



FASCICULE DE BREVET EUROPEEN

(45) Date de publication et mention
de la délivrance du brevet:
19.02.2020 Bulletin 2020/08

(51) Int Cl.:
E21B 43/12^(2006.01)

(21) Numéro de dépôt: **10290174.1**

(22) Date de dépôt: **01.04.2010**

(54) **Méthode d'exploitation de milieu poreux au moyen d'une modélisation d'écoulements de fluide**

Verfahren zur Förderung in einem porösen Medium mittels einer Modellierung der Flüssigkeitsströme

Method of exploitation of a porous medium by modelling of fluid flows

(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 MK MT NL NO PL
PT RO SE SI SK SM TR**

(30) Priorité: **20.05.2009 FR 0902533**

(43) Date de publication de la demande:
24.11.2010 Bulletin 2010/47

(73) Titulaire: **IFP Energies nouvelles
92500 Rueil-Malmaison (FR)**

(72) Inventeurs:
• **Ding, Didier Yu
78230 Le Pecq (FR)**
• **Renard, Gérard
92500 Rueil Malmaison (FR)**

(74) Mandataire: **IFP Energies nouvelles
Département Propriété Industrielle
Rond Point de l'échangeur de Solaize
BP3
69360 Solaize (FR)**

(56) Documents cités:
EP-A1- 1 729 153 US-A1- 2008 319 726

- **JOHANSEN ET AL: "Iterative techniques in modeling of multi-phase flow in advanced wells and the near well region" JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 58, no. 1-2, 24 juillet 2007 (2007-07-24), pages 49-67, XP022166386 ISSN: 0920-4105**

- **YUGUANG CHEN ET AL: "Upscaled modeling of well singularity for simulating flow in heterogeneous formations" COMPUTATIONAL GEOSCIENCES, KLUWER ACADEMIC PUBLISHERS, DO, vol. 12, no. 1, 4 janvier 2008 (2008-01-04), pages 29-45, XP019571351 ISSN: 1573-1499**
- **BOE O ET AL: "On Near Wellbore Modeling and Real Time Reservoir Management" SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, SPE, US, no. SPE 66369, 11 février 2001 (2001-02-11), pages 1-14, XP007911025**
- **MLACNIK M ET AL: "Using Well Windows in Full Field Reservoir Simulation" SPE RESERVOIR SIMULATION SYMPOSIUM, SPE, US, no. SPE 66371, 11 février 2001 (2001-02-11), pages 1-8, XP007911024**
- **DATABASE COMPENDEX [Online] ENGINEERING INFORMATION, INC., NEW YORK, NY, US; 28 février 2007 (2007-02-28), KROGSTAD S ET AL: "Multiscale mixed-finite-element modeling of coupled wellbore/near-well flow" XP002561634 Database accession no. E20072210623980**
- **DATABASE COMPENDEX [Online] ENGINEERING INFORMATION, INC., NEW YORK, NY, US; 14 juin 2007 (2007-06-14), PHILLIPS P D ET AL: "Identifying reservoir potential in shale-dominated thinly bedded clastic reservoirs with a near-well-bore modeling approach" XP002561635 Database accession no. E20084611698499**

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).

- Ed Nennie ET AL: "SPE 110 316 - An Investigation into the need of a dynamic coupled well-reservoir simulator", Copyright, 1 November 2007 (2007-11-01), pages 11-14, XP55423977, Retrieved from the Internet:
URL:<https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-110316-MS?id=conference-paper/SPE-110316-MS> [retrieved on 2017-11-10]

Description

[0001] La présente invention concerne le domaine de l'exploitation de milieux souterrains. L'invention permet notamment d'améliorer l'injectivité et la productivité de puits forés à travers un milieu poreux, tel qu'un gisement d'hydrocarbures ou un réservoir de stockage géologique de CO₂.

Présentation de l'art antérieur

[0002] Les phénomènes locaux qui peuvent se produire autour d'un puits, tels que l'endommagement, ont un impact énorme sur l'injectivité ou la productivité d'un puits. Dans l'industrie pétrolière, il est très important de prédire l'injectivité ou la productivité, surtout lorsqu'il y a des altérations de formation au voisinage de puits, qui changent la capacité d'injection ou de production du puits.

[0003] Depuis des années, des efforts conséquents sont effectués au moyen de techniques expérimentales, en laboratoire, ou de méthodes numériques de modélisations, afin de prendre en compte ces phénomènes locaux autour des puits, et leurs impacts sur l'injectivité ou la productivité.

[0004] Les méthodes numériques qui permettent de modéliser l'écoulement de fluides au sein d'un puits (injectivité et productivité d'un puits), comportent la construction de deux modèles distincts : le modèle de réservoir (« *reservoir model* ») et le modèle d'abords de puits (« *near-wellbore model* »).

[0005] Un modèle de réservoir comporte deux éléments :

- un maillage, dit « maillage de réservoir », constitué d'un ensemble de mailles discrétisant spatialement le réservoir.
- un simulateur d'écoulement. On appelle simulateur d'écoulement, un logiciel permettant de modéliser les écoulements de fluides au sein d'un milieu poreux, grâce au maillage de réservoir. Ce logiciel permet ainsi de simuler des données/propriétés dynamiques des fluides (eau, huile, gaz) : pression, flux (quantité de matière traversant une surface), saturation, débits, concentrations. Par exemple, un simulateur permet d'estimer, pour un scénario d'exploitation de puits donné (scénario de production ou scénario d'injection), et pour un intervalle de temps donné : les saturations en eau, huile et gaz, les débits d'huile, de gaz et d'eau, le water-cut (fraction d'eau dans la production liquide), le GOR (rapport de gaz et huile dans la production), les concentrations en polymère absorbé sur la roche du milieu poreux, les débits d'injection de polymère, si une solution de polymère est injectée dans le réservoir par l'intermédiaire de puits d'injection, ...

[0006] Un modèle d'abords de puits comporte deux éléments :

- un maillage, dit « maillage d'abords de puits », constitué d'un ensemble de mailles discrétisant spatialement le puits et ses abords. Ses abords appartiennent donc au milieu poreux dans lequel le puits est foré.
- un simulateur d'écoulement, permettant de simuler, grâce au maillage d'abords de puits, des données/propriétés dynamiques des fluides (eau, huile, gaz).

[0007] Ces deux types de modèles, réservoir et abord de puits, sont en général autonomes et découplés. Les phénomènes locaux étant généralement limités au voisinage immédiat du puits (de quelques centimètres à quelques mètres), des très petites mailles sont nécessaires pour le maillage d'abord de puits, alors que des mailles de tailles plus grandes sont utilisées pour les maillages de réservoir de façon à accélérer les calculs.

[0008] On connaît des techniques permettant d'utiliser un seul et même simulateur d'écoulement de réservoir pour ces deux maillages. On peut par exemple utiliser la technique des maillages dits « hybrides », combinant en un seul maillage, des mailles pour le maillage du réservoir et des mailles pour un maillage localement affiné autour du puits. On associe à ce type de maillage un seul simulateur d'écoulement pour mieux prendre en compte les comportements des écoulements au voisinage du puits dans une simulation du champ.

