(19) Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

(11) **EP 2 037 080 A1**

(12) **DEMANDE DE BREVET EUROPEEN**

(43) Date de publication:
18.03.2009 Bulletin 2009/12

(51) Int Cl.:
E21B 49/00 *(2006.01)*

(21) Numéro de dépôt: **08290574.6**

(22) Date de dépôt: **17.06.2008**

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

(30) Priorité: **29.06.2007 FR 0704703**

(71) Demandeur: **IFP**
92852 Rueil-Malmaison Cédex (FR)

(72) Inventeurs:
- **Delorme Matthieu**
  92500 Rueil-Malmaison (FR)
- **Bourbiaux Bernard**
  92500 Ruelil-Malmaison (FR)

(54) Méthode pour estimer la preméabilité d'un réseau de fractures à partir d'une analyse de connectivité

(57) - Méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures fracturé, dans laquelle on détermine la perméabilité du réseau en réalisant un compromis fiable, entre méthodes numérique et analytique.
- On discrétise le gisement en un ensemble de mailles et on élabore une description géométrique du réseau de fractures dans chacune des mailles. Puis, on en déduit, au sein de chaque maille, un indice de connectivité des fractures. On détermine la perméabilité du réseau de fractures des mailles dont l'indice de connectivité est supérieur à un premier seuil, et l'on affecte une valeur de perméabilité nulle au sein des autres mailles. On peut déterminer d'autres seuils de façon à choisir entre une méthode numérique ou une méthode analytique pour déterminer la perméabilité. On exploite ces perméabilités dans un simulateur d'écoulement de façon à optimiser l'exploitation du gisement.
- Application à l'exploitation de gisements pétroliers.

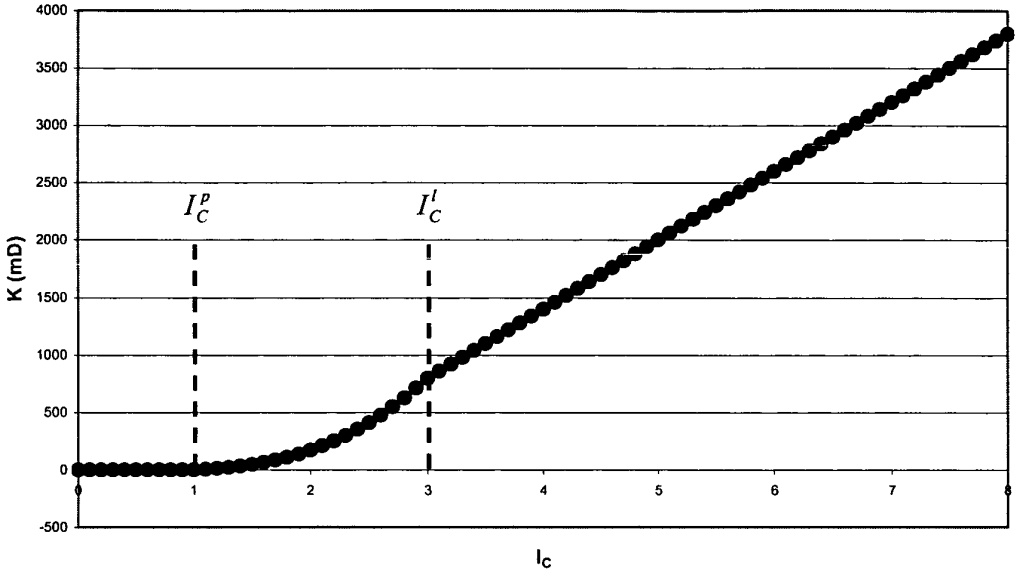


Fig. 1

EP 2 037 080 A1

Description

[0001] La présente invention concerne le domaine de l'optimisation de l'exploitation de gisements souterrains, tels que des gisements d'hydrocarbures, notamment lorsque ceux-ci comportent un réseau de fractures.

[0002] La méthode selon l'invention, convient notamment pour l'étude des propriétés hydrauliques de terrains fracturés, et notamment pour étudier les déplacements d'hydrocarbures dans des gisements souterrains.

[0003] En particulier, l'invention concerne une méthode destinée à déterminer la perméabilité d'un réseau de fractures, de façon à prédire les écoulements de fluides susceptibles de se produire au travers du gisement. On peut alors simuler une production d'hydrocarbures en fonction de divers scénarios de production.

[0004] L'industrie pétrolière, et plus précisément l'exploration et l'exploitation de gisements 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, les paramètres nécessaires à la récupération optimale des hydrocarbures (tels que la pression d'injection, le débit de production,...) nécessitent de bien connaître le gisement. Connaître le gisement signifie connaître les propriétés pétrophysiques du sous-sol en tout point de l'espace.

[0005] Pour ce faire, depuis longtemps, l'industrie pétrolière allie les mesures techniques aux modélisations, réalisées en laboratoire et/ou par des 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.

État de la technique

[0006] Les ingénieurs 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.

[0007] 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.

[0008] 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.

[0009] Les ingénieurs en charge de l'exploitation de réservoirs fracturés, ont donc besoin d'estimer la perméabilité à grande échelle (celle du rayon de drainage d'un puits ou de l'espace inter-puits par exemple) des réseaux de fractures, et de prévoir le comportement hydrodynamique (débit, pression,..) de ces réseaux, en réponse à des sollicitations extérieures imposées via des puits.

[0010] A ces fins, les spécialistes de géosciences procèdent en premier lieu à une caractérisation du réseau de fractures, sous la forme d'un ensemble de familles de fractures caractérisées par des attributs géométriques.

[0011] Puis, en vue de la simulation des écoulements au sein du réservoir fracturé, un modèle numérique est le plus souvent utilisé. Ce modèle est appliqué à une représentation discrétisée du gisement, c'est-à-dire que le gisement est découpé en un ensemble de mailles. L'application du modèle numérique, nécessite de connaître les propriétés d'écoulement du réseau de fractures à l'échelle des mailles, habituellement de tailles hectométriques. En particulier, les perméabilités du réseau de fractures doivent être déterminées.

