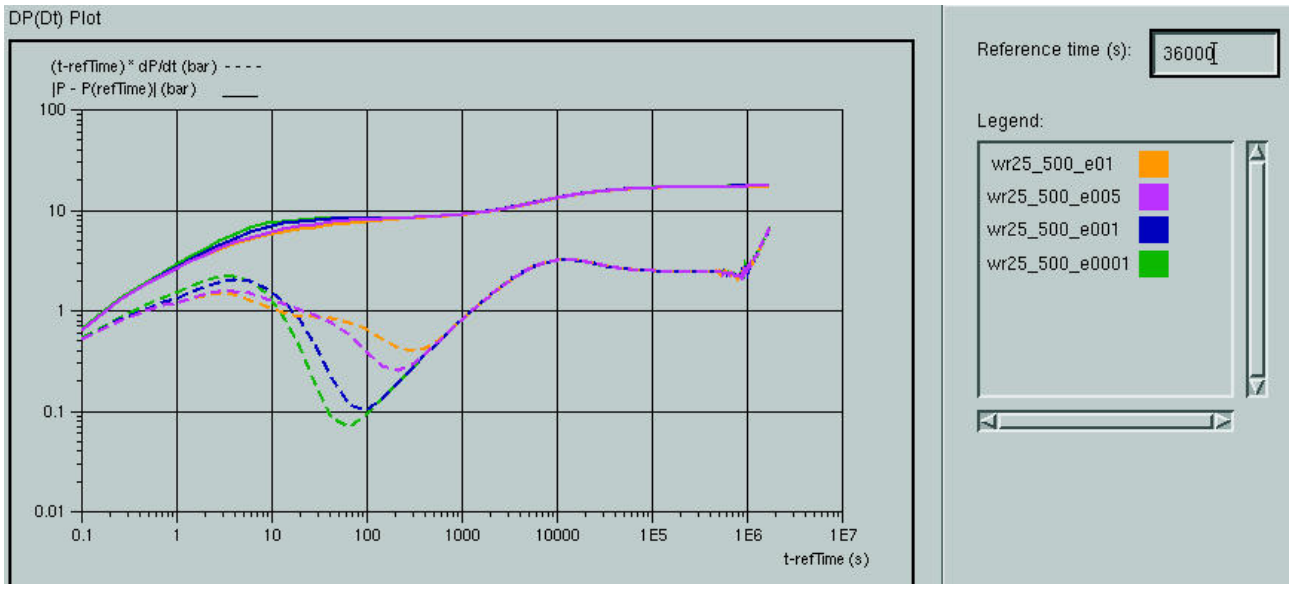


FIG. 2.4 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 25 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 10h suivi d'un débit nul de 500h) pour différentes ouvertures de fractures (e) (en vert e = 0.001 m, en bleu e = 0.01 m, en jaune e = 0.1 m, en magenta e = 0.05 m). (C_f = 500 mD.m)

cité ω augmente avec le volume des fractures. De plus, la variation du volume de fractures ne modifie pas la valeur du paramètre d'échange λ. Les différents tests diffèrent uniquement au niveau de leur contraste de capacité, ω.

L'évolution des courbes de dérivée de pression (Cf. Figure 2.4) est bien celle attendue : l'amplitude du creux augmente lorsque la valeur de ω (dans ce cas, l'ouverture de la fracture) diminue.

Remarque : certaines courbes de la dérivée de la pression, en fin de simulation, sont fortement croissantes (tests en débit) ou décroissantes (en remontée de pression). Ce comportement est lié à la zone d'influence du test de puits qui atteint les limites à flux nul du domaine de simulation. Ce comportement est normal.

2.2.3 Influence du paramètre d'échange matrice-fracture, λ

Le paramètre d'échange matrice fissure (λ) dépend de la géométrie mais aussi des perméabilités de la matrice et des fractures. L'évolution de la pression est étudiée en faisant varier λ : d'abord pour plusieurs conductivités de fractures (Cf. Figure 2.5), ensuite pour différentes perméabilités de matrice (Cf. Figure 2.6).

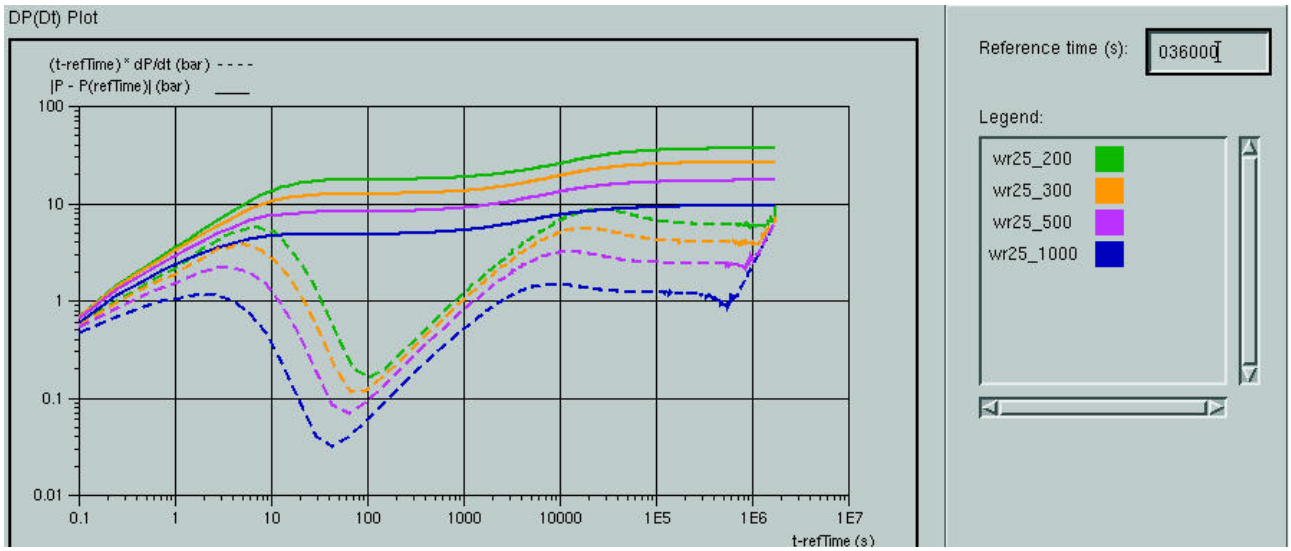


FIG. 2.5 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 25 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 10h suivi d'un débit nul de 500h) pour différentes conductivités de fractures (en vert C_f = 200 mD.m, en bleu C_f = 1000 mD.m, en jaune C_f = 300 mD.m, en magenta C_f = 500 mD.m).

◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour une variation **décroissante** de λ (via une **augmentation** des conductivités des fractures).

◊ Comportement théorique : **stabilité** de l'amplitude du creux de la dérivée de pression ; stabilisation à une valeur **plus basse** de la dérivée.

◊ Comportement simulé : **stabilité** de l'amplitude du creux ; début **précoce** de la transition ; stabilisation **plus basse** de la dérivée.

◊ **Interprétation** : La valeur de stabilisation de la dérivée est inversement proportionnel au kh. **L'augmentation du** kh du réservoir associée à une **chute de la valeur de stabilisation de la dérivée** est un comportement attendu. La variation du kh affecte aussi les temps caractéristiques de la courbe de dérivée (fin de l'effet de la capacité du puits, début de précoce de la phase de transition). **La forme des courbes est surtout influencée, dans ce cas test, par la variation du** kh **; l'influence du paramètre** λ **est peu visible.**

En théorie, en augmentant la conductivité des fractures, l'échange entre la matrice et la fracturation est moins aisé (λ diminue). Un début plus tardif de la phase de l'écoulement de transition pourrait être attendu. Cependant, sur la Figure 2.5, l'arrivée du creux de la dérivée (l'écoulement transitoire) est précoce pour les λ faibles (fortes conductivités, C_f). Cette évolution est inverse à celle attendue. Néanmoins, d'après les critères de Ramey ou de Chen et Brigham, il est possible d'évaluer la durée de l'effet de capacité de puits. Pour ces deux critères, la durée de l'effet capacitif est proportionnelle au rapport $\frac{C}{kh}$. En comparant la courbe verte ($C_f^V = 200mD$) et la courbe bleue ($C_f^B = 1000mD$), les rapports suivants peuvent être estimés (les indices V et B s'appliquent respectivement à la courbe verte et bleue) :

- $\frac{C^V}{C^B} = 1$. La capacité de puits ne varie pas dans ce cas test.
- $\frac{kh^V}{kh^B} = 0.2$
- Le rapport des temps de fin (t^V et t^B) d'effet capacitif est donc : $\frac{t^V}{t^B} = \frac{C^V.kh^B}{C^B.kh^V} = 5$.

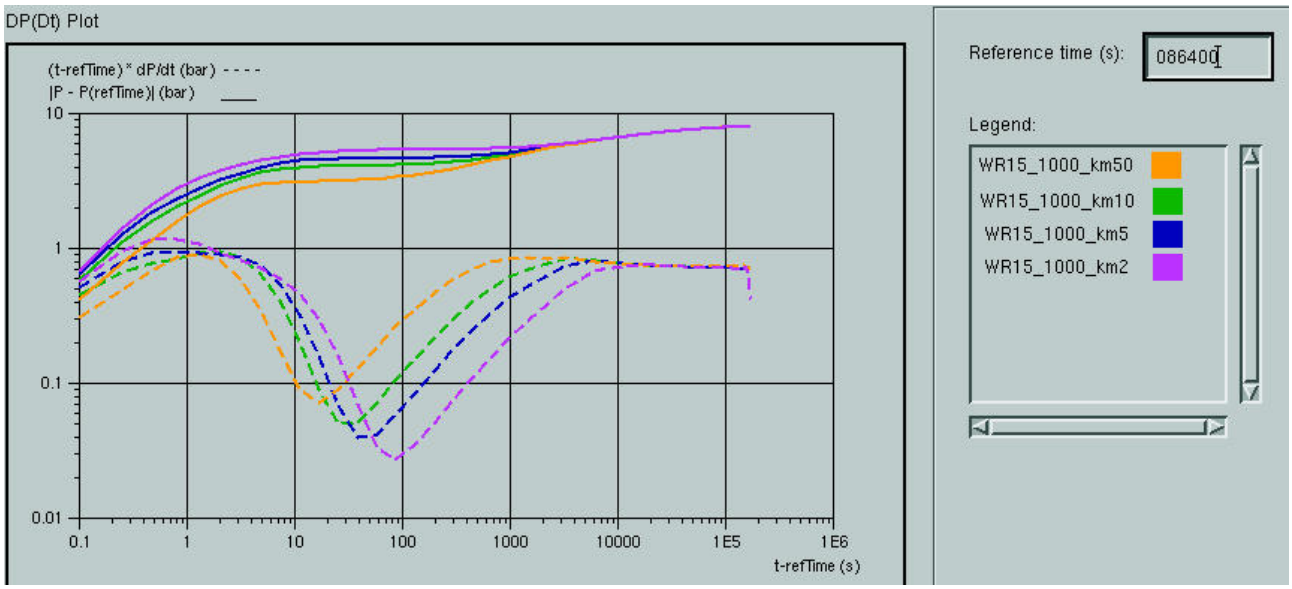


FIG. 2.6 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits vertical connecté au réseau de fractures de type Warren et Root d'espacement 15 m, lors de la remontée de pression (débit de 50 m_3/day pendant 24h suivi d'un débit nul de 48h) pour différentes perméabilités de matrice (en vert k_m = 10 mD, en bleu k_m = 5 mD, en jaune k_m = 50 mD, en magenta k_m = 2 mD). (C_f= 1000 mD.m)

Plus le kh va être élevé plus l'effet de capacité de puits va être de faible durée et par conséquent la phase de transition précoce. **L'influence du kh va donc masquer l'influence du paramètre λ (caractéristique des échanges matrice-fracture).**

Afin de mieux observer l'effet de λ, d'autres simulations sont effectuées en faisant varier la perméabilité de la matrice. De cette manière, la capacité de puits et le kh ne devraient pas varier.

- ◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour une variation **décroissante** de λ (via une **diminution** des conductivités de la matrice).
- ◊ Comportement théorique : **stabilité** de l'amplitude du creux de la dérivée de pression ; début **plus tardif** de la transition ; **pas de variation** de la valeur de stabilisation de la dérivée ; kh **reste constant**.
- ◊ Comportement simulé : conforme à la théorie mise à part une **faible variation** de la capacité de puits et de l'amplitude du creux.
- ◊ **Interprétation** : La faible variation de la capacité de puits induite serait toujours la cause de la faible variation de l'amplitude du creux de la dérivée.

