



(11) **EP 2 453 106 B1**

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention de la délivrance du brevet:  
**18.01.2017 Bulletin 2017/03**

(51) Int Cl.:  
**E21B 43/00** <sup>(2006.01)</sup> **E21B 43/26** <sup>(2006.01)</sup>  
**E21B 49/00** <sup>(2006.01)</sup>

(21) Numéro de dépôt: **11290475.0**

(22) Date de dépôt: **14.10.2011**

(54) **Methode pour caractériser le réseau de fractures d'un gisement fracture et méthode pour l'exploiter**

Methode zur Charakterisierung des Bruchnetzes eines Bruchlagers, und Methode zu dessen Ausbeutung

Method for characterising the network of fractures of a fractured deposit and method for exploiting same

(84) Etats contractants désignés:  
**AL AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR HR HU IE IS IT LI LT LU LV MC MK MT NL NO PL PT RO RS SE SI SK SM TR**

(30) Priorité: **10.11.2010 FR 1004398**

(43) Date de publication de la demande:  
**16.05.2012 Bulletin 2012/20**

(73) Titulaire: **IFP Énergies nouvelles**  
**92852 Rueil-Malmaison Cedex (FR)**

(72) Inventeurs:  
• **Fournou, André**  
**92500 Rueil-Malmaison (FR)**  
• **Bourbiaux, Bernard**  
**92500 Rueil-Malmaison (FR)**

(56) Documents cités:  
**FR-A1- 2 733 073 FR-A1- 2 923 930**  
**US-A1- 2008 091 396 US-A1- 2010 204 972**

- **WARREN J E ET AL: "THE BEHAVIOR OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS", SPE PAPERS, XX, XX, vol. 3, no. 3, 1 septembre 1963 (1963-09-01), pages 245-255, XP002058945,**
- **BASQUET R ET AL: "Fracture flow property identification: an optimized implementation of discrete fracture network models", SPE PROCEEDINGS, XX, XX, vol. SPE, no. 93748, 12 mars 2005 (2005-03-12), pages 1-9, XP002472554,**
- **FAMY C ET AL: "Accurate modeling of matrix-fracture transfers in dual-porosity models: Optimal subgridding of matrix blocks", PROCEEDINGS OF THE SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, HOUSTON, TEXAS U.S.A., no. 93115, 1 janvier 2005 (2005-01-01), pages 257-267, XP002487219,**

**EP 2 453 106 B1**

Il est rappelé que: Dans un délai de neuf mois à compter de la publication de la mention de la délivrance du brevet européen au Bulletin européen des brevets, toute personne peut faire opposition à ce brevet auprès de l'Office européen des brevets, conformément au règlement d'exécution. L'opposition n'est réputée formée qu'après le paiement de la taxe d'opposition. (Art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

## Description

**[0001]** La présente invention concerne le domaine de l'exploitation de gisements souterrains, tels que des gisements d'hydrocarbures comportant un réseau de fractures.

**[0002]** En particulier, l'invention concerne une méthode pour caractériser le réseau de fractures et ainsi construire une représentation du gisement. L'invention concerne également une méthode utilisant cette représentation pour optimiser la gestion d'une telle exploitation au moyen d'une prédiction des écoulements de fluides susceptibles de se produire à travers ce milieu, pour simuler une production d'hydrocarbures suivant divers scénarios de production.

**[0003]** L'industrie pétrolière, et plus précisément l'exploration et l'exploitation de gisements, notamment pétroliers, nécessitent d'acquérir une connaissance aussi parfaite que possible de la géologie souterraine pour fournir de façon efficace une évaluation des réserves, une modélisation de la production, ou la gestion de l'exploitation. En effet, la détermination de l'emplacement d'un puits de production ou d'un puits d'injection, la constitution de la boue de forage, les caractéristiques de complétion, le choix d'un procédé de récupération des hydrocarbures (tel que l'injection d'eau par exemple) et des paramètres nécessaires à la mise en oeuvre de ce procédé (tels que la pression d'injection, le débit de production,...) nécessitent de bien connaître le gisement. Connaître le gisement signifie notamment connaître les propriétés pétrophysiques du sous-sol en tout point de l'espace.

**[0004]** Pour ce faire, depuis longtemps, l'industrie pétrolière allie les mesures sur champ (in situ) aux modélisations expérimentales (réalisées au laboratoire) et/ou numériques (réalisées au moyen de logiciels). Les modélisations des gisements pétroliers constituent donc une étape technique indispensable à toute exploration ou exploitation de gisement. Ces modélisations ont pour but de fournir une description du gisement.

**[0005]** Les réservoirs fissurés constituent un type extrême de réservoirs hétérogènes comportant deux milieux contrastés, un milieu matriciel contenant la plus grande part de l'huile en place et présentant une faible perméabilité, et un milieu fissuré représentant moins de 1 % de l'huile en place et hautement conducteur. Le milieu fissuré lui-même peut être complexe, avec différents ensembles de fissures caractérisés par leur densité, longueur, orientation, inclinaison et ouverture respectives.

**[0006]** Les spécialistes en charge de l'exploitation de réservoirs fracturés, ont besoin de parfaitement connaître le rôle des fractures. On appelle "*fracture*", une discontinuité plane, de très faible épaisseur par rapport à son extension, et qui représente un plan de rupture d'une roche du gisement. D'une part, la connaissance de la distribution et du comportement de ces fractures permet d'optimiser la localisation et l'espacement entre les puits que l'on compte forer au travers du gisement pétrolifère. D'autre part, la géométrie du réseau de fractures conditionne le déplacement des fluides tant à l'échelle du réservoir qu'à l'échelle locale où elle détermine des blocs matriciels élémentaires dans lesquels l'huile est piégée. Connaître la distribution des fractures, est donc très utile, aussi, à un stade ultérieur, pour l'ingénieur de réservoir qui cherche à calibrer les modèles qu'il construit pour simuler les gisements afin d'en reproduire ou prédire les courbes de production passées ou futures. A ces fins, les spécialistes de géosciences disposent d'images tridimensionnelles des gisements, permettant de localiser un grand nombre de fractures.

**[0007]** Ainsi, pour reproduire ou prédire (i.e. "simuler") la production d'hydrocarbures lors de la mise en production d'un gisement suivant un scénario de production donné (caractérisé par la position des puits, la méthode de récupération, ...), le spécialiste en ingénierie de réservoir met en oeuvre un logiciel de calcul, appelé « simulateur de réservoir » (ou « simulateur d'écoulement »), qui calcule les écoulements et l'évolution des pressions au sein du réservoir représenté par le modèle de réservoir. Les résultats de ces calculs lui permettent de prévoir et d'optimiser le gisement en termes de débit et/ou de quantité d'hydrocarbures récupérés. Le calcul du comportement du réservoir suivant un scénario de production donné constitue une « simulation de réservoir ».

**[0008]** On connaît une méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement de fluide traversé par un réseau de fractures, dans laquelle on simule des écoulements de fluides dans le gisement au moyen d'une modélisation simplifiée mais réaliste du gisement. Cette représentation simplifiée est appelée "approche double milieu", elle est proposée par Warren J.E. et al. dans "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal (septembre 1963), 245-255. Cette technique consiste à considérer le milieu fracturé comme deux continua échangeant des fluides entre eux : des blocs matriciels et des fractures. On parle alors de modèle « double milieu » ou « double porosité ». Ainsi, la modélisation en "double milieu" d'un gisement fracturé consiste à discrétiser ce gisement en deux ensembles de mailles (appelés grilles) superposés, constituant la grille "fissure" et la grille "matrice". Chaque volume élémentaire du gisement fracturé est ainsi conceptuellement représenté par deux mailles, l'une "fissure" et l'autre "matrice", couplées entre elles (c'est-à-dire échangeant des fluides). Dans la réalité du champ fracturé, ces deux mailles représentent l'ensemble des blocs matriciels délimités par des fractures présents en cet endroit du réservoir. En effet, le plus souvent, les mailles ont des dimensions latérales hectométriques (couramment 100 ou 200 m) compte tenu de la taille des champs et des possibilités limitées des logiciels de simulation en termes de capacité et temps de calcul. Il en résulte que, pour la plupart des champs fracturés, le volume élémentaire (maille) de réservoir fracturé renferme d'innombrables fractures formant un réseau complexe délimitant de multiples blocs matriciels de dimensions et formes variables suivant le contexte géologique. Chacun des blocs réels constitutifs échange des fluides avec les fractures qui l'entourent à un rythme (débit) qui lui est

propre car dépendant des dimensions et de la forme de ce bloc particulier.

**[0009]** Face à une telle complexité géométrique du milieu réel, la démarche consiste, pour chaque volume élémentaire (maille) de réservoir, à représenter le milieu fracturé réel comme un ensemble de blocs matriciels tous identiques, parallélépipédiques, délimités par un réseau orthogonal et régulier de fractures orientées suivant les directions principales d'écoulement : pour chaque maille, on détermine ainsi les perméabilités dites "équivalentes" de ce réseau de fractures et définit un bloc matriciel, dit « représentatif » (de la distribution réelle (géologique) des blocs), unique et de forme parallélépipédique. Il est alors possible de formuler et calculer les flux d'échange matrice-fissure pour ce bloc "représentatif", et d'en multiplier le résultat par le nombre de tels blocs dans le volume élémentaire (maille) pour obtenir le flux à l'échelle de cette maille.

**[0010]** Il convient cependant de noter que le calcul des perméabilités équivalentes nécessite de connaître les propriétés d'écoulement (*i.e.* les conductivités) des fractures discrètes du modèle géologique.

**[0011]** C'est pourquoi, préalablement à la construction de ce modèle de réservoir équivalent (dit "modèle de réservoir double milieu") tel que décrit plus haut, il est d'abord nécessaire de simuler les réponses en écoulement de quelques puits (tests d'écoulement transitoires ou pseudo-permanents, interférences, débitmétrie, etc.) sur des modèles extraits du modèle géologique donnant une représentation discrète (réaliste) des fractures alimentant ces puits. L'ajustement des réponses en pression/débit simulées sur les mesures de champ permet de calibrer les conductivités des familles de fractures. Bien que ne couvrant qu'une aire limitée (aire de drainage) autour du puits, un tel modèle de simulation de tests de puits comporte encore de très nombreux noeuds de calcul si le réseau de fractures est dense. En conséquence, la taille des systèmes à résoudre et/ou la durée des calculs demeurent souvent prohibitives.