[0012] Ceci peut être réalisé de manière fiable à partir d'un calcul d'écoulement, effectué sur un modèle géométrique représentatif du réseau de fractures. Une telle méthode est décrite dans le brevet suivant : FR 2.757.947 (US 6.023.656).

[0013] Toutefois, cette méthode de calcul numérique est coûteuse en temps de calcul, pour des réservoirs complexes et/ou de grande taille. Souvent la discrétisation d'un gisement conduit à la construction d'une grille comportant des millions de mailles.

[0014] Le spécialiste dispose alors de méthodes alternatives. Il dispose en effet de méthodes analytiques de calcul. On appelle *« méthode analytique »* une ou plusieurs équations permettant de déterminer de manière exacte, sans approximation ni recours à des techniques numériques (itératives, etc.) les inconnues d'un problème en fonction des données. Un exemple de méthode analytique est décrit par exemple dans le document suivant :

M.Chen, M. Bai, and J-C Roegiers, Permeability Tensors of Anisotropic Fracture Networks, Mathematical Geology, Vo1.31, No. 4, 1999

Toutefois, les méthodes analytiques reposent le plus souvent sur des hypothèses simplificatrices du problème physique

et ne permettent pas d'obtenir la précision atteinte par les méthodes numériques qui, elles, permettent de prendre en considération la complexité réelle de la physique dans son intégralité. Il est pourtant parfois crucial de préserver une grande précision dans l'estimation des perméabilités des réseaux de fractures, de façon à pouvoir sélectionner les meilleurs scénarios de production, permettant d'optimiser la production d'hydrocarbures.

[0015] L'objet de l'invention concerne une méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures comportant un réseau de fractures, dans laquelle on détermine la perméabilité du réseau en réalisant un compromis fiable entre méthodes numérique et analytique.

[0016] La méthode y parvient en réalisant une analyse quantitative des propriétés de connectivité du réseau de fractures, de façon à limiter l'utilisation de méthode numérique.

La méthode selon l'invention

[0017] L'invention concerne une méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement comportant un réseau de fractures, dans laquelle on discrétise le gisement en un ensemble de mailles. On élabore également une description géométrique du réseau de fractures dans chacune des mailles. La méthode comporte les étapes suivantes :

- on détermine, au sein de chaque maille, un indice de connectivité, fonction au moins du nombre d'intersections entre fractures, au moyen de ladite description géométrique ;
- on estime la perméabilité du réseau de fractures de mailles dont l'indice de connectivité est supérieur à un seuil ;
- on affecte une valeur fixée de perméabilité, au sein des autres mailles dont l'indice de connectivité est inférieur audit seuil, de façon à limiter le nombre d'estimations de perméabilité ; et
- on optimise l'exploitation du gisement, en simulant des écoulements de fluides dans ledit gisement, en fonction des perméabilités du réseau de fractures en chaque maille.

[0018] Pour optimiser davantage l'estimation de la perméabilité du réseau de fractures en chaque maille, on peut sélectionner, pour chaque maille, une méthode d'estimation de la perméabilité du réseau de fractures en fonction de la valeur de l'indice de connectivité.

[0019] La sélection de la méthode peut alors être réalisée, en définissant deux seuils de connectivité, correspondant à deux valeurs d'indice de connectivité définissant trois intervalles d'indice de connectivité. On sélectionne alors une méthode différente pour chacun des intervalles, de façon à optimiser l'estimation de la perméabilité en chaque maille. On choisira la méthode la plus simple préservant la précision des résultats.

[0020] Dans ce mode de réalisation, les seuils peuvent être définis de façon empirique, ou n réalisant les étapes suivantes :

- on dispose d'un ensemble de mailles comportant chacune un réseau de fractures pour lequel on dispose d'une description géométrique ;
- on détermine un indice de connectivité pour chacune des mailles ;
- on détermine une perméabilité du réseau en chaque maille, à l'aide d'un simulateur d'écoulement ;
- on construit une courbe de la perméabilité en fonction de l'indice de connectivité ;
- on définit les seuils en fonction de la forme de ladite courbe, de façon à ce que la perméabilité obéisse à la même loi de comportement en fonction de l'indice de connectivité au sein des trois intervalles définis par les seuils.

[0021] Dans ce mode de réalisation, on peut choisir l'ensemble de mailles pour lequel on dispose d'une description géométrique, en sélectionnant un ensemble de mailles issues de la discrétisation du gisement, dont les indices sont répartis sur l'intervalle des indices de connectivité calculés pour l'ensemble des mailles issues de la discrétisation du gisement.

[0022] Les méthodes d'estimation de la perméabilité peuvent être choisies de la façon suivante :

- on estime la perméabilité du réseau de fractures au sein des mailles dont l'indice de connectivité est supérieur au second seuil, au moyen d'une formule analytique ;

- on estime la perméabilité du réseau au sein de mailles dont l'indice de connectivité est compris entre les deux seuils, au moyen d'un simulateur d'écoulement.

[0023] Dans ce cas, on peut estimer la perméabilité en fonction de la valeur de l'indice de connectivité. On peut par exemple :

- estimer la perméabilité du réseau de fractures au sein des mailles dont l'indice de connectivité est supérieur au second seuil, au moyen d'une formule analytique dans laquelle on considère que la perméabilité du réseau croît linéairement en fonction de l'indice de connectivité ;
- et estimer la perméabilité du réseau au sein de mailles dont l'indice de connectivité est compris entre les deux seuils, au moyen d'une méthode dans laquelle on considère que la perméabilité du réseau n'obéit plus à la même relation qu'au-delà du second seuil.

[0024] 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.

Présentation succincte des figures

[0025]

- La figure 1 représente une courbe de perméabilité de réseau K en fonction de l'indice de connectivité I_C, à partir de laquelle on détermine un seuil de percolation I_C^p et un seuil de linéarité I_C^l ($I_C^p \approx 1$ et $I_C^l \approx 3$).
- La figure 2 illustre la discrétisation en deux dimensions d'un gisement en un ensemble de mailles, et indique les mailles pour lesquelles on ne calcule pas la perméabilité (zone 1, en blanc), les mailles pour lesquelles on calcule la perméabilité à l'aide d'un simulateur d'écoulement (zone 2, en gris), et les mailles pour lesquelles on calcule la perméabilité à l'aide d'une formule linéaire (zone 3, en noir).