En diminuant la perméabilité de la matrice, l'échange entre la matrice et la fracturation est plus difficile (λ diminue). La phase de transition débute donc plus tard. Les cas simulés pour des valeurs de perméabilité de matrice décroissantes présentent une phase de transition débutant plus tard (Cf. Figure 2.6).

Les dérivées des différents cas se stabilisent bien à la même valeur. Cela indique que le même kh est obtenu pour les différents cas où seule la perméabilité de la matrice est modifiée.

Néanmoins, l'effet capacitif évolue suivant les courbes (Cf. Figure 2.6) : il augmente lorsque la perméabilité matricielle diminue. L'influence de la matrice n'est peut-être pas totalement négligeable dans la première phase d'écoulement. Cela pourrait aussi expliquer que le contraste de capacité évolue (et entraîne une légère modification - quelques pourcents - de l'amplitude du creux de la dérivée). Il se peut qu'en augmentant la perméabilité de la matrice les cas simulés s'éloignent du cas théorique de Warren et Root où la perméabilité des fissures est beaucoup plus importante que celle de la matrice.

2.2.4 Influence de la densité de fracturation

- ◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour une variation **décroissante** de la densité de fracturation ; **les valeurs de λ et ω chutent.**
- ◊ Comportement théorique : **augmentation** de la valeur de stabilisation de la dérivée ; **augmentation** de l'amplitude du creux de la dérivée ; arrivée **tardive** de la phase transitoire.
- ◊ Comportement simulé : conforme à la théorie.

Afin de caractériser l'influence de la densité de la fracturation, des tests de puits sur des réseaux Warren et Root, ayant les mêmes conductivités mais des espacements[1] différents entre les fractures, ont été simulés.

Les dérivées des pressions ne se stabilisent pas à la même valeur dans les différents cas (Cf. Figure 2.7) : la valeur à laquelle se stabilise la dérivée augmente avec l'espacement des fractures. D'où, une perméabilité équivalente inversement proportionnelle à l'espacement. Cette évolution est logique car, dans le cas Warren et Root, la conductivité des fractures (C_f) est liée au kh par : $kh = \frac{C_f h}{s}$ avec h la hauteur utile du réservoir et s l'espacement de la fracturation.

De plus, en diminuant la densité (augmentation de l'espacement des fractures) :

- ⋆ le volume de fracture et, par conséquent, le contraste de capacité ω diminuent. Cela correspond bien, sur la Figure 2.7, à l'augmentation de l'amplitude du creux de la dérivée pour un espacement plus élevé.
- ⋆ la taille des blocs matriciels augmente. Le paramètre α du terme d'échange chute donc. Par conséquent, le paramètre d'échange matrice-fracture λ diminue. Les dérivées de la Figure 2.7 chutent donc plus tard (λ plus faible) pour les densités faibles.
- ⋆ le volume de fractures affecté par l'effet capacitif reste identique ; pas de modification des caractéristiques de la fracture intersectant le puits (conservation de son volume et de sa conductivité). La capacité de puits reste constante.
- ⋆ le kh du réservoir décroît. La durée de l'effet capacitif (proportionelle à $\frac{C}{kh}$) augmente.

[1] L'espacement des fractures est l'inverse de la densité.

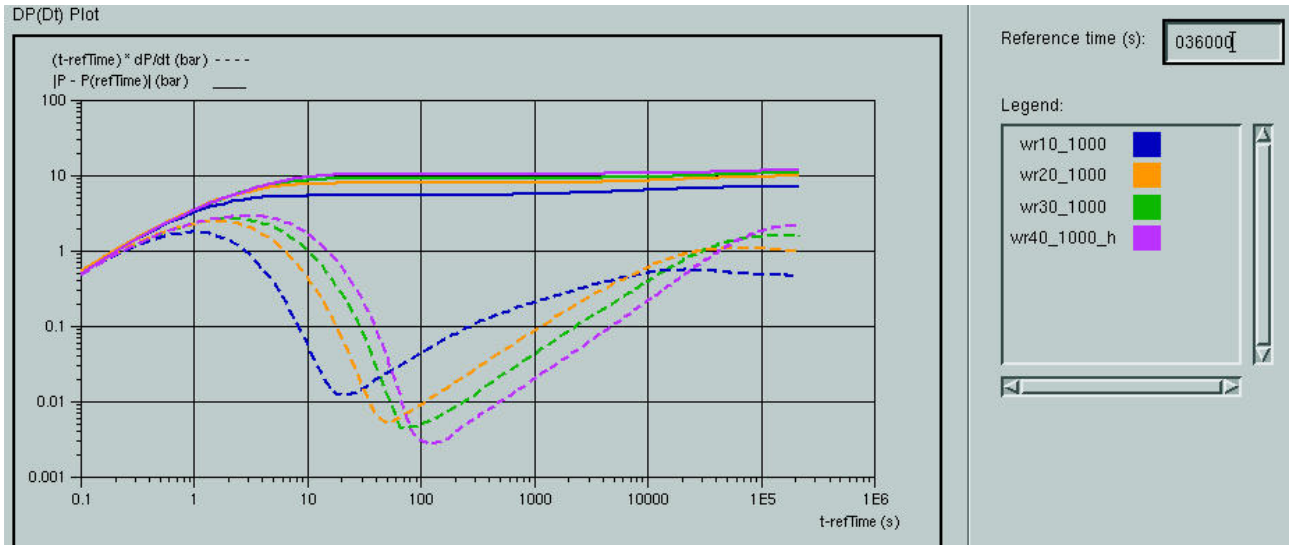


FIG. 2.7 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures (type Warren et Root), lors d'un test en remontée de pression pour différents espacements (s) entre les fractures (en vert s = 30 m, en bleu s = 10 m, en jaune s = 20 m et en magenta s = 40 m). (modèle avec une conductivité de 1000 mD.m pour les fractures)

2.2.5 Influence du réseau (graine de génération)

◊ Objectif : étude du comportement de la courbe de pression pour différentes générations d'un réseau de fractures ; **Pas de variation de C, λ et ω.**

◊ Comportement attendu : **pas de variation** de la valeur de stabilisation de la dérivée.

◊ Comportement simulé : **stabilisation** de la courbe de dérivée conforme à la théorie ; **détection d'une capacité de puits singulière** pour une courbe et forme du creux de la dérivée de pression **restant à interpréter ou bug FRACA**

Dans les cas réels, la fracturation n'est pas aussi régulière que dans le cas idéal Warren et Root. Dans FRACA/FRACAFlow, les fractures sont placées aléatoirement en suivant les caractéristiques géostatistiques de répartition - seules des fractures connues aux puits peuvent être contraintes. Plusieurs réseaux statistiquement cohérents peuvent être obtenus en modifiant la graine de génération des fractures.

Les résultats, présentés Figure 2.8, ont été simulés à partir de plusieurs réseaux ayant les mêmes propriétés à l'exception de la graine de génération du réseau. La fracturation au puits est contrainte : elle reste identique. L'analyse des résultats montrent que :

- Ces différents réseaux n'ont pas tout à fait le même comportement aux temps courts. En particulier, la courbe verte Figure 2.8 a une capacité de puits supérieure aux autres : elle est estimée à 2.10^3 alors que pour les autres cas elle est de l'ordre de 6.10^{-5} (l'analyse des courbes à l'aide du logiciel saphir est présentée dans l'annexe B).
- Une forme de creux de la dérivée non classique est observée pour deux simulations.
- Aux temps longs, la dérivée se stabilise toujours à la même valeur (à la même perméabilité équivalente).

En jouant sur le germe de génération, la géométrie des réseaux de fractures varie. En par-

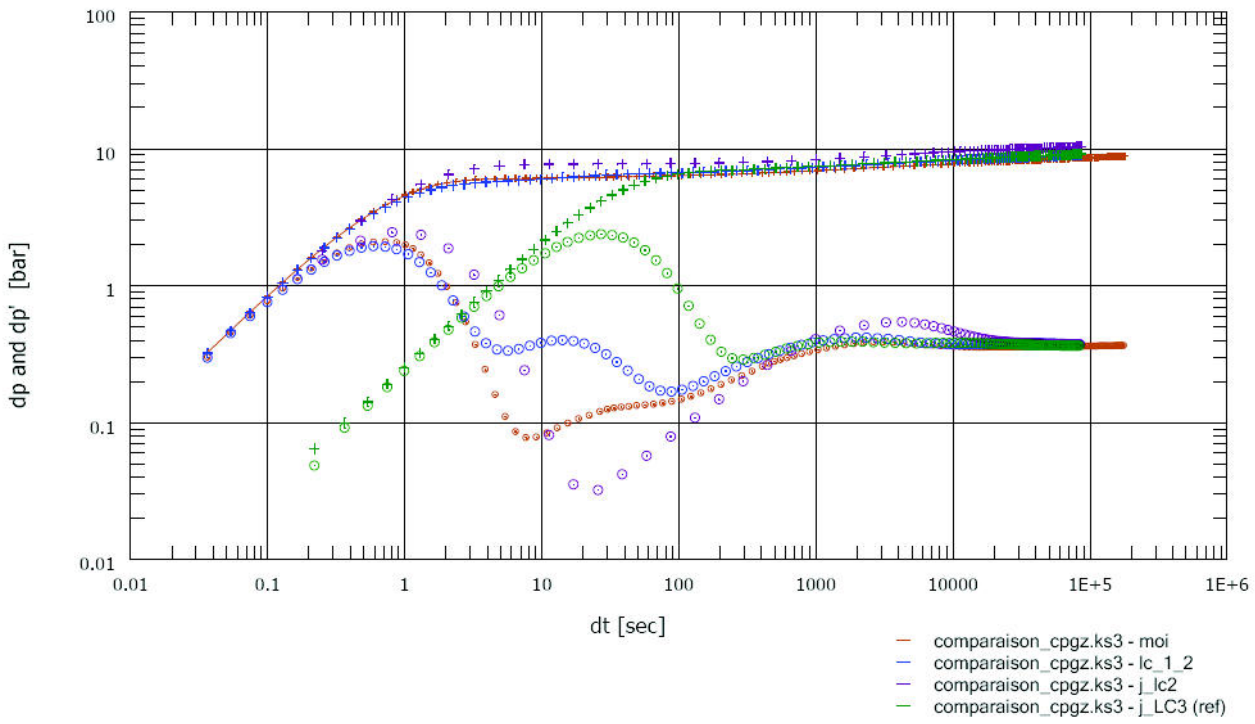


FIG. 2.8 – Courbes de la pression et de la dérivée de la pression pour différents cas où seule la graine de génération du réseau est modifiée.

ticulier, la connectivité de celui-ci peut fortement évoluer. Afin d'expliquer les variations de capacité de puits, on pourrait imaginer qu'il existe une influence de la fracturation observée au puits sur la capacité de puits mesurée sur les courbes de pression. Cette influence pourrait être telle que :

- la capacité mesurée dépendrait d'un volume de fractures connectées au puits
- plus ce réseau de fractures serait conducteur plus le volume de fractures à considérer serait important

Cette hypothèse pourrait expliquer le cas où la capacité est vraiment différente des autres. Cependant, notre cas test est fortement fracturé. Chaque réalisation est similaire ; les résultats ne devraient donc pas présenter une telle variation. En particulier, les résultats de la courbe verte semblent devoir être remis en question.

De plus, la forme du creux de la dérivée de certaines courbes constituent aussi des points troublants.
La faible amplitude du creux observée pour la courbe verte peut s'expliquer par le fait que l'effet de capacité de puits, important pour ce réseau, masque l'écoulement transitoire. La courbe violette présente quant à elle une forme classique. Par contre, les doubles bosses mises en évidence sur les courbes bleues et oranges semblent quant à elles plus complexes à expliquer. De manière théorique, une interprétation possible des différents paliers de stabilisation pourrait être la mise en écoulement de trois milieux/zones de conductivités différentes. Cependant, la connaissance du cas test, fortement dense et connecté, semble plus indiquer un problème de simulation.
Le point positif est que toutes les courbes se stabilisent à une même valeur indiquant une conservation de la perméabilité globale du réservoir.

