

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la Propriété Intellectuelle

Bureau international



(43) Date de la publication internationale  
13 août 2009 (13.08.2009)

(10) Numéro de publication internationale  
**WO 2009/098366 A2**

PCT

- (51) Classification internationale des brevets :  
**G01V 11/00** (2006.01) **G06T 17/00** (2006.01)  
**G06G 7/57** (2006.01)
- (21) Numéro de la demande internationale :  
PCT/FR2008/001567
- (22) Date de dépôt international :  
6 novembre 2008 (06.11.2008)
- (25) Langue de dépôt : français
- (26) Langue de publication : français
- (30) Données relatives à la priorité :  
07/08154 19 novembre 2007 (19.11.2007) FR
- (71) Déposant (pour tous les États désignés sauf US) : **IFP** [FR/FR]; 1 et 4 avenue de Bois Preau, F-92852 Rueil-Malmaison cedex (FR).
- (72) Inventeurs; et
- (75) Inventeurs/Déposants (pour US seulement) :  
**BOURBIAUX, Bernard** [FR/FR]; 23 avenue des Chateaupieds, F-92500 Rueil-Malmaison (FR).  
**DELAPLACE, Philippe** [FR/FR]; 7, rue George Sand, Bâtiment A, F-92500 Rueil-Malmaison (FR).  
**FOURNO, André** [FR/FR]; 25B, rue du Château, F-92500 Rueil-Malmaison (FR).
- (81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KM, KN, KP, KR, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RS, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.
- (84) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), européen (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MT, NL, NO, PL, PT, RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).
- Publiée :  
— sans rapport de recherche internationale, sera republiée dès réception de ce rapport (règle 48.2.g)

(54) Title : METHOD OF MODELLING A POROUS GEOLOGICAL ENVIRONMENT THROUGH WHICH A NETWORK OF FRACTURES RUNS

(54) Titre : METHODE DE MODELISATION D'UN MILIEU GÉOLOGIQUE POREUX TRAVERSÉ PAR UN RÉSEAU DE FRACTURES

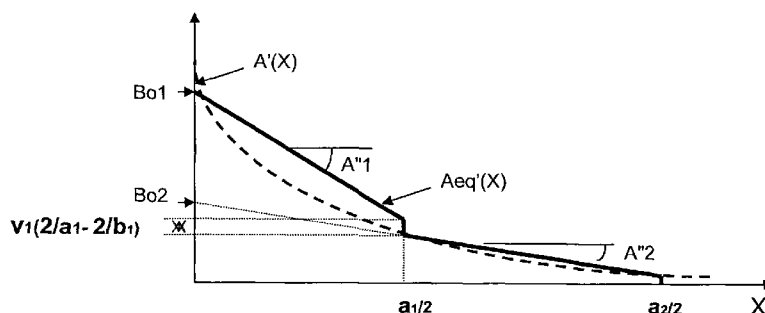


Fig. 1

(57) Abstract : Method for modelling a fractured deposit as a collection of several families of equivalent blocks of uniform shape and size. This gives a complex porous environment made up of irregular blocks modelling the fractured deposit. A function is determined that defines the propagation of a soaking front within these blocks, and the derivative  $A'(X)$  of this is calculated. A function is then determined that defines the propagation of a soaking front within equivalent uniform blocks, and the derivative  $A^{eq}(X)$  of this is calculated. The latter derivative, made up of at least two straight-line segments of distinct gradient, is a function of the sizes of the equivalent blocks. Finally, dimensions of the equivalent blocks are obtained by matching the two derivatives  $A^{eq}(X)$  and  $A'(X)$ . Application in particular to the exploitation of oil deposits for example.

(57) Abrégé :

[Suite sur la page suivante]



WO 2009/098366 A2

---

Méthode pour modéliser un gisement fracturé par un ensemble de plusieurs familles de blocs équivalents de formes et de tailles régulières. On dispose d'un milieu poreux complexe, formé de blocs irréguliers, modélisant le gisement fracturé. On détermine une fonction définissant l'avancée d'un front d'imbibition au sein de ces blocs, dont on calcule sa dérivée  $A'(X)$ . On détermine ensuite une fonction définissant l'avancée d'un front d'imbibition au sein de blocs équivalents réguliers, dont on calcule sa dérivée  $A^{eq}(X)$ . Cette dérivée, constituant au moins deux segments de droite de pentes distinctes, est fonction des dimensions des blocs équivalents. Enfin, on obtient les dimensions des blocs équivalents en ajustant les deux dérivées  $A^{eq}(X)$  et  $A'(X)$ . Application notamment à l'exploitation de gisements pétroliers par exemple.

5

## MÉTHODE DE MODÉLISATION D'UN MILIEU GÉOLOGIQUE POREUX TRAVERSÉ PAR UN RÉSEAU DE FRACTURES

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

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.

15 En particulier, l'invention concerne une méthode destinée à modéliser le réseau de  
fractures d'un milieu géologique hétérogène, de façon à prédire les écoulements de  
fluides susceptibles de se produire à travers ce milieu. On peut alors simuler une  
production d'hydrocarbures suivant divers scénarios de production.

20 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 notamment connaître les propriétés pétrophysiques du sous-sol en tout point de l'espace.

5 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.

10

### État de la technique

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  
15 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.

Les ingénieurs en charge de l'exploitation de réservoirs fracturés, ont besoin de parfaitement connaître le rôle des fractures. On appelle "*fracture*", une discontinuité  
20 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.

25 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  
30 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.

Cependant, pour prédire les écoulements de fluides susceptibles de se produire au travers du gisement, et ainsi simuler la production d'hydrocarbures suivant divers scénarios de production, le spécialiste utilise un logiciel, appelé « simulateur d'écoulement », qui lui permet de réaliser des simulations de réservoir, c'est-à-dire des simulations des écoulements au sein du gisement. Or, ces simulateurs d'écoulement sont basés sur des schémas numériques qui ne permettent pas l'utilisation directe de ce type d'images tridimensionnelles. La représentation d'un réseau de fissures dans des simulateurs d'écoulement a été longtemps considérée comme irréaliste car la configuration du réseau est en partie inconnue, et à cause des limitations numériques liées à la juxtaposition de nombreuses cellules présentant des dimensions et des propriétés extrêmement contrastées.