**[0012]** Une autre méthode, décrite dans la demande de brevet US 2008/0091396 A1, concerne une méthode de modélisation de fractures hydrauliques, dans laquelle on construit des zones dans la région des abords de puits.

**[0013]** Pour surmonter cette difficulté, l'invention comporte une simplification des réseaux de fractures à l'échelle locale de l'aire de drainage du puits, afin de pouvoir simuler les tests de puits de réservoirs fracturés et calibrer ainsi les conductivités des familles de fractures. Cette calibration hydraulique des fractures aboutit à un jeu de paramètres caractérisant le réseau de fractures (ou modèle de fractures). Ce modèle de fracture est par la suite utilisé pour construire un modèle d'écoulement double milieu à l'échelle du réservoir.

#### La méthode selon l'invention

**[0014]** Ainsi, l'objet de l'invention concerne une méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement de fluide traversé par un réseau de fractures et par au moins un puits, dans laquelle on construit une représentation dudit gisement de fluide, on discrétise ledit gisement en un ensemble de mailles, et on caractérise les fractures par des paramètres statistiques (PSF) à partir d'observations dudit gisement. La méthode comporte les étapes suivantes :

a) on déduit desdits paramètres statistiques (PSF) un tenseur de perméabilité équivalente et une ouverture moyenne desdites fractures, à partir desquels on construit une image représentative du réseau de fractures délimitant des blocs poreux et des fractures ;

b) on déduit dudit tenseur une direction d'écoulement de fluide autour dudit puits ;

c) on définit autour dudit puits, une première zone de frontière elliptique centrée sur ledit puits et contenant ledit puits, et au moins une seconde zone de frontière elliptique centrée sur ledit puits et formant une couronne elliptique avec la frontière elliptique de ladite première zone, lesdites zones étant orientées selon ladite direction d'écoulement de fluide ;

d) on simplifie ladite image représentative du réseau de fractures de façon différente dans chacune desdites zones ;

e) on utilise ladite image simplifiée pour construire ladite représentation du gisement de fluide ;

f) on utilise ladite représentation du gisement de fluide et un simulateur d'écoulement pour optimiser l'exploitation dudit gisement de fluide.

**[0015]** Selon l'invention, les paramètres statistiques (PSF) peuvent être choisis parmi les paramètres suivants : densité de fractures, longueur de fractures, orientation de fractures, inclinaison de fractures, ouverture de fractures, et distribution de fractures au sein du gisement.

**[0016]** Selon un mode réalisation, on détermine un rapport de forme pour chaque zone, défini à partir des longueurs des axes de l'ellipse constituant la frontière de la zone, de manière à reproduire une anisotropie d'écoulement autour du puits, et on construit les zones de façon à respecter le rapport de forme. On peut déterminer ce rapport de forme au

## EP 2 453 106 B1

moyen des valeurs principales du tenseur de perméabilité.

**[0017]** Selon un mode réalisation, on définit une distance entre les frontières entre zones, de façon à donner un poids égal à chaque zone en termes de différence de pression constatée sur chaque zone en régime d'écoulement permanent. Cette distance peut être définie en fixant les longueurs d'un des deux axes de deux ellipses successives à des valeurs en progression géométrique de raison constante.

**[0018]** Selon un autre mode de réalisation, on construit trois zones, une première zone (**ZNS**) contenant le puits au sein de laquelle aucune simplification de l'image n'est réalisée, une seconde zone (**ZP**) au contact de la première zone au sein de laquelle une première simplification de l'image est réalisée, et une troisième zone (**ZL**) au contact de la seconde zone au sein de laquelle une seconde simplification de l'image est réalisée, la seconde simplification étant plus importante que la première simplification.

**[0019]** De façon avantageuse, les seconde et troisième zones peuvent être découpées en sous-zones en appliquant les étapes suivantes :

- ladite seconde zone est divisée en un nombre de sous-zones égal à un nombre de blocs de mailles présents dans ladite zone, un bloc de mailles désignant un empilement vertical de mailles ;
- ladite troisième zone est divisée en réalisant les étapes suivantes :
  - on découpe tous les degrés la frontière de ladite troisième zone, définissant 360 arcs ;
  - on définit une sous-zone en reliant des points-extrémités de chacun desdits arcs au centre de l'ellipse formant la frontière ;
  - pour chacune desdites sous-zones, on calcule un tenseur de perméabilité de fracture équivalente à partir duquel on détermine une orientation des écoulements dans ladite sous-zone ;
  - on compare les valeurs de perméabilité de fracture équivalente et l'orientation de l'écoulement entre sous-zones voisines ; et
  - on regroupe des sous-zones voisines en une seule sous-zone lorsqu'une différence entre les valeurs de perméabilité est inférieure à un premier seuil et lorsqu'une différence entre les orientations des écoulements est inférieure à un second seuil.

**[0020]** Selon l'invention, on peut simplifier l'image en réalisant les étapes suivantes :

- on construit un réseau de fracture équivalent (RFE) à ladite image, au moyen d'une représentation dite de Warren et Root, dans laquelle le réseau est caractérisé par des espacements de fractures ( $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$ ) dans deux directions orthogonales de perméabilité principale, par un paramètre d'ouverture de fractures ( $e^{fin}$ ), par des conductivités de fractures ( $C_{f1}^{fin}$  et  $C_{f2}^{fin}$ ), et une perméabilité ( $k_m^{fin}$ ) d'un milieu matriciel entre fractures ;
- on simplifie ledit réseau de fracture équivalent (RFE) au moyen d'un coefficient d'écartement des fractures ( $G$ ) du réseau dont la valeur est inférieure à une valeur  $G_{max-zone}$  définie sur chacune desdites zones afin de garantir une connectivité suffisante entre zones simplifiées et zones non simplifiées.

**[0021]** On peut, pour une sous-zone donnée, définir la valeur  $G_{max-zone}$  de la façon suivante :

$$G_{max-zone} = \frac{DLM}{6 \cdot \text{Max}(s_1^{fin}, s_2^{fin})}$$

avec :

- DLM : dimension latérale minimale de la sous-zone donnée ;
- $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$  : les espacements de fractures dans la représentation dite de Warren et Root.

**[0022]** Enfin, l'invention concerne également une méthode pour optimiser la gestion d'un gisement. Elle comporte les étapes suivantes :

- on réitère à l'étape a) en modifiant lesdits paramètres statistiques (PSF) de façon à minimiser une différence entre

## EP 2 453 106 B1

- un résultat de test de puits et un résultat de simulation de test de puits à partir de ladite image simplifiée ;
- on associe à chacune desdites mailles au moins une valeur de perméabilité équivalente et une valeur d'ouverture moyenne desdites fractures, lesdites valeurs étant déterminées à partir desdits paramètres statistiques (PSF) modifiés.
  - 5 - on simule des écoulements de fluides dans ledit gisement au moyen d'un simulateur d'écoulement et des valeurs de perméabilité équivalente et des valeurs d'ouverture moyenne desdites fractures associées à chacune desdites mailles ;
  - on sélectionne un scénario de production permettant d'optimiser la production du gisement à l'aide de ladite simulation des écoulements de fluides; et
  - 10 - on exploite ledit gisement selon ledit scénario permettant d'optimiser la production du gisement.

**[0023]** D'autres caractéristiques et avantages de la méthode selon l'invention, apparaîtront à la lecture de la description ci-après d'exemples non limitatifs de réalisations, en se référant aux figures annexées et décrites ci-après.

### 15 **Présentation succincte des figures**

#### **[0024]**

- La figure 1 illustre les différentes étapes de la méthode selon l'invention.
- 20 - La figure 2 illustre une réalisation d'un réseau de fractures/failles à l'échelle d'un réservoir
- La figure 3 illustre un réseau de fracture discret (DFN) initial
- 25 - La figure 4 illustre un réseau de fracture équivalent (RFE), dit de Warren et Root.
- La figure 5 illustre la création de zones et sous-zones nécessaires à la simplification du réseau de fracture équivalent (RFE).
- 30 - La figure 6 illustre un réseau de fractures équivalent (RFES) simplifié selon l'invention.

#### **Description détaillée de la méthode**

35 **[0025]** La méthode selon l'invention pour optimiser l'exploitation d'un gisement, utilisant la méthode selon l'invention de caractérisation du réseau de fractures, comporte quatre étapes, comme illustré sur la figure 1 :

1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles (**MR**)

40 2- Modélisation du réseau de fractures (**DFN, RFE, RFES**)

3- Simulation des écoulements de fluides (**SIM**) et optimisation des conditions de production du gisement (**OPT**)

4- Exploitation (globale) optimisée du gisement (**EXPLO**)

45 1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles (**MR**)

**[0026]** Depuis longtemps, l'industrie pétrolière allie les mesures sur champ (in situ) aux modélisations expérimentales (réalisées au laboratoire) et/ou numériques (réalisées au moyen de logiciels). Les modélisations des gisements pétroliers, constituent donc une étape technique indispensable à toute exploration ou exploitation de gisement. Ces modélisations ont pour but de fournir une description du gisement, caractérisée par la structure/géométrie et les propriétés pétrophysiques des dépôts ou formations géologiques qui le constituent.

**[0027]** Ces modélisations se basent sur une représentation du gisement, en un ensemble de mailles. Chacune de ces mailles représente un volume donné du gisement, et constitue un volume élémentaire du gisement. L'ensemble des mailles constitue une représentation discrète du gisement, appelée modèle de réservoir.

55 **[0028]** Les spécialistes connaissent de nombreux outils logiciels permettant de construire de tel modèle de réservoir, à partir de données (**DG**) et mesures (**MG**) relatives au gisement.

**[0029]** La figure 2 illustre une vue en deux dimensions d'un modèle de réservoir. Les fractures sont représentées par des lignes. Les mailles ne sont pas représentées.

2- Modélisation du réseau de fractures

5 [0030] Pour prendre en compte le rôle du réseau de fractures dans la simulation des écoulements au sein du gisement, il est nécessaire d'associer à chacun de ces volumes élémentaires (mailles du modèle de réservoir) une modélisation des fractures.