[0009] Mais les simulations simultanées des écoulements dans le réservoir, qui nécessitent un très grand nombre de mailles, et dans les régions proches du puits avec de petites mailles, qui nécessitent des petits pas de temps pour assurer la stabilité du calcul, posent des problèmes numériques, en particulier, le problème du temps de calcul (temps CPU).

[0010] Ainsi, ont été mises au point des techniques de décomposition de domaine, décrites par exemple dans GAIFFE, S. "Maillages Hybrides et Décomposition de Domaine pour la Modélisation des Réservoirs Pétroliers", Thèse de Doctorat, Université Paris 6, 2000, et des techniques de fenêtrage ("*windowing*"), décrites par exemple dans le document suivant : MLACNIK, M.J. and HEINEMANN, Z.E. "Using well windows in full field reservoir simulation", paper SPE 66371 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, U.S.A., February 2001.

[0011] Mais, certains points délicats comme la convergence, la stabilité ou le temps de calcul posent des problèmes lors d'applications industrielles. De plus, la méthode de décomposition de domaine n'est pas toujours "conservative" (détérioration du bilan de masse dans le modèle en fonction du temps), ce qui ne convient pas à une utilisation pratique de la méthode. Par ailleurs, toutes ces techniques demandent de reformuler les équations mathématiques et les conditions aux limites développées dans les simulateurs d'écoulement, et de nouveaux développements sont nécessaires pour intégrer les solutions proches et éloignées du puits dans un seul modèle, dont la réalisation est un travail long et difficile.

La méthode selon l'invention

[0012] Un objet de l'invention concerne une méthode mise en oeuvre par ordinateur pour modéliser des écoulements de fluides au sein d'un milieu poreux souterrain traversé par au moins un puits, en vue de l'exploitation dudit milieu réalisée en injectant un desdits fluides dans ledit milieu via au moins un desdits puits, et/ou en produisant un desdits fluides présent dans ledit milieu au moyen d'au moins un desdits puits. La méthode comporte l'utilisation d'un premier simulateur d'écoulement permettant de simuler l'écoulement des fluides au sein du milieu poreux à partir d'indices de productivité numériques reliant des pressions de fluides à des débits de fluides, et l'utilisation d'un second simulateur d'écoulement pour simuler l'écoulement des fluides aux abords du puits à partir de conditions aux limites. La méthode comporte les étapes suivantes :

a- on simule les écoulements de fluides au sein du milieu au moyen du premier simulateur sur un intervalle de temps défini entre des temps T_0 et T_1 , et on déduit des conditions aux limites mises à jour pour le second simulateur par une interpolation linéaire des résultats du premier simulateur entre les temps T_0 et T_1 ;

b- on simule les écoulements de fluides aux abords du puits au moyen du second simulateur sur le même intervalle de temps, en utilisant les conditions aux limites mises à jour, et on en déduit des indices de productivité numériques mis à jour pour le premier simulateur en comparant des débits calculés par le premier simulateur et des débits calculés par le second simulateur ; et

c- on modélise les écoulements de fluides au sein du milieu poreux pendant une période de temps entre T_0 et T_n , où $T_n > T_1$, en réitérant les étapes a et b, pour des intervalles de temps successifs compris entre T_0 et T_n .

[0013] Selon l'invention, chaque intervalle de temps successif peut avoir une longueur qui est fonction d'un pas de temps de calcul du premier simulateur d'écoulement et d'un pas de temps du second simulateur d'écoulement. Par exemple, chaque intervalle de temps successifs peut avoir une longueur égale à un pas de temps du premier simulateur d'écoulement.

[0014] Selon un mode de réalisation, on simule les écoulements de fluides au sein du milieu au moyen du premier simulateur sur un premier maillage discrétisant le milieu poreux en un ensemble de mailles, et on simule les écoulements de fluides aux abords du puits au moyen du second simulateur sur un second maillage discrétisant le puits et ses abords en un ensemble de mailles. Ce second maillage est généré en contraignant des mailles situées sur le bord du second maillage, de façon à ce que leurs interfaces coïncident avec les interfaces des mailles du premier maillage.

[0015] Dans le cas où l'on modélise des écoulements multiphasiques, on met à jour des multiplicateurs d'indices de productivité numériques, au lieu des indices de productivité numériques eux-mêmes, pour chaque phase, en comparant des débits par phase calculés par le premier simulateur et des débits par phase calculés par le second simulateur.

[0016] L'invention concerne également une méthode pour exploiter un réservoir poreux souterrain au moyen d'au moins un puits le traversant, au moins un fluide circulant entre le réservoir et le puits. Selon cette méthode, on acquiert des données relatives à la géométrie du réservoir poreux, à partir desquelles on construit une discrétisation du réservoir en un ensemble de mailles, appelé maillage de réservoir, et on construit une discrétisation du puits et de ses abords en un ensemble de mailles, appelé maillage d'abord de puits. Cette méthode comporte également les étapes suivantes :

a- on choisit un scénario d'exploitation du réservoir poreux ;

b- on associe au maillage de réservoir un premier simulateur d'écoulement permettant de simuler l'écoulement des fluides au sein du réservoir, à partir d'au moins les données suivantes: le scénario de production, des données d'entrées relatives au fluide et au réservoir, des indices de productivité numériques permettant de relier des pressions à des débits, des conditions aux limites ;

c- on associe au maillage d'abord de puits un second simulateur d'écoulement pour simuler l'écoulement des fluides aux abords du puits, à partir d'au moins les données suivantes : des données d'entrées relatives au fluide et au réservoir, des conditions aux limites ;

d- on modélise les écoulements de fluides au sein du milieu poreux et aux abords du puits, au moyen de la méthode

selon l'une des revendications 1 à 7 ; et

e- on modifie le scénario d'exploitation et l'on répète l'étape d, jusqu'à obtenir un scénario d'exploitation optimal.

[0017] Selon cette méthode d'exploitation, on peut tenir compte d'un endommagement du puits par un fluide de forage en modélisant une invasion du réservoir poreux par le fluide de forage aux étapes d et e.

[0018] Le scénario d'exploitation peut comporter une injection d'une solution de polymère par le puits, et l'on peut alors modéliser les écoulements pour prévenir une venue d'eau. Le scénario d'exploitation peut également comporter une injection d'une solution acide dans le puits, et l'on peut alors modéliser les écoulements pour évaluer l'impact d'une stimulation acide.