C'est pourquoi la modélisation simplifiée mais réaliste de tels milieux, présente un grand intérêt pour les spécialistes des gisements.

Pour ce faire, on connaît une approche, appelée "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. Cette technique permet d'interpréter le comportement double porosité (ou double milieu) d'un réservoir fissuré à partir d'un test de puits en écoulement monophasique. Selon cette approche, tout volume élémentaire (maille) du réservoir fissuré est modélisé sous la forme d'un ensemble de blocs parallélépipédiques identiques, appelés blocs équivalents. Ces blocs sont limités 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.

Il est cependant nécessaire de calculer les dimensions de ces blocs parallélépipédiques équivalents. On connaît par le brevet FR 2.757.957 (US 6.064.944) une méthode pour déterminer ces dimensions de blocs équivalents. Cette méthode permet de définir un seul bloc équivalent de section rectangulaire pour chacune des couches du gisement. Or, la réalité géologique est souvent complexe à tel point que la

représentation des fractures au moyen d'un seul bloc équivalent se révèle souvent trop approximative pour estimer avec suffisamment de précision les échanges matrice/fracture.

## 5 La méthode selon l'invention

Ainsi, l'objet de l'invention concerne une méthode alternative pour optimiser l'exploitation d'un gisement de fluide traversé par un réseau de fractures, à partir d'une modélisation dudit gisement selon un milieu poreux comportant un ensemble de blocs de formes et de tailles irrégulières délimités par des fractures. Au cours de cette  
10 méthode, on détermine une représentation simplifiée dudit milieu en un ensemble de blocs équivalents de formes et de tailles régulières, ladite représentation simplifiée conduisant sensiblement à la même récupération de fluide lors d'un processus d'imbibition capillaire que ledit milieu poreux. La méthode comporte les étapes suivantes :

- 15 - on détermine une première courbe représentant la dérivée ( $A'(X)$ ) d'une fonction ( $A(X)$ ) définissant une avancée d'un front d'imbibition au sein desdits blocs constitutifs du milieu poreux, par rapport à une distance d'avancée ( $X$ ) dudit front ;
- 20 - on détermine une seconde courbe représentant la dérivée ( $A'_{eq}(X)$ ), par rapport à la distance d'avancée ( $X$ ), d'une fonction ( $A_{eq}(X)$ ) définissant une avancée d'un front d'imbibition au sein desdits blocs équivalents constitutifs de ladite représentation simplifiée, ladite seconde courbe étant constituée d'au moins deux segments de droite de pentes distinctes et fonctions des dimensions desdits blocs équivalents ;
- 25 - on obtient les dimensions desdits blocs équivalents, en ajustant ladite seconde courbe ( $A'_{eq}(X)$ ) sur ladite première courbe ( $A'(X)$ ) ; et
- on optimise l'exploitation du gisement en simulant des écoulements de fluides dans ledit gisement, au moyen d'un simulateur de réservoir à double milieu utilisant lesdites dimensions des familles de blocs équivalents.

Selon un mode de réalisation, on identifie seulement deux familles de blocs équivalents parallélépipédiques. Les dimensions de ces blocs comprenant les dimensions  $a_1$  et  $b_1$  de la base des blocs d'une première famille, les dimensions  $a_2$  et  $b_2$  de la base des blocs d'une seconde famille, ainsi que des proportions en surface des blocs de ces deux familles. On peut alors déterminer ces dimensions de blocs équivalents au moyen des étapes suivantes :

- on évalue  $a_1$  en minimisant une somme d'écarts quadratiques moyens entre lesdites courbes dérivées ;
- 10 - on calcule une différence d'ordonnée entre les deux segments de droite pour une abscisse égale à  $a_1/2$  ;
- on détermine les pentes des deux segments de droite définis sur des intervalles respectifs  $[0 ; a_1/2]$  et  $[a_1/2 ; a_2/2]$ , ainsi que l'ordonnée à l'origine de l'un des segments ; et
- 15 - on déduit les dimensions  $b_1$ ,  $a_2$  et  $b_2$  ainsi que les proportions en surface, à partir de ladite différence d'ordonnée, desdites pentes, et de ladite ordonnée à l'origine.

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**

- la figure 1 illustre le principe de la méthode de détermination de deux familles de blocs équivalents.
- 25 - la figure 2 est un exemple d'image représentant un réseau de fractures réaliste constitué de deux familles de fractures.

- la figure 3 compare, pour l'image de réseau de la figure 2, la fonction  $A_{eq}(X)$  relative à une famille de blocs équivalents avec la fonction  $A(X)$  réelle.
- la figure 4 compare, pour l'image de réseau de la figure 2, la fonction  $A_{eq}(X)$  relative à deux familles de blocs équivalents avec la fonction  $A(X)$  réelle.

5

### Description détaillée de la méthode

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 modéliser le gisement sous la forme d'un milieu poreux simplifié appelé, « milieu équivalent ». On appelle « milieu équivalent » un milieu dont l'estimation de la récupération d'huile lors d'un processus de déplacement, tel que l'imbibition capillaire, est sensiblement la même que l'estimation de la récupération d'huile effectuée sur le milieu poreux complexe, i.e. représentatif des diverses formes et dimensions des blocs matriciels constituant le gisement considéré.