Description détaillée de la méthode

[0026] La méthode selon l'invention permet d'optimiser l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures, notamment lorsque celui-ci comporte un réseau de fractures. La méthode permet en particulier de minimiser le temps nécessaire à la détermination des perméabilités du réseau de fractures, tout en préservant une bonne précision des résultats. La méthode comporte six étapes :

1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles

2- Description géométrique du réseau de fractures

3- Analyse de la connectivité du réseau de fractures

4- Détermination de la perméabilité équivalente d'un réseau de fractures

5- Simulation des écoulements de fluides

6- Optimisation des conditions de production du gisement

1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles

[0027] Depuis longtemps, l'industrie pétrolière allie les mesures techniques aux modélisations, réalisées en laboratoire et/ou par des logiciels.

[0028] 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, via son architecture sédimentaire et/ou ses propriétés pétrophysiques.

[0029] Ces modélisations se basent sur une représentation du gisement, en un ensemble de mailles. Chacune de

ces mailles représentent un volume donné du gisement. L'ensemble des mailles constitue une représentation discrète du gisement.

2- Description géométrique du réseau de fractures naturelles

[0030] Le spécialiste des géosciences procède à une caractérisation de la géométrie du réseau de fractures naturelles : il élabore une description géométrique du réseau de fractures, dans chacune des mailles, au moyen d'attributs géométriques pertinents.

[0031] Cette description géométrique nécessite un ensemble de mesures, réalisées sur le terrain par le géologue. Ces mesures permettent de caractériser le réseau de fractures, de façon à aboutir à une description du réseau sous la forme d'un ensemble de N familles de fractures, caractérisées par des attributs géométriques.

[0032] Dans tout ce qui suit, pour des raisons de clarté de l'exposé, nous considérons la situation bidimensionnelle d'un réseau de fractures de N familles contenues dans une couche, sans toutefois que cela ne remette en cause la possibilité d'étendre le domaine d'application de l'invention aux situations tridimensionnelles de réservoirs multicouches et/ou de grande épaisseur par rapport à l'extension verticale des fractures.

[0033] En deux dimensions les attributs géométriques relatifs à une famille f peuvent être les suivants :

- un angle moyen, θ_f, d'orientation par rapport à une direction de référence et un angle moyen de dispersion, α_f, de cette orientation autour de l'angle moyen θ_f. Ces paramètres d'orientation sont généralement ajustés à une loi statistique (telle que par exemple la loi de Fisher) ;

- une longueur moyenne, L_f, et une dispersion autour de cette moyenne ;

- une densité, d_f, définie comme la longueur cumulée de fracture par unité de surface (m/m^2).

[0034] Cette description géométrique du réseau de fractures, peut également être déterminée de façon probabiliste. On établit alors une description géométrique du réseau de fractures en affectant à chaque famille de fractures *f*, une loi de probabilité $\rho_{\theta,f}$ des orientations dans le plan des couches par rapport à une direction de référence, ainsi qu'une loi de probabilité des longueurs $\rho_{i,f}$, et une densité d_f. Chaque loi de probabilité pour le paramètre *p* vérifie la relation :

$$\int \rho_{p,f}\, dp = 1$$

[0035] En fonction des mesures réalisées, ou des lois de probabilité définies, on affecte à chaque maille de la représentation discrète du gisement, une valeur à chacun des attributs géométriques décrivant le réseau de fractures à l'échelle de cette maille.

[0036] Les documents suivants décrivent un exemple de techniques utilisables pour accomplir cette tâche : FR 2.725.794 (US 5.661.698), FR 2.725.814 (US 5.798.768), FR 2.733.073 (US 5.659.135)

[0037] A la fin de cette étape, on a construit une représentation du gisement sous forme d'un ensemble de mailles, et l'on a affecté à chacune de ces mailles un ensemble d'attributs géométriques caractérisant le réseau de fractures au sein de chaque maille.

[0038] Pour une application au cas 3D, les attributs géométriques permettant d'établir une description géométrique du réseau de fractures naturelles, sont les mêmes paramètres que pour le cas 2D ainsi que :

- un angle moyen, ψ_f, d'orientation par rapport à une direction de référence dans le plan vertical et un angle moyen de dispersion, β_f, de cette orientation autour de l'angle moyen ψ_f. Ces paramètres d'orientation sont généralement ajustés à une loi statistique ;

- une hauteur moyenne, H_f, et une dispersion autour de cette moyenne ;

- une densité, d_f, définie comme la surface cumulée de fracture par unité de volume (m^2/m^3).

[0039] On établit une description géométrique du réseau de fractures en affectant à chaque famille de fractures *f*, une loi de probabilité $\rho_{\theta,f}$ des orientations dans le plan des couches par rapport à une direction de référence, une loi de probabilité des orientations dans le plan vertical $\rho_{\Psi,f}$, une loi de probabilité des longueurs $\rho_{1,f}$ ainsi qu'une loi de probabilité des hauteurs $\rho_{H,f}$, et une densité d_f.

3- Analyse de la connectivité du réseau de fractures

[0040] Dans l'optique d'optimiser l'exploitation d'un gisement, on prend en compte, non seulement la géométrie du réseau de fractures, mais également le rôle des fractures sur le comportement hydrodynamique du réservoir. Pour déterminer ce rôle, on définit si le réseau de fractures est connecté, de telle sorte qu'il contribue directement aux écoulements et transports à l'échelle du réservoir. La connaissance de ce degré de connectivité est essentielle pour l'ingénieur de réservoir chargé d'estimer/prédire l'exploitation du réservoir.

[0041] Selon l'invention, avant de calculer la perméabilité du réseau en chaque maille, qui est soit coûteux, lorsque l'on utilise une méthode précise telle qu'une méthode numérique, soit rapide mais imprécis, lorsque l'on utilise une méthode telle qu'une méthode analytique, on évalue la connectivité du réseau de fractures de la maille considérée.