[0019] 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 sommaire des figures

[0020]

- La figure 1 illustre les principales étapes de la méthode selon l'invention.
- La figure 2 montre le schéma de couplage entre le modèle de réservoir et le modèle abord de puits. L'axe T correspond au temps.
- La figure 3 montre le maillage grossier utilisé pour la simulation du champ dans un modèle de réservoir.
- La figure 4 montre le maillage fin utilisé pour simuler les phénomènes détaillés des écoulements autour de puits dans un modèle abord de puits.
- La figure 5 montre les deux maillages utilisés dans le couplage. La figure de gauche représente le maillage de réservoir pour la simulation de champ, et la figure de droite représente le maillage au voisinage de puits dans le modèle abord de puits. Les mailles aux bords (en gris) dans le modèle abord de puits coïncident avec les mailles de même couleur dans le maillage de réservoir.
- La figure 6 montre le maillage grossier pour la simulation du champ dans le cas de l'endommagement par le fluide de forage. Γ_{x-} et Γ_{x+} correspondent à deux frontières de ce maillage dans la direction x, et Γ_{y-} et Γ_{y+} correspondent à deux frontières de ce maillage dans la direction y.
- La figure 7 montre le maillage localement raffiné autour du puits pour simuler la solution de référence dans le cas de l'endommagement par fluide de forage.
- Les figures 8A et 8B montrent les maillages de couplage pour simuler l'endommagement par le fluide de forage. Le maillage de gauche (figure 8A) correspond au maillage pour la simulation de champ, et le maillage de droite (figure 8B) correspond au maillage dans le modèle abord de puits.
- La figure 9 montre les perméabilités relatives pendant le forage et la production. L'axe X est la saturation sans unité. L'axe Y est la perméabilité relative. Il n'y a pas d'unité. La courbe "krw drilling" est la courbe de perméabilité relative de l'eau pendant le forage. La courbe "kro drilling" est la courbe de perméabilité relative de l'huile pendant le forage. Les courbes "krw production" et "kro production" sont des courbes de perméabilité relative de l'eau et de l'huile respectivement, pendant la production.
- Les figures 10A et 10B comparent le volume d'invasion du fluide de forage simulé par la méthode de couplage avec celui de la solution de référence. La figure 10A montre le débit d'invasion pendant le forage. L'axe X est le temps exprimé en jour. L'axe Y est le débit exprimé en m³/jour. La courbe R est la solution de référence. La courbe CM est la simulation avec la méthode de couplage. La figure 10B montre le volume d'invasion en fonction du temps. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit en m³/j. La courbe R est la solution de référence. La courbe CM est la simulation avec la méthode de couplage.
- La figure 11 compare les débits de production d'huile. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit en m³/j. La courbe R est la solution de référence. La courbe CM est la simulation avec la méthode de couplage. La courbe S est la simulation sans l'endommagement du puits. La courbe CK est la simulation avec l'endommagement unique-

ment par les boues de forage (« cakes »).

- La figure 12 montre les perméabilités dans la couche 3 sur le maillage grossier du modèle de réservoir dans l'application à la prévention de venue d'eau. Il y a un injecteur et un producteur.
- La figure 13 montre le maillage raffiné autour du producteur pour simuler la solution de référence.
- Les figures 14A et 14B montrent les maillages du couplage. La figure 14A est le maillage du modèle de réservoir, et la figure 14B est le maillage du modèle abord de puits.
- La figure 15 montre le débit d'injection de polymère dans le puits traité. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit en m^3/j . La courbe *R* est la solution de référence. La courbe *CM* est la simulation du modèle de réservoir avec la méthode de couplage. La courbe *S* est la simulation directe avec le modèle de réservoir sans couplage. La courbe *NW* est la simulation du modèle abord de puits avec couplage.
- Les figures 16A à 16E montrent le débit d'injection de polymère dans les couches. La figure 16A montre le débit d'injection de polymère dans la couche 1. La figure 16B montre le débit d'injection de polymère dans la couche 2. La figure 16C montre le débit d'injection de polymère dans la couche 3. La figure 16D montre le débit d'injection de polymère dans la couche 4. La figure 16E montre le débit d'injection de polymère dans la couche 5. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit en m^3/j . La courbe *R* est la solution de référence. La courbe *CM* est la simulation du modèle de réservoir avec la méthode de couplage. La courbe *S* est la simulation directe avec le modèle de réservoir sans le couplage. La courbe *NW* est la simulation du modèle abord de puits avec (évidemment) le couplage.
- La figure 17 montre le débit d'huile du producteur. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit d'huile en m^3/j . La courbe *R* est la solution de référence. La courbe *CM* est la simulation du modèle de réservoir avec la méthode de couplage. La courbe *S* est la simulation directe avec le modèle de réservoir sans le couplage.
- La figure 18 montre le débit d'eau du producteur. L'axe X est le temps en jour. L'axe Y est le débit d'eau en m^3/j . La courbe *R* est la solution de référence. La courbe *CM* est la simulation du modèle de réservoir avec la méthode de couplage. La courbe *S* est la simulation directe avec le modèle de réservoir sans le couplage.
- La figure 19 montre la courbe de water-cut du producteur. L'axe X est le temps exprimé en jour. L'axe Y est le water-cut, sans unité. La courbe *R* est la solution de référence. La courbe *CM* est la simulation du modèle de réservoir avec la méthode de couplage. La courbe *S* est la simulation directe avec le modèle de réservoir sans le couplage.
- Les figures 20A à 20D montrent une carte de saturation en eau à 1100 jours. La figure 20A correspond à la solution de référence dans le champ. La figure 20B correspond à la carte obtenue avec le modèle de réservoir en maillage grossier avec couplage. La figure 20C montre la solution de référence au voisinage du puits. La figure 20D montre la saturation en eau au voisinage de puits simulée avec le modèle abord de puits.
- Les figures 21A à 21D montrent une carte de pression à 1100 jours. La figure 21A montre la solution de référence dans le champ. La figure 21B montre la solution obtenue avec le modèle de réservoir en maillage grossier avec couplage. La figure 21C montre la solution de référence au voisinage du puits. La figure 21D montre la solution avec le modèle abord de puits.

Description détaillée de la méthode

[0021] L'invention concerne une méthode pour exploiter un milieu poreux souterrain, en injectant un fluide dans le milieu via au moins un puits, et/ou en produisant un fluide présent dans le milieu au moyen d'au moins un puits également. La méthode comporte une modélisation des écoulements de fluides dans le système constitué par le milieu poreux (réservoir et abords des puits) et le puits. Il s'agit donc, en particulier, de modéliser l'injectivité ou la productivité de puits traversant un milieu poreux.

[0022] La figure 1 illustre les principales étapes de la méthode :

1. Choix d'un scénario d'exploitation du milieu poreux, scénario de production et/ou scénario d'injection (*SCE*) ;
2. Choix d'un simulateur d'écoulement (*RSIM*) compatible avec un maillage de réservoir donné, et choix d'un simulateur d'écoulement (*NWSIM*) compatible avec un maillage d'abord de puits donné ;

3. Au moyen d'un couplage entre les deux simulateurs (*EST_CAL*, et figure 2), estimation des écoulements de fluides, c'est-à-dire, par exemple, du volume injecté ou du volume produit, sur un intervalle de temps donné, et

4. Détermination du scénario d'exploitation optimal par modification du scénario d'exploitation et répétition de l'étape 3 (*OPT*).

1. Choix d'un scénario d'exploitation du milieu poreux

[0023] Il peut s'agir d'un scénario de production des hydrocarbures contenus dans le milieu poreux (réservoir), ou d'un scénario d'injection de gaz acide, tel que le CO₂, dans un réservoir souterrain en vue du stockage du gaz acide. Un scénario se caractérise par la position des puits, la méthode de récupération ou d'injection, les débits et durée d'injection et/ou de production, les conditions opératoires dans ces puits telles que le débit ou la pression de fond.

[0024] Dans le cadre de la production, 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 réservoir considéré. La définition d'un scénario optimal consiste, 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 d'hétérogénéités au sein du réservoir, par exemple chenaux de perméabilité, fractures, etc., sur la progression des fluides au sein du réservoir. En fonction du scénario choisi, et de la représentation géométrique du réservoir, on est alors capable de simuler la production d'hydrocarbures escomptée, au moyen de l'outil bien connu des spécialistes : le simulateur d'écoulement.