[0031] Ainsi, un objet de l'invention concerne une méthode pour construire une représentation d'un gisement de fluide traversé par un réseau de fractures et par au moins un puits. Cette méthode comporte la discrétisation du gisement en un ensemble de mailles (étape 1 précédemment décrite). Puis la méthode comporte les étapes suivantes :

10 a. on caractérise les fractures par des paramètres statistiques (PSF) à partir d'observations du gisement,

b. on déduit de ces paramètres statistiques (PSF) un tenseur de perméabilité équivalente et une ouverture moyenne des fractures, à partir desquels on construit une image représentative du réseau de fractures délimitant des blocs poreux et des fractures ;

15 c. on déduit de ce tenseur une direction d'écoulement de fluide autour du puits ;

d. on définit autour du puits, une première zone de frontière elliptique centrée sur le puits et contenant ce puits, au moins une seconde zone de frontière elliptique centrée sur le puits et de limite intérieure confondue avec la frontière elliptique de la première zone, les zones étant orientées selon la direction d'écoulement de fluide ;

20 e. on simplifie l'image représentative du réseau de fractures dans chaque maille appartenant à au moins une zone ;

f. on réitère à l'étape b) en modifiant les paramètres statistiques (PSF) de façon à minimiser la différence entre le résultat de test de puits et le résultat de simulation de test de puits à partir de l'image simplifiée ; et

25 g. on associe à chacune des mailles au moins une valeur de perméabilité équivalente et une valeur d'ouverture moyenne des fractures, ces valeurs étant déterminées à partir des paramètres statistiques (PSF) modifiés.

30 [0032] Ces étapes sont détaillées ci-après.

**Caractérisation des fractures**

35 [0033] Les spécialistes en charge de la caractérisation statistique du réservoir, réalisent des observations (OF) directes et indirectes du réservoir. Pour cela, ils disposent 1) de carottes de puits extraites du réservoir sur lesquelles une étude statistique des fractures intersectées est effectuée, 2) d'affleurements caractéristiques du réservoir qui présentent l'avantage de fournir une vision à grande échelle du réseau de fractures 3) d'images sismiques leur permettant d'identifier de grands événements géologiques.

40 [0034] Ces mesures permettent de caractériser les fissures par des paramètres statistiques (PSF) : leur densité, leur longueur, leur orientation, leur inclinaison et leur ouverture respectives, et bien sur, leur distribution au sein du réservoir.

[0035] A l'issue de cette étape de caractérisation des fractures, nous disposons de paramètres statistiques (PSF) décrivant les réseaux de fractures à partir desquels des images réalistes des réseaux réels (géologiques) peuvent être reconstruites (générées) à l'échelle de chacune des mailles (cellules) du modèle de réservoir considéré (domaine de simulation).

45 [0036] L'objectif de la caractérisation et de la modélisation du réseau de fractures de gisement, est de proposer un modèle de fractures validé sur les écoulements locaux autour des puits. Ce modèle de fractures est alors étendu à l'échelle du réservoir afin de réaliser des simulations de production. Pour ce faire, on associe des propriétés d'écoulement à chaque maille du modèle de réservoir (MR) (tenseur de perméabilité, porosité) des deux milieux (fracture et matrice).

50 [0037] Ces propriétés peuvent être déterminées, soit directement à partir des paramètres statistiques (PSF) décrivant les réseaux de fractures, soit à partir d'un réseau de fracture discret (DFN) obtenus à partir des paramètres statistiques (PSF).

Construction d'un réseau de fracture discret (DFN) - Figure 2 et 3

55 [0038] A partir d'un modèle de réservoir du gisement étudié, on lui associe en chaque maille une représentation détaillée (DFN) de la complexité interne du réseau de fractures aussi fidèle que possible des observations directes et indirectes du réservoir. La figure 2 illustre une réalisation d'un réseau de fractures/failles à l'échelle d'un réservoir. Chaque maille du modèle de réservoir représente ainsi un réseau discret de fractures délimitant un ensemble de blocs

matriciels poreux, de formes et tailles irrégulières, délimités par des fractures. Une telle image est représentée sur la figure 3. Ce réseau de fracture discret constitue une image représentative du réseau réel de fractures délimitant les blocs matriciels.

[0039] Pour construire un réseau de fracture discret en chaque maille d'un modèle de réservoir, on peut utiliser des logiciels de modélisation, bien connus des spécialistes, tel que le logiciel FRACAFLOW® (IFP, France). Ces logiciels utilisent les paramètres statistiques déterminés à l'étape de caractérisation des fractures.

[0040] L'étape suivante consiste à déterminer les propriétés d'écoulement des fractures initiales ( $C_f$ ,  $e$ ), puis à calibrer ces propriétés au moyen de simulation de tests de puits sur des modèles d'écoulement locaux discrets, hérités de l'image réaliste du réseau réel (géologique) de fractures à l'échelle du réservoir. Bien que ne couvrant qu'une aire limitée (aire de drainage) autour du puits, un tel modèle de simulation de tests de puits comporte encore de très nombreux noeuds de calcul si le réseau de fractures est dense. En conséquence, la taille des systèmes à résoudre et/ou la durée des calculs demeurent souvent prohibitives. D'où la nécessité de recourir à une procédure de simplification du réseau de fracture.

#### 15 Simplification des réseaux de fractures - Figure 5

[0041] En raison de son extrême complexité géométrique, le réseau de fractures obtenu à l'étape précédente et représentatif du réservoir fracturé réel, ne peut être utilisé pour simuler, i.e. reproduire et/ou prédire, les écoulements locaux autour du puits.

[0042] Pour contourner cet obstacle, la méthode selon l'invention, utilise un procédé basé sur la division du domaine de simulation (c'est-à-dire le modèle de réservoir) en au moins trois types de zones autour de chaque puits (figure 5) :

- une première zone, dans laquelle aucune simplification du réseau de fracture n'est réalisée. Cette zone contient le puits et son centre. Elle est notée **ZNS**, pour "Zone Non Simplifiée".
- une seconde zone, au contact de la première zone, dans laquelle une simplification modérée du réseau de fracture est réalisée. Cette zone est notée **ZP**, pour "Zone à simplifier Proche du puits".
- une troisième zone, au contact de la seconde zone, dans laquelle une simplification importante du réseau de fracture est réalisée. Cette zone est notée **ZL**, pour "Zone Lointaine du puits".

[0043] L'invention n'est pas limitée à la définition de trois zones. On peut également diviser le domaine en  $n$  zones, la simplification du réseau étant croissante de la zone 1 (ZNS) à la zone  $n$  (la plus éloignée du puits). On peut ainsi créer une zone ZNS,  $n_1$  zones de type ZP, et  $n_2$  zones de type ZL.

#### 35 Construction des zones - Figure 5

[0044] La modélisation du réseau de fractures a pour but de simuler les réponses en écoulement de puits (tests d'écoulement transitoires ou pseudo-permanents, interférences, débitmétrie, etc.). Il s'agit de simuler par exemple la production d'huile via chaque puits foré à travers le réservoir.

[0045] Pour chaque puits, chaque zone est définie selon une limite extérieure formant une ellipse centrée sur le puits. Les trois zones sont donc concentriques et de frontières elliptiques. Les deux zones simplifiées ZP et ZL ont des limites intérieures correspondant à la limite extérieure des zones respectives ZNS et ZP. A l'exception de la zone non simplifiée, les zones sont donc des couronnes elliptiques centrées sur le puits. Pour construire chaque zone, il convient donc de définir :

- l'orientation de l'ellipse, c'est-à-dire la direction du grand axe de l'ellipse (perpendiculaire à la direction du petit axe) ;
- les dimensions de l'ellipse, c'est-à-dire la longueur des axes.

[0046] Leur **orientation** est déterminée par les directions d'écoulement déduites d'un calcul de perméabilités équivalentes sur la zone ZNS. Ce type de calcul des perméabilités équivalentes est bien connu des spécialistes. On peut par exemple utiliser la méthode numérique de calcul de propriétés équivalentes de milieux fracturés, implémentée dans le logiciel FracaFlow (IFP Energies nouvelles, France) et rappelé ci-après.

[0047] Selon cette méthode, un tenseur de perméabilité, représentatif des propriétés d'écoulement du réseau de fractures discrétisé (DFN) peut être obtenu via deux méthodes de mise à l'échelle (méthodes dites *d'upscaling*).

- La première méthode, analytique, dite "*local analytical upscaling*", est basée sur une approche analytique décrite

dans les documents suivants :

- Oda M. (1985): Permeability tensor for discontinuous Rock Masses, Geotechnique Vol 35, 483-495
- demande de brevet EP 2 037 080

**[0048]** Elle présente l'avantage d'être très rapide. Son domaine d'application se limite, toutefois, à des réseaux de fractures bien connectés. Dans le cas contraire, des erreurs importantes sur le tenseur de perméabilité peuvent être constatées.

- La seconde méthode, numérique, dite "*local numerical upscaling*", est décrite dans les documents suivants :

- Bourbiaux, B., et al., 1998, "A Rapid and Efficient Methodology to Convert Fractured Reservoir Images into a Dual-Porosity Model", Oil & Gas Science and Technology, Vol. 53, No. 6, Nov.-Déc. 1998, 785-799.
- brevet FR 2.757.947 (US 6.023.656) pour les perméabilités équivalentes, et brevet FR 2.757.957 (US 6.064.944) pour les dimensions de bloc équivalent

**[0049]** Elle est basée sur la résolution numérique des équations d'écoulement sur un maillage discret du réseau de fractures pour différentes conditions aux limites du bloc de calcul considéré. Le tenseur de perméabilités équivalentes est obtenu par identification des rapports entre débit et perte de charge aux limites du bloc de calcul. Cette approche, plus coûteuse que la précédente, présente l'avantage de bien caractériser un réseau donné (même peu connecté).

**[0050]** Selon un mode de réalisation, on peut choisir l'une ou l'autre des deux méthodes précédentes de manière à optimiser précision et rapidité des calculs, en appliquant la méthode décrite dans la demande de brevet EP 2 037 080, basée sur le calcul d'un indice de connectivité.

**[0051]** Cette technique permet, à titre préliminaire, de déterminer les tenseurs de perméabilité de quelques mailles du modèle de réservoir entourant le puits, et considérées représentatives de l'écoulement de la ZNS. La diagonalisation de ces tenseurs de perméabilité fournit les vecteurs propres orientés suivant les directions principales d'écoulement recherchées. On est alors en mesure d'orienter le domaine elliptique qualifié de ZNS et centré sur le puits, suivant le demi-grand axe de l'ellipse de perméabilité déterminé au moyen de ces calculs préliminaires.