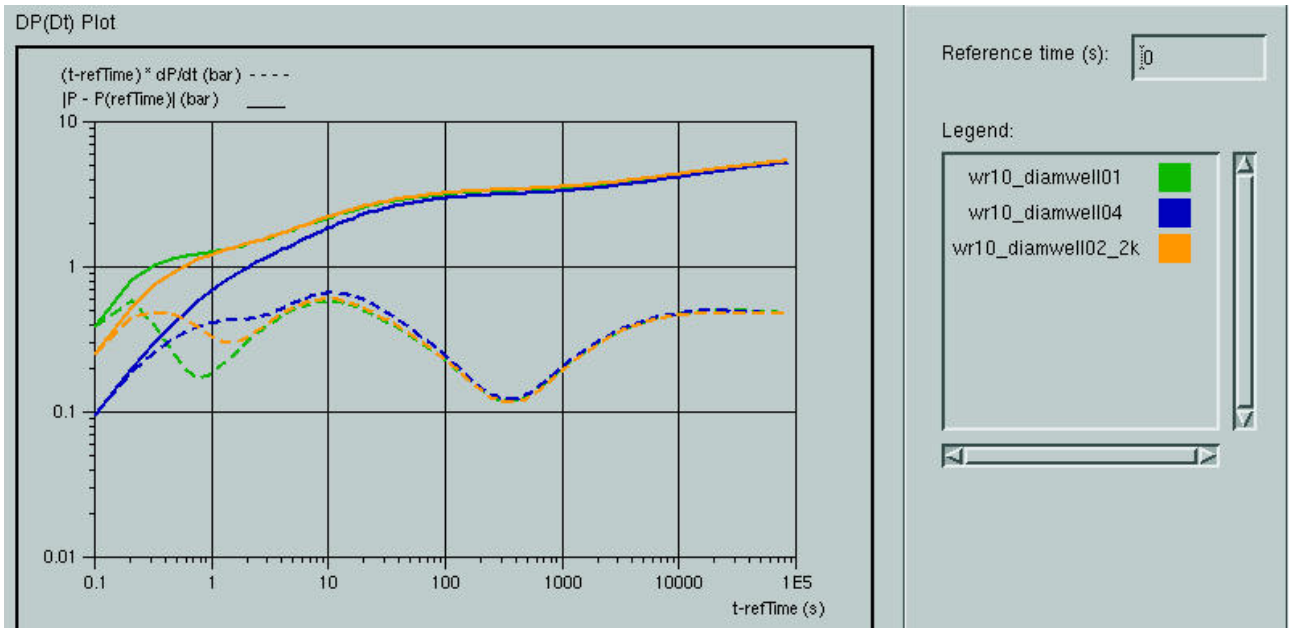


FIG. 2.9 – Courbes de la pression (lignes continues) et de la dérivée de la pression (lignes discontinues) pour un puits connecté à un réseau de fractures de type Warren et Root, lors d'un test en débit pour différents diamètres de puits (en vert $2\,r_w = 0.1$ m, en bleu $2\,r_w = 0.4$ m, en jaune $2\,r_w = 0.2$ m). (modèle avec une conductivité de 1000 mD.m pour les fractures et une ouverture de 0.005 m)

2.2.6 Cas de réponses en pression s'écartant des réponses types

En complément de la section précédente, il a été observé, pour certaines configurations de réseaux de fracturation et de puits, d'autres réponses singulières en pression aux tests de puits simulés par FRACA/FRACAFlow.

Par exemple, suivant le diamètre du puits, dans le cas d'un réseau de type Warren et Root, un deuxième creux peut apparaître pour des diamètres faibles (Cf. Figure 2.9). Or, ce creux se forme à des temps très courts (inférieurs à 10 s) sans modifier la suite de la réponse (le creux "double milieu" et la stabilisation de la dérivée). Ce phénomène est également observable quand l'ouverture de la fracturation est modifiée. Cela peut amener à expliquer ce creux par un contraste entre la capacité du puits (son volume) et celle des fractures proches du puits. Ce contraste dans certains cas - volume puits faible ou volume des fractures connectées élevé - créerait une réponse similaire à un double milieu. Cependant, ce creux peut aussi être associé à une simulation erronée de FRACA/FRACAFlow.

Dans d'autres cas de réseaux de fractures simples, des différences avec les réponses types ont été observées.

2.2.7 Bilan de l'étude de sensibilité des tests de puits modélisés avec FRACA/FRACAFLOW

Cette étude a permis de comprendre les effets de la variation des principaux paramètres caractérisant une réponse en pression d'un test de puits, (C, λ et ω). Elle a aussi mis en évidence

l'influence d'autres paramètres comme le diamètre du puits, la perméabilité (kh) du réservoir. Il est important de bien connaître l'influence de ces paramètres, d'autant que cette influence a de fortes répercussions sur l'interprétation du test de puits.
Il a été vérifié que :

- ◊ Une variation **croissante de la capacité de puits** est caractérisée, en se plaçant dans l'échelle cartésienne, par une **diminution de la pente** initiale de la courbe de dérivée. En échelle log-log, la valeur de la pente de la dérivée est constante et vaut un.
- ◊ L'amplitude du creux de la phase transitoire peut être **masquée** pour **une durée importante** de l'effet de capacité de puits caractérisée par le rapport, $\frac{C}{kh}$.
- ◊ Une variation **décroissante du contraste de capacité**, ω, est caractérisée par l'**augmentation de l'amplitude du creux de la dérivée** de pression accompagnée par une arrivée **précoce** de la phase de transition.
- ◊ Une variation **décroissante du paramètre d'échange matrice-fissure**, λ, est caractérisée par une arrivée **tardive de la phase de transition**.
- ◊ Une variation **décroissante de la densité de fracturation** se traduit par l'**augmentation de la valeur de stabilisation de la dérivée**.
- ◊ Les paramètres C, ω, λ influencent fortement la forme de la courbe de dérivée de pression. Leurs actions peuvent se combiner et conduire à des interprétations erronées. Par exemple, il est courant d'avoir la signature double milieux (creux de la dérivée) masquée par un effet capacitif important.

Cependant, certaines courbes restent plus ou moins difficiles à analyser à cause de leur non conformité aux modèles théoriques développés. Une phase d'évaluation, validation de ces résultats devra être mis en place. Par ailleurs, il serait intéressant de montrer l'influence d'autres paramètres, comme par exemple l'hétérogénéité du réseau de fractures, la stratification du réservoir, la présence de failles...

Chapitre 3

Caractérisation dynamique du réservoir Vercors

Ce chapitre correspond à l'étude menant à la caractérisation dynamique du réservoir Vercors. Le réservoir Vercors est un réservoir synthétique représentant un réservoir de roches carbonatées fracturées. Ce réservoir, étant imaginaire, aucune donnée expérimentale n'est réellement disponible. Les données dites expérimentales de ce réservoir sont obtenues à partir d'un modèle initial. A partir de ce modèle, des données connues dans les cas réels sont prélevées : puits, carte de failles issue d'une sismiques, tests de puits, etc. Ces données permettent de reconstruire un nouveau modèle du réservoir.

Le réservoir synthétique Vercors est, dans un premier temps, présenté dans son contexte géologique. Ensuite, une étude des données dynamiques (débitmètre et test de puits) est réalisée à l'aide du logiciel FRACA/FRACAFlow. Elle est effectuée dans le but d'obtenir les propriétés hydrauliques de la fracturation.

3.1 Présentation du réservoir synthétique Vercors

Cette partie est une présentation succincte du réservoir synthétique Vercors. Sa description et la caractérisation de sa fracturation ont été décrites dans le rapport "Cas synthétique Vercors : Construction du modèle géostatistique et étude de la fracturation (Fourno et Bourbiaux 2008)".

Le contexte géologique ainsi que les caractéristiques statistiques de la fracturation y sont présentés.

Le champs Vercors

Le champ Vercors se situe actuellement en Mer de Shane, à 600 km au Sud du continent Haï (Cf. Figure 3.1). Il fut découvert en 2000 et s'étend sur 190 km^2. Le réservoir se situe sous une hauteur d'eau de 80 m, à une profondeur d'environ 1 400 mTVDSS. Il s'agit d'un réservoir mince : son épaisseur est comprise entre 8 m et 42 m. Le site Vercors compte actuellement 11 puits : 4 verticaux d'exploration, 2 sub-verticaux et 7 horizontaux (Cf. Figure 3.2). Le contact eau-huile se situe à - 1430 m.

Environnement de dépôt et structure du réservoir

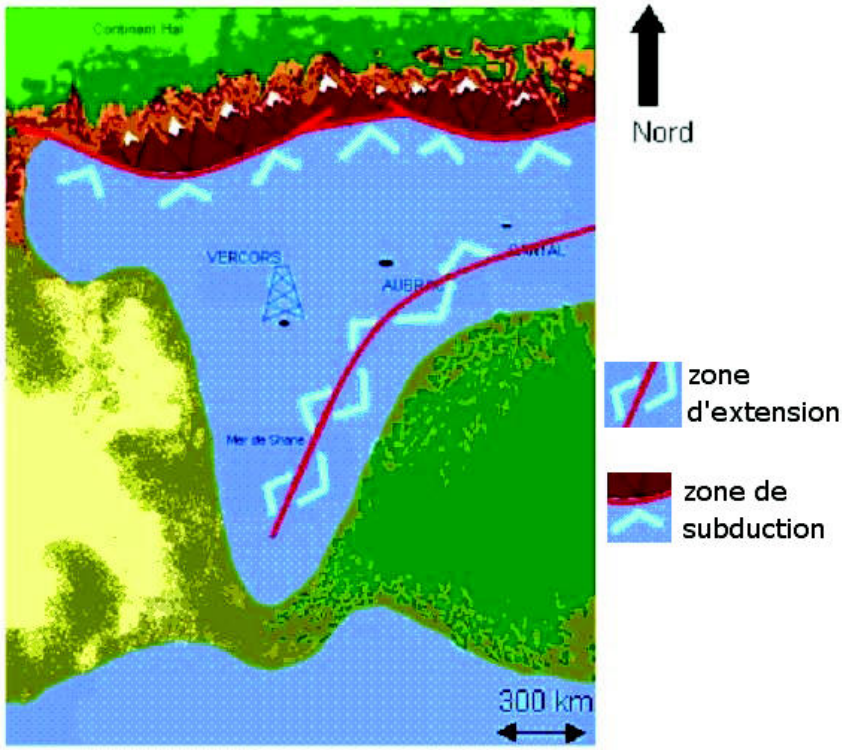


FIG. 3.1 – Localisation du champ Vercors dans la mer de Shane.

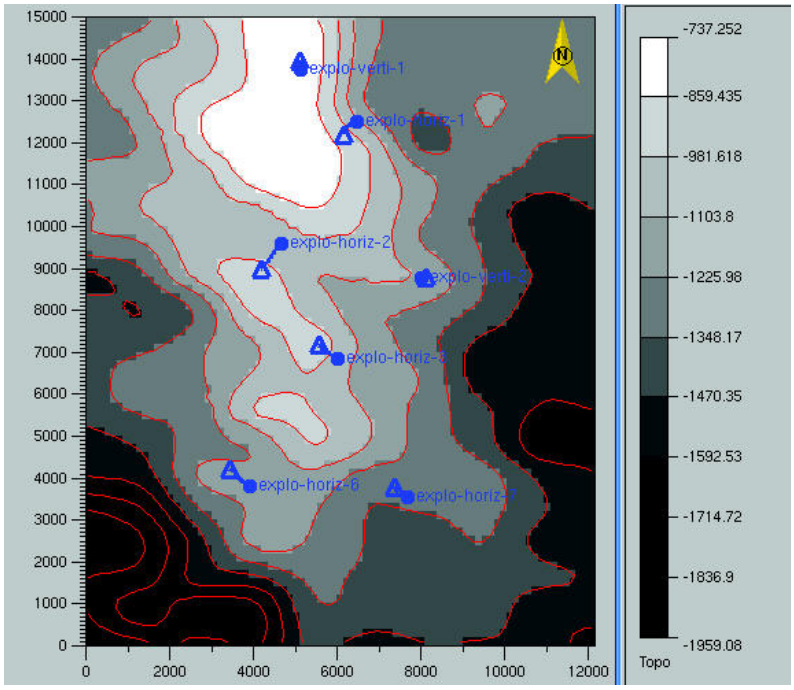


FIG. 3.2 – Topographie du haut du réservoir Vercors et localisation des puits de production. Note : les 4 puits verticaux d'exploration ne sont pas représentés sur la carte.