[0025] Le choix d'un scénario, par la définition de multiples caractéristiques techniques, est une étape bien connue des spécialistes.

2. Choix des simulateurs d'écoulement

[0026] Pour choisir un simulateur d'écoulement, il est nécessaire de connaître le type de maillage sur lequel le simulateur doit fonctionner.

Construction des maillages de réservoir (RM) et d'abord de puits (NWM)

[0027] Le « maillage de réservoir » est constitué d'un ensemble de mailles discrétisant spatialement le réservoir (milieu poreux + puits). Un exemple de maillage de réservoir est illustré sur la figure 3, ce maillage est grossier. Certaines mailles correspondent à la partie « milieu poreux », d'autres, correspondent à la partie où le puits est foré. On parle pour ces dernières de mailles de puits du maillage de réservoir.

[0028] Le « maillage d'abords de puits » est constitué d'un ensemble de mailles discrétisant spatialement le puits et ses abords. Un exemple de maillage d'abord de puits est illustré sur la figure 4, ce maillage est fin pour simuler les phénomènes détaillés autour du puits. Ses abords appartiennent donc au milieu poreux dans lequel le puits est foré. Certaines mailles correspondent à la partie « milieu poreux », d'autres, correspondent à la partie « puits ». On parle pour ces dernières de mailles de puits du maillage d'abords de puits.

[0029] La génération de ces maillages, que ce soit le maillage de réservoir ou le maillage d'abord de puits, est une étape bien connue du spécialiste, qui connaît de nombreuses méthodes pour les construire. Par exemple, des techniques de construction d'un maillage d'abord de puits sont décrites dans les documents suivants :

Boe, O., Flynn, J. et Reiso, E., "On Near Wellbore Modeling and Real Time Reservoir Management", SPE 66369, Houston, Texas, USA, 11-14 Feb. 2001.

[0030] On connaît également des méthodes pour construire des maillages de réservoir, à partir de données relatives à la géométrie du milieu (sismiques, diagraphies...), décrites par exemple dans les documents suivants :

Flandrin, N., Bennis, C. et Borouchaki, H., "3D Hybrid Mesh Génération for Reservoir Simulation", ECMOR, Canne, France, 30 August - 2 September, 2004.

Définition des modèles de réservoir et d'abords de puits

[0031] Pour définir un modèle de réservoir, il est nécessaire d'associer un simulateur d'écoulement au maillage de réservoir. De même, pour définir un modèle d'abord de puits, il est nécessaire d'associer un simulateur d'écoulement au maillage d'abord de puits.

[0032] Comme il est connu de l'homme de l'art, pour fonctionner, un simulateur d'écoulement a besoin de certaines données, dites données d'entrée :

- caractéristiques géométriques du réservoir, caractéristiques de la roche, caractéristiques des fluides en place et des fluides injectés (masse volumique, viscosité), courbes de perméabilités relatives, courbes de pression capillaire,

saturations initiales en fluides,...

- conditions aux limites du domaine simulé et aux puits où sont injectés ou produits des fluides. Les conditions aux limites, sont les valeurs de données dynamiques, telles que la pression, le débit ou le flux, les saturations en fluides, sur les bords du maillage ou dans les mailles qui forment les bords du maillage de réservoir ou d'abord de puits. Un exemple de conditions aux limites peut être : un flux nul sur tous les bords du maillage, ou des saturations et pressions imposées sur les mailles aux bords du maillage.
- éventuellement des Indices de Productivité numériques (IP). La connexion entre la pression dans les mailles traversées par un puits et les pressions dans le puits lui-même est réalisée à l'aide d'un Indice de Productivité numérique (IP). L'IP numérique peut être calculé par une formule analytique dans le code ou donné par l'utilisateur du logiciel (le simulateur). En général, le simulateur calcule un IP numérique par une formule analytique au début de simulation. Mais, si l'utilisateur donne un IP numérique dans le jeu de donnée d'entrée, c'est l'IP numérique de l'utilisateur qui est prise en compte dans la simulation.

[0033] Selon l'invention, il est possible d'utiliser tout type de simulateur d'écoulement, que ce soit pour le modèle de réservoir, ou le modèle d'abord de puits. En effet, un objet de l'invention concerne une méthode de couplage, qui permet de coupler de manière très simple un modèle de réservoir, pour la simulation du réservoir, et un modèle d'abord de puits, qui est un modèle autonome pour simuler les phénomènes détaillés autour du puits.

[0034] Concernant le simulateur du modèle de réservoir, il peut s'agir du logiciel Puma^{Flow}® (IFP, France) par exemple.

[0035] Concernant le simulateur du modèle d'abord de puits, on peut utiliser celui décrit dans le document suivant : DING, Y., RENARD, G. : "Evaluation of Horizontal Well Performance after Drilling Induced Formation Damage", J. of Energy Resources Technology, Vol. 127, Sept., 2005.

3. Estimation du volume de fluide déplacé sur un intervalle de temps donné

[0036] Il s'agit ici de modéliser l'injectivité ou la productivité d'un puits traversant le milieu poreux, et permettant l'exploitation de ce milieu. Cette modélisation se fait sur un intervalle de temps donné, $D=[T_0; T_n]$. Par exemple, on modélise le comportement du système milieu+puits sur 20 ans, en considérant le scénario d'exploitation préalablement choisi.

[0037] La technique utilisée ici, consiste à réaliser un couplage entre les deux simulateurs d'écoulement.

[0038] Un maillage grossier est souvent utilisé pour le modèle de réservoir, et un maillage fin est habituellement nécessaire pour simuler les phénomènes détaillés autour du puits. La figure 5 montre les deux maillages utilisés dans le couplage. La figure de gauche représente le maillage de réservoir pour la simulation de champ, et la figure de droite représente le maillage au voisinage de puits dans le modèle d'abord de puits. Les mailles aux bords (en gris) dans le modèle d'abord de puits coïncident avec les mailles de même couleur dans le maillage de réservoir. La croix indique l'emplacement du puits.

[0039] Les pas de temps utilisés dans le modèle d'abord de puits sont généralement beaucoup plus petits que ceux du modèle de réservoir. Le modèle de réservoir est principalement utilisé pour simuler les écoulements dans le réservoir pris dans son intégralité.

[0040] Le temps T_0 est le temps auquel commence le couplage. L'algorithme de couplage dans un cadre général comporte les étapes suivantes, illustrées sur la figure 2 :

3a. On initialise les modèles.

- on initialise le modèle de réservoir (*RINIT*) en affectant aux mailles du maillage de réservoir des valeurs de porosité, perméabilité, pression et saturations en fluide. L'initialisation comporte également la définition de conditions aux limites du modèle de réservoir. Ces conditions peuvent être définies par un flux nul (pas d'échange vers l'extérieur du domaine) ou par un flux ou une pression imposé sur les bords extérieurs des mailles de bord du maillage du modèle de réservoir (échange avec l'extérieur). Les conditions opératoires dans ces puits, telles que le débit ou la pression de fond, sont imposées sous forme d'un historique d'injection pour les injecteurs, et d'un historique de production dans les producteurs.
- on initialise le modèle d'abord de puits (*NWINIT*) en affectant aux mailles du maillage d'abord de puits des valeurs de porosité, perméabilité, pression et saturations en fluide. Cette affectation est réalisée en utilisant des techniques de mise à l'échelle des résultats du modèle de réservoir. Ces techniques étant connues des spécialistes. L'initialisation comporte également la définition de conditions aux limites du modèle d'abord de puits. Ces conditions peuvent également être définies au moyen des résultats du modèle de réservoir.