15 Plus précisément, on part d'un modèle géologique du gisement étudié, qui consiste en une représentation détaillée de sa réelle complexité interne. Ce modèle constitue un milieu poreux complexe composé d'un ensemble de blocs matriciels poreux, de formes et tailles irrégulières. Chacun des blocs est délimité par des fractures. On estime la récupération d'huile lors d'un processus d'imbibition capillaire à partir de ce milieu poreux complexe. Puis, on détermine la géométrie d'un milieu poreux simplifié possédant les mêmes propriétés pétrophysiques et se comportant de manière équivalente en terme de récupération d'huile. Ce milieu équivalent consiste en un ou plusieurs ensembles de blocs, appelés « blocs équivalents », identiques en dimensions et forme. Il peut s'agir par exemple de quelques familles de parallélépipèdes. La méthode comporte  
20 quatre étapes :

- 1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles
- 2- Modélisation du réseau de fractures
- 3- Simulation des écoulements de fluides
- 4- Optimisation des conditions de production du gisement

### 1- Discrétisation du gisement en un ensemble de mailles

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 caractérisé par la structure/géométrie et les propriétés pétrophysiques des dépôts ou formations géologiques qui le constituent.

Ces modélisations se basent sur une représentation du gisement, en un ensemble de mailles. Chacune de ces mailles représentent un volume donné du gisement, et constitue un volume élémentaire du gisement. L'ensemble des mailles constitue une représentation discrète du gisement.

### 2- Modélisation du réseau de fractures

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) une modélisation des fractures.

Dans un premier temps, on part d'un modèle géologique du gisement étudié, qui consiste en une représentation détaillée de sa réelle complexité interne. Ce modèle constitue un milieu poreux complexe composé d'un ensemble de blocs matriciels poreux, de formes et tailles irrégulières, délimités par des fractures. Ce milieu poreux complexe constitue une image représentative du réseau réel de fractures.

Une telle image peut être générée par des logiciels de modélisation, bien connus des spécialistes, tel que le logiciel FRACAFLOW<sup>®</sup> (IFP, France). Une telle image est représentée figure 2.

Puis, on simplifie cette représentation complexe, par un milieu poreux simplifié, équivalent en terme de récupération d'huile.

Pour ce faire, on utilise l'approche «double porosité», que l'on associe à une méthode de détermination de  $N$  familles de blocs équivalents. La méthode consiste à déterminer les dimensions des sections des blocs équivalent dans le plan des couches géologiques, par identification d'une fonction représentant l'aire envahie des blocs, notée  $A$ , en fonction de la distance de pénétration, notée  $X$ , d'un front depuis la limite des blocs jusqu'à leur centre. Elle comporte les étapes suivantes :

- on détermine la courbe représentant l'aire de bloc envahie par un fluide déplaçant, en fonction de la distance de pénétration du front d'eau dans un bloc ;
- on détermine la dérivée de cette courbe par rapport à la distance de pénétration ;
- 10 - on détermine les dimensions de bloc d'au moins deux familles de blocs équivalents en ajustant, sur ladite courbe dérivée  $A'(X)$ , une courbe dérivée équivalente  $A'_{eq}(X)$ .

### **Détermination de $A(X)$**

15 Lors de la production des hydrocarbures d'un gisement, un fluide déplaçant, tel que de l'eau, circule au sein du gisement. Selon la modélisation du gisement en un milieu poreux complexe comportant un ensemble de blocs, l'eau circule dans les fractures et pénètre au sein des blocs matriciels où sa progression peut en première approximation être assimilée à celle d'un front eau-huile. La distance séparant le bord d'un bloc et ce  
20 front est notée  $X$ . Considérant la section du bloc au sein de la ou de l'une des couches géologiques qui le contiennent, la surface envahie par ce fluide déplaçant divisée par l'aire totale de bloc à ce niveau est notée  $A$ , aire d'invasion normée. La relation reliant  $A$  et  $X$  est notée :  $A(X)$ . Cette fonction définit physiquement l'avancée du front d'imbibition au sein des blocs constitutifs du milieu fissuré. L'aire  $A$  est une aire  
25 normée, i.e. rapportée à l'aire totale des sections des blocs contenus dans le volume élémentaire (cellule ou maille) du modèle de réservoir fracturé étudié.

Cette fonction  $A(X)$ , relative aux blocs du milieu poreux complexe, est calculée par une technique de traitement d'image, appliquée à l'image représentative du réseau réel

de fractures (milieu poreux complexe) reconstruite à l'échelle des unités élémentaires (mailles) du modèle de gisement considéré.

Différentes méthodes, connues des spécialistes, permettent de déterminer la fonction  $A(X)$ . On peut citer par la méthode décrite dans le brevet FR 2.757.957 (US 6.064.944) :

5 Les fissures étant définies par les coordonnées de leurs points limites sur une coupe bidimensionnelle XY d'une couche, le processus d'imbibition par lequel de l'eau est présente dans les fissures et de l'huile est présente dans les blocs matriciels doit être déterminé. On suppose que l'invasion de la matrice par de l'eau est du type à piston. On admet que la fonction  $X=f(t)$  qui relie l'avancée du front d'eau au temps est la même  
10 pour tous les blocs matriciels, quelle que soit leur forme, et pour tous les blocs élémentaires. La fonction  $A(X)$  n'a pas d'expression analytique. Elle est calculée à partir d'une discrétisation de la coupe XY de la couche étudiée suivant l'algorithme défini ci-après.

La coupe XY de la couche étudiée est considérée comme une image dont chaque  
15 pixel représente un élément de surface. Ces pixels sont espacés régulièrement d'un pas  $dx$  dans la direction X et  $dy$  dans la direction Y. L'algorithme mis en oeuvre vise à déterminer, pour chaque pixel de cette image, la distance minimale qui le sépare de la fissure la plus proche.

L'image est traduite par un tableau de nombres réels à deux dimensions :  $Pict[0$   
20  $:nx+1,0 :ny+1]$  où  $nx$  et  $ny$  sont les nombres de pixels de l'image dans les directions X et Y. En pratique, le nombre total de pixels ( $nx.ny$ ) est par exemple de l'ordre du million. Les valeurs des éléments du tableau  $Pict$  sont les distances recherchées.