**[0052]** Puis, pour définir les **dimensions** de l'ellipse, on définit un rapport de forme de cette ellipse ainsi qu'une distance entre ellipses concentriques (distance séparant les limites elliptiques intérieure et extérieure d'une couronne concentrique donnée) :

- rapport de forme des ellipses. En notant  $L_{max}$  la demi longueur du grand axe de l'ellipse, et  $L_{min}$  la demi longueur du petit axe de l'ellipse, ce rapport de forme est défini par  $L_{max}/L_{min}$ . Il convient de ne pas le fixer de manière arbitraire mais au contraire de le choisir de manière à reproduire l'anisotropie d'écoulement. On peut utiliser le tenseur de perméabilité équivalente calculé pour déterminer l'orientation. Si l'on note  $K_{min}$  et  $K_{max}$  les valeurs principales de ce tenseur, alors les ellipses sont orientées suivant les directions principales de perméabilité avec un rapport de forme  $L_{max}/L_{min}$  égal à la racine carrée du rapport  $K_{max}/K_{min}$  :

$$\frac{L_{max}}{L_{min}} = \sqrt{\frac{K_{max}}{K_{min}}}$$

- distance entre ellipses concentriques (frontières entre zones) : un critère de dimensionnement conforme à une précision de modélisation uniformément distribuée sur le domaine de simulation consiste à fixer les demi-longueurs du grand axe  $L_{max}$  (ou du petit axe  $L_{min}$ ) de 2 ellipses successives  $i+1$  et  $i$  à des valeurs en progression géométrique

de raison  $r$  (égale à 2 par exemple) constante, soit :  $\frac{L_{max(i+1)}}{L_{max(i)}} = \frac{L_{min(i+1)}}{L_{min(i)}} = r$ , pour tout  $i$ , avec initialisation à la

valeur  $L_{max0}$  de la zone non simplifiée. Cette règle permet de donner un poids égal à chaque zone  $i$  ( $i=1$  à  $n$ ) en termes de différence de pression constatée sur chaque couronne en régime d'écoulement permanent.

**[0053]** Une fois ce dimensionnement global effectué, les procédures de délimitation et de simplification des sous-zones sont mises en oeuvre en s'appuyant également sur les méthodes de calcul des propriétés équivalentes des

milieux fracturés.

Construction de sous-zones au sein de chaque zone - Figure 5

5 **[0054]** Chacune des zones, sauf la zone ZNS, est ensuite divisée en sous-zones (ssZP, ssZL1, ssZL2), à l'intérieur desquelles une simplification du réseau de fracture est effectuée. Le nombre de sous-zones par zone dépend du type de la zone (ZNS, ZP ou ZL) et de l'hétérogénéité de cette dernière. Ainsi :

- 10 - La zone ZNS est une zone à conserver intacte (non simplifiée); aucune sous-zone n'y est créée.
- Les zones à simplifier les plus proches d'un puits (zones de type ZP), nécessitent une attention particulière. Pour modéliser correctement les variations locales des propriétés d'écoulement dans cette zone, les ZP sont divisées en un nombre de sous-zones égal au nombre de blocs de mailles présents dans les zones ZP. Le terme "bloc de mailles" est employé pour désigner un "empilement" de mailles verticales (de type CPG (Corner Point Grid) par exemple) du modèle de réservoir, délimitées par les mêmes poteaux droits sub verticaux. Il ne s'agit donc pas des blocs équivalents.
- 15 - Les zones à simplifier les plus éloignées d'un puits (zone de type ZL), sont des couronnes elliptiques concentriques qui couvrent des surfaces de plus en plus importantes au fur et à mesure qu'on s'éloigne du puits. Étant plus éloignées des puits, il est acceptable d'être moins précis dans la détection des hétérogénéités que dans le cas des zones de type ZP. L'hétérogénéité des propriétés d'écoulement d'une zone ZL reste toutefois le facteur principal contrôlant le découpage en sous-zones. Pour échantillonner une zone ZL, un balayage angulaire, centré sur le puits, est effectué sur la limite elliptique extérieure séparant la zone ZL considérée de sa voisine extérieure. Tous les degrés, un bloc de mailles est sélectionné. Ainsi, la zone ZL est caractérisée par au plus 360 blocs. Pour chacun de ces blocs, un calcul du tenseur de perméabilité de fracture équivalente est effectué. Ce tenseur permet de caractériser les propriétés dynamiques du réseau de fractures du bloc étudié. Les valeurs de perméabilité et l'orientation de l'écoulement obtenues sont alors comparées entre blocs voisins. Si les propriétés de deux blocs voisins sont proches, ces deux blocs seront considérés comme appartenant à une même sous-zone. Dans le cas contraire (différence de 20 % sur les valeurs de perméabilité principale ou de 10 degrés sur les directions principales de perméabilité par exemple), les deux blocs sont affectés à des sous-zones différentes ainsi définies. De cette manière, la limite extérieure de la zone ZL considérée est divisée en arcs de forme elliptique (figure 1). Les sous-zones sont alors obtenues en reliant les points-extrémités de chacun de ces arcs au centre (puits) de l'ellipse (lignes en pointillées de la figure 5) : chaque sous-zone est ainsi définie comme l'aire comprise entre le cloisonnement radial intra-zone (traits pointillés) et les limites elliptiques inter-zones (en trait plein).
- 20
- 25
- 30
- 35

**[0055]** Comme indiqué précédemment, la délimitation des sous-zones (points-limites des arcs de frontière elliptiques inter-zones) repose sur la comparaison des perméabilités équivalentes calculées sur les "blocs" voisins matérialisant ces arcs. La méthode analytique de calcul des perméabilités équivalentes est utilisée de préférence, car il s'agit, dans ce cas, de déterminer si un bloc a le même comportement dynamique que le bloc voisin. Bien que, pour un réseau faiblement connecté, l'approche analytique fournisse des résultats erronés, les erreurs sont systématiques, similaires d'un bloc à l'autre, ce qui autorise la comparaison des résultats entre blocs qui, précisons-le, n'exige pas une grande précision compte tenu du simple objectif de définition de zone. Ainsi l'approche analytique est tout à fait justifiée, avec l'avantage considérable de permettre des calculs beaucoup plus rapides, garants d'une faisabilité pratique.

45 Simplification du réseau de fractures dans les sous-zones (RFE, RFES)

**[0056]** Une fois le découpage en sous zones effectué, les calculs de mise à l'échelle vont permettre de remplacer le réseau de fractures de ces sous-zones par un réseau simplifié possédant les mêmes propriétés d'écoulement que le réseau originel. Dans ce cas, et contrairement à ce qui précède, le calcul du tenseur de perméabilité de fracture équivalente doit être le plus précis possible.

**[0057]** Afin de profiter au mieux des avantages des deux méthodes de mise à l'échelle, le tenseur de perméabilité est déterminé par l'une ou l'autre de ces deux méthodes par exemple, suivant la procédure de sélection décrite dans le document EP 2 037 080, et fondée sur la valeur de l'indice de connectivité du réseau de fractures. Cet indice, représentatif du rapport entre le nombre d'intersections entre fractures et le nombre de fractures, est calculé pour chaque unité du bloc considéré (i.e. à 2D). Sa valeur permet de considérer le réseau comme très bien connecté, peu/mal connecté ou non connecté. Le choix de la méthode de mise à l'échelle est alors effectué comme suit (Delorme, M., Atfeh, B., Allken, V. and Bourbiaux, B. 2008, Upscaling Improvement for Heterogeneous Fractured Reservoir Using a Geostatistical Connectivity Index, edited in Geostatistics 2008, VIII International Geostatistics Congress, Santiago, Chile. :

**EP 2 453 106 B1**

- Réseau bien connecté : pour ce cas caractérisé par un indice de connectivité voisin ou dépassant 3 (au moins 3 intersections par fracture du réseau en moyenne), la méthode d'upscaling analytique est choisie car sa précision est garantie compte tenu de la bonne connectivité du réseau, avec l'avantage supplémentaire essentiel de la rapidité.
- 5 - Réseau peu/mal connecté : dans ce cas, l'indice de connectivité est compris entre 1 et 3 (ce qui correspond à un nombre d'intersections de fractures compris entre une et trois fois le nombre de fractures) et la méthode d'upscaling numérique est utilisée pour calculer de manière fiable le tenseur de perméabilité.
- 10 - Lorsque le réseau est très peu voire non connecté (nombre d'intersections voisin ou inférieur au nombre de fractures), les fractures originelles (peu nombreuses) sont conservées, c'est-à-dire que la sous-zone en question n'est pas simplifiée.

[0058] Une fois ces calculs de perméabilité équivalente effectués pour chaque sous-zone, les autres paramètres d'écoulement équivalents caractérisant les sous-zones simplifiées sont facilement déterminés suivant les méthodes et équivalences suivantes.

- calcul d'un premier réseau équivalent (réseau parallélépipédique dit de Warren et Root) dit "fin", issu directement de la méthode du brevet FR 2.757.957 (US 6.064.944). Ce réseau (Figure 4) est caractérisé par des espacements des fractures  $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$  dans les 2 directions orthogonales de perméabilité principale 1 et 2 définissant le réseau de fractures.
- 20 Un paramètre supplémentaire, l'ouverture des fractures ( $e^{fin}$ ), caractérise les fractures de ce réseau fin. La valeur des ouvertures de fracture est en pratique quasiment toujours négligeable devant l'espacement entre fractures : il est tenu compte de cette hypothèse dans les formules qui suivent, où on suppose également la même valeur d'ouverture pour les 2 familles de fractures. Compte tenu de l'égalité des porosités du réseau DFN initial ( $\phi_f$ ) et du réseau équivalent fin,  $e^{fin}$  se déduit du volume de fractures du réseau DFN initial,  $V_f^{init}$ , et du volume total de roche  $V_T$  comme suit :

$$e^{fin} = \frac{1}{\left(\frac{1}{s_1^{fin}} + \frac{1}{s_2^{fin}}\right)} \frac{V_f^{init}}{V_T} = \frac{1}{\left(\frac{1}{s_1^{fin}} + \frac{1}{s_2^{fin}}\right)} \phi_f$$

35 Pour mémoire, les perméabilités principales de fracture équivalentes, issues des calculs décrits plus haut, valent  $k_1 = k_{eq}^{Max}$  et  $k_2 = k_{eq}^{Min}$  suivant les directions principales 1 et 2. On déduit les conductivités des fractures du réseau équivalent fin,  $C_{f1}^{fin}$  et  $C_{f2}^{fin}$ , suivant ces deux directions d'écoulement, en écrivant la conservation des flux par unité d'aire de milieu fracturé :

$$40 \quad C_{f1}^{fin} = s_2^{fin} \cdot k_1 \text{ et } C_{f2}^{fin} = s_1^{fin} \cdot k_2$$

Enfin, le milieu matriciel entre fractures possède une perméabilité  $k_m^{fin}$ .