3b. On définit au moins un pas de temps, noté ΔT , pour échanger des données dynamiques entre le modèle de réservoir et le modèle d'abord de puits, pendant la modélisation sur l'intervalle de temps D .

Ce pas de temps ΔT peut être choisi en fonction du pas de temps ΔTR du simulateur d'écoulement du modèle de réservoir, et le pas de temps ΔTNW du simulateur d'écoulement du modèle d'abord de puits ($\Delta TR > \Delta TNW$).

Théoriquement, ΔT doit être le plus petit possible pour assurer la convergence des solutions dans les deux modèles. Mais généralement l'utilisation du pas de temps utilisé pour la simulation du modèle de réservoir est suffisante. Mais, du point de vue pratique, on a parfois besoin de réaliser une simulation d'abord de puits de façon autonome plus longtemps. Ceci se traduit par une réduction de la fréquence de couplage. C'est pourquoi, selon la méthode, le pas de temps ΔT pour les échanges de données entre le modèle de réservoir et le modèle d'abord de puits est un paramètre ajustable.

Selon un mode de réalisation, le pas de temps ΔT peut varier sur l'intervalle de temps D . On peut par exemple utiliser un premier pas de temps entre T_0 et T_i , et un second pas de temps entre T_i et T_n . Un exemple d'une telle application est illustré ci-après. Sur la figure 2, on note $RSIM(T_1)$ une simulation du simulateur de réservoir effectuée entre T_0 et T_1 , et $NWSIM(T_1)$ une simulation du simulateur d'abord de puits effectuée entre T_0 et T_1 .

3c. On réalise une simulation d'écoulements avec le modèle de réservoir entre le temps T_0 et le temps $T_1 = T_0 + \Delta T$. Les résultats de cette simulation sont :

- la pression et les saturations en fluides à la fin du pas de temps dans chaque maille du maillage de réservoir, en particulier dans les mailles qui sont communes avec les mailles du maillage d'abord de puits et qui vont servir de conditions aux limites du modèle d'abord de puits ;
- les débits en fluide (eau, huile, gaz) et les pressions dans les puits d'injection et de production.

3d. On met à jour les conditions aux limites (*MAJCL*) du modèle d'abord de puits en utilisant les résultats de la simulation d'écoulements réalisée avec le modèle de réservoir entre T_0 et T_1 (étape 3c).

Les conditions aux limites, sont les valeurs de données dynamiques, telles que la pression ou le flux, les saturations, dans les mailles qui forment les limites du maillage de réservoir ou d'abord de puits. Selon un exemple, les conditions aux limites sont définies par un flux nul sur tous les bords du maillage des abords de puits, et une porosité très grande (1000000, par exemple) dans toutes ces mailles.

Ainsi, au cours de cette étape, on utilise les résultats du simulateur d'écoulement du modèle de réservoir, pour déterminer des valeurs que l'on impose comme conditions aux limites pour le simulateur d'écoulement du modèle d'abord de puits au temps T_0 .

Les conditions aux limites peuvent être calculées à chaque pas de temps du modèle d'abord de puits en interpolant linéairement les résultats de simulation du modèle de réservoir entre T_0 et T_1 .

3e. On réalise une simulation d'écoulements au voisinage du puits avec le modèle d'abords de puits entre le temps T_0 et le temps T_1 , avec les conditions aux limites mises à jour à l'étape 3d.

Les résultats de cette simulation sont, au moins :

- la pression et les saturations en fluides à la fin du pas de temps dans chaque maille du modèle d'abords de puits;
- les débits en fluide (eau, huile, gaz) et les pressions dans le puits d'injection ou de production selon du type de puits modélisé dans le modèle d'abords de puits.

Ces résultats permettent de déterminer un Indice de Productivité numérique (*IP*).

3f. La connexion entre la pression dans les mailles traversées par un puits et les pressions dans le puits lui-même est réalisée à l'aide d'un Indice de Productivité numérique (*IP*). Les formules de Peaceman sont en général utilisées pour calculer cet indice. On met alors à jours les indices de productivité numériques (*MAJIP*) du modèle de réservoir, en utilisant les résultats de la simulation d'écoulements réalisée avec le modèle d'abord de puits entre T_0 et T_1 . En fait, si à la fin de la simulation, au temps T_1 , les résultats simulés au puits avec le modèle d'abord de puits et avec le modèle de réservoir ne sont pas les mêmes, les indices de productivité numériques dans le modèle de réservoir sont modifiés pour ajuster les résultats de la simulation du modèle de réservoir à ceux du modèle d'abord de puits.

3g. On répète les étapes 3c (éventuellement 3b) à 3f, avec un nouvel intervalle de temps (de T_1 à T_2 , puis de T_2 à T_3 , ..., puis de T_{n-1} à T_n)

[0041] L'indice de productivité numérique est noté *IP*. Il est généralement utilisé dans les modèles d'écoulements pour relier les pressions au débit dans une maille de puits du maillage de réservoir ou d'abords de puits.

$$Q_{p,i} = \lambda_{p,i} IP_i (P_{p,i} - P_{wf,i}) \quad \text{soit} \quad IP_i = \frac{Q_{p,i}}{\lambda_{p,i} (P_{p,i} - P_{wf,i})}$$

avec :

i : numéro de maille de puits dans le maillage (de réservoir ou d'abord de puits)

p : phase du fluide. Les phases p peuvent être l'eau, l'huile ou le gaz

$Q_{p,i}$: débit de la phase p dans la maille de puits i du maillage (de réservoir ou d'abord de puits)

$\lambda_{p,i}$: mobilité de la phase p dans la maille de puits i du maillage (de réservoir ou d'abord de puits); $\lambda_{p,i}$ dépend essentiellement de la perméabilité relative et de la viscosité de la phase p

IP_i : indice de productivité numériques dans la maille de puits i du maillage (de réservoir ou d'abord de puits)

$P_{p,i}$: pression de la phase p dans la maille de puits i du maillage (de réservoir ou d'abord de puits)

$P_{wf,i}$: pression dans le puits, au fond, au niveau du réservoir dans la maille de puits i du maillage (de réservoir ou d'abord de puits)

[0042] L'indice de productivité numérique IP prend en compte : l'effet géométrique de la maille de puits i du maillage, la perméabilité du milieu poreux dans la maille du puits et un coefficient de skin. Un coefficient de skin est un coefficient, bien connu de l'homme de l'art, utilisé pour représenter l'endommagement d'un puits dans une maille.