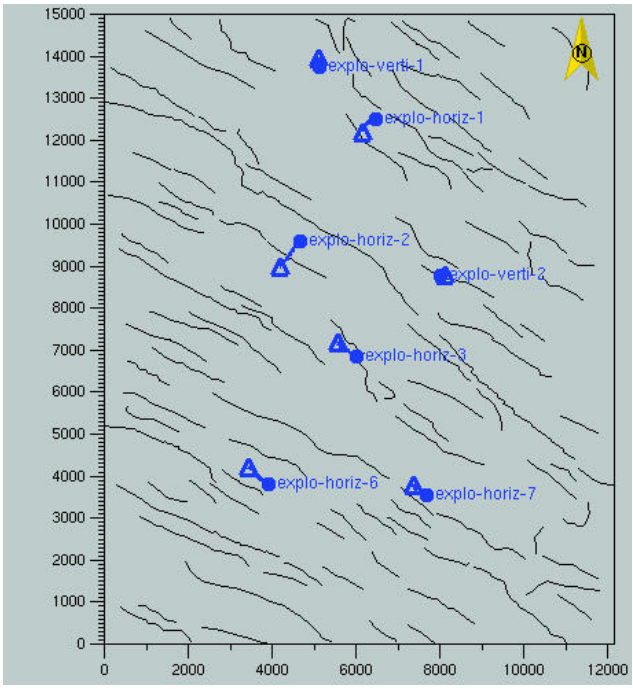


FIG. 3.3 – Carte des failles de Vercors

Le réservoir Vercors est constitué de roches carbonatées hétérogènes et fracturées. L'environnement de dépôt de ce réservoir est de type plateforme marine peu profonde. Lors du dépôt, un fort contrôle tectono-eustatique s'est appliqué sur le dépôt des sédiments : des périodes d'émersion localisée dans la zone Sud en sont une marque. Ces roches carbonatées appartiennent à la formation Matisse.

Les différents épisodes tectoniques post-sédimentaires ont permis la structuration actuelle du réservoir : un anticlinal d'axe Nord-Sud, de nombreuses failles et de la fracturation diffuse. Le piège de ce réservoir correspond à l'anticlinal associé à une faille étanche à fort rejet au Nord.

Les failles, affectant la formation réservoir Matisse, sont orientées N110E. Parmi ces 106 failles observées lors de l'interprétation sismique, deux sont des failles principales de rejet de l'ordre de 30 m. Les différentes phases tectoniques sont également à l'origine de la formation des fractures diffuses.

Les sédiments carbonatés de la formation géologique Matisse se sont déposés dans un environnement de plate-forme isolée. Une hétérogénéité des sédiments permet de distinguer trois zones paléogéographiques :

- au Nord : barrière de corail discontinue et dépôts de milieu marin peu profond à la limite entre un talus et un domaine marin profond,

- au Centre : sédiments de plate-forme déposés en milieu protégé,

- au Sud : zone haute, localement confinée, qui a subi des épisodes d'émersion temporaire repérable par une dolomitisation primaire, des lacunes sédimentaires et des non-conformités sédimentaires.

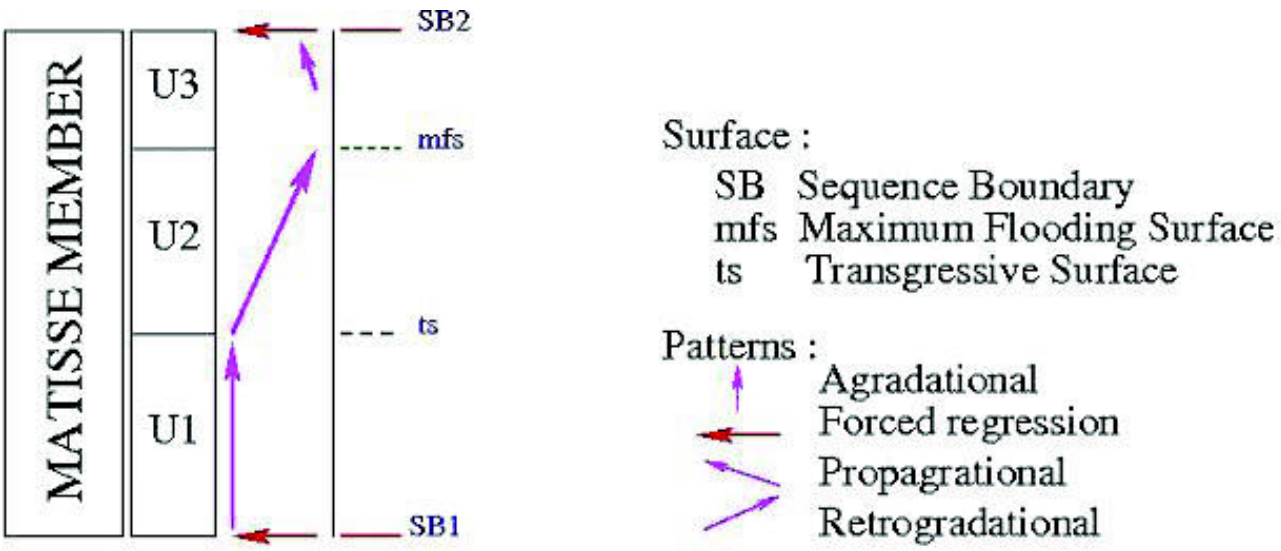


FIG. 3.4 – Séquence stratigraphique de la formation Matisse.

Le réservoir étudié se situe dans la partie méridionale de cette plateforme. Il correspond à la dernière séquence de la formation Matisse.

Séquence stratigraphique

Un modèle de dépôt de la séquence stratigraphique du réservoir a été construit à partir des études des diagraphies et des carottes. Il se compose de trois unités :

a **Un cortège sédimentaire de bas niveau marin (U1)** : en période de bas niveau marin, la partie la plus élevée du secteur d'étude, située au Sud, subit des épisodes d'émersion. Au centre du bassin, les dépôts de milieu marin peu profond s'accumulent. Ces émersions successives sont à l'origine d'une dolomitisation primaire du réservoir.

b **Un cortège transgressif (U2)** : lors de la remontée du niveau marin relatif, les dépôts antérieurs sont progressivement recouverts de faciès carbonatés plus fins, puis argileux. Au maximum d'inondation marine (Maximum Flooding Surface), les faciès fins et argileux recouvrent pratiquement tout le secteur d'étude.

c **Un cortège de haut niveau marin (U3)** : pendant la phase de régression marine qui s'amorce en fin de séquence, les faciès de plateforme carbonatée se déposent à nouveau dans la partie méridionale. Au Nord, les faciès fins poursuivent leur dépôt dans un milieu marin demeurant profond.

La séquence stratigraphique "Matisse Member" du réservoir est ainsi formée par la succession de ces 3 unités : U1, U2, U3 (Cf. Figure 3.4).

Remarque : Une première phase de dolomitisation primaire des dépôts est supposée être intervenue lors des périodes d'émersion. Elle entraîne une modification de porosité. Des traces de cette dolomitisation sont constatées dans les niveaux de la région Sud du réservoir, notamment ceux déposés en fin de période régressive. Cependant, des épisodes de dolomitisation secondaire

ou tardive ont également pu intervenir au cours de l'évolution structurale et diagénétique du réservoir.

Les faciès du géomodèle

L'observation des carottes a conduit à l'identification de 5 types de roches (faciès), dans la formation réservoir.

Afin de simplifier le modèle géologique, tout en préservant la logique de l'évolution des milieux de dépôt, 3 lithotypes principaux ont été définis par regroupement des faciès géologiques :

- **l'Oolitic** : il regroupe les faciès carbonatés de qualités réservoir (porosité et perméabilité) moyennes à très bonnes,
- **le Muddy** : il contient les faciès à composante argileuse et de qualité réservoir médiocre,
- **le Vuggy** : il est formé de l'ensemble des faciès dolomitisés, ayant tous pour trait commun la présence d'une porosité vacuolaire et un degré de fracturation plus élevé que celui des autres faciès.

Lithotype	Oolitic	Muddy	Vuggy
Types de roches	Calcaires	Calcaires argileux	Calcaires dolomitiques
Niveau d'énergie du milieu de dépôt	haute	basse	diagénèse
Caractéristiques réservoir	Perméable	Peu perméable	Porosité secondaire (faciès vacuolaire fracturé)

TAB. 3.1 – Résumé des caractéristiques des faciès du géomodèle.

Les propriétés pétrophysiques des faciès

La porosité et la perméabilité moyennes du réservoir sont respectivement de l'ordre de 20% et 10 mD.

Porosités :

Au sein de chaque unité, pour chacun des faciès, les mesures pétrophysiques sur carottes ont permis d'établir des paramètres statistiques de distribution des porosités. Lors de la construction du modèle géostatistique, ces paramètres ont servi à l'affectation de valeurs de porosité dans chacune des mailles.

Perméabilités :

La perméabilité a pu être corrélée à la porosité pour certaines combinaisons unité-faciès. Dans les cas où la combinaison était impossible, un tirage statistique est réalisé à partir des paramètres de distribution, comme pour les porosités.

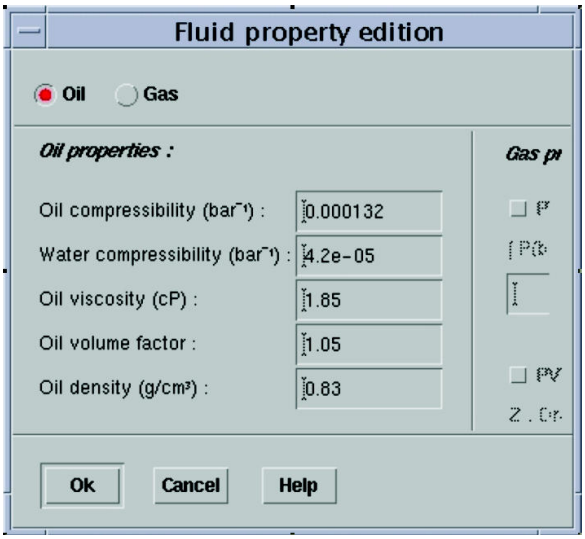


FIG. 3.5 – Propriétés du pétrole du réservoir Vercors

Note : La prise en compte, au sein de chaque unité, des distributions statistiques des porosités et des perméabilités d'un faciès s'est révélée nécessaire afin de restituer l'incidence du contexte de dépôt (régressif, transgressif) sur ces propriétés.

Propriétés des fluides

Certaines propriétés des fluides (eau et hydrocarbures) doivent être fournies en vue des calculs d'écoulement que FRACA/FRACAFlow effectue. Ces propriétés sont issues en pratique d'une étude PVT. Celles du pétrole du réservoir Vercors sont présentées Figure 3.5.

Les différentes familles de fractures diffuses

Une analyse des intersections des fractures aux puits permet de distinguer trois familles de fractures diffuses : F1, F2 et F3. Leur orientation moyennes sont respectivement Nord-Ouest/Sud-Est, Nord/Sud et Nord-Est/Sud-Ouest.

Chaque famille de fractures est le plus souvent associée à un épisode tectonique particulier. La compréhension génétique est essentielle car elle renseigne sur la distribution spatiale des densités des fractures d'une famille.

Pour le cas de Vercors, les 3 familles, identifiées précédemment, présentent les caractéristiques génétiques suivantes :

- Les fractures de la famille F1 sont étroitement associées aux failles et parallèles à ces dernières. Elles constituent des couloirs de fracturation au voisinage des failles.

- La famille F2 a une direction Nord-Sud, parallèle à celle de l'anticlinal. Cette famille de fractures est synchrone à la formation de l'anticlinal. Une telle origine conduit à supposer que la densité des fractures de la familles F2 est influencée par la courbure globale du réservoir. Néanmoins, cette fracturation peut aussi être interprétée comme les joints de tension résultant d'un épisode tardif de compression suivant une direction Nord-Sud,

proche de celle de l'anticlinal.

- Famille F3 : ces fractures sont perpendiculaires aux failles. L'analyse chronologique entre les fractures révèle que les fractures de la famille F3 sont recoupées par les autres fractures. Elles sont donc antérieures aux fractures des familles F1 et F2. La famille F3 serait associée à l'épisode compressif précoce qui est à l'origine de la réactivation des failles du socle. Cette compression a généré des fentes de tension : les fractures de la famille F3. Ensuite, la réactivation des failles s'est transmise à la couverture sédimentaire sous la forme de couloirs de fracturation constituant le réseau principal de failles de Vercors, avec le cortège de fractures F1 associées. La famille F3 se localise ainsi préférentiellement aux endroits de la couverture les plus sollicités par les failles du socle, i.e. les plus déformés : la déformation des couches orthogonalement à la direction des failles se trouve ainsi être un facteur de contrôle de la densité des fractures de la famille F3.

Remarque : La famille F1 n'est pas utilisée dans la caractérisation dynamique du réservoir Vercors. En effet, la faille et son couloir de fracturation sont considérés, au point de vue de l'écoulement, comme un seul et unique objet très conducteur.

Les caractéristiques des différentes familles de fractures diffuses

Des paramètres statistiques moyens sont estimés à partir des données de puits. Ils sont requis pour la génération des fractures sur l'ensemble du champ. Ils sont :

- l'orientation (azimut et pendage),
- la densité de fracturation (valeur d'espacement),
- une carte de correction de densité.

Les deux familles de fractures diffuses F2 et F3 sont générées en tant que famille de joints systématiques dans FRACA/FRACAFlow.