- 45 remplacement de ce réseau fin (Figure 4) par le réseau équivalent dit "grossier" (Figure 6), car comportant des fractures plus espacées afin d'accroître le degré de simplification en vue des simulations d'écoulement ultérieures. Les propriétés géométriques et d'écoulement de ce réseau grossier sont les suivantes:

- des espacements de fractures  $s_1^{gros}$  et  $s_2^{gros}$  tels que :

$$50 \quad s_1^{gros} = G \cdot s_1^{fin}$$

$$55 \quad s_2^{gros} = G \cdot s_2^{fin},$$

où G est un coefficient de grossissement (d'écartement des fractures) du réseau dont la valeur est laissée au

## EP 2 453 106 B1

libre choix de l'utilisateur avec cependant une limite supérieure  $G_{\max\text{-zone}}$  à ne pas dépasser afin de garantir une *connectivité* suffisante entre zones simplifiées et non simplifiées :

$$5 \quad \mathbf{G} < \mathbf{G}_{\max\text{-zone}} \text{ où } G_{\max\text{-zone}} \text{ est tel que} \\ \text{Max}(s_1^{\text{gros}}, s_2^{\text{gros}}) < (\text{dimension latérale minimale de la sous-zone})/6$$

Ainsi :

$$10 \quad G_{\max\text{-zone}} = \frac{DLM}{6 \cdot \text{Max}(s_1^{\text{fin}}, s_2^{\text{fin}})}$$

avec :

- 15 - DLM dimension latérale minimale de la sous-zone donnée ;
- $s_1^{\text{fin}}, s_2^{\text{fin}}$  : les espacements de fractures dans la représentation dite de Warren et Root.
- des conductivités de fractures  $C_{f1}^{\text{gros}}$  et  $C_{f2}^{\text{gros}}$ , dont les valeurs permettent de conserver les flux par unité d'aire de milieu fracturé, c'est-à-dire également les *perméabilités équivalentes*, soit :  $C_{f1}^{\text{gros}} = s_2^{\text{gros}} \cdot k_1$  et  $C_{f2}^{\text{gros}} = s_1^{\text{gros}} \cdot k_2$
- 20 ou encore, sachant que  $C_{f1}^{\text{fin}} = s_2^{\text{fin}} \cdot k_1$  et  $C_{f2}^{\text{fin}} = s_1^{\text{fin}} \cdot k_2$ ,

$$25 \quad \mathbf{C}_{f1}^{\text{gros}} = \mathbf{G} \cdot \mathbf{C}_{f1}^{\text{fin}} \text{ et } \mathbf{C}_{f2}^{\text{gros}} = \mathbf{G} \cdot \mathbf{C}_{f2}^{\text{fin}}$$

◦ une ouverture de fracture  $e^{\text{gros}}$  permettant de conserver à nouveau la porosité de fracture  $\phi_f$  du réseau initial (égale à celle du réseau équivalent grossier) :

$$30 \quad \phi_f = e^{\text{gros}} \cdot (1/s_1^{\text{gros}} + 1/s_2^{\text{gros}}) = e^{\text{fin}} \cdot (1/s_1^{\text{fin}} + 1/s_2^{\text{fin}})$$

d'où:

$$35 \quad e^{\text{gros}} = e^{\text{fin}} \frac{\frac{1}{s_1^{\text{fin}}} + \frac{1}{s_2^{\text{fin}}}}{\frac{1}{s_1^{\text{gros}}} + \frac{1}{s_2^{\text{gros}}}} = G \cdot e^{\text{fin}}$$

◦ une perméabilité de matrice  $k_m^{\text{gros}}$  conservant la valeur du paramètre d'échange matrice-fissure :

$$45 \quad \lambda_{\text{fin}} = r_w^2 \frac{k_m^{\text{fin}}}{k_f^{\text{fin}}} \left( \frac{\alpha}{s_1^{\text{fin}^2} + \frac{\alpha}{s_2^{\text{fin}^2}} \right) = \lambda_{\text{grossier}} = r_w^2 \frac{k_m^{\text{gros}}}{k_f^{\text{gros}}} \left( \frac{\alpha}{s_1^{\text{gros}^2} + \frac{\alpha}{s_2^{\text{gros}^2}} \right)$$

où  $\alpha$  est une constante et où les perméabilités équivalentes de fracture des réseaux fin et grossier, égales, sont ici  
50 notées  $k_f^{\text{fin}}$  et  $k_f^{\text{gros}}$ .  
soit

55

$$k_m^{gros} = k_m^{fin} \frac{\frac{1}{S_1^{fin^2}} + \frac{1}{S_2^{fin^2}}}{\frac{1}{S_1^{gros^2}} + \frac{1}{S_2^{gros^2}}} = G^2 k_m^{fin}$$

5

10 **[0059]** Enfin, une fois, cette opération d'équivalence réseau fin --> réseau grossier effectuée pour chaque sous-zone (ou "bloc" de la ZP), les fractures des réseaux simplifiés obtenus sont prolongées hors des limites de sous-zones (ou "blocs") afin de garantir un "recouvrement" partiel suffisant et donc une connectivité horizontale suffisante des réseaux simplifiés de sous-zones (ou "blocs" de ZP) voisines. A cette fin, et suivant une procédure éprouvée par des tests, les fractures du réseau simplifié peuvent ainsi être prolongées d'une longueur égale à 60% de l'espacement maximum ( $s_1^{gros}, s_2^{gros}$ ) des fractures de ce réseau.

15 **[0060]** Une telle image est représentée sur la figure 6.

### Calibration des propriétés d'écoulement des fractures

20 **[0061]** L'étape suivante est la calibration des propriétés d'écoulement des fractures (conductivité et ouverture des fractures), localement autour des puits. Celle-ci nécessite la simulation de tests de puits. Selon l'invention cette simulation de tests de puits est réalisée sur les modèles d'écoulement simplifiés (figure 6).

25 **[0062]** Ce type de calibration est bien connu des spécialistes. On peut par exemple utiliser la méthode décrite dans le brevet FR 2.787.219. On simule, les réponses en écoulement de quelques puits (tests d'écoulement transitoires ou pseudo-permanents, interférences, débitmétrie, etc.) sur ces modèles extraits du modèle géologique donnant une représentation discrète (réaliste) des fractures alimentant ces puits. Puis, on compare le résultat de la simulation avec les mesures réelles effectuées aux puits. Si les résultats divergent, on modifie les paramètres statistiques (PSF) décrivant les réseaux de fractures, puis on redétermine les propriétés d'écoulement des fractures initiales, et on effectue une nouvelle simulation. L'opération est répétée jusqu'à ce que les résultats de simulation et les mesures convergent.

30 **[0063]** Les résultats de ces simulations permettent de calibrer (estimer) la géométrie et les propriétés d'écoulement des fractures, telles que les conductivités des réseaux de fractures du réservoir étudié et les ouvertures.

### 3- Simulation des écoulements de fluides (SIM) et optimisation des conditions de production du gisement (OPT)

35 **[0064]** A ce stade, l'ingénieur de réservoir dispose alors des données requises pour construire le modèle d'écoulement à l'échelle du réservoir. En effet, les simulations de réservoir fracturé adoptent souvent l'approche "double porosité", proposée par exemple par Warren J.E. et al. dans "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs", SPE Journal (septembre 1963), 245-255, et selon laquelle tout volume élémentaire (maille du modèle de réservoir) du réservoir fissuré est modélisé sous la forme d'un ensemble de blocs parallélépipédiques identiques, appelés blocs équivalents, délimités par un système orthogonal de fractures uniformes continues orientées suivant les directions principales d'écoulement. L'écoulement des fluides, à l'échelle du réservoir, s'effectue à travers les fractures seulement, et des échanges de fluides interviennent localement entre les fractures et les blocs matriciels. L'ingénieur de réservoir peut par exemple utiliser les méthodes décrites dans les documents suivants, appliquées à l'ensemble du réservoir cette fois : FR 2.757.947 (US 6.023.656), FR 2.757.957 (US 6.064.944) et EP 2 037 080. Ces méthodes permettent de calculer les perméabilités de fracture équivalentes et les dimensions des blocs équivalents pour chacune des mailles du modèle de réservoir.

45 **[0065]** L'ingénieur réservoir choisit un procédé de production, par exemple le procédé de récupération par injection d'eau, dont il demeure ensuite à préciser le scénario optimal de mise en oeuvre pour le champ considéré. La définition d'un scénario optimal d'injection d'eau consistera, par exemple, à fixer le nombre et l'implantation (position et espacement) des puits injecteurs et producteurs afin de tenir compte au mieux de l'impact des fractures sur la progression des fluides au sein du réservoir.

50 **[0066]** En fonction du scénario choisi, de la représentation double milieu du gisement, et de la formule reliant le flux d'échange de masse et/ou d'énergie à la différence de potentiel matrice-fracture, on est alors capable de simuler la production d'hydrocarbures escomptée, au moyen du simulateur d'écoulement (logiciel) dit à double milieu.

55 **[0067]** A tout instant t de la production simulée, à partir des données d'entrées E(t) (données fixes ou variables au fur et à mesure du temps simulé), et de la formule reliant le flux (f) d'échange à la différence de potentiel ( $\Delta\Phi$ ), le simulateur résout l'ensemble des équations propres à chaque maille et chacune des deux grilles du modèle (équations faisant intervenir la formule d'échange matrice-fissure décrite plus haut) et délivre ainsi les valeurs solutions des inconnues S(t) (saturations, pressions, concentrations, température, ...) à cet instant t. De cette résolution, découle la connaissance

des quantités d'huile produites et de l'état du gisement (distribution des pressions, saturations, etc...) à l'instant considéré.