[0042] En effet, si les fractures d'un réseau, au sein d'une maille, ne sont pas connectées entre elles, la perméabilité du réseau est nulle. A l'inverse, si les fractures d'un réseau, au sein d'une maille, sont toutes connectées, la perméabilité est importante. En effet, un fluide n'a aucune difficulté à traverser la maille dans ce dernier cas.

[0043] Pour déterminer le degré de connectivité des fractures d'un réseau au sein d'une maille, on calcule, selon l'invention, un indice représentatif du nombre d'intersections entre les fractures du réseau. En effet, plus les fractures d'un réseau comportent d'intersections, plus elles sont connectées.

[0044] Cet indice est appelé « indice de connectivité », et il est noté I_C. L'indice de connectivité I_C est alors un paramètre fonction du nombre d'intersections entre les fractures du réseau. On le détermine en chaque maille, à partir des informations issues de la description géométrique.

[0045] De façon générale, on peut utiliser la formulation suivante pour définir l'indice de connectivité I_C. :

$$Ic = g_1(d)g_2(\theta,\alpha)g_3(L)$$

avec :

g_1 : une fonction linéaire dépendant de la densité de fracturation du réseau ;
g_2 : une fonction dépendant de la dispersion des orientations (α) dans le plan horizontal
g_3 : une fonction linéaire dépendant de la longueur moyenne (L) des fractures ;
g_4 : une fonction dépendant de la dispersion des orientations (Ψ) dans le plan vertical.

On peut évaluer ces fonctions de façon empirique. On peut aussi définir l'indice de connectivité à partir des valeurs moyennes des attributs géométriques définis plus haut, de la façon suivante :

Cas de 2 familles (i,j) d'orientations θ_i, θ_j constantes:

$$Ic_{ij} = \frac{d_i.d_j.L_i.L_j.\sin(|\theta_i - \theta_j|)}{d_iL_j + d_jL_i}$$

Cas d'une famille *f* dont la dispersion d'orientations est non négligeable et définie par une loi géostatistique $\rho_{\theta,f}$:

$$Ic_f = d_f \times L_f \times \int_{\theta_1=0}^{2\Pi} \int_{\theta_2>\theta_1}^{2\Pi} \rho_{\theta,f}(\theta_1)\rho_{\theta,f}(\theta_2)|\sin(\theta_1 - \theta_2)|d\theta_1 d\theta_2$$

Si on considère les lois de distribution statistiques des paramètres géométriques de chacune des familles f, on peut utiliser l'expression suivante de I_c pour un cas à N Familles :

$$Ic = \frac{1}{\sum_{k=1}^{N} \frac{d_k}{L_k}} \left(\sum_{i=1}^{N} \left(d_i^2 \cdot \int_{\theta_1=0}^{2\Pi} \int_{\theta_2>\theta_1}^{2\Pi} \rho_{\theta,i}(\theta_1)\rho_{\theta,i}(\theta_2)\left|\sin(\theta_1-\theta_2)\right| d\theta_1 d\theta_2 \right) + \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=i+1}^{N} d_i d_j \int_{\theta_1=0}^{2\Pi} \int_{\theta_2=0}^{2\Pi} \rho_{\theta,i}(\theta_1)\rho_{\theta,j}(\theta_2)\left|\sin(\theta_1-\theta_2)\right| d\theta_1 d\theta_2 \right)$$

4- Détermination de la perméabilité équivalente du réseau de fractures

[0046] Pour déterminer le comportement hydrodynamique d'un réservoir, il est nécessaire d'évaluer une perméabilité du réseau de fractures à grande échelle. On calcule alors, en chaque maille, une perméabilité, dite « équivalente », du réseau de fractures contenu dans cette maille.

[0047] Deux méthodes existent : l'une numérique, coûteuse en ressources de calcul pour les réservoirs de grandes dimensions (nombreuses mailles), l'autre, analytique, rapide mais approximative car fondée sur des hypothèses simplificatrices, relatives à la géométrie du réseau par exemple.

[0048] Grâce à l'invention, l'ingénieur de réservoir peut optimiser en coût (temps) et qualité (précision) le calcul des perméabilités de fracture.

[0049] Le calcul des perméabilités selon l'invention, s'effectue en analysant tout d'abord la valeur de l'indice de connectivité I_c.

Sélection de mailles pour lesquelles il est nécessaire de déterminer la perméabilité

[0050] Le principe est le suivant :

- Si l'indice de connectivité I_c de la maille considérée indique que les fractures sont déconnectées entre elles, on considère la perméabilité du réseau nulle à grande échelle. Hormis le cas de fractures/failles de grande extension, le rôle des fractures sur le comportement hydrodynamique à grande échelle du réservoir est négligeable (perméabilité du réseau nulle). Dans ce cas, il n'est donc pas nécessaire de calculer la perméabilité du réseau. Ceci peut concerner des millions de mailles dans un modèle de réservoir fracturé, et l'on évite ainsi un très grand nombre de calculs inutiles.

- Si l'indice de connectivité I_C indique que les fractures sont connectées entre elles, on considère que le réseau acquiert une perméabilité à grande échelle. Le rôle hydraulique des fractures risque d'être sensible et ces dernières doivent être intégrées dans l'étude de la dynamique du réservoir.

[0051] La valeur seuil de l'indice de connectivité, à partir duquel on considère qu'il est nécessaire de calculer la perméabilité, peut être obtenue de façon empirique, ou encore par des simulations. L'homme du métier pourra notamment utiliser un simulateur d'écoulement, logiciel bien connu des spécialistes, pour définir ce seuil. Ce seuil est appelé seuil de percolation. Il est noté I_C^p.

[0052] Ainsi, l'évaluation de la connectivité du réseau de fractures en chaque maille, permet de sélectionner les mailles de la discrétisation du gisement, pour lesquelles il est nécessaire de déterminer la perméabilité de réseau par une méthode de calcul appropriée. Les autres mailles ont une valeur nulle de perméabilité de réseau.

Sélection d'une méthode de détermination de la perméabilité du réseau de fractures

[0053] Selon un mode de réalisation, on peut exploiter davantage l'indice de connectivité ainsi calculé. En effet, en établissant une courbe de perméabilité en fonction de l'indice de connectivité, on peut définir des comportements de la perméabilité, permettant de définir la technique de détermination la mieux adaptée.