**Initialisation** : Tous les pixels par lesquels passe une fissure sont à une distance nulle de la fissure la plus proche. Pour ces pixels, le tableau  $Pict$  est donc initialisé à la  
25 valeur 0. Ceci est fait par un algorithme connu en soi (l'algorithme de Bresline par exemple) auquel on donne les coordonnées des pixels correspondants aux deux extrémités d'une fissure considérée comme un segment de droite et qui initialise (à 0 dans le cas présent) les pixels les plus proches. Les autres éléments de  $Pict$  sont initialisés à une valeur supérieure à la plus grande distance existant entre deux pixels de  
30 l'image. Cette valeur est par exemple  $nx.dx+ny.dy$ .

**Calcul** : Pour un pixel donné, le calcul de la distance recherchée à la fissure la plus proche se fait à partir des valeurs de distance déjà calculées pour les pixels voisins. On lui affecte une valeur qui, si elle s'avère inférieure à la valeur qui lui a été assignée initialement, est le minimum des valeurs des pixels voisins auxquelles on ajoute la distance de ces pixels à celui considéré.

Ce calcul est réalisé en deux phases successives. Lors de la passe descendante, on parcourt l'image ligne par ligne, de haut en bas et de gauche à droite (de Pict [1,1] à Pict [nx,ny]). Les pixels dont on tient compte sont différents selon que l'on est dans une passe descendante ou une passe montante.

L'écart oblique dxy étant défini comme :  $dxy = \sqrt{dx^2 + dy^2}$ , l'algorithme s'écrit

```

pour j=1 à ny
| pour i=1 à nx
| | Pict[i,j] = min Pict[i-1,j] + dx,      : passe descendante
| |                Pict[i-1,j-1] + dxy,
15 | |                Pict[i,j-1] + dy,
| |                Pict[i+1,j-1] + dxy,
| |                Pict[i,j]
| fin de boucle sur i
fin de boucle sur j

20  pour j=ny à 1,
| pour i=nx à 1,
| | Pict[i,j] = minPict[i+1,j] + dx,      : passe descendante
| |                Pict[i+1,j+1] + dxy,
| |                Pict[i,j+1] + dy,
25 | |                Pict[i-1,j+1] + dxy,
| |                Pict[i,j]
| fin de boucle sur i
fin de boucle sur j

```

**Histogramme** : A partir du tableau Pict ainsi calculé, on peut tracer un histogramme en classant les valeurs non nulles (celles affectées aux pixels hors des fissures) par ordre croissant.

Le cumulé de cet histogramme donne, pour toute distance délimitant deux intervalles de l'histogramme, le nombre de pixels non nuls dont la valeur est inférieure à cette distance. Dans l'application décrite à un milieu poreux fissuré où cette distance correspond à l'avancée du front d'eau, le cumulé de l'histogramme indique donc l'aire envahie par l'eau. La courbe  $A(X)$  est obtenue en divisant ce cumulé par le nombre total de pixels non nuls (pour la normer). Le nombre d'intervalles utilisés en abscisse pour l'histogramme correspond au nombre de points de discrétisation de la courbe  $A(X)$ . On le choisit égal à 500 par exemple.

### 10 Détermination des dimensions des blocs équivalents

Selon l'invention, les blocs équivalents sont des parallélépipèdes de hauteur  $c$  (direction perpendiculaire aux couches géologiques), et de section rectangulaire de dimensions  $a$  et  $b$ . La dimension "verticale" (i.e. orthogonale aux couches) des blocs n'est pas requise dans la mesure où une continuité capillaire est supposée exister dans cette direction, les réseaux de fractures ayant le plus souvent un pendage sub-orthogonal aux limites de couches. Ainsi, la détermination des dimensions d'un bloc, consiste à déterminer la largeur ( $a$ ) et la longueur ( $b$ ) du rectangle formant la base du parallélépipède.

La méthode selon l'invention permet de déterminer les dimensions  $a$  et  $b$  d'un bloc équivalent, à partir d'une analyse de la dérivée,  $A'(X)$ , de la fonction  $A(X)$ .

D'abord appliquée au cas originel de la détermination d'un seul bloc équivalent, cette méthode de détermination est généralisée au cas de  $N$  familles de blocs équivalents. La figure 1 illustre le principe de la méthode de détermination de deux familles de blocs équivalents.

25

### *Méthode analytique de détermination des dimensions d'une famille de bloc équivalent*

La fonction donnant l'aire normée du bloc de section rectangulaire équivalent,  $A_{eq}$ , en fonction de la distance à la fracture,  $X$ , s'écrit :

$$A_{eq}(X) = (2/a+2/b)X - 4X^2/(ab)$$

On détermine les dimensions a et b d'un bloc équivalent par identification de la courbe dérivée de A(X). En effet, d'une part, pour un bloc équivalent de dimensions a et b, la dérivée de l'aire envahie normée  $A_{eq}$  par rapport à la distance à la fracture X est  
 5 une droite d'équation :

$$A'_{eq}(X) = (2/a+2/b) - 8X/(ab)$$

D'autre part, pour les blocs du milieu poreux complexe, la dérivée  $A'(X)$  de l'aire envahie normée par rapport à X, présente des propriétés intéressantes et utiles pour l'identification:

- 10 - valeur à l'origine  $A'(0)$  : dans une situation bidimensionnelle, cette pente est égale au double de la longueur totale des fractures par unité d'aire de milieu fracturé à homogénéiser (car chaque fracture est commune à deux blocs et échange avec chacun d'eux). Elle peut être identifiée à la dérivée initiale relative au bloc équivalent qui s'écrit :