#### 4- Exploitation optimisée du gisement (**EXPLO**)

5 **[0068]** En sélectionnant divers scénarios, caractérisés par exemple par diverses implantations respectives des puits injecteurs et producteurs, et en simulant la production d'hydrocarbures pour chacun d'eux selon l'étape 3, on peut sélectionner le scénario permettant d'optimiser la production du gisement fracturé considéré suivant les critères technico-économiques sélectionnés.

10 **[0069]** Les spécialistes exploitent alors le gisement selon ce scénario permettant d'optimiser la production du gisement.

#### Revendications

15 **1.** Méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement de fluide traversé par un réseau de fractures et par au moins un puits, dans laquelle on construit une représentation dudit gisement de fluide, on discrétise ledit gisement en un ensemble de mailles, et on caractérise les fractures par des paramètres statistiques (PSF) à partir d'observations dudit gisement, **caractérisée en ce que** la méthode comporte les étapes suivantes :

20 a) on déduit desdits paramètres statistiques (PSF) un tenseur de perméabilité équivalente et une ouverture moyenne desdites fractures, à partir desquels on construit une image représentative du réseau de fractures délimitant des blocs poreux et des fractures ;

b) on déduit dudit tenseur une direction d'écoulement de fluide autour dudit puits ;

25 c) on définit autour dudit puits, une première zone de frontière elliptique centrée sur ledit puits et contenant ledit puits, et au moins une seconde zone de frontière elliptique centrée sur ledit puits et formant une couronne elliptique avec la frontière elliptique de ladite première zone, lesdites zones étant orientées selon ladite direction d'écoulement de fluide ;

d) on simplifie ladite image représentative du réseau de fractures de façon différente dans chacune desdites zones ;

30 e) on utilise ladite image simplifiée pour construire ladite représentation du gisement de fluide ;

f) on utilise ladite représentation du gisement de fluide et un simulateur d'écoulement pour optimiser l'exploitation dudit gisement de fluide.

35 **2.** Méthode selon la revendication 1, dans laquelle les paramètres statistiques (PSF) sont choisis parmi les paramètres suivants : densité de fractures, longueur de fractures, orientation de fractures, inclinaison de fractures, ouverture de fractures, et distribution de fractures au sein du gisement.

**3.** Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on détermine un rapport de forme pour chaque zone, défini à partir des longueurs des axes de l'ellipse constituant la frontière de ladite zone, de manière à reproduire une anisotropie d'écoulement autour dudit puits, et on construit les zones de façon à respecter ledit rapport de forme.

40 **4.** Méthode selon la revendication 3, dans laquelle on détermine ledit rapport de forme au moyen des valeurs principales dudit tenseur de perméabilité.

45 **5.** Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on définit une distance entre lesdites frontières entre zones, de façon à donner un poids égal à chaque zone en termes de différence de pression constatée sur chaque zone en régime d'écoulement permanent.

**6.** Méthode selon la revendication 5, dans laquelle on définit ladite distance en fixant les longueurs d'un des deux axes de deux ellipses successives à des valeurs en progression géométrique de raison constante.

50 **7.** Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on construit trois zones, une première zone (**ZNS**) contenant le puits au sein de laquelle aucune simplification de ladite image n'est réalisée, une seconde zone (**ZP**) au contact de ladite première zone au sein de laquelle une première simplification de ladite image est réalisée, et une troisième zone (**ZL**) au contact de ladite seconde zone au sein de laquelle une seconde simplification de ladite image est réalisée, ladite seconde simplification étant plus importante que ladite première simplification.

55 **8.** Méthode selon la revendication 7, dans laquelle lesdites seconde et troisième zones sont découpées en sous-zones en appliquant les étapes suivantes :

## EP 2 453 106 B1

- ladite seconde zone est divisée en un nombre de sous-zones égal à un nombre de blocs de mailles présents dans ladite zone, un bloc de mailles désignant un empilement vertical de mailles ;
- ladite troisième zone est divisée en réalisant les étapes suivantes :

- 5           ◦ on découpe tous les degrés la frontière de ladite troisième zone, définissant 360 arcs ;
- on définit une sous-zone en reliant des points-extrémités de chacun desdits arcs au centre de l'ellipse formant la frontière ;
- pour chacune desdites sous-zones, on calcule un tenseur de perméabilité de fracture équivalente à partir duquel on détermine une orientation des écoulements dans ladite sous-zone ;
- 10          ◦ on compare les valeurs de perméabilité de fracture équivalente et l'orientation de l'écoulement entre sous-zones voisines ; et
- on regroupe des sous-zones voisines en une seule sous-zone lorsqu'une différence entre les valeurs de perméabilité est inférieure à un premier seuil et lorsqu'une différence entre les orientations des écoulements est inférieure à un second seuil.

- 15           **9.** Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on simplifie ladite image en réalisant les étapes suivantes :

- 20           - on construit un réseau de fracture équivalent (RFE) à ladite image, au moyen d'une représentation dite de Warren et Root, dans laquelle le réseau est **caractérisé par** des espacements de fractures ( $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$ ) dans deux directions orthogonales de perméabilité principale, par un paramètre d'ouverture de fractures ( $e^{fin}$ ), par des conductivités de fractures ( $C_{f1}^{fin}$  et  $C_{f2}^{fin}$ ), et une perméabilité ( $k_m^{fin}$ ) d'un milieu matriciel entre fractures ;
- on simplifie ledit réseau de fracture équivalent (RFE) au moyen d'un coefficient d'écartement des fractures (G) du réseau dont la valeur est inférieure à une valeur  $G_{max-zone}$  définie sur chacune desdites zones afin de
- 25           garantir une connectivité suffisante entre zones simplifiées et zones non simplifiées.

- 10.** Méthode selon la revendication 9, dans laquelle, pour une sous-zone donnée, la valeur  $G_{max-zone}$  est égale à :

$$30 \quad G_{max-zone} = \frac{DLM}{6 \cdot \text{Max}(s_1^{fin}, s_2^{fin})}$$

avec :

- 35           - DLM : dimension latérale minimale de la sous-zone donnée ;
- $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$  : les espacements de fractures dans la représentation dite de Warren et Root.

- 11.** Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on réalise les étapes suivantes :

- 40           - on réitère à l'étape a) en modifiant lesdits paramètres statistiques (PSF) de façon à minimiser une différence entre un résultat de test de puits et un résultat de simulation de test de puits à partir de ladite image simplifiée ;
- on associe à chacune desdites mailles au moins une valeur de perméabilité équivalente et une valeur d'ouverture moyenne desdites fractures, lesdites valeurs étant déterminées à partir desdits paramètres statistiques (PSF) modifiés ;
- 45           - on simule des écoulements de fluides dans ledit gisement au moyen d'un simulateur d'écoulement et des valeurs de perméabilité équivalente et des valeurs d'ouverture moyenne desdites fractures associées à chacune desdites mailles ;
- on sélectionne un scénario de production permettant d'optimiser la production du gisement à l'aide de ladite simulation des écoulements de fluides; et
- 50           - on exploite ledit gisement selon ledit scénario permettant d'optimiser la production du gisement.

## Patentansprüche

- 55           **1.** Verfahren zum Optimieren der Nutzung eines Fluidlagers, das von einem Netzwerk von Brüchen und mindestens einem Schacht durchquert ist, bei dem man eine Darstellung des Fluidlagers baut, das Lager in eine Einheit von Maschen diskretisiert und die Brüche durch statistische Parameter (PSF) ausgehend von Beobachtungen des Lagers charakterisiert, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:

## EP 2 453 106 B1

- a) von den statistischen Parametern (PSF) Ableiten eines Tensors mit äquivalenter Permeabilität und einer mittleren Öffnung der Brüche, ausgehend von welchen man ein repräsentatives Bild des Netzwerks von Brüchen baut, das porige Blöcke und Brüche abgrenzt,
- 5 b) von dem Tensor Ableiten einer Fluidströmungsrichtung um den Schacht,
- c) Definieren um den Schacht einer ersten elliptischen Grenzzone, die auf den Schacht zentriert ist und den Schacht enthält, und mindestens einer zweiten elliptischen Grenzzone, die auf dem Schacht zentriert ist und einen elliptischen Kranz mit der elliptischen Grenze der ersten Zone bildet, wobei die Zonen gemäß der Fluidströmungsrichtung ausgerichtet sind,
- 10 d) Vereinfachen des Bilds, das für das Netzwerk von Brüchen repräsentativ ist, auf unterschiedliche Art in jeder der Zonen,
- e) Verwenden des vereinfachten Bilds, um die Darstellung des Fluidlagers zu bauen,
- f) Verwenden der Darstellung des Fluidlagers und eines Strömungssimulators zum Optimieren der Nutzung des Fluidlagers.
- 15 **2.** Verfahren nach Anspruch 1, bei dem die statistischen Parameter (PSF) aus den folgenden Parametern ausgewählt werden: Dichte von Brüchen, Länge von Brüchen, Ausrichtung von Brüchen, Neigung von Brüchen, Öffnung von Brüchen und Verteilung von Brüchen innerhalb des Lagers.
- 20 **3.** Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem man ein Formverhältnis für jede Zone bestimmt, das ausgehend von den Längen der Achsen der Ellipse, die die Grenze der Zone bildet, definiert wird, so dass eine Strömungsanisotropie um den Schacht reproduziert wird, und man die Zonen derart baut, dass das Formverhältnis berücksichtigt wird.
- 25 **4.** Verfahren nach Anspruch 3, bei dem man das Formverhältnis mittels Hauptwerten des Permeabilitätstensors bestimmt.
- 30 **5.** Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem man eine Entfernung zwischen den Grenzen zwischen Zonen derart definiert, dass man jeder Zone hinsichtlich von Druckunterschied, der auf jeder Zone beim ständigen Strömungssystem festgestellt wird, ein gleiches Gewicht gibt.
- 35 **6.** Verfahren nach Anspruch 5, wobei man die Entfernung definiert, indem man die Längen einer der zwei Achsen von zwei aufeinanderfolgenden Ellipsen auf Werte mit geometrischer Progression mit konstantem Verhältnis festlegt.
- 40 **7.** Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem man drei Zonen baut, eine erste Zone (ZNS), die den Schacht enthält, in der keine Vereinfachung des Bilds ausgeführt wird, eine zweite Zone (ZP) in Berührung mit der ersten Zone, in der eine erste Vereinfachung des Bilds ausgeführt wird, und eine dritte Zone (ZL) in Berührung mit der zweiten Zone, in der eine zweite Vereinfachung des Bilds ausgeführt wird, wobei die zweite Vereinfachung stärker ist als die erste Vereinfachung.
- 45 **8.** Verfahren nach Anspruch 7, wobei die zweite und dritte Zone in Unterzonen unter Anwenden der folgenden Schritte unterteilt sind:
- die zweite Zone wird in eine Anzahl von Unterzonen gleich einer Anzahl von Maschenblöcken, die in der Zone vorhanden ist, geteilt, wobei ein Maschenblock eine vertikale Stapelung von Maschen bezeichnet,
  - die dritte Zone wird durch Ausführen der folgenden Schritte unterteilt:
    - man schneidet die Grenze der dritten Zone an allen Graden, indem man 360 Bögen definiert,
    - man definiert eine Unterzone, indem man Endpunkte jedes der Bögen in der Mitte der Ellipse, die die Grenze bildet, verbindet,
    - 50 • man berechnet für jede der Unterzonen einen äquivalenten Bruchpermeabilitätstensor, von dem ausgehend man eine Ausrichtung der Strömungen in der Unterzone bestimmt,
    - man vergleicht die Werte äquivalenter Bruchpermeabilität und die Ausrichtung der Strömungen zwischen benachbarten Unterzonen, und
    - man gruppiert benachbarte Unterzonen in einer einzigen Unterzone, wenn der Unterschied zwischen den Permeabilitätswerten niedriger ist als ein erster Schwellenwert, und wenn der Unterschied zwischen den Ausrichtungen der Strömungen kleiner ist als ein zweiter Schwellenwert.
- 55 **9.** Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem man das Bild vereinfacht, indem man die folgenden