[0054] Selon un mode de réalisation général, on sélectionne la méthode de calcul de la perméabilité, en définissant des seuils de connectivité, correspondant à des valeurs d'indice de connectivité définissant des intervalles d'indice de connectivité. On sélectionne une méthode pour chacun desdits intervalles.

[0055] Ces seuils peuvent être définis de façon empirique, ou par exemple, en réalisant les étapes suivantes :

i- on dispose d'un ensemble de mailles comportant chacune un réseau de fractures pour lequel on dispose d'une

description géométrique ;

ii- on calcule l'indice de connectivité de chacune de ces mailles ;

iii- on détermine une perméabilité du réseau en chaque maille, à l'aide d'un simulateur d'écoulement par exemple ;

iv- on construit une courbe de la perméabilité en fonction de l'indice de connectivité ;

v- on définit les seuils en fonction de la forme de cette courbe, de façon à ce que la perméabilité varie en fonction de l'indice de connectivité selon un comportement homogène au sein des trois intervalles définis par les seuils.

[0056] On entend par comportement homogène, le fait que, sur un intervalle, la courbe de perméabilité obéit à la même loi de comportement en fonction de l'indice de connectivité. La courbe de perméabilité en fonction de l'indice de connectivité peut être alors modélisée par une formule analytique unique (loi linéaire, polynomiale, etc.). En d'autres termes, sur un intervalle, le réseau possède la même loi de comportement à l'écoulement, i.e. la même loi de perméabilité (comportement hydraulique) en fonction de l'indice de connectivité.

[0057] En pratique, l'ensemble de mailles de l'étape i, peut être défini de la façon suivante : ayant calculé l'indice de connectivité pour toutes les mailles de la discrétisation du gisement, on sélectionne un ensemble de mailles, dont les indices sont répartis sur l'intervalle des indices de connectivité calculés pour l'ensemble des mailles du gisement.

[0058] Selon un mode de réalisation particulier, on définit deux seuils de connectivité, définissant trois intervalles d'indice de connectivité.

[0059] La figure 1 illustre une telle approche. Cette figure représente une courbe de perméabilité de réseau, K, en fonction de l'indice de connectivité I_C. On constate qu'il existe un premier seuil. Ce seuil correspond au seuil de percolation I_C^p. Il est défini sur la figure 1 par $I_C^p \approx 1$. Il existe un second seuil, noté I_C^l, appelé seuil de linéarité. Il est défini sur la figure 1 par $I_C^l \approx 3$. Au-delà de ce seuil, la courbe est une droite.

[0060] Ces deux seuils définissent trois intervalles sur lesquels la perméabilité varie selon un comportement homogène en fonction de l'indice de connectivité : en dessous de I_C^p, la perméabilité est constante (nulle), au dessus de I_C^l, la perméabilité croît linéairement. Entre les deux seuils, la perméabilité évolue en fonction de l'indice de connectivité selon une relation unique et non linéaire.

[0061] L'indice de connectivité, calculé pour chaque maille du modèle de champ fracturé, est alors utilisé de la façon suivante :

- $I_C \leq Ip_C$: $K(I_C) = 0$
- $I_C \geq I_C^l$: : sur cet intervalle, la perméabilité du réseau de fractures croît linéairement en fonction de l'indice de connectivité (I_C) ou de la densité de fractures (d). On peut alors utiliser une méthode de calcul, permettant de déterminer la perméabilité à partir d'une formule analytique. On peut par exemple définir la formule suivante :

$$K(I_C) = a.I_C + b$$

[0062] Les coefficients a et b peuvent être déterminés par une simple régression linéaire. $I_C^p \leq I_C \leq I_C^l$: sur cet intervalle de transition, la perméabilité K du réseau évolue suivant une certaine fonction g dépendant de l'indice de connectivité (I_C) ou de la densité de fractures (d) :

$$K(I_C) = g(I_C)$$

[0063] La fonction g est une fonction distincte de la fonction linéaire définie sur l'intervalle $I_C \geq I_C^l$. Elle est fixée pour un type de réseau donné, c'est-à-dire pour les réseaux dont seule la densité varie (à nombre N de familles, orientations et longueurs de fractures de chaque famille fixés).

[0064] Dans ce cas, une méthode numérique de calcul des perméabilités de fracture permet d'obtenir une valeur précise de perméabilité. Une telle méthode est décrite dans le document suivant : FR 2.757.947 (US 6.023.656).

[0065] Cependant, une alternative à la méthode numérique peut être adoptée de façon à augmenter la rapidité des calculs de perméabilité. Elle consiste à faire usage d'une approximation, telle qu'une formule analytique donnant l'évolution de la perméabilité en fonction de l'indice de connectivité.

[0066] En conclusion, l'évaluation de la connectivité du réseau de fractures en chaque maille, permet de sélectionner une méthode de détermination de la perméabilité adaptée au besoin requis au niveau de chaque maille (i.e. une méthode fiable d'une part, rapide et peu coûteuse en temps de calcul d'autre part). Elle permet par la même occasion de définir trois régions du champ (ou ensemble de mailles) possédant chacune un comportement homogène en perméabilité de fracture.

5- Simulation des écoulements de fluides

[0067] A ce stade, l'ingénieur réservoir dispose d'une représentation discrétisée (ensemble de mailles) du gisement d'hydrocarbures, dont il souhaite extraire les hydrocarbures. Cette représentation est renseignée en perméabilité de réseau de fractures, c'est-à-dire qu'à chaque maille, est associée une valeur de perméabilité.

[0068] 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.

[0069] En fonction du scénario choisi, et des perméabilités de réseau de fractures, on est alors capable de simuler la production d'hydrocarbures escomptée, au moyen d'un outil bien connu des spécialistes : un simulateur d'écoulement. Un tel logiciel permet de simuler les écoulements de fluides au sein de gisement.

6- Optimisation des conditions de production du gisement

[0070] 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 5, on peut sélectionner le scénario permettant d'obtenir une production optimale du gisement. On optimise alors l'exploitation du gisement, en mettant en oeuvre, sur le champ, le scénario de production ainsi sélectionné.