15 
$$A'_{eq}(0) = 2/a + 2/b = 2(a+b)/(ab)$$

- valeur finale  $A'(X_{max})$  : celle-ci renseigne sur l'anisotropie de forme des blocs sachant qu'elle tend vers zéro lorsque X tend vers  $X_{max}$ , pour des blocs de dimensions voisines dans chaque direction, mais tend vers la plus grande dimension des blocs, si ces derniers ont une section rectangulaire. Pour les blocs  
 20 du milieu poreux complexe, de tailles variées, la dérivée finale  $A'(X_{max})$  caractérise la forme des derniers plus grands blocs. Pour le bloc équivalent, cette pente finale, obtenue pour une valeur  $X_{max}$  de la distance X égale à  $[\text{Min}(a,b)]/2$ , s'écrit :

$$A'_{eq}(X_{max}) = (2/a+2/b) - 4[\text{Min}(a,b)]/(ab)$$

- 25 En supposant que  $\text{Min}(a,b)=a$ , on obtient:

$$A'_{eq}(a/2) = 2/a - 2/b$$

La méthode d'identification des dimensions du bloc équivalent consiste alors à identifier la valeur à l'origine et la pente de la fonction dérivée  $A'_{eq}(X)$  respectivement à l'origine  $A'(0)$ , et à la pente moyenne estimée de la fonction réelle  $A'(X)$ .

5 Origine de la courbe  $A'(X)$

La dérivée origine,  $A'(0)$ , est, par définition, égale au double de la longueur totale de fractures par unité d'aire à homogénéiser, c'est-à-dire, au double de la densité surfacique de fracture ( $m/m^2$ ), information disponible à l'issue de l'analyse de la fracturation. On peut aussi estimer une valeur numérique de  $A'(0)$  en discrétisant la fonction  $A'(X)$ , ce  
10 qui donne par exemple :

$$A'(0) = 0.1/A^{-1}(0.1)$$

(A, aire normalisée varie entre 0 et 1 et  $A(0)=0$ )

Pente moyenne de la courbe  $A'(X)$

Cette pente moyenne,  $A'_{moy}$ , est estimée par minimisation des écarts entre la droite  
15 approchée recherchée et la fonction réelle  $A'(X)$ .

Détermination des dimensions (a,b) du bloc équivalent

Les origine et pente de la droite  $A'_{eq}(X)$  relative au bloc rectangulaire (a,b) recherché sont identifiées aux deux valeurs réelles précédentes, ce qui conduit au système d'équations suivantes :

20  $A'(0) = 2/a + 2/b$  soit  $(1/a) + (1/b) = A'(0)/2$

et

$A'_{moy} = -8/(ab)$  soit  $(1/b) \times (1/b) = -A'_{moy}/8$

$1/a$  et  $1/b$  sont donc solutions de l'équation :  $y^2 - [A'(0)/2] y - A'_{moy}/8 = 0$

qui a pour solutions :

25  $1/a = [A'(0)/4] + [\sqrt{[A'(0)/2]^2 + A'_{moy}/2}]/2$

$$1/b = [A'(0)/4] - [\text{sqrt}([A'(0)/2]^2 + A'moy/2)]/2$$

**Méthode analytique de détermination des dimensions de n familles de bloc équivalent**

La réalité géologique est souvent complexe, à tel point que la représentation du réseau de fractures au moyen d'une seule famille de bloc équivalent, se révèle souvent trop approximative pour estimer avec suffisamment de précision les échanges matrice/fractures. On appelle famille de blocs équivalents, un ensemble de blocs équivalents ayant des sections de mêmes dimensions a et b.

Ainsi, selon un autre mode de réalisation, on détermine n (n>1) familles de blocs équivalents et non plus une seule.

On repart ainsi du milieu poreux complexe, comportant un ensemble de blocs de dimensions et formes variées, qu'on cherche cette fois à modéliser comme l'ensemble de n (et non une) familles j de nj blocs parallélépipédiques, dont les dimensions de la base rectangulaire sont aj et bj.

Exprimons l'aire Aeq(X) et la dérivée A'eq(X) relatives à l'ensemble de ces familles. On suppose à nouveau aj<bj et on classe les familles (nj,aj,bj) de telle façon que a1<a2<...<an

$$Aeq(X) = \frac{\sum_{j,aj \leq 2X} njajbj + \sum_{j,aj > 2X} nj[ajbj - (aj - 2X)(bj - 2X)]}{\sum_{j=1}^n njajbj}$$

$$Aeq(X) = \frac{\sum_{j,aj \leq 2X} njajbj + \sum_{j,aj > 2X} (njajbj)[2X / aj + 2X / bj - 4 X^2 / (ajbj)]}{\sum_{j=1}^n njajbj}$$

$$Aeq(X) = \sum_{j,aj \leq 2X} vj + \sum_{j,aj > 2X} vj[2X / aj + 2X / bj - 4 X^2 / (ajbj)]$$

avec vj= fraction surfacique de la famille (nj,aj,bj) de nj blocs de dimensions aj et bj.

$$A'_{eq}(X) = \sum_{j, a_j > 2X}^n v_j [2/a_j + 2/b_j - 8X/(a_j b_j)]$$

$$A'_{eq}(X) = \sum_{j, a_j > 2X}^n v_j [2/a_j + 2/b_j] - 8 \left[ \sum_{j, a_j > 2X}^n v_j / (a_j b_j) \right] X$$

5  $A'_{eq}(X)$  demeure une fonction linéaire en  $X$ , mais par segments  $j$  de pente,  $A''_j$ , décroissante dont l'extrémité  $X=a_j/2$  correspond à l'achèvement de l'invasion d'une famille de blocs donnée  $j$ . Si de plus,  $a_j$  est strictement inférieur à  $b_j$ , une discontinuité de cette dérivée, égale à  $v_j(2/a_j - 2/b_j)$ , est observée pour  $X=a_j/2$ .