[0043] La mise à jour d'un indice de productivité numérique IP au temps T_1 , peut être faite par comparaison des débits simulés avec le modèle abord de puits et le modèle de réservoir par la formule suivante :

$$IP_{r,i}(T_1) = \frac{\sum_{j \in W_i} \sum_{p=w,o,g} (P_{nw,p,j}(T_1) - P_{wf,j}(T_1)) IP_{nw,j}}{\sum_{p=w,o,g} (P_{r,p,i}(T_1) - P_{wf,i}(T_1))}$$

avec :

i : numéro de maille de puits dans le maillage de réservoir

j : numéro de maille de puits dans le maillage d'abord de puits

W_i : ensemble des mailles de puits du maillage d'abord de puits correspondant à un raffinement de la maille de puits i du maillage de réservoir

p : phase du fluide. Les phases p peuvent être l'eau (w), l'huile (o) ou le gaz (g)

$IP_{r,i}$: indice de productivité numériques dans la maille de puits i du maillage de réservoir, et utilisé dans le modèle de réservoir

$P_{nw,p,j}$: pression de la phase p dans la maille de puits j du maillage d'abord de puits, calculée avec le modèle abord de puits

$P_{r,p,i}$: pression de la phase p dans la maille de puits i du maillage de réservoir, calculée avec le modèle de réservoir

$P_{wf,j}$: pression dans le puits au niveau du réservoir dans la maille de puits j du maillage d'abord de puits

$IP_{nw,j}$: indice de productivité numériques dans la maille de puits j du maillage d'abord de puits, et utilisé dans le modèle d'abord de puits

[0044] Les variables IP_i , $P_{nw,p,j}$, $P_{r,p,i}$ et $P_{wf,j}$ sont fonction du temps T .

[0045] Pour un problème de pression P_{wf} imposée au puits, et dans le cas monophasique (on peut supprimer l'indice p), la formule ci-dessus est équivalente à l'expression suivante :

$$IP_{r,i}(T_1) = \frac{Q_{nw,i}(T_1)}{Q_{r,i}(T_1)} IP_{r,i}(T_0)$$

avec :

$Q_{nw,i}$: débit du fluide (unique phase) calculé avec le modèle d'abord de puits dans la section correspondant à la partie du puits dans la maille de puits i du maillage de réservoir

$Q_{r,i}$: débit du fluide (unique phase) calculé avec le modèle de réservoir dans la même section, correspondant à la partie du puits dans la maille de puits i du maillage de réservoir

$IP_{r,i}(T_1)$ et $IP_{r,i}(T_0)$ sont les indices de productivité numérique aux temps T_1 et T_0 respectivement, c'est-à-dire, avant et après la mise à jour.

[0046] Cette formule montre clairement que la mise à jour de l'indice de productivité numérique correspond à la correction du débit de fluide du modèle de réservoir par rapport au débit de fluide du modèle d'abord de puits : si les deux

$$\frac{Q_{nw,i}(T_1)}{Q_{r,i}(T_1)} = 1$$

modèles donnent le même résultat en terme de débit, alors et donc $IP_{r,i}(T_1) = IP_{r,i}(T_0)$.

4. Détermination du scénario d'exploitation optimal

[0047] En testant 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 optimal. Le scénario optimal est le scénario permettant d'obtenir une production optimale du gisement dans la cadre de la production d'un réservoir, ou le scénario permettant d'obtenir l'injectivité optimale dans le gisement dans le cadre d'injection de fluide dans le réservoir (injection d'eau pour une production améliorée, ou injection de gaz acides).

[0048] Pour tester divers scénarios d'exploitation, on modifie (ΔSCE) le scénario sélectionné à l'étape 1, par exemple en modifiant l'emplacement d'un puits.

[0049] On optimise alors l'exploitation du gisement, en mettant en oeuvre, sur le champ, le scénario de production ainsi sélectionné.

[0050] Selon l'invention, il est tout fait possible de coupler un modèle de réservoir avec plusieurs modèles d'abord de puits.

Variantes

[0051] Selon un mode de réalisation particulier de l'invention, l'étape 2, au cours de laquelle on construit les maillages, est modifiée.

[0052] La simulation, réalisée au moyen du modèle de réservoir dans l'étape 3c, fournit des propriétés dynamiques des fluides comme la pression ou les saturations dans la période allant de T_0 à T_1 sur toutes les mailles grossières. Cependant, la détermination des conditions aux limites dans l'étape 3b nécessite l'interpolation de la pression ou du flux sur les bords du modèle d'abord de puits. Pour réduire les erreurs dans l'interpolation, nous pouvons contraindre, lors de la génération de maillage, les mailles de bord du modèle d'abord de puits pour qu'elles coïncident avec les interfaces des mailles du modèle de réservoir. De plus, les mailles de bord dans le modèle d'abord de puits sont aussi contraintes afin qu'elles coïncident avec des mailles du modèle de réservoir (figure 3). De cette façon, le transfert des données dynamiques du modèle de réservoir vers le modèle d'abord de puits est direct sur ces mailles. Dans le modèle d'abord de puits lui-même, les conditions aux limites sont de flux nul. Afin de maintenir les propriétés dynamiques aux bords du modèle, des porosités de très grande valeur

[0053] (1000000, par exemple) sont affectées aux mailles de bord. Ce type de conditions aux limites est consistant avec la plupart des modèles d'écoulement, et son implémentation est facile.

[0054] Pour certains problèmes, les changements d'écoulement autour du puits sont liés aux écoulements multiphasiques. Dans ce cas-là, nous pouvons aussi faire la mise à jour des indices de productivité numérique par phase. Pour cela, on reformule la relation de pression/débit, en introduisant un coefficient, appelé multiplicateur de l'indice de productivité :

$$Q_{p,i} = \lambda_{p,i} \cdot M_{p,i} \cdot IP_i \cdot (P_{p,i} - P_{wf,i})$$

[0055] $M_{p,i}$ est le multiplicateur de l'indice de productivité pour la phase p dans la maille de puits i .

[0056] Si les physiques autour du puits sont liées aux écoulements multiphasiques, on peut faire la mise à jour du multiplicateur de l'IP au lieu de l'IP lui-même, au moyen de la formule suivante :

$$M_{p,i}(T_1) = \frac{Q_{nw,p,i}(T_1)}{Q_{r,p,i}(T_1)} M_{p,i}(T_0)$$

avec :

$Q_{r,p,i}(T_1)$: débit de la phase p calculé par le modèle de réservoir dans la maille de puits i du maillage de réservoir au temps T_1

$Q_{nw,p,i}(T_1)$: débit de la phase p calculé par le modèle d'abord de puits dans le même secteur du puits (voir l'ensemble W_i) au temps T_1

$M_{p,i}(T_0)$: multiplicateur d'indice de productivité numérique pour la phase p dans le modèle de réservoir aux temps T_0 (avant mise à jour du modèle)

$M_{p,i}(T_1)$: multiplicateur d'indice de productivité numérique pour la phase p dans le modèle de réservoir aux temps T_1 (après mise à jour du modèle)

Exemples d'application

[0057] La méthode de couplage selon l'invention peut être utilisée pour modéliser différents phénomènes détaillés autour du puits, comme par exemple, l'endommagement par fluide de forage ou de complétion, la stimulation acide, l'écoulement non-Darcéen autour du puits, le problème de gaz à condensat, le dépôt d'asphaltène, l'endommagement par l'injection de CO_2 , la prévention de venue d'eau ou de gaz, la venue de sable, les dépôts minéraux, l'impact des complétions, etc. Ici, nous présentons en particulier un exemple d'application pour l'endommagement de la formation pétrolifère par le fluide de forage lors du forage du puits, et un exemple d'application pour la prévention de venue d'eau lorsqu'un puits en production produit une quantité importante d'eau, et que l'on cherche à réduire cette production d'eau.