Schritte ausführt:

- man baut ein äquivalentes Bruchnetz (RFE) zu dem Bild äquivalent ist, mittels einer sogenannten Warren- und Root-Darstellung, bei der das Netzwerk durch Beabstandungen von Brüchen ( $s_1^{fin}, s_2^{fin}$ ) in zwei orthogonale Richtungen mit Hauptpermeabilität charakterisiert ist, durch einen Bruchöffnungsparameter ( $e^{fin}$ ), durch Bruchleitfähigkeiten ( $C_{f1}^{fin}$  und  $C_{f2}^{fin}$ ), und eine Permeabilität ( $km^{fin}$ ) einer Matrixmitte zwischen Brüchen,
- man vereinfacht das äquivalente Bruchnetz (RFE) mittels eines Beabstandungskoeffizienten der Brüche ( $G$ ) des Netzwerks, dessen Wert niedriger ist als ein Wert  $G_{max-zone}$ , der auf jeder der Zonen definiert ist, um eine ausreichende Konnektivität zwischen vereinfachten Zonen und nicht vereinfachten Zonen zu garantieren.

10. Verfahren nach Anspruch 9, wobei, für eine gegebene Unterzone, der Wert  $G_{max-zone}$  gleich:

$$G_{max-zone} = \frac{DLM}{6 \cdot \text{Max}(s_1^{fin}, s_2^{fin})}$$

ist, wobei

- DLM: das seitliche Mindestmaß der gegebenen Unterzone ist,
- $s_1^{fin}, s_2^{fin}$ : Beabstandungen von Brüchen in der sogenannten Warren- und Root-Darstellung sind.

11. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei man die folgenden Schritte ausführt:

- man wiederholt den Schritt a), indem man die statistischen Parameter (PSF) derart modifiziert, dass man einen Unterschied zwischen einem Schachttestresultat und einem Schachttest-Simulationsresultat ausgehend von dem vereinfachten Bild minimiert,
- man assoziiert mit jeder der Maschen mindestens einen äquivalenten Durchlässigkeitswert und einen mittleren Öffnungswert der Brüche, wobei die Werte ausgehend von den geänderten statistischen Parametern (PSF) bestimmt werden,
- man simuliert Strömungen von Fluiden in dem Lager mittels eines Strömungsimulators und der äquivalenten Werte äquivalenter Permeabilität und der mittleren Öffnungswerte der Brüche, die mit jeder der Maschen assoziiert sind,
- man wählt ein Produktionsszenario aus, das es erlaubt die Produktion des Lagers mit Hilfe der Simulation der Strömungen von Fluiden zu optimieren, und
- man betreibt das Lager gemäß dem Szenario, das es erlaubt, die Produktion des Lagers zu optimieren.

## Claims

1. A method for optimizing the development of a fluid reservoir traversed by a fracture network and by at least one well, wherein a representation of said fluid reservoir is constructed, said reservoir is discretized into a set of cells and the fractures are **characterized by** statistical parameters (PSF) from observations of said reservoir, **characterized in that** the method comprises the following stages:

- a) deducing from said statistical parameters (PSF) an equivalent permeability tensor and an average opening for said fractures, from which an image representative of the fracture network delimiting porous blocks and fractures is constructed,
- b) deducing from said tensor a direction of fluid flow around said well,
- c) defining around said well a first elliptical boundary zone centered on said well and containing said well, and at least a second elliptical boundary zone centered on said well and forming an elliptical ring with the elliptical boundary of said first zone, said zones being oriented in said direction of fluid flow,
- d) simplifying said image representative of the fracture network in a different manner in each one of said zones,
- e) using said simplified image to construct said representation of the fluid reservoir,
- f) using said representation of the fluid reservoir and a flow simulator to optimize the development of said fluid reservoir.

2. A method as claimed in claim 1, wherein statistical parameters (PSF) are selected from among the following parameters: fracture density, fracture length, fracture orientation, fracture inclination, fracture opening and fracture

distribution within the reservoir.

- 5
3. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein an aspect ratio is determined for each zone, defined from the lengths of the axes of the ellipse making up the boundary of said zone, so as to reproduce a flow anisotropy around said well, and the zones are constructed so as to respect said aspect ratio.
- 10
4. A method as claimed in claim 3, wherein said aspect ratio is determined by means of the principal values of said permeability tensor.
- 15
5. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein a distance is defined between said boundaries between zones, so as to give an equal weight to each zone in terms of pressure difference recorded in each zone under permanent flow regime conditions.
- 20
6. A method as claimed in claim 5, wherein said distance is defined by setting the lengths of one of the two axes of two successive ellipses at values in geometric progression of constant ratio.
- 25
7. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein three zones are constructed, a first zone (ZNS) containing the well, within which no simplification of said image is performed, a second zone (ZP) in contact with said first zone, within which a first simplification of said image is performed, and a third zone (ZL) in contact with said second zone, within which a second simplification of said image is performed, said second simplification being more significant than said first simplification.
- 30
8. A method as claimed in claim 7, wherein said second and third zones are divided into sub-zones by applying the following stages:
- said second zone is divided into a number of sub-zones equal to a number of blocks of cells present in said zone, a block of cells designating a vertical pile of cells,
  - said third zone is divided by carrying out the following stages:
    - dividing every degree the boundary of said third zone, defining 360 arcs,
    - defining a sub-zone by connecting end points of each of said arcs to the centre of the ellipse forming the boundary,
    - for each one of said sub-zones, calculating an equivalent fracture permeability tensor from which an orientation of the flows in said sub-zone is determined,
    - comparing the equivalent fracture permeability values and the flow orientation between neighbouring sub-zones, and
    - grouping neighbouring sub-zones together into a single sub-zone when a difference between the permeability values is below a first threshold and when a difference between the flow orientations is below a second threshold.
- 35
- 40
9. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said image is simplified by carrying out the following stages:
- constructing a fracture network (RFE) equivalent to said image, by means of a so-called Warren and Root representation, wherein the network is **characterized by** fracture spacings ( $s_1^{fin}$ ,  $s_2^{fin}$ ) in two orthogonal directions of principal permeability, by a fracture opening parameter ( $e^{fin}$ ), by fracture conductivities ( $C_{r1}^{fin}$  and  $C_{r2}^{fin}$ ) and a permeability ( $k_m^{fin}$ ) of a matrix medium between fractures,
  - simplifying said equivalent fracture network (RFE) by means of a network fracture spacing coefficient (G) whose value is less than a value  $G_{max-zone}$  defined on each of said zones in order to guarantee sufficient connectivity between simplified zones and non-simplified zones.
- 45
- 50
10. A method as claimed in claim 9 wherein, for a given sub-zone, value  $G_{max-zone}$  is equal to:

55

$$G_{max-zone} = \frac{DLM}{6 \cdot \text{Max}(s_1^{fin}, s_2^{fin})}$$

with:

## EP 2 453 106 B1

- DLM : minimum lateral dimension of the given sub-zone;
- $s1^{fin}$ ,  $s2^{fin}$  : fracture spacings in the so-called Warren and Root representation.

11. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein the following stages are carried out:

- 5
- repeating stage a) while modifying said statistical parameters (PSF) so as to minimize a difference between a well test result and a well test simulation result from said simplified image,
  - associating with each one of said cells at least one equivalent permeability value and an average opening value for said fractures, said values being determined from said modified statistical parameters (PSF),
  - 10 - simulating fluid flows in said reservoir by means of a flow simulator, of the equivalent permeability values and the average opening values of said fractures associated with each one of said cells,
  - selecting a production scenario allowing the reservoir production to be optimized by means of said fluid flow simulation, and
  - 15 - developing said reservoir according to said scenario allowing the reservoir production to be optimized.