La pente de chaque segment de droite  $j$  correspondant à l'invasion des  $(n-j+1)$  familles de plus grands blocs vaut :

10 
$$A''_j = -8 \left[ \sum_{i=j}^{i=n} v_i / (a_i b_i) \right]$$

On note en particulier que :

$$A'_{eq}(0) = \sum_{j=1}^n v_j [2/a_j + 2/b_j]$$

$$A'_{eq}(X_{max}=an/2) = v_n [2/a_n - 2/b_n]$$

15 Au moyen d'une régression linéaire par morceaux de la dérivée réelle  $A'(X)$ , on identifie  $n$  familles de bloc équivalent, chaque famille de bloc équivalent  $j$  étant représentée par un segment  $[a_{j-1}, a_j]$  de pente  $A''_j$  donnée.

Les dimensions minimales  $a_j$  des divers blocs équivalents étant connues, la détermination de ces  $n$  familles de bloc est poursuivie en résolvant le système suivant, à  $(2n)$  inconnues  $v_i$  et  $b_i$ :

20 
$$-8 \left[ \sum_{i=j}^n v_i / (a_i b_i) \right] = A''_j, \quad j=1 \text{ à } n$$

$$v_j [2/a_j - 2/b_j] = \delta A'_j, \quad j=1 \text{ à } n$$

- $A^j$  étant la pente de la courbe  $A'(X)$  approchée par un segment de droite sur l'intervalle  $[a_{j-1}, a_j]$
- $\delta A^j$  étant le saut de la dérivée en  $X=a_i/2$  (discontinuité de  $A'(X)$  assimilée à  $n$  segments de droite).

5

### *Méthode analytique de détermination des dimensions de 2 familles de bloc équivalent*

Selon un mode particulier de réalisation de la méthode décrite plus haut, on identifie seulement deux ( $n=2$ ) familles de blocs équivalents, de dimensions  $(a_1, b_1)$  et  $(a_2, b_2)$ , en proportions surfaciques  $v_1$  et  $(1-v_1)$ , compte tenu du fait que ce choix de deux familles de blocs équivalents constitue un bon compromis pratique pour la représentation des fractures. On peut en effet montrer que deux familles de blocs équivalents approchent beaucoup mieux les processus d'invasion des blocs par un fluide qu'un seul ensemble de blocs équivalents. Ce cas particulier  $n=2$  semble constituer un progrès suffisant en pratique.

La figure 1 illustre le principe de la méthode de détermination de deux familles de blocs équivalents. Elle représente la dérivée réelle  $A'(X)$  en fonction de la distance  $X$ , en courbe pointillée, ainsi que la dérivée équivalente  $A_{eq}'(X)$ , en courbe continue, constituée de deux segments de droite.

L'identification de deux familles de blocs  $(v_1, a_1, b_1)$  et  $(v_2, a_2, b_2)$  consiste à ajuster sur la courbe dérivée réelle  $A'(X)$  une courbe dérivée  $A_{eq}'(X)$  comportant deux segments de droite de pente distincte, continus si les petits blocs sont sensiblement de section carrée ( $a_1 \neq b_1$ ), discontinus s'ils sont au contraire rectangulaires (figure 1). En supposant toujours que  $a_1 < a_2$ ,  $a_1 < b_1$  et  $a_2 < b_2$ , la méthode décrite ci-après comporte deux étapes d'identification.

#### Détermination de $a_1$

On recherche la valeur de la dimension  $a_1$  qui minimise la somme des écarts quadratiques moyens entre deux segments de droite définis sur les intervalles  $[0, a_1/2]$  et  $[a_1/2, X_{max}]$  et la courbe dérivée réelle  $A'(X)$  (NB : ces deux segments de droite ne sont pas forcément continus) ;



$$\delta A'1 = v1(2/a1 - 2/b1) \quad (2)$$

De l'équation (1), on déduit que :

$$-v1/b1 = a1 (A''1 - A''2)/8$$

5 et en remplaçant l'expression de  $v1/b1$  dans l'équation (2), on déduit la valeur de  $v1$  :

$$2v1/a1 = \delta A'1 + 2 v1/b1$$

soit encore :

$$2v1/a1 = \delta A'1 + a1 (A''2 - A''1)/4$$

d'où :

$$10 \quad v1 = a1 [\delta A'1 + a1 (A''2 - A''1)/4 ]/2$$

On déduit ensuite  $b1$  :

$$b1 = 8v1 / [a1 (A''2 - A''1)]$$

et

$$v2 = 1 - v1$$

15

$(1/a2)$  et  $(1/b2)$  peuvent ensuite être déterminés comme les solutions du polynôme de 2° degré formé à partir des expressions de la pente ( $A''2$ ) et de l'ordonnée à l'origine ( $Bo2$ ) du 2° segment de droite ajusté. En effet :

$$(1/a2) \cdot (1/b2) = -A''2 / (8v2)$$

$$20 \quad 1/a2 + 1/b2 = Bo2 / (2v2)$$

ce qui conduit au polynôme suivant, dont  $1/a2$  et  $1/b2$  sont les solutions :

$$y^2 - [Bo2 / (2v2)] y - A''2 / (8v2) = 0$$

### 3- Simulation des écoulements de fluides

A ce stade, l'ingénieur réservoir dispose d'une représentation simplifiée du gisement d'hydrocarbures fracturé, dont il souhaite extraire les hydrocarbures. Cette  
5 représentation est équivalente à une représentation complexe en terme d'estimation de récupération.

L'ingénieur réservoir choisit alors 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  
10 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.

En fonction du scénario choisi, et de la représentation du gisement par blocs équivalents, on est alors capable de simuler la production d'hydrocarbures escomptée,  
15 au moyen d'un outil bien connu des spécialistes : un simulateur d'écoulement dit à double milieu. En exportant les dimensions des familles de blocs équivalents vers un tel simulateur d'écoulement, on simule les écoulements de fluides au sein de gisement.

### 4- Optimisation des conditions de production du gisement

20 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 suivant les critères technico-économiques sélectionnés.