Exemple d'application.

[0071] On discrétise un gisement d'hydrocarbures comportant un réseau de fractures. La figure 2 illustre le résultat de ce maillage en deux dimensions.

[0072] On élabore une description géométrique du réseau de fractures dans chacune des mailles, à l'aide d'informations issues de mesures et analyses géologiques.

[0073] On détermine, au sein de chaque maille, un indice de connectivité, défini par exemple par la formulation suivante (formule fondée sur les attributs moyens de chacune des familles de fractures) :

$$Ic = \frac{\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=i+1}^{N} d_i . d_j . \left| \sin(\theta_i - \theta_j) \right|}{\sum_{i=1}^{N} \frac{d_i}{L_i}}$$

[0074] Cet indice définit le nombre d'intersection moyen entre fractures, au sein de chaque maille.

[0075] On tient alors compte de l'existence des deux seuils de percolation, $I_c^p \approx 1$, et de linéarité, $I_C^l \approx 3$, pour classer les mailles en fonction de leur indice de connectivité et définir ainsi trois zones (ou régions) du champ caractérisées

respectivement par des valeurs de cet indice inférieures à I_C^p, supérieures à I_C^l, et comprises entre I_C^p et I_C^l. Cette définition de zones détermine le choix de la méthode de calcul des perméabilités de fracture.

[0076] La figure 2 illustre, en deux dimensions, les mailles de la représentation du gisement pour lesquelles on ne calcule par la perméabilité (zone 1 où $I_C \leq I_C^p$, en blanc), les mailles pour lesquelles on calcule la perméabilité à l'aide d'un simulateur d'écoulement (zone 2 où $I_C^p \leq I_C \leq I_C^l$, en gris), et les mailles pour lesquelles on calcule la perméabilité à l'aide d'une formule linéaire (zone 2 où $I_C \geq I_C^l$, en gris).

[0077] Sur la zone 1 on ne calcule pas la perméabilité. On gagne donc un temps de calcul précieux. Sur la zone 3, on effectue un calcul linéaire qui nous donne la même précision qu'une simulation numérique. Sur la zone 2, pour obtenir une précision importante, on utilise un simulateur d'écoulement.

[0078] On sélectionne ensuite un procédé de production, par exemple l'injection d'eau. Le mode de mise en oeuvre de ce procédé pour le champ considéré demeure toutefois à spécifier, et plus particulièrement encore si ce champ s'avère fracturé. Différents scénarios de mise en oeuvre, différant les uns des autres par la position des puits par exemple, sont alors définis et comparés sur la base de critères quantitatifs de production/récupération des fluides en place. L'évaluation (prévision) de ces critères de production requiert l'usage d'un simulateur de champ à même de reproduire (simuler) chacun des scénarios. Dans le cas de réservoirs fracturés, les perméabilités du réseau de fractures à l'échelle de résolution du simulateur (la maille de réservoir) constituent des informations de base indispensables pour effectuer ces simulations, et déterminantes pour garantir la fiabilité des prévisions de production.

Avantages

[0079] L'invention permet d'estimer la perméabilité à grande échelle (échelle du rayon de drainage d'un puits ou de l'espace inter-puits par exemple) de ces fractures, de façon rapide et précise.

[0080] Il est alors possible de prévoir le comportement hydrodynamique (débit, pression,..) en réponse à des sollicitations extérieures imposées via des puits lors de la production d'hydrocarbures.

[0081] Les ingénieurs en charge de l'exploitation du gisement ont alors un outil leur permettant de rapidement évaluer la performance de différents scénarios de production, et ainsi, de sélectionner celui qui optimise l'exploitation au regard des critères sélectionnés par l'opérateur, comme d'assurer une production d'hydrocarbure optimale.

[0082] Ainsi, l'invention trouve une application industrielle dans l'exploitation de gisements souterrains, comportant un réseau de fractures. Il peut s'agir d'un gisement d'hydrocarbures pour lequel on souhaite optimiser la production, ou un gisement de stockage de gaz par exemple, pour lequel on souhaite optimiser l'injection ou les conditions de stockage.

Revendications

1. Méthode pour optimiser l'exploitation d'un gisement comportant un réseau de fractures, dans laquelle on discrétise le gisement en un ensemble de mailles et on élabore une description géométrique du réseau de fractures dans chacune des mailles, **caractérisée en ce que** la méthode comporte les étapes suivantes :

   - on détermine, au sein de chaque maille, un indice de connectivité, fonction au moins du nombre d'intersections entre fractures, au moyen de ladite description géométrique ;
   - on estime la perméabilité du réseau de fractures de mailles dont l'indice de connectivité est supérieur à un seuil ;
   - on affecte une valeur fixée de perméabilité, au sein des autres mailles dont l'indice de connectivité est inférieur audit seuil, de façon à limiter le nombre d'estimations de perméabilité ; et
   - on optimise l'exploitation du gisement, en simulant des écoulements de fluides dans ledit gisement, en fonction des perméabilités du réseau de fractures en chaque maille.

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle on estime la perméabilité du réseau de fractures, en sélectionnant, pour chaque maille, une méthode d'estimation de la perméabilité du réseau de fractures en fonction de la valeur de l'indice de connectivité.

3. Méthode selon la revendication 2, dans laquelle on sélectionne la méthode en définissant deux seuils de connectivité, correspondant à deux valeurs d'indice de connectivité définissant trois intervalles d'indice de connectivité, et l'on sélectionne une méthode différente pour chacun desdits intervalles, de façon à optimiser l'estimation de la perméabilité en chaque maille.

4. Méthode selon la revendication 3, dans laquelle on définit les seuils de façon empirique.

5. Méthode selon la revendication 3, dans laquelle on définit les seuils en réalisant les étapes suivantes :

- on dispose d'un ensemble de mailles comportant chacune un réseau de fractures pour lequel on dispose d'une description géométrique ;
- on détermine un indice de connectivité pour chacune des mailles ;
- on détermine une perméabilité du réseau en chaque maille, à l'aide d'un simulateur d'écoulement ;
- on construit une courbe de la perméabilité en fonction de l'indice de connectivité ;
- on définit les seuils en fonction de la forme de ladite courbe, de façon à ce que la perméabilité obéisse à la même loi de comportement en fonction de l'indice de connectivité au sein des trois intervalles définis par les seuils.