20

25

30

35

40

45

50

55

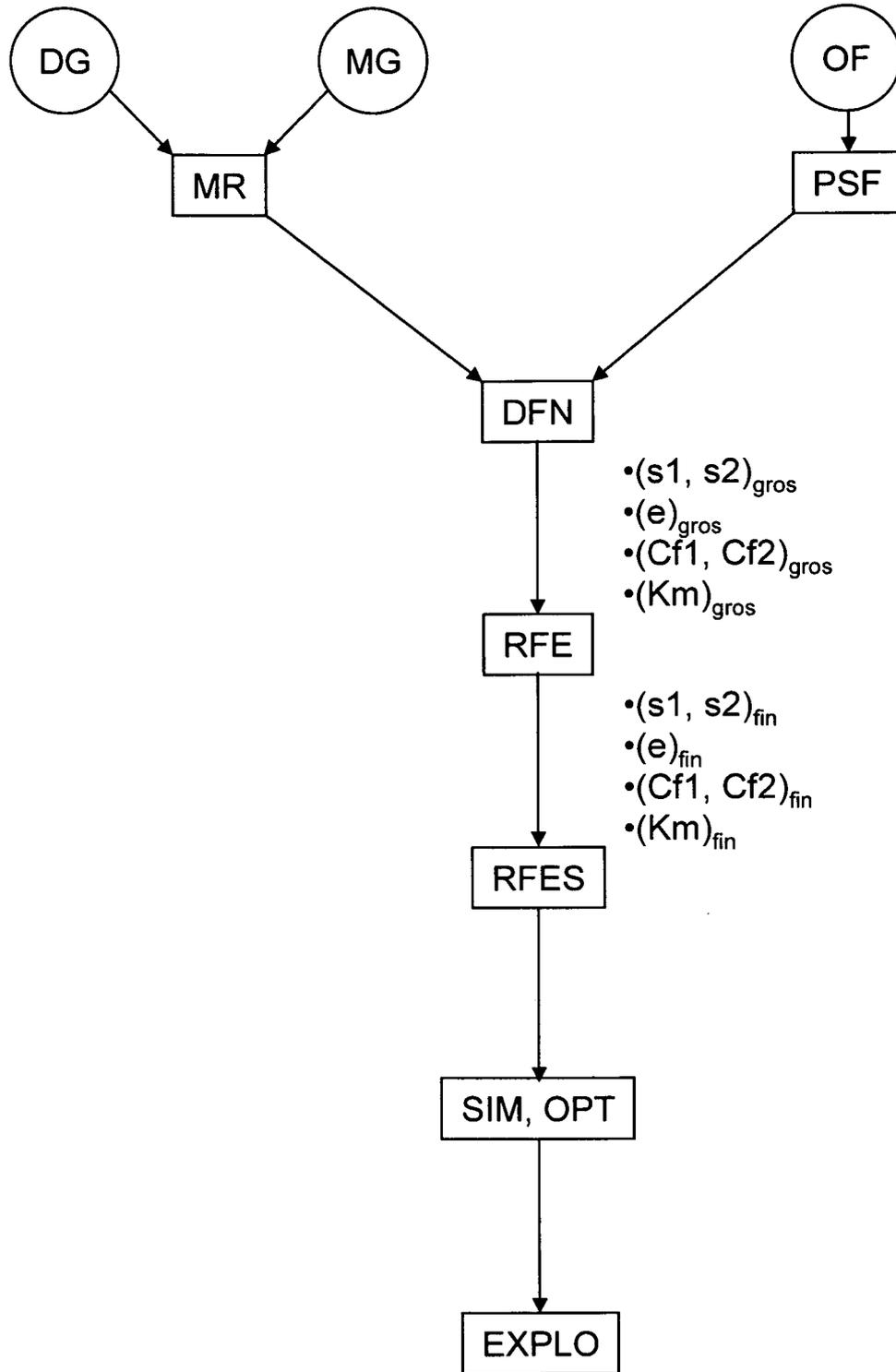


Fig. 1

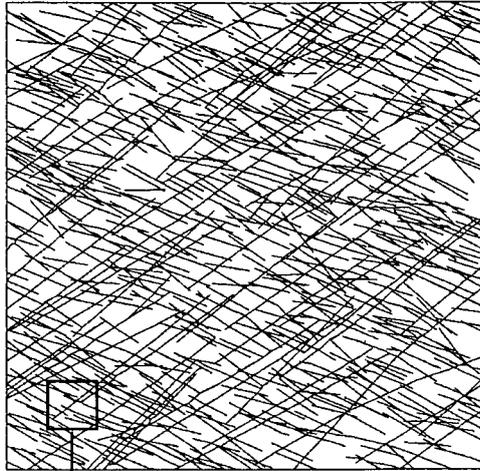


Fig. 2

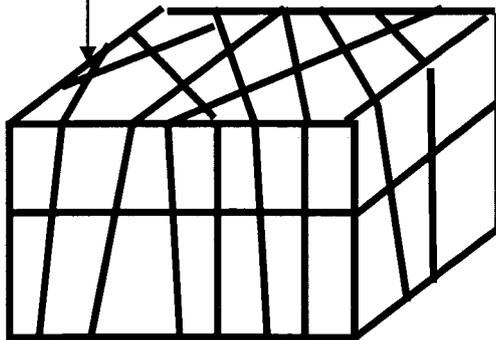


Fig. 3

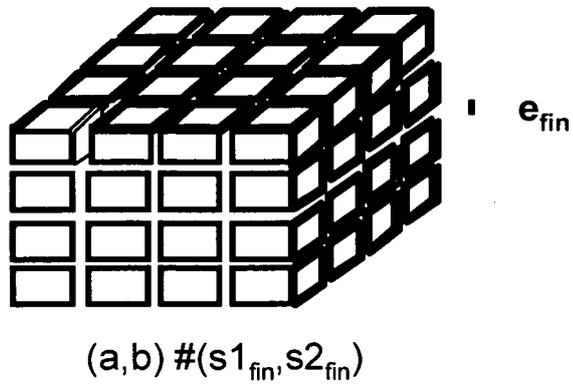


Fig. 4

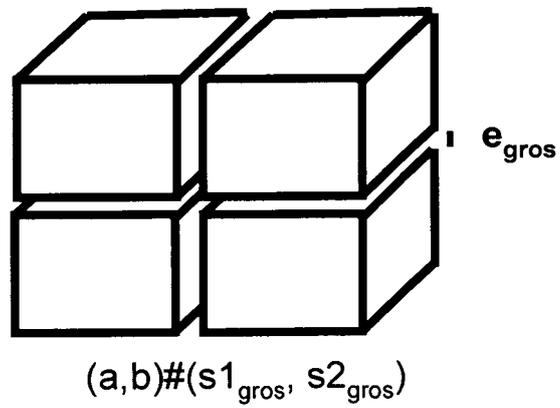


Fig. 6

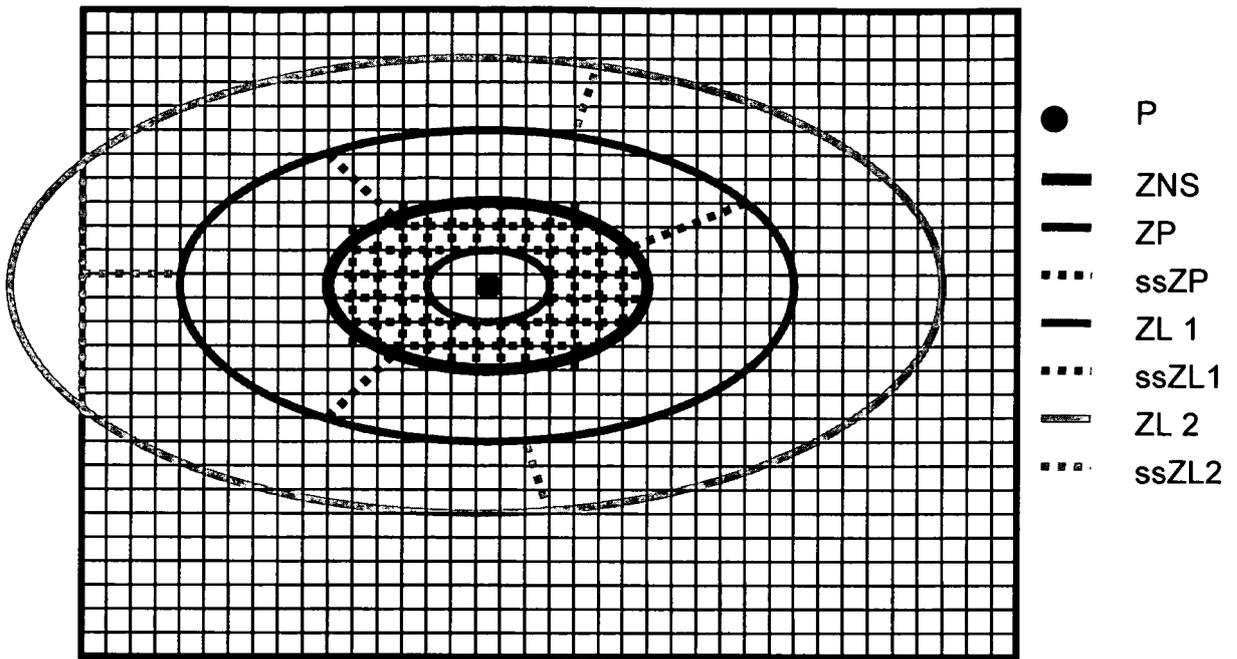


Fig. 5

## RÉFÉRENCES CITÉES DANS LA DESCRIPTION

*Cette liste de références citées par le demandeur vise uniquement à aider le lecteur et ne fait pas partie du document de brevet européen. Même si le plus grand soin a été accordé à sa conception, des erreurs ou des omissions ne peuvent être exclues et l'OEB décline toute responsabilité à cet égard.*

### Documents brevets cités dans la description

- US 20080091396 A1 [0012]
- EP 2037080 A [0047] [0050] [0057] [0064]
- FR 2757947 [0048] [0064]
- US 6023656 A [0048] [0064]
- FR 2757957 [0048] [0058] [0064]
- US 6064944 A [0048] [0058] [0064]
- FR 2787219 [0062]

### Littérature non-brevet citée dans la description

- **WARREN J.E. et al.** The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Journal*, Septembre 1963, 245-255 [0008] [0064]
- **ODA M.** Permeability tensor for discontinuous Rock Masses. *Geotechnique*, 1985, vol. 35, 483-495 [0047]
- **BOURBIAUX, B. et al.** A Rapid and Efficient Methodology to Convert Fractured Reservoir Images into a Dual-Porosity Model. *Oil & Gas Science and Technology*, 1998, vol. 53 (6), 785-799 [0048]
- Upscaling Improvement for Heterogeneous Fractured Reservoir Using a Geostatistical Connectivity Index. **DELORME, M. ; ATFEH, B. ; ALLKEN, V. ; BOURBIAUX, B.** Geostatistics 2008. VIII International Geostatistics Congress, 2008 [0057]