25

#### **Exemple d'application.**

On considère le réseau de fractures réaliste de la figure 2, constitué de deux familles possédant les propriétés statistiques suivantes :

- famille 1 : fractures de longueur moyenne égale à 60 m, d'espacement moyen égal à 5 m;
- famille 2 : fractures de longueur moyenne égale à 60 m, d'espacement moyen égal à 7 m, orientées à 90° par rapport aux fractures de la famille 1.

5 La méthode d'identification d'une puis deux familles de blocs équivalents fondée sur l'usage de la dérivée de la fonction  $A(X)$  est appliquée à une section horizontale représentative du réseau réaliste étudié. Les résultats obtenus sont les suivants :

- identification d'un bloc : les dimensions de ce bloc équivalent sont  $a = 7,52$  m et  $b = 10,65$  m et la figure 3 compare la fonction  $A_{eq}(X)$  relative à cette famille de blocs  
10 équivalents (courbe pointillée), avec la fonction  $A(X)$  réelle (courbe continue).
- identification de deux familles de blocs équivalents : un premier ensemble de blocs équivalents de dimensions  $a_1 = 4,72$  m et  $b_1 = 4,92$  m, représentant 49 % de l'aire totale des blocs, et un second ensemble de blocs de dimensions  $a_2 = 10,55$  m et  $b_2 = 11,25$  m occupant l'aire complémentaire. La figure 4 compare la fonction  $A_{eq}(X)$   
15 relative à ces deux familles de blocs équivalents (courbe pointillée), avec la fonction  $A(X)$  réelle (courbe continue).

La comparaison des deux figures précédentes illustre de manière évidente que deux familles de blocs équivalents reproduisent beaucoup mieux la distribution réelle des  
20 fractures qu'une seule. De plus, on constate que l'erreur résiduelle est alors tout à fait négligeable. En conséquence, l'identification de plus de deux familles de blocs équivalents n'apparaît pas nécessaire.

### Avantages

25 L'invention permet de prévoir le comportement hydrodynamique (débit, pression,..) en réponse à des sollicitations extérieures imposées via des puits lors de la production d'hydrocarbures.

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.

- 5      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 de fluide traversé par un réseau de fractures, à partir d'une modélisation dudit gisement selon un milieu poreux comportant un ensemble de blocs de formes et de tailles irrégulières délimités par des fractures, dans laquelle on détermine une représentation simplifiée dudit milieu en un ensemble de blocs équivalents de formes et de tailles régulières, ladite représentation simplifiée conduisant sensiblement à la même récupération de fluide lors d'un processus d'imbibition capillaire que ledit milieu poreux, caractérisée en ce que la méthode comporte les étapes suivantes :
- on détermine une première courbe représentant la dérivée ( $A'(X)$ ) d'une fonction ( $A(X)$ ) définissant une avancée d'un front d'imbibition au sein desdits blocs constitutifs du milieu poreux, par rapport à une distance d'avancée ( $X$ ) dudit front ;
  - on détermine une seconde courbe représentant la dérivée ( $A'_{eq}(X)$ ), par rapport à la distance d'avancée ( $X$ ), d'une fonction ( $A_{eq}(X)$ ) définissant une avancée d'un front d'imbibition au sein desdits blocs équivalents constitutifs de ladite représentation simplifiée, ladite seconde courbe étant constitué d'au moins deux segments de droite de pentes distinctes et fonctions des dimensions desdits blocs équivalents ;
  - on obtient les dimensions desdits blocs équivalents, en ajustant ladite seconde courbe ( $A'_{eq}(X)$ ) sur ladite première courbe ( $A'(X)$ ) ; et
  - on optimise l'exploitation du gisement en simulant des écoulements de fluides dans ledit gisement, au moyen d'un simulateur de réservoir à double milieu utilisant lesdites dimensions des familles de blocs équivalents.

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle on identifie deux familles de blocs équivalents parallélépipédiques, lesdites dimensions comprenant les dimensions  $a_1$  et  $b_1$  de la base des blocs d'une première famille, les dimensions  $a_2$  et  $b_2$  de la base des blocs d'une seconde famille, ainsi que des proportions en surface des blocs de ces deux familles, et on détermine lesdites dimensions des blocs équivalents des deux familles au moyen des étapes suivantes :
- on évalue  $a_1$  en minimisant une somme d'écarts quadratiques moyens entre lesdites courbes dérivées ;
  - on calcule une différence d'ordonnée entre les deux segments de droite pour une abscisse égale à  $a_1/2$  ;
  - on détermine les pentes des deux segments de droite définis sur des intervalles respectifs  $[0 ; a_1/2]$  et  $[a_1/2 ; a_2/2]$ , ainsi que l'ordonnée à l'origine de l'un des segments ; et
  - on déduit les dimensions  $b_1$ ,  $a_2$  et  $b_2$  ainsi que les proportions en surface, à partir de ladite différence d'ordonnée, desdites pentes, et de ladite ordonnée à l'origine.