6. Méthode selon la revendication 5, dans laquelle l'ensemble de mailles comportant chacune un réseau de fractures pour lequel on dispose d'une description géométrique, est déterminé en sélectionnant un ensemble de mailles issues de la discrétisation du gisement, dont les indices sont répartis sur l'intervalle des indices de connectivité calculés pour l'ensemble des mailles issues de la discrétisation du gisement.

7. Méthode selon l'une des revendications 3 à 6, dans laquelle :

- on estime la perméabilité du réseau de fractures au sein des mailles dont l'indice de connectivité est supérieur au second seuil, au moyen d'une formule analytique ;
- on estime la perméabilité du réseau au sein de mailles dont l'indice de connectivité est compris entre les deux seuils, au moyen d'un simulateur d'écoulement.

8. Méthode selon la revendication 7, dans laquelle on estime la perméabilité en fonction de la valeur de l'indice de connectivité.

9. Méthode selon la revendication 8, dans laquelle :

- on estime la perméabilité du réseau de fractures au sein des mailles dont l'indice de connectivité est supérieur au second seuil, au moyen d'une formule analytique dans laquelle on considère que la perméabilité du réseau croît linéairement en fonction de l'indice de connectivité ;
- on estime la perméabilité du réseau au sein de mailles dont l'indice de connectivité est compris entre les deux seuils, au moyen d'une méthode dans laquelle on considère que la perméabilité du réseau n'obéit plus à la même relation qu'au-delà du second seuil.

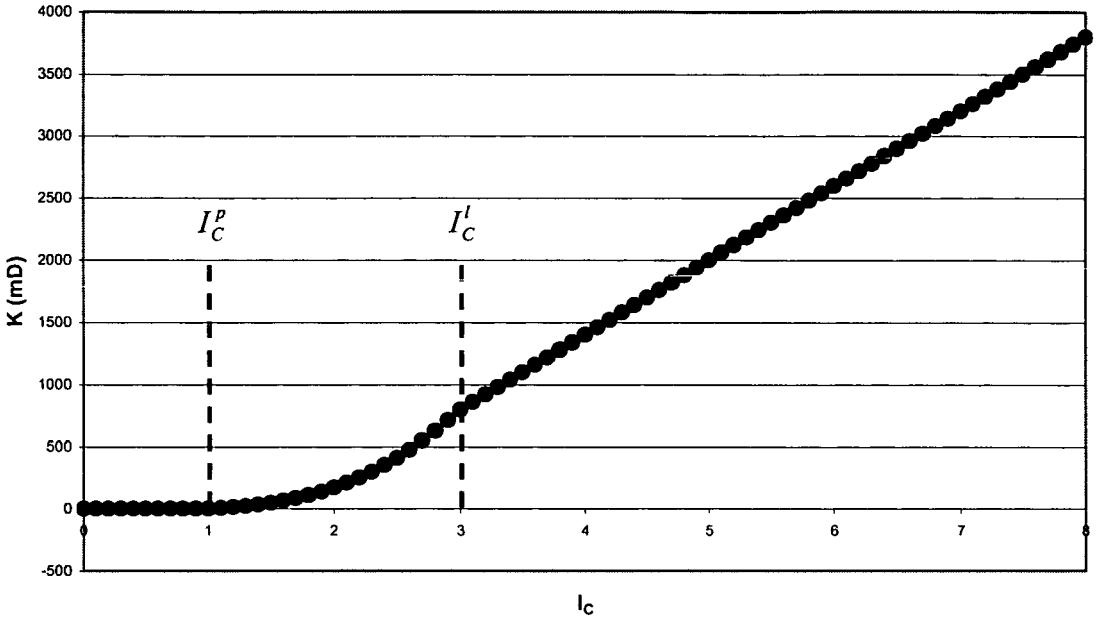

4000
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
-500
K (mD)
I_C^p
I_C^l
0
1
2
3
4
5
6
7
8
I_C