Les paramètres adoptés pour la modélisation sont rassemblés dans les Figures 3.6 et 3.7 pour la famille F2 et dans les Figures 3.8 et 3.9 pour la famille F3. Pour chaque famille, une carte de correction de densité est estimée. Elle est ensuite calibrée aux puits et est supposée applicable aux divers faciès.

Il est à noter que :

- les paramètres d'orientation et de pendage sont issus de l'analyse de la distribution des orientations réalisée famille par famille.

- les paramètres de longueur, non évoqués lors de l'étape d'analyse décrite plus haut, ne peuvent pas être déduites de l'analyse des puits. Une distribution statistique suivant une loi log-normale est adoptée. A défaut de mesures sur des affleurements analogues, l'estimation des longueurs demeure très approximative et donc pourra faire l'objet d'ajustements lors de l'étape de caractérisation dynamique des réseaux de fractures.

- les ouvertures et les conductivités sont aussi des paramètres difficilement accessibles à l'analyse statique des fractures : estimées a priori, c'est sur elles que portera en priorité

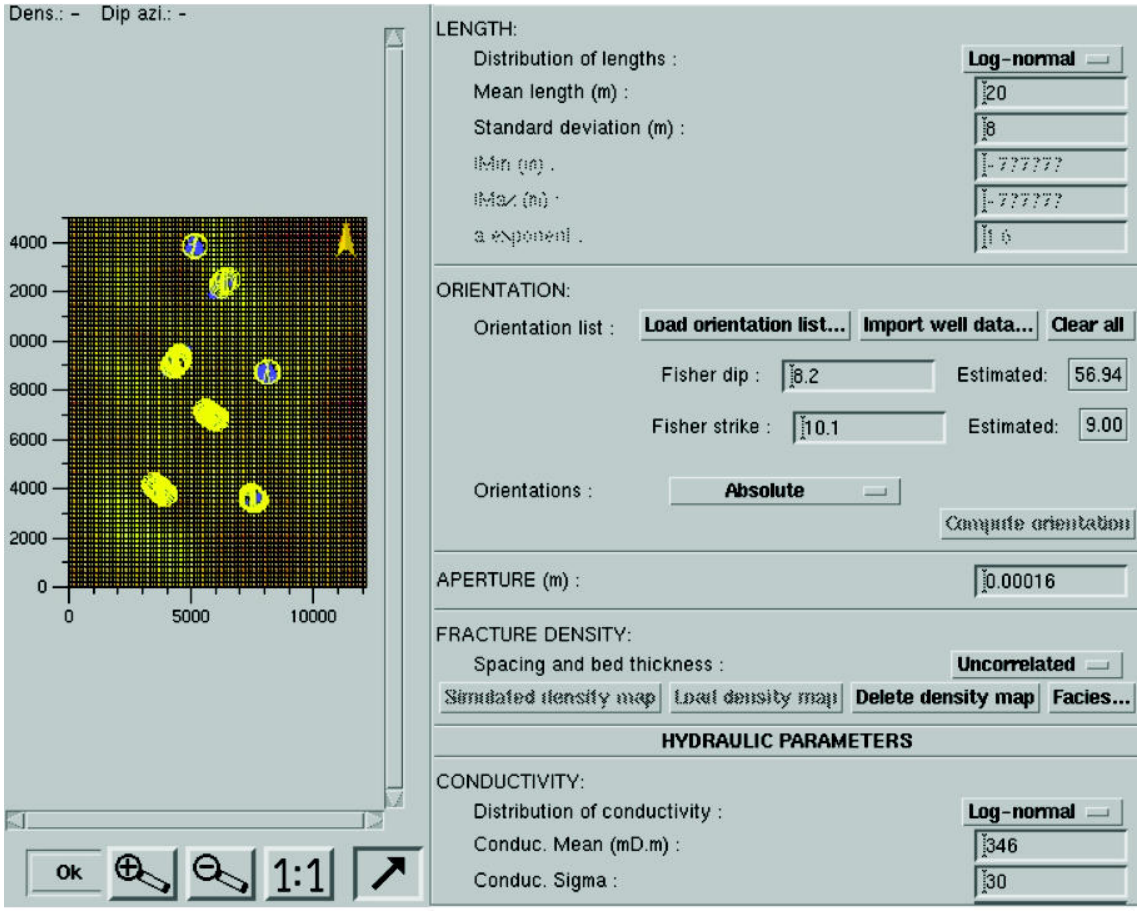


FIG. 3.6 – Paramètres de génération de la famille de fractures diffuse F2

l'étape d'analyse du comportement des fractures à l'écoulement.

L'analyse des données reliées, directement ou indirectement, à la fracturation a fourni les informations requises, pour une modélisation stochastique, sur l'ensemble du réservoir, du réseau de failles et de fractures. Le modèle ainsi obtenu est une représentation essentiellement géométrique. Le rôle des fractures sur les écoulements est identifié, par la suite (Cf. section 3.2), à partir des diagraphies de production et des essais de puits. Ces données dynamiques permettent à la fois de valider le modèle statique et de calibrer les paramètres directement liés aux écoulements : les conductivités.

Name	Aver. Spac.	Crossing prob.	Mean height
Muddy	14	0.2	18.75
Vuggy	6	0.2	6.25
Oolitic	21	0.2	12.5

FIG. 3.7 – Paramètres de densité de la famille F2 par faciès

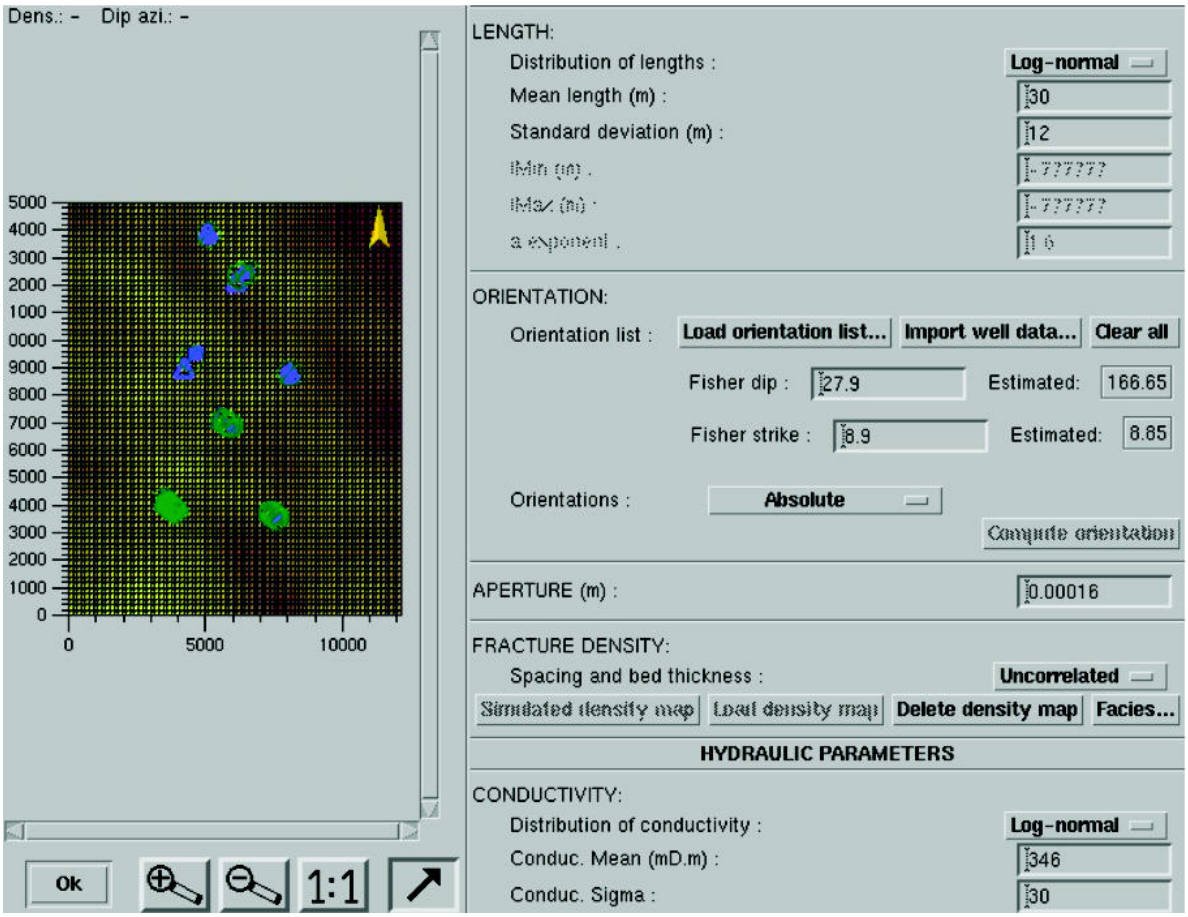


FIG. 3.8 – Paramètres de génération de la famille de fractures diffuse F3

Name	Aver. Spac.	Crossing prob.	Mean height
Muddy	11	0.2	18.75
Vuggy	8	0.2	6.25
Oolitic	17	0.2	12.5

FIG. 3.9 – Paramètres de densité de la famille F3 par faciès

3.2 Caractérisation dynamique de la fracturation

La caractérisation dynamique du réservoir Vercors est réalisée afin d'évaluer les paramètres hydrauliques telles que la conductivité et la connectivité du réseau de fractures (i.e. les longueurs des fractures).

Il est important de noter que, dans cette analyse, les courbes dites expérimentales sont obtenues par simulation avec le logiciel FRACA/FRACAFlow pour un réservoir Vercors ayant une certaine caractérisation hydraulique. Ces courbes sont bruitées pour paraître plus réalistes.

L'étude suivante est faite en partant d'un modèle Vercors dont les propriétés hydrauliques sont inconnues. Elle est également réalisée dans le but d'obtenir un modèle équivalent à la suite de cette caractérisation.

3.2.1 Diagraphie de production ("Production Logging Tool") : le débitmètre

Le principe du Production Logging Tool (PLT) débitmètre

Le débitmètre est une des diagraphies de production. Il permet d'obtenir la répartition du débit le long de la partie perforée du puits. Cela permet d'estimer la contribution au débit total de ce puits, des différents objets conducteurs présents le long du puits. Ainsi, l'analyse d'un profil de production, en lien avec la fracturation et la lithologie, permet le calcul de la conductivité des failles traversant le puits étudié et de la contribution de la fracturation diffuse par rapport à la matrice.

La mesure des débits est effectuée pour un régime de débit permanent. De ce fait, le gradient de pression de l'écoulement, $\Delta P = P^* - P_{bhp}$ (avec P^* la pression moyenne du réservoir et P_{bhp} la pression au fond du puits), est supposé identique en tous points de la zone productrice. Dans ces conditions, le débit d'une section du puits de hauteur h est proportionnel au produit perméabilité hauteur (kh) de cette zone observée. Ce produit est dépendant de la nature du ou des milieux présent(s) :

- matrice homogène non fracturée : $kh = k_m h$ (k_m perméabilité de la matrice, h hauteur de matrice)
- matrice non homogène (plusieurs faciès) non fracturée : $kh = \sum_i k_{mi} h_i$ (k_{mi} perméabilité du faciès i de la matrice, h_i hauteur du faciès i)
- matrice fracturée : $kh = k_m h + N_f C_f$ (N_f le nombre de fractures présentes dans la matrice, C_f conductivité de la famille de fracturation), où $N_f = h/s$ avec s l'espacement moyen des fractures sur la hauteur h.
- zone de faille : $kh = C_F$ (C_F conductivité de la faille)
- matrice en présence d'un couloir de fracturation caractérisé par une zone de faille (d'épaisseur négligeable devant h) : $kh = k_m h + N_f C_f + C_F$

Remarque : En pratique, le dernier des cas, constitué des trois milieux du couloir de fracturation, est rarement utilisé. Cela s'explique par le fait que les conductivités des conduits principaux de la faille sont très élevées et dominent la conductivité globale. C'est pourquoi, la

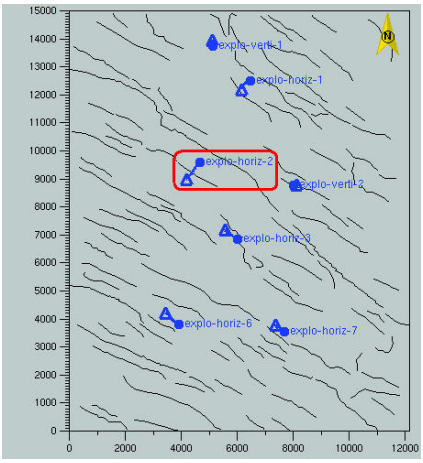


FIG. 3.10 – Carte des puits du réservoir Vercors.

faille et son couloir de fracturation sont souvent associés lors de la modélisation hydraulique.