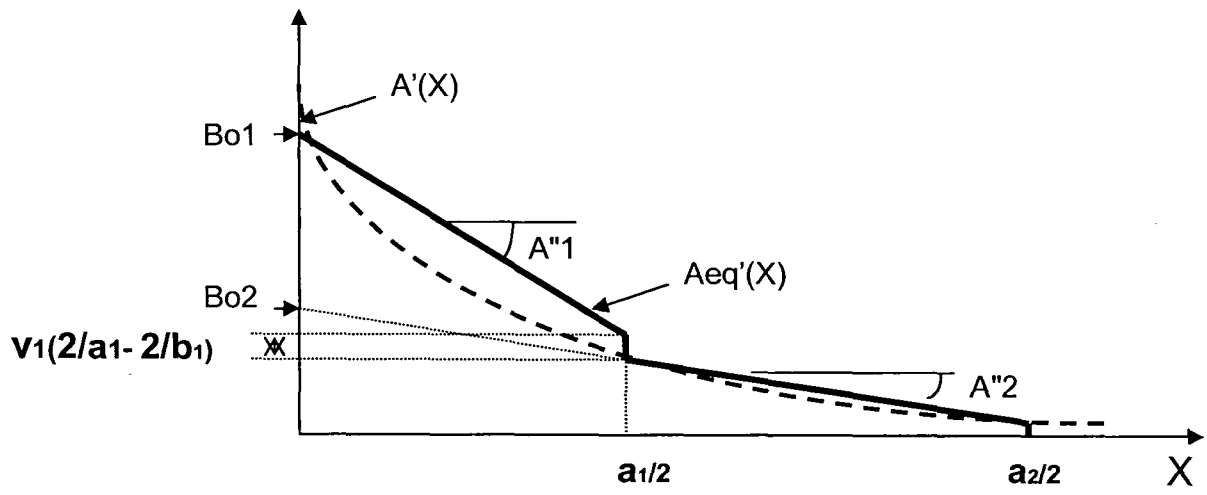


Fig. 1

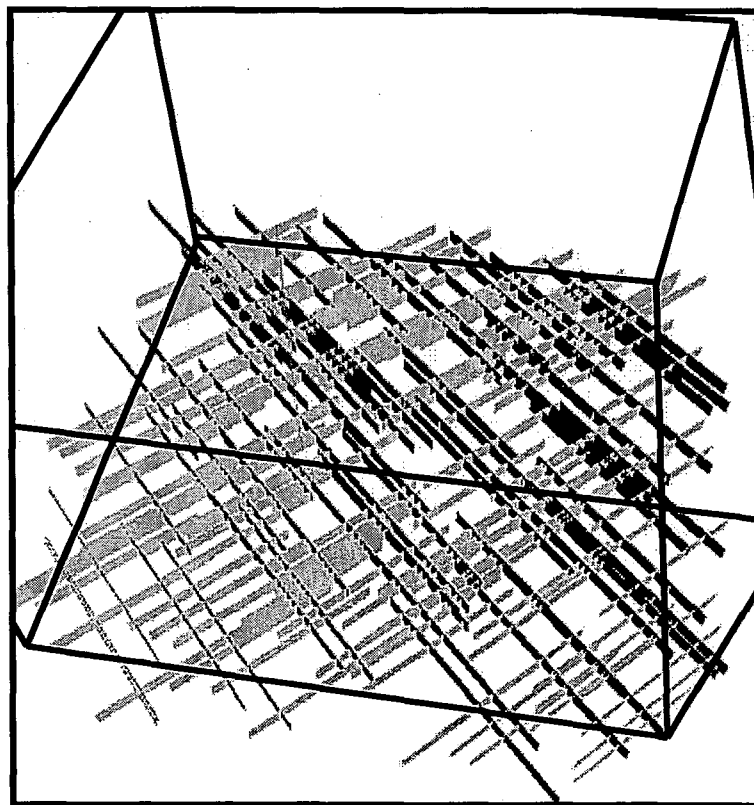


Fig. 2

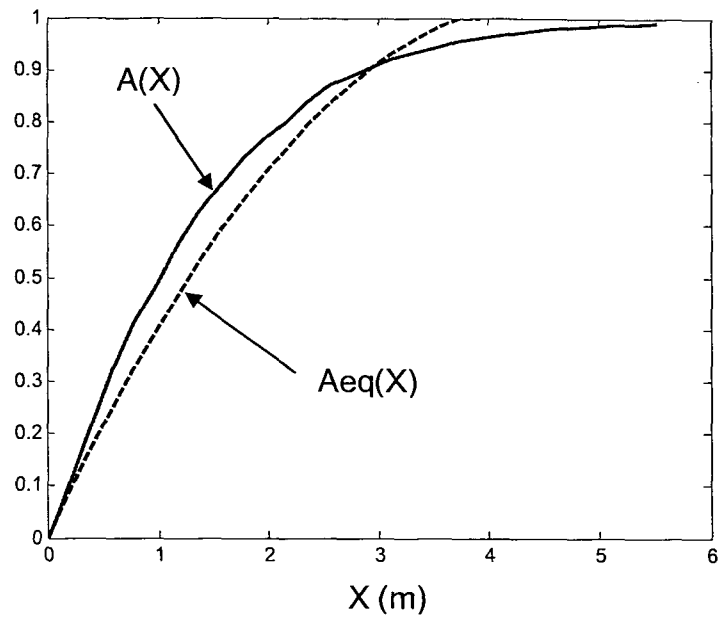


Fig. 3

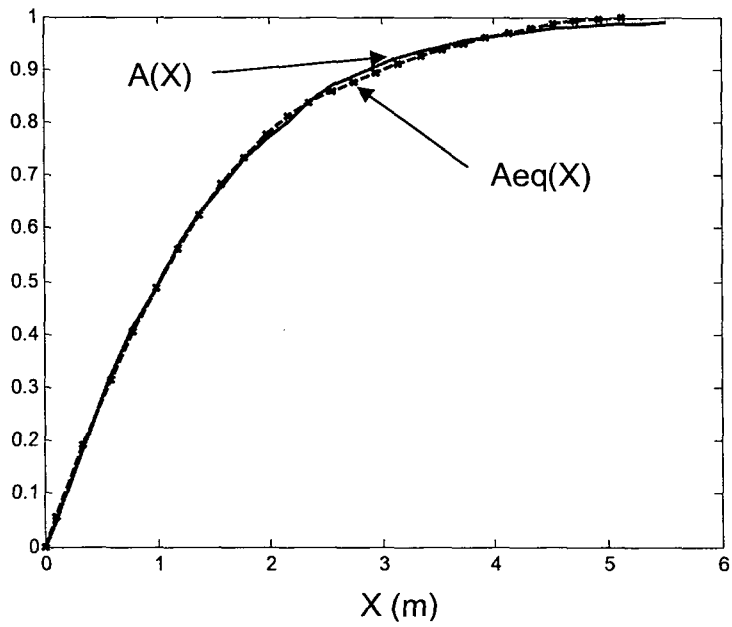


Fig. 4