[0058] Pour simplifier encore la méthode de couplage, nous faisons la mise à jour des données en utilisant les valeurs au temps T_n , au lieu de l'interpolation linéaire en temps entre T_n et T_{n+1} , pour la simulation du modèle abord de puits dans la période allant de T_n à T_{n+1} . Ce choix est intéressant, car il permet de faire des simulations en parallèle sur différentes machines pour le modèle de réservoir et le modèle abord de puits.

1 - Application à l'endommagement de la formation pétrolifère par le fluide de forage

[0059] Un modèle de réservoir standard est utilisé pour la simulation du champ. Le modèle abord de puits développé par DING, Y. and RENARD, G. : "Evaluation of Horizontal Well Performance after Drilling Induced Formation Damage" J. of Energy Resources Technology, Vol. 127, Sept., 2005, est utilisé pour simuler l'endommagement de la formation par le forage. Il faut noter que la physique avancée de l'endommagement n'est pas modélisée dans la simulation du champ avec le modèle de réservoir.

[0060] Un réservoir de taille 1000m x 1000m x 10m est considéré. Un maillage cartésien avec 20 mailles dans la direction x , 20 mailles dans la direction y et 1 maille dans la direction z est utilisé pour la simulation du champ (figure 6). Les tailles de mailles sont donc 50m x 50m x 10m. La pression initiale de réservoir est de 200 bars. Un puits producteur doit être foré dans le block (15, 15, 1). Il est représenté par un cercle noir sur la figure 6. L'endommagement de ce puits par le fluide de forage est étudié avec la méthode selon l'invention.

[0061] Le réservoir est homogène de perméabilité 200 mD et de porosité 0.15. Les conditions aux limites de ce réservoir sont des flux nuls, sauf sur le bord Γ_x (figure 6), où la pression est constante (200 bars).

[0062] Pour obtenir la solution de référence, le maillage est raffiné autour du puits (figure 7). Un modèle spécifique, qui prend en compte la physique avancée de l'endommagement, est utilisé sur ce maillage pour simuler la solution de référence. Comme l'endommagement par le fluide de forage est généralement limité à quelques centimètres ou quelques dizaines de centimètres autour de puits, nous avons besoin de très petites mailles dans la zone raffinée (Tableau 1). Le diamètre du puits est de 21.6 cm. Pour que le puits soit inclus dans une maille, la taille de la maille puits est de 22 cm. Les autres mailles autour du puits sont beaucoup plus petites avec une taille de 2 cm. Les maillages utilisés pour le couplage sont illustrés sur les figures 8A et 8B. Le maillage du modèle abord de puits (figure 8B) correspond à la zone raffinée et aux mailles autour dans le maillage de référence. Les mailles aux bords du modèle abord de puits coïncident avec des mailles du modèle de réservoir.

Tableau 1-Tailles des mailles autour du puits

Taille de maille dans la direction x (m)	Taille de maille dans la direction y (m)
50 42.7 30 20 16 8 4 2 1 0.51 0.3 0.16 0.08 0.04 0.02 0.02 0.02 0.02 0.02 0.22 0.02 0.02 0.02 0.02 0.02 0.04 0.08 0.16 0.3 0.51 1 2 4 8 16 20 30 42.7 50	50 42.7 30 20 16 8 4 2 1 0.51 0.3 0.16 0.08 0.04 0.02 0.02 0.02 0.02 0.02 0.22 0.02 0.02 0.02 0.02 0.02 0.04 0.08 0.16 0.3 0.51 1 2 4 8 16 20 30 42.7 50

[0063] Il est supposé que le réservoir est épais, et que ce modèle correspond seulement à la première couche du réservoir. Le temps de contact entre le fluide de forage et le réservoir est de 2 jours. La pression au cours du forage au fond du puits est de 250 bars. La perméabilité et l'épaisseur du « cake » externe formé par la boue de forage sont égales à 0.001 mD et 0.2 cm. L'épaisseur du « cake » interne est de 2 cm avec une perméabilité moyenne réduite à 20 mD durant la période de forage et de 40 mD dans la période de production. La viscosité du fluide de forage est de 30 cPo. L'hystérésis de la perméabilité relative entre les périodes de forage et de mise en production est présenté à la figure 9. Une saturation en eau irréductible de 30% liée au filtrat (fluide de forage) qui va envahir la formation pendant la phase de forage va rester bloquée dans le milieu poreux quand le puits va être remis en production.

[0064] Les volumes d'invasion de fluide de forage sont comparés à la figure 10 pour la simulation avec la méthode de couplage et la solution de référence obtenue en utilisant le maillage avec le raffinement local (figure 7). Les pas de temps pour la mise à jour des données dans le couplage sont présentés dans le Tableau 2. La figure 10 montre que le volume d'invasion de fluide est correctement simulé avec la méthode de couplage. Le petit écart entre la solution de couplage et la solution de référence dans la période entre 0.1 et 0.3 jour peut être amélioré en utilisant des petits pas d'itération en temps pour échanger les données dans le couplage.

Tableau 2-Pas de temps pour la mise à jour des données dans le couplage

Période (jour)	Pas de temps (jour)
0 - 0.01	0.001
0.01 - 0.1	0.01
0.1 - 3	0.1
3 - 10	1
10 - 200	10

[0065] Après les 2 jours de forage, le puits est fermé pendant 1 jour pour la mise en place de sa complétion, puis il est mis en production. Le couplage est effectué jusqu'au 10^{ème} jour. Au-delà de 10 jours, l'effet de l'endommagement autour de puits devient stable et les IPs numériques dans le modèle de réservoir ne changent quasiment plus. Nous n'avons plus besoin de couplage pour continuer la simulation du champ avec le modèle de réservoir. La courbe de production d'huile simulée par le modèle de réservoir, qui est couplé avec le modèle abord de puits pendant les 10 premiers jours, est présentée à la figure 11. Cette courbe est très proche de la solution de référence.

[0066] Si l'endommagement n'est pas pris en compte ou si seulement la présence des « cakes » est considérée dans la simulation, les résultats sont très imprécis avec des erreurs de plus de 20% (figure 11). Prendre en compte des phénomènes autour de puits tel que l'endommagement par le fluide de forage est important pour la gestion de réservoir, et la méthode de couplage proposée convient parfaitement pour simuler ce type de problèmes.

2 - Application à la prévention de venue d'eau

[0067] Dans la procédure de prévention de venue d'eau, une solution de polymère est injectée dans un puits producteur pour une courte durée dans le but de réduire la grande quantité d'eau produite en même temps que l'huile. Une partie du polymère est absorbée sur la roche, et une autre partie est dispersée dans l'eau. Le polymère injecté a pour effet de réduire la mobilité de la phase eau par l'augmentation de sa viscosité et par la diminution de la perméabilité relative de cette phase. Donc, dans la méthode de couplage, l'approche la plus adaptée est de mettre à jour le multiplicateur d'IP numérique pour la phase eau.

[0068] Un réservoir de 1000m x 1000m x 25m est considéré comme exemple. Un maillage cartésien avec 20 mailles dans la direction x, 20 mailles dans la direction y et 5 mailles dans la direction z est utilisé pour la simulation du champ. La taille des mailles est de 50m x 50m x 5m. Le réservoir est hétérogène. La perméabilité est présentée à la figure 12. Le rapport des perméabilités dans les directions verticale et horizontale est de 0.1. La pression initiale du réservoir est de 200 bars.