Comme le gradient de pression est supposé constant, en utilisant la loi de Darcy, le rapport de débits locaux est égal au rapport des produits kh. Cela revient à l'équation suivante :

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{kh_1}{kh_2} \tag{3.1}$$

De plus, le débit total du puits est égal à la somme des débits locaux de toutes les sections. Le débit total du puits peut donc s'écrire : $Q_T = \sum_i Q_i$ avec Q_i le débit de la section i du puits.

Connaissant les caractéristiques pétrographiques des différents faciès, les caractéristiques géométriques des failles et des fractures, ainsi que leur distribution le long des puits, il est possible d'estimer une conductivité pour les failles et la fracturation diffuse. Cependant, la longueur des fractures n'est pas connue. Cette longueur influence la connectivité du réseau donc la contribution en débit de ces fractures. Le choix des longueurs des fractures reste à l'appréciation de l'observateur.

Une courbe PLT est analysée, ci-dessous, pour le puits explo-horiz-2 qui est traversé par une faille.

Le calage à la courbe de mesures

Le puits observé est le puits explo-horiz-2 (Cf. Figure 3.10). Étant intersecté par une faille, ce débitmètre permet d'apprécier une conductivité pour cette faille. La zone productrice se situe entre 50m et 540 m[1] (zone perforée).

Remarque : La faille et son couloir de fracturation sont considérés comme un unique objet conducteur. Ils sont généralement difficilement différentiables. De plus, cela permet de réduire les coûts en calculs lors des simulations numériques.

[1] les différentes zones du puits sont repérées par leur abscisse curviligne (i.e. en measured depth) dont l'origine est le sommet du réservoir

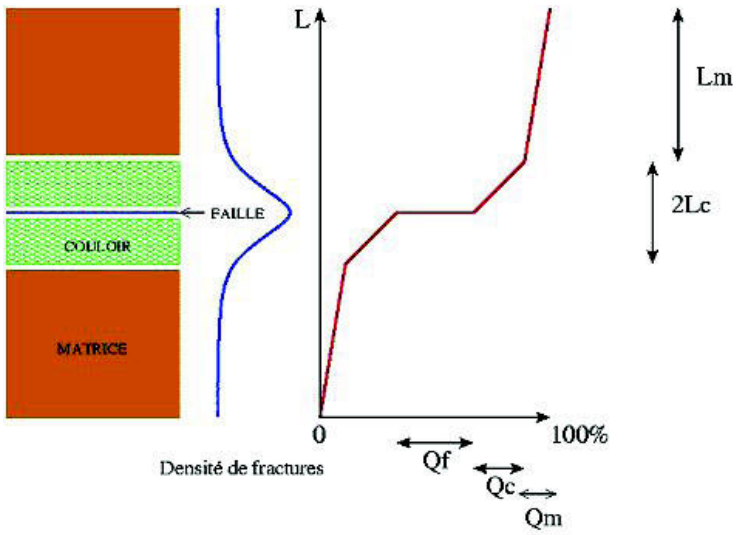


FIG. 3.11 – Exemple d'une courbe PLT débitmètre associé au profil des milieux productifs.

Afin d'évaluer les conductivités des failles et des fractures (visibles au puits explo-horiz-2), l'analyse de la courbe expérimentale du débitmètre est effectuée. Ensuite, la vérification de la cohérence des résultats obtenus par simulation avec ceux expérimentaux doit être réalisée.

Remarque : les courbes dites expérimentales ont été générées par simulation des écoulements sur le modèle Vercors. Elles ont été ensuite bruitées afin d'obtenir des courbes ayant un aspect plus réaliste.

La méthode utilisée est basée sur l'équation 3.1 : en sélectionnant différentes zones, le rapport des débits locaux permet de calculer des ratios de conductivités des milieux présents.

Ainsi, le ratio d'un débit d'une zone de matrice non fracturée et de celui d'une zone de faille (Cf. Figure 3.11) permet de calculer la conductivité de la faille (la perméabilité de la matrice étant connue). En considérant la faille et son couloir de fracturation associé comme un seul objet, le rapport des débits de la faille et de la matrice s'écrit :

$$\frac{Q_F}{Q_m} = \frac{Q_f + Q_c}{Q_m} = \frac{C_F}{k_m L_m} \tag{3.2}$$

avec les notations de la Figure 3.11 :
L_m la hauteur de matrice sur laquelle est mesurée le débit Q_m,
Q_f et Q_c les débits provenant respectivement de la faille et du couloir de fracturation.
$Q_F = Q_f + Q_c$ le débit de l'objet équivalent à la faille et à son couloir de fracturation,
k_m la perméabilité de la matrice (connue)

Ensuite, en observant une partie du puits où le nombre de fractures diffuses est connu, la conductivité de ces fractures peut être estimée.

L'étude de la courbe du débitmètre du puits explo-horiz-2 utilise ce principe. La courbe expérimentale (Cf. Figure 3.12) présente logiquement un palier lié à la présence de la faille.

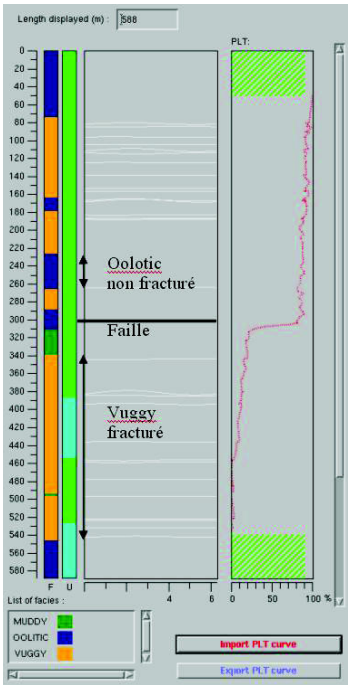


FIG. 3.12 – Courbe PLT "expérimentale" du puits explo-horiz-2.

Les sections du puits utilisées dans l'analyse de la courbe du débitmètre sont repérées en "measured depth" à partir du sommet du réservoir.

La première étape consiste à estimer les différentes conductivités à partir des débits observés. Dans cette partie de l'analyse, la principale difficulté réside dans l'évaluation de la variation du flux dans les différentes zones et plus précisément dans la zone matricielle.

Par la suite, les indices F, f et m correspondent respectivement à la faille, à la fracturation diffuse et à la matrice. Le faciès Oolitic entre 227 m et 266 m est non-fracturé. Il correspond à notre zone de matrice non fracturée de h_{Ool}[2] $= 39m$ de hauteur et de perméabilité $k_{Ool} = 3mD$.

La zone fracturée observée est constituée, essentiellement, par des roches de faciès Vuggy, entre 340 m et 540 m. Malgré la présence de 2 m de Muddy dans les 200 m de Vuggy, la perméabilité de cette zone est supposée être celle du Vuggy (k_{Vug}[3] $= 1.6\ mD$) : on néglige l'influence des 2 m de Muddy. Cette zone est marquée de $N_f = 13$ fractures, dont 1 appartient à la famille F3.

En moyennant les valeurs de débits aux deux extrémités de la zone d'Oolitic non fracturée, la variation de débit est de $Q_{Ool} = 4\%$. La contribution de la faille est de $Q_F = 66\%$.
L'équation 3.1 permet d'écrire :

$$\frac{Q_F}{Q_{Ool}} = \frac{C_F}{k_{Ool} h_{Ool}} \tag{3.3}$$

[2]L'indice Ool correspond au faciès Oolitic
[3]L'indice Vug correspond au faciès Vuggy

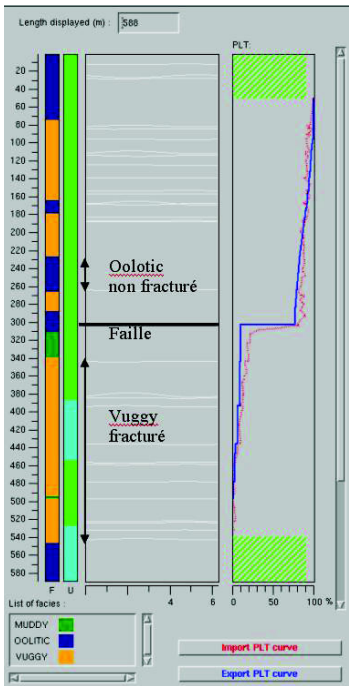


FIG. 3.13 – Courbe du débitmètre "expérimentale" (en pointillés rouges) et simulée (trait continu bleu) du puits explo-horiz-2. La simulation est effectuée avec une conductivité de faille $C_F = 1930mD.m$, une conductivité de fracturation, $C_f = 18mD.m$ et pour une longueur de fracturation de 30m.

D'où :

$$C_F = \frac{Q_F}{Q_{Ool}} k_{Ool} h_{Ool} = 1930mD.m \tag{3.4}$$

Les conductivités des familles F2 et F3 de fractures sont, dans un premier temps, supposées égales.

La contribution en débit de la zone de Vuggy est évaluée à $Q_{Vug} = 19\%$. Le rapport des débits est d'après l'équation 3.1 :

$$\frac{Q_F}{Q_{Vug}} = \frac{C_F}{N_f C_f + k_{Vug} h_{Vug}} \tag{3.5}$$

Ainsi, la conductivité des fractures s'obtient par :

$$C_f = \frac{1}{N_f}(\frac{Q_{Vug}}{Q_F} C_F - k_{Vug} h_{Vug}) = 18mD.m \tag{3.6}$$

Afin de valider les conductivités trouvées, une simulation est réalisée pour des longueurs moyennes des fractures F2 et F3 de 50 m. La courbe alors obtenue est visible Figure 3.13.

La courbe simulée a une évolution similaire à la courbe expérimentale : une augmentation progressive et faible en dessous et au dessus de la faille et un palier dû à une structure fortement conductrice (la faille).

Le palier de la courbe simulée est du même ordre de grandeur que celui de la courbe expérimentale. Cependant, les valeurs de flux simulées sont inférieures à celles du flux expérimental.

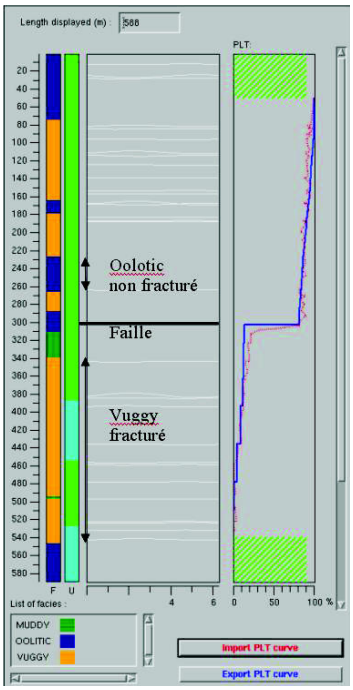


FIG. 3.14 – Courbe du débitmètre "expérimentale" (en pointillés rouges) et simulée (trait continu bleu) du puits explo-horiz-2. La simulation est effectuée avec une conductivité de faille, $C_F = 2574mD.m$, une conductivité de fracturation $C_f = 32mD.m$ et pour une longueur de fracturation de 30m.

Les incertitudes sur la mesure de la variation du débit de la zone Oolitic peut avoir induit une surévaluation de la contribution de la faille.

Dans un second temps, pour améliorer l'évaluation du débit Q_{Ool} , cette variation de débit est observée à partir de la courbe simulée. Le flux Q_{Ool} réévalué est de 3 %. Ainsi, en faisant les mêmes calculs que précédemment, les conductivités de la faille et des fractures sont estimées à :

$$C_F = 2574\ mD.m \quad et \quad C_f = 32\ mD.m$$

Ces nouvelles valeurs de conductivité sont introduites dans le modèle, afin de simuler à nouveau une courbe débitmètre. Elle est présentée Figure 3.14.

Cette nouvelle courbe simulée est proche de la courbe expérimentale : le palier (contribution de la faille) est mieux estimé. L'ajout d'un couloir de fracturation permettrait d'obtenir un palier moins franc pour obtenir une courbe pratiquement identique. Cependant, la caractérisation hydraulique du couloir de fracturation n'est pas essentielle car par la suite la faille et son couloir de fracturation sont modélisés comme un seul élément très conducteur.

3.2.2 Tests de puits

Afin d'affiner la caractérisation dynamique du réservoir synthétique Vercors, un test de puits est réalisé sur le puits explo-horiz-7. Il se situe dans le Sud-Est du réservoir (Cf. Figure 3.15).