Fig. 1

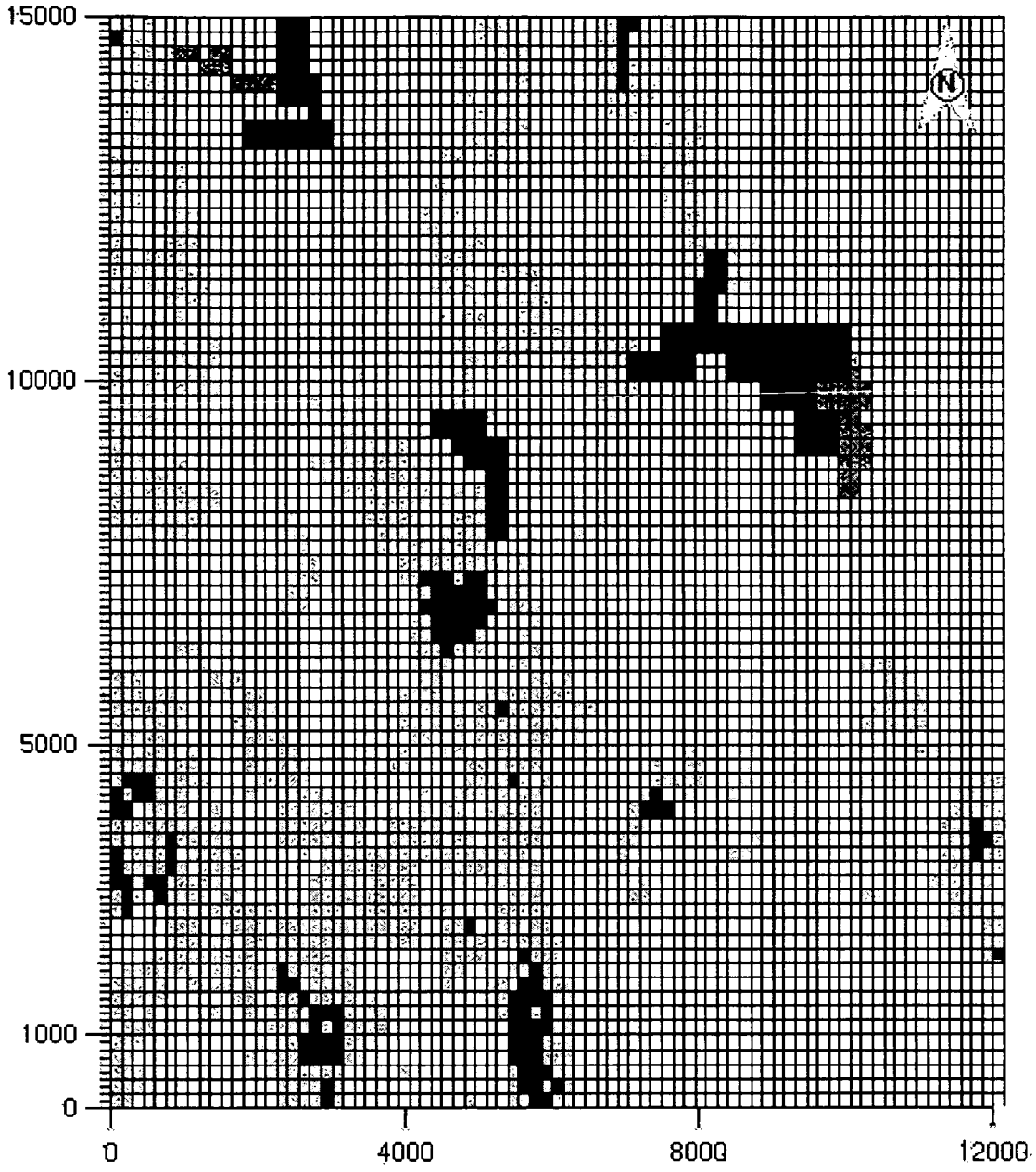


Fig. 2

Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

Numéro de la demande
EP 08 29 0574

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (IPC)
X	SAIT I. OZKAYA, JOERG MATTNER: "Fracture connectivity from fracture intersections in borehole image logs" COMPUTERS & GEOSCIENCES, no. 29, 2003, pages 143-153, XP002472550 * le document en entier *	1-9	INV. E21B49/00
X	LAETITIA MACÉ, LAURENT SOUCHE AND JEAN-LAURENT MALLET: "3D fracture modeling integrating geomechanics and geologic data." AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE, 24 octobre 2004 (2004-10-24), - 27 octobre 2004 (2004-10-27) pages 1-6, XP002472551 Cancun * page 4 - page 5 *	1	
A	LIYONG LI AND SEONG H. LEE: "Efficient field-scale simulation of black oil in a naturally fractured reservoir via discrete fracture networks and homogenized media." SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, vol. SPE, no. 103901, 5 décembre 2006 (2006-12-05), - 7 décembre 2006 (2006-12-07) pages 1-12, XP002472552 Beijing * le document en entier *	1	DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (IPC) E21B
A	M. MASIHI, P.R. KING AND P.R. NURAFZA: "Fast estimation of performance parameters in fractured reservoirs using percolation theory" SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, vol. SPE, no. 94186, 13 juin 2005 (2005-06-13), - 16 juin 2005 (2005-06-16) pages 1-12, XP002472553 Madrid * le document en entier *	1	

-/--

Le présent rapport a été établi pour toutes les revendications

Lieu de la recherche	Date d'achèvement de la recherche	Examinateur
La Haye	11 février 2009	Dantinne, Patrick

CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES

X : particulièrement pertinent à lui seul
Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie
A : arrière-plan technologique
O : divulgation non-écrite
P : document intercalaire

T : théorie ou principe à la base de l'invention
E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date
D : cité dans la demande
L : cité pour d'autres raisons
.....
& : membre de la même famille, document correspondant

EPO FORM 1503 03.82 (P04C02)

Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

Numéro de la demande
EP 08 29 0574

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (IPC)
A	R. BASQUET, C.E. COHEN AND B. BOURBIAUX: "Fracture flow property identification: an optimized implementation of discrete fracture network models" SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, vol. SPE, no. 93748, 12 mars 2005 (2005-03-12), - 15 mars 2005 (2005-03-15) pages 1-9, XP002472554 Bahrain * le document en entier *	1	
D,A	FR 2 757 947 A (INST FRANCAIS DU PETROLE [FR]) 3 juillet 1998 (1998-07-03) * abrégé *	1	

DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (IPC)

Le présent rapport a été établi pour toutes les revendications

Lieu de la recherche	Date d'achèvement de la recherche	Examinateur
La Haye	11 février 2009	Dantinne, Patrick

CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES

X : particulièrement pertinent à lui seul
Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie
A : arrière-plan technologique
O : divulgation non-écrite
P : document intercalaire

T : théorie ou principe à la base de l'invention
E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date
D : cité dans la demande
L : cité pour d'autres raisons
.....
& : membre de la même famille, document correspondant

2
EPO FORM 1503 03.82 (P04C02)

ANNEXE AU RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE RELATIF A LA DEMANDE DE BREVET EUROPEEN NO. EP 08 29 0574

La présente annexe indique les membres de la famille de brevets relatifs aux documents brevets cités dans le rapport de recherche européenne visé ci-dessus.
Lesdits members sont contenus au fichier informatique de l'Office européen des brevets à la date du
Les renseignements fournis sont donnés à titre indicatif et n'engagent pas la responsabilité de l'Office européen des brevets.

11-02-2009

Document brevet cité au rapport de recherche	Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
FR 2757947 A	03-07-1998	GB 2322948 A	09-09-1998
		NL 1007917 C2	01-07-1998
		NO 976127 A	01-07-1998
		US 6023656 A	08-02-2000

EPO FORM P0460

Pour tout renseignement concernant cette annexe : voir Journal Officiel de l'Office européen des brevets, No.12/82

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

- FR 2757947 **[0012] [0064]**
- US 6023656 A **[0012] [0064]**
- FR 2725794 **[0036]**
- US 5661698 A **[0036]**
- FR 2725814 **[0036]**
- US 5798768 A **[0036]**
- FR 2733073 **[0036]**
- US 5659135 A **[0036]**