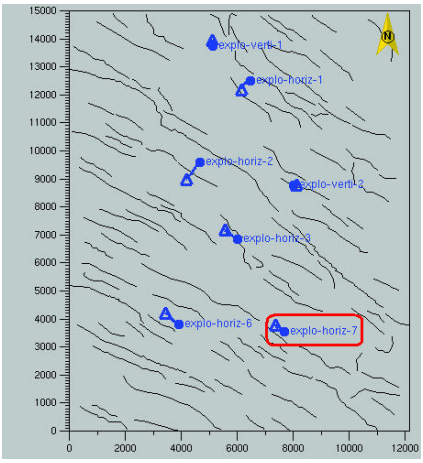


FIG. 3.15 – Carte des puits du réservoir Vercors.

Ce puits est horizontal sur une longueur d'environ 400m. Il est intersecté par 37 fractures (23 de la famille F2 et 14 de la famille F3). Il est foré dans des roches de faciès à dominante Vuggy (Cf. Figure 3.16).

Remarque : De même que pour la courbe expérimentale du débitmètre, celle du test de puits est obtenue à partir d'une simulation FRACA/FRACAFlow sur un modèle initial de Vercors.

Une simulation est effectuée en utilisant le modèle de Vercors, ayant les propriétés dynamiques établies précédemment : $C_F = 2574\ mD.m$, $C_f = 32\ mD.m$ avec des longueurs de fractures de 50 m pour les deux familles F2 et F3. La comparaison de ce test de puits, avec les courbes expérimentales, est présentée Figures 3.17 et 3.18. La différence entre la pression au puits expérimentale et celle de la simulation est d'environ 10 bars, à la fin des 5h de pompage. Le milieu simulé est donc moins conducteur : la conductivité des fractures a été sous-estimée. L'analyse des courbes des dérivées des pressions (Cf. Annexe C) conduit à la même conclusion. En effet, la perméabilité équivalente obtenue pour la simulation est d'environ 0.4 mD contre 3.6 mD pour le réservoir "réel".

L'analyse de la courbe du débitmètre a conduit à une estimation trop faible des conductivités des fractures. La validité de cette analyse peut donc être remise en cause. En effet, la courbe expérimentale est obtenue à partir d'une simulation FRACA/FRACAFlow. Or, cette simulation est effectuée, comme pour les tests de puits, en fonction du temps. Le résultat donné correspond à la répartition du débit le long du puits, après un temps de 5 000 s. Ainsi, contrairement aux cas réels, rien ne permet de supposer que la courbe du débitmètre est calculée en régime établi. Par conséquent, la courbe expérimentale ne peut être analysée par la méthode utilisée précédemment. Les valeurs obtenues pour les conductivités ne sont donc pas utilisables.

A la suite de ces observations, la caractérisation des conductivités de la fracturation du réservoir est compromise. En effet, les conductivités des différentes familles de fractures ne peuvent pas être directement obtenues. L'analyse de la courbe expérimentale du débitmètre n'est pas fiable. La conductivité de chaque famille de fractures ne peut être obtenue directement à partir du test de puits. Pour un test de puits en milieu fracturé dont la géométrie de la fracturation est complexe (non de type Warren et Root isotrope), seule une perméabilité équivalente peut être calculée et non les conductivités de chaque famille de fractures.

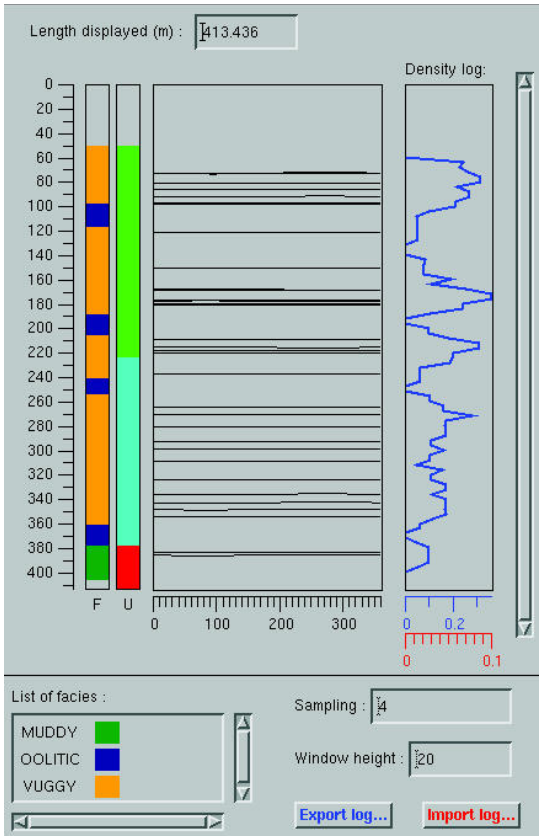


FIG. 3.16 – Log du puits explo-horiz-7.

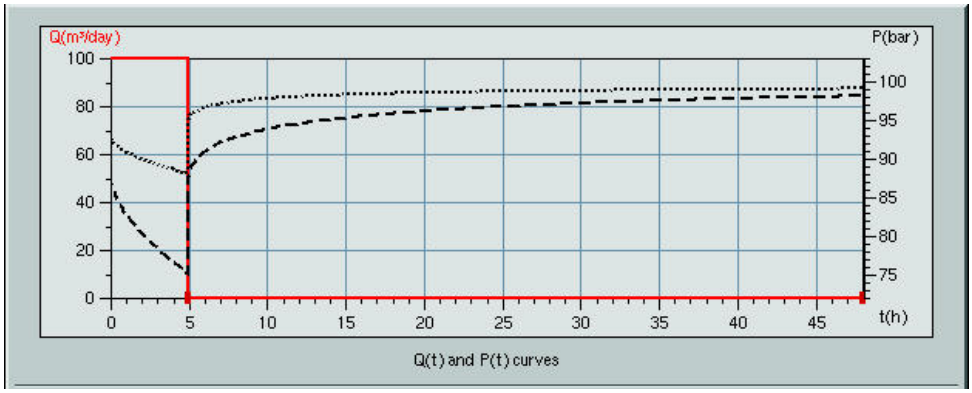


FIG. 3.17 – Courbes de pression et de débit, lors du test de puits expérimental (courbe en petits points) et simulé (courbe en tirets)

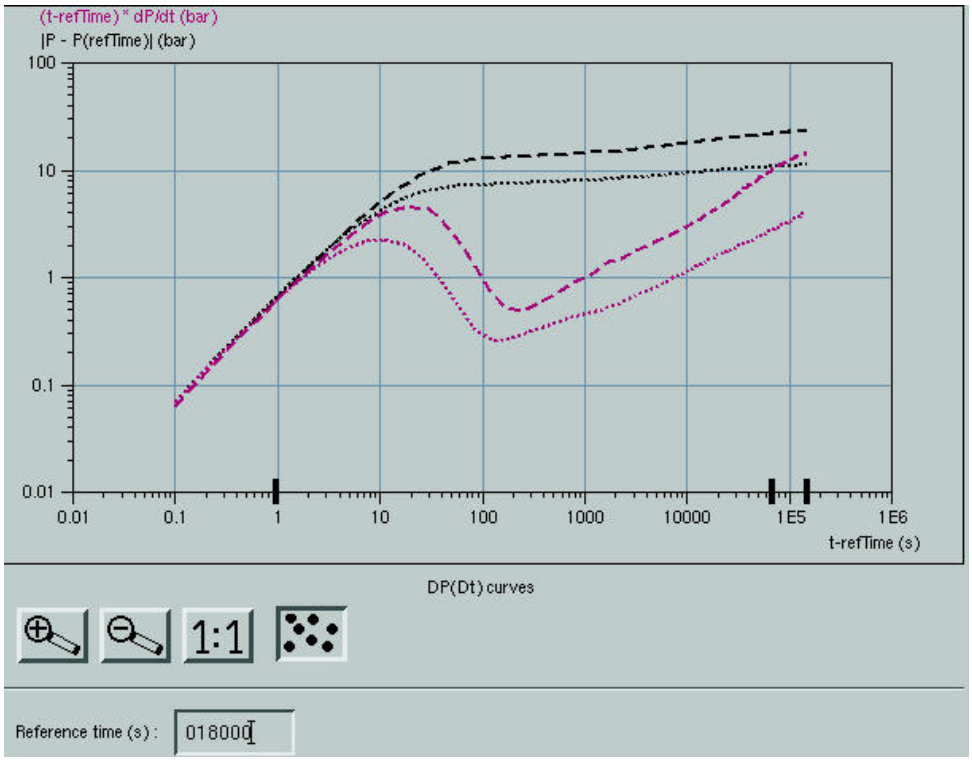


FIG. 3.18 – Courbes de la pression et de la dérivée de la pression lors du test de puits expérimental (courbe en petits points) et simulé (courbe en tirets)

3.2.3 Bilans et perspectives

L'analyse dynamique des courbes de production du réservoir Vercors n'a pu conduire à une estimation des conductivités des fractures. La raison de cet échec vient du fait que les simulations de débitmètres effectués avec FRACA/FRACAFLOW sont modélisées comme des tests de puits avec des débits imposés. Les mesures de débit ne sont pas effectuées en régime permanent. La courbe du débitmètre "expérimentale" simulée avec FRACA/FRACAFlow (par conséquent en régime transitoire) ne peut donc pas être analysée de manière classique ; l'analyse étant basée sur l'hypothèse d'un écoulement permanent.

De plus, la valeur des conductivités des familles de fractures ne peut être déduite de la réponse en pression d'un test de puits. La caractérisation hydraulique obtenue via un test de puits correspondant plus à une réponse homogénéisée de l'ensemble du réseau de fractures. C'est pourquoi, aucun paramètre hydraulique n'a pu être attribué aux différentes familles de fractures.

Pour poursuivre ce travail, afin d'établir les conductivités des familles de fractures, une méthode de calage par upscaling peut être envisagée. En effet, un module de "local upscaling" (mise à l'échelle) permet de calculer, analytiquement ou numériquement, le tenseur de perméabilité d'une zone restreinte du géomodèle. Les calculs sont effectués en soumettant cette zone à différents gradients de pression. Ces gradients diffèrent par leur orientation. Ce tenseur permet d'estimer localement une perméabilité équivalente. Elle correspond à la racine carré du produit des perméabilités des directions principales de l'écoulement dans le plan horizontal. En comparant cette valeur à celle déduite de la courbe expérimentale en pression du test de puits, il est possible de caller celui-ci. Il sera par contre difficile de distinguer les contributions de chaque

famille de fractures.

Chapitre 4

Conclusions et perspectives

Mon stage, qui s'est déroulé au sein de l'équipe de développement de FRACA/FRACAFlow de l'IFP, a permis la réalisation d'une étude du comportement des tests de puits, ainsi que l'étude dynamique du réservoir Vercors.

Le logiciel utilisé, FRACA/FRACAFlow, est un logiciel de modélisation de milieux fracturés. Il permet de simuler les écoulements sur un maillage discret du réseau de fractures. La modélisation de l'écoulement est obtenue via une approche double milieu.

A l'aide de ce logiciel, l'influence de divers paramètres du milieu fracturé, sur la réponse en pression d'un test de puits, a été étudiée. Les variations des paramètres de contraste de capacité et d'échange matrice-fracture conduisent à une variation de la pression du réservoir conforme la théorie. Il a aussi été constaté que la capacité de puits peut masquer toute ou une partie de la signature du double milieu. Cela a été observé, en augmentant le diamètre du puits et pour un réseau particulier où les fractures proches du puits sont bien connectées. Afin d'enrichir les résultats de cette étude, l'influence de paramètres comme la longueur des fractures, l'hétérogénéité du réseau de fractures ou la stratification du réservoir fracturé pourrait être encore étudiée.

Des comportements singuliers ont cependant été identifiés dans les réponses en pression pour certaines configurations de puits et de fracturation. Des développements faits dans l'urgence ont semblé améliorer ces simulations. La mise au propre de ces développements afin d'améliorer la simulation des tests dynamiques devrait être envisagée.

La seconde partie de mon stage portait sur la caractérisation dynamique du réservoir synthétique Vercors ; l'objectif étant d'obtenir les conductivités des trois familles de fractures. Lors de cette caractérisation, un débitmètre et un test de puits ont été analysés. Il s'est révélé impossible de faire correspondre les conductivités obtenues après l'analyse du débitmètre et celles obtenues à partir du test de puits. Les différences constatées entre ces conductivités s'expliquent par le fait que la courbe du débitmètre fournie en entrée a été obtenue à partir d'une simulation de débitmètre dans FRACA/FRACAFlow. Or un débitmètre est simulé, dans FRACA/FRACAFlow, comme un test de puits de débit $100m^3.J^{-1}$ pendant un temps de 5000s. La stationnarité de l'écoulement caractéristique d'un débitmètre et constituant l'hypothèse de base de l'analyse n'est pas respectée. La courbe de variation de débit (le long du puits), fournie comme donnée dynamique, ne peut donc pas être analysée de manière classique. Il est donc normal de perdre la cohérence entre les courbes expérimentales du débitmètre et celle du test de puits.

Afin de caractériser les propriétés dynamiques du réservoir, plusieurs techniques restent envisageables : utiliser la boucle de calage basée sur l'upscaling ou le test de puits.

Il serait cependant intéressant d'apporter une amélioration à la simulation du débitmètre. La simulation du débitmètre devrait être effectuée en écoulement établi, avec des conditions aux limites à pression constante.

La poursuite de l'étude du réservoir Vercors serait de réaliser un upscaling sur l'ensemble du réservoir : utilisation du module FullField Upscaling. Cela permettrait d'inclure les propriétés dynamiques de la fracturation dans la modélisation continue du géomodèle. Ce géomodèle serait utilisable par les simulateurs réservoir. Il permettrait la suite de l'étude du champ : history matching, prédiction de la récupération des hydrocarbures, choix d'une technique EOR (Enhanced Oil Recovery) etc.

Bibliographie

[Barenblatt et al. 1960] G.I. Barrenblatt, I.P. Zheltov et I.N. Kochina. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks (strata), Prikl. Mat. Mekh. 24, pp. 852-864 ; J. Appl. Math. Mech. 24, pp. 1286-1303, 1960.

[Warren et Root 1963] J.E. Warren et P.J. Root. The behaviour of naturally fractured reservoirs, Soc. Petrol. Eng. J.3, pp. 245-255, 1963.

[Fourno et Bourbiaux 2008] A. Fourno and B. Bourbiaux. Cas synthétique Vercors : construction du modèle géostatistique et étude de la fracturation. Rapport interne IFP, 2008.

[Bourdarot 1996] G.Bourdarot. Essais de puits : méthodes d'interprétation. TECHNIP, 1996.

[Basquet et al. 2005] R. Basquet, C.E. Cohen, B. Bourbiaux. Fracture flow property identification : an optimized implementation of discrete fracture network models. Soc. Petrol. Eng., (SPE93748), 2005.

[Lange et al. 2004] A. Lange, R. Basquet and B. Bourbiaux. Hydraulic characterization of faults and fractures using a dual medium discrete fracture network simulator. Soc. Petrol. Eng., (SPE88675), 2004.

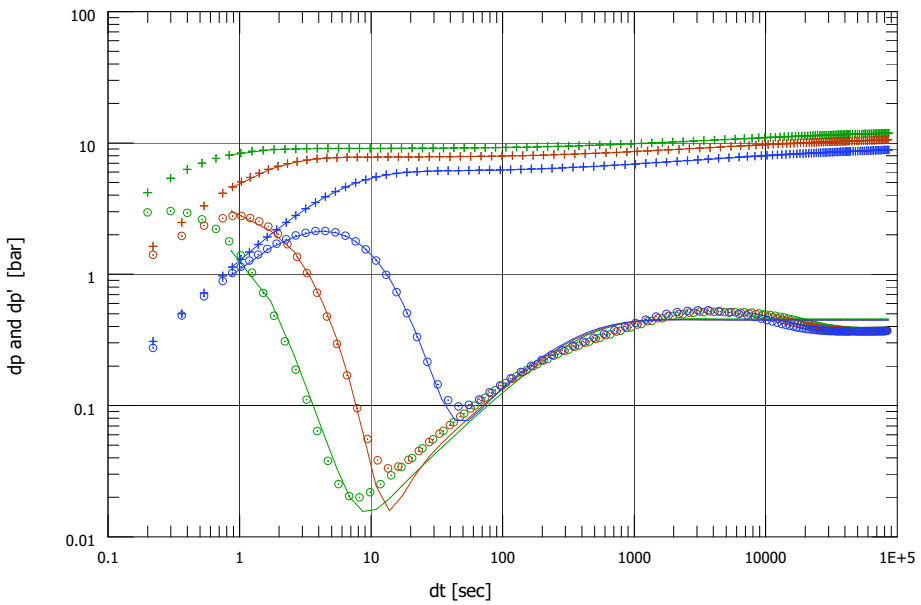
[Daviau 1986] F. Daviau. Interprétation des essais de puits. Editions Technip, 1986.

Annexe A

Influence de l'effet de capacité sur les paramètres du réseau fracturé

Compare files

Reference analysis: 2set_500_w01.ks3 - Analysis 1



2set_500_w01.ks3 - Analysis 1 (ref)
2set_500_w02.ks3 - Analysis 1
2set_500_w05.ks3 - Analysis 1

2set_500_w01.ks3 - Analysis 1

Selected Model

Model Option	Standard Model
Well	Storage + Skin
Reservoir	Two Porosity PSS
Boundary	Infinite

Results

TMatch	32.5 [sec]**-1
PMatch	1.09 [bara]**-1
C	1.95E-5 m3/bar
Skin	4.63
Delta P Skin	4.2373 bar
Pi	100 bara
k.h	1020 md.m
k	102 md
Omega	0.00501
Lambda	3.14E-5

2set_500_w02.ks3 - Analysis 1

Selected Model

Model Option	Standard Model
Well	Storage + Skin
Reservoir	Two Porosity PSS
Boundary	Infinite

Results

TMatch	9.42 [sec]**-1
PMatch	1.11 [bara]**-1
C	6.84E-5 m3/bar
Skin	4.12
Delta P Skin	3.6954 bar
Pi	100 bara
k.h	1040 md.m
k	104 md
Omega	0.00683
Lambda	1.36E-4

2set_500_w05.ks3 - Analysis 1

Selected Model

Model Option	Standard Model
Well	Storage + Skin
Reservoir	Two Porosity PSS
Boundary	Infinite

Results

TMatch	1.65 [sec]**-1
PMatch	1.11 [bara]**-1
C	3.91E-4 m3/bar
Skin	3.15
Delta P Skin	2.82941 bar
Pi	100 bara
k.h	1040 md.m
k	104 md
Omega	0.0235
Lambda	8.72E-4

Saphir v3.20.04 - 08-2008

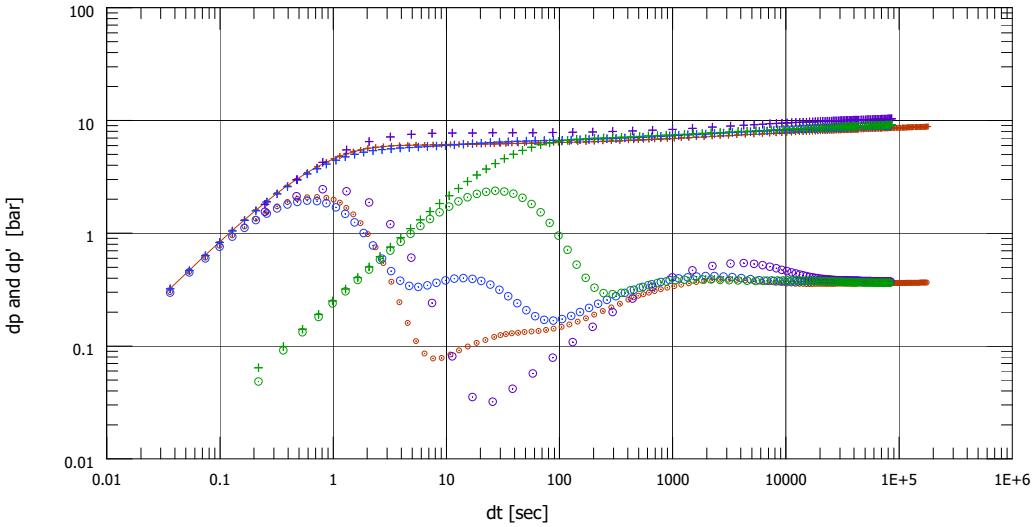
Annexe B

Influence de l'effet de capacité sur les paramètres du réseau fracturé

La dérivée de la pression ne se stabilise pas, ce qui complique l'estimation d'une perméabilité équivalente. C'est pourquoi, l'analyse suivante est effectuée grâce au logiciel Saphir.

Compare files

Reference analysis: comparaison_cpgz.ks3 - j_LC3



comparaison_cpgz.ks3 - moi
comparaison_cpgz.ks3 - lc_1_2
comparaison_cpgz.ks3 - j_lc2
comparaison_cpgz.ks3 - j_LC3 (ref)

comparaison_cpgz.ks3 - moi

Results

TMatch	12.4 [sec]**-1
PMatch	1.31 [bara]**-1
C	6.08E-5 m3/bar
k.h	1220 md.m
k	122 md
Rinv	416 m
Test. Vol.	1.0858E+6 m3

comparaison_cpgz.ks3 - lc_1_2

Results

TMatch	12.7 [sec]**-1
PMatch	1.31 [bara]**-1
C	5.96E-5 m3/bar
k.h	1220 md.m
k	122 md
Rinv	288 m
Test. Vol.	5.21184E+5 m3

comparaison_cpgz.ks3 - j_lc2

Results

TMatch	10.7 [sec]**-1
PMatch	1.31 [bara]**-1
C	7.09E-5 m3/bar
k.h	1220 md.m
k	122 md
Rinv	288 m
Test. Vol.	5.21184E+5 m3

comparaison_cpgz.ks3 - j_LC3

Results

TMatch	0.331 [sec]**-1
PMatch	1.31 [bara]**-1
C	0.00229 m3/bar
k.h	1220 md.m
k	122 md
Rinv	288 m
Test. Vol.	5.20581E+5 m3

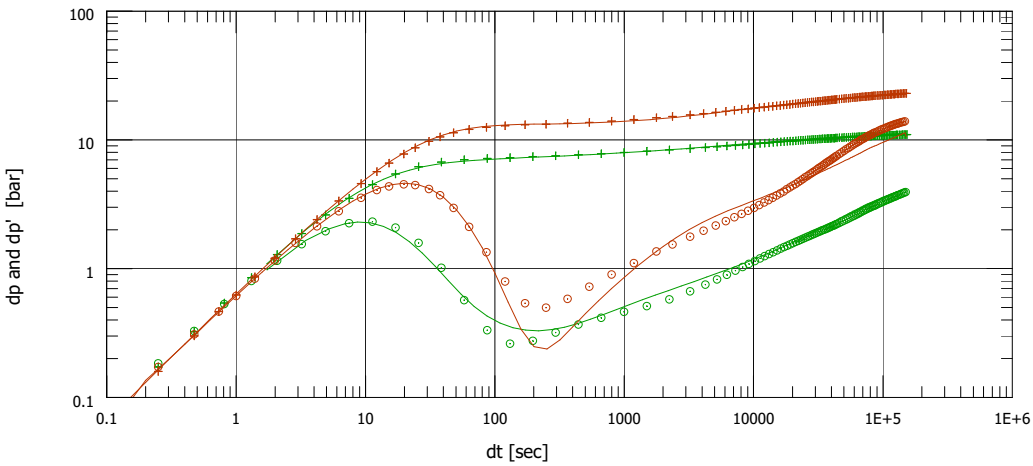
Saphir v3.20.04 - 08-2008

Annexe C

Vercors : analyse des tests de puits

Compare files

Reference analysis: Vercors_ini_plt.ks3 - Analysis 1



Vercors_ini_plt.ks3 - Analysis 1 (ref)
Vercors_ini_plt.ks3 - valeurs_plt

Vercors_ini_plt.ks3 - Analysis 1

Selected Model

Model Option	Standard Model
Well	Horizontal
Reservoir	Two Porosity PSS
Boundary	Infinite

Results

TMatch	0.0144 [sec]**-1
PMatch	0.0199 [bara]**-1
C	0.00169 m3/bar
Skin	0.0936
Delta P Skin	4.70141 bar
well length	400 m
Zw	10 m
h	20 m
Pi	100 bara
k.h	72.2 md.m
k	3.61 md
kz/kr	15.9
Top	No Flow
Bottom	No Flow
Omega	0.917
Lambda	4.08E-5

Vercors_ini_plt.ks3 - valeurs_plt

Selected Model

Model Option	Standard Model
Well	Horizontal
Reservoir	Two Porosity PSS
Boundary	Infinite

Results

TMatch	0.0015 [sec]**-1
PMatch	0.00215 [bara]**-1
C	0.00174 m3/bar
Skin	-0.0304
Delta P Skin	-14.1579 bar
well length	400 m
Zw	10 m
h	20 m
Pi	100.299 bara
k.h	7.79 md.m
k	0.389 md
kz/kr	12
Top	No Flow
Bottom	No Flow
Omega	0.00446
Lambda	0.00467

Saphir v3.20.04 - 09-2008