[0069] Il y a un puits injecteur (*INJ*) et un puits producteur (*PROD*) comme montré à la figure 12. La pression au puits injecteur est imposée à 300 bars, et la pression au puits producteur est contrainte à 150 bars pendant la production. Après production pendant 1000 jours, le water-cut (débit d'eau rapporté au débit total) du puits producteur atteint 85%. La procédure de prévention de venue d'eau est alors appliquée pour réduire la quantité d'eau produite. Une solution de polymère avec une concentration de 2500 ppm est injectée dans le producteur avec une pression de fond de 300 bars pendant 2 jours. Ensuite, le puits est remis en production. Cette procédure de prévention de venue d'eau est simulée avec la méthode selon l'invention.

[0070] Afin d'avoir une solution de référence, un raffinement local autour du puits producteur est utilisé (figure 13). La taille des mailles autour du puits est de 0.617 m dans la direction x. Le maillage pour le couplage est présenté à la figure 14. Des mailles aux bords du modèle abord de puits coïncident avec des mailles dans le modèle de réservoir. La physique du polymère peut être considérée dans les deux modèles (modèle abord de puits et modèle de réservoir).

Tableau 3 - Pas de temps pendant le couplage

Période (jour)	Pas de temps (jour)
0 - 950	-
950-970	2
970 - 1000	28
1000 - 1000.1	0.01
1000.1 - 1005	0.1
1005 - 1030	1
1030 - 1100	2
1100 - 3000	-

[0071] Le couplage commence à 950 jours et se termine à 1100 jours, soit une période de 150 jours au total. Les pas de temps pour les échanges des données dans la méthode de couplage sont présentés dans le Tableau 3. Dans les premiers 50 jours (de 950 à 1000 jours) de couplage, il n'y a pas de polymère injecté. Cette période est uniquement utilisée pour assurer une bonne initialisation du modèle abord de puits. Les IPs numériques globaux sont mis à jour au début du couplage (de 950 à 970 jours) pour prendre en compte les effets des maillages entre le modèle de réservoir et le modèle abord de puits. Pendant la période d'injection de polymère (entre 1000 et 1002 jours), les IPs numériques globaux sont encore recalculés pour intégrer l'effet induit par le polymère injecté (on pourrait aussi mettre à jour les multiplicateurs d'IP numérique pour la phase eau). Mais, quand le puits est remis en production (à 1003 jours), les multiplicateurs d'IP numérique pour la phase d'eau sont mis à jour.

[0072] La figure 15 compare les débits d'injection de polymère dans le puits pour les différentes simulations: la solution de référence, la simulation sur le maillage de réservoir avec couplage, la simulation directe sur le maillage de réservoir sans couplage et la simulation avec le modèle abord de puits (avec couplage). Les figures 16A à 16E montrent les mêmes comparaisons couche par couche. Pour la simulation directe avec le maillage de réservoir sans couplage, le volume de polymère injecté est largement surestimé. Quand la simulation du maillage grossier est couplée avec le modèle abord de puits, les résultats sont significativement améliorés. Au début du couplage, le débit d'injection est grand, mais il est rapidement corrigé par la mise à jour de l'IP dû au couplage. Si l'on veut avoir plus de précision sur le débit d'injection de polymère, il suffit de se référer aux résultats de simulation avec le modèle abord de puits. Avec ce modèle, le volume injecté et la distribution du polymère autour du puits sont tous les deux correctement simulés.

[0073] Les figures 17, 18 et 19 présentent les courbes de débits d'huile, d'eau et de water-cut pour le modèle de réservoir avec couplage, le modèle de réservoir sans couplage et la solution de référence. Les résultats du modèle de réservoir avec couplage sont globalement satisfaisants. La figure 20 présente la carte de saturation d'eau à la fin du couplage (1100 jours), et la figure 21 montre la carte de pression à 1100 jours. Comparé aux solutions de référence, le couplage donne des résultats globalement satisfaisants.

Revendications

1. Méthode mise en œuvre par ordinateur pour modéliser des écoulements de fluides au sein d'un milieu poreux souterrain traversé par au moins un puits en vue de l'exploitation dudit milieu réalisée en injectant un desdits fluides dans ledit milieu via au moins un desdits puits, et/ou en produisant un desdits fluides présent dans ledit milieu au moyen d'au moins un desdits puits, dans laquelle on utilise un premier simulateur d'écoulement permettant de simuler l'écoulement des fluides au sein du milieu poreux à partir d'indices de productivité numériques reliant des pressions de fluides à des débits de fluides, et on utilise un second simulateur d'écoulement pour simuler l'écoulement des fluides aux abords du puits à partir de conditions aux limites, **caractérisé en ce que** :

a- on simule les écoulements de fluides au sein du milieu au moyen du premier simulateur sur un intervalle de temps défini entre des temps T_0 et T_1 , et on déduit des conditions aux limites mises à jour pour le second simulateur par une interpolation linéaire des résultats du premier simulateur entre les temps T_0 et T_1 ;

b- on simule les écoulements de fluides aux abords du puits au moyen du second simulateur sur le même intervalle de temps, en utilisant les conditions aux limites mises à jour, et on en déduit des indices de productivité numériques mis à jour pour le premier simulateur en comparant des débits calculés par le premier simulateur et des débits calculés par le second simulateur; et

c- on modélise les écoulements de fluides au sein du milieu poreux pendant une période de temps entre T_0 et T_n , où $T_n > T_1$, en répétant les étapes a et b, pour des intervalles de temps successifs compris entre T_0 et T_n .

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle chaque intervalle de temps successif a une longueur qui est fonction d'un pas de temps de calcul du premier simulateur d'écoulement et d'un pas de temps du second simulateur d'écoulement.

3. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle chaque intervalle de temps successifs a une longueur égale à un pas de temps du premier simulateur d'écoulement.

4. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on simule les écoulements de fluides au sein du milieu au moyen du premier simulateur sur un premier maillage discrétisant le milieu poreux en un ensemble de mailles, et on simule les écoulements de fluides aux abords du puits au moyen du second simulateur sur un second maillage discrétisant le puits et ses abords en un ensemble de mailles, ledit second maillage étant généré en contraignant des mailles situées sur le bord dudit second maillage, de façon à ce que leurs interfaces coïncident avec les interfaces des mailles dudit premier maillage.

5. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle on modélise des écoulements multiphasiques, et on met à jour des multiplicateurs d'indices de productivité numériques, au lieu des indices de productivité numériques eux-mêmes, pour chaque phase, en comparant des débits par phase calculés par le premier simulateur et des débits par phase calculés par le second simulateur.

6. Méthode, selon l'une des revendications 1 à 5, pour exploiter un réservoir poreux souterrain au moyen d'au moins un puits traversant la réservoir, au moins un fluide circulant entre le réservoir et le puits, dans laquelle on acquiert des données relatives à la géométrie dudit réservoir poreux, à partir desquelles on construit une discrétisation du réservoir en un ensemble de mailles, appelé maillage de réservoir, et on construit une discrétisation du puits et de ses abords en un ensemble de mailles, appelé maillage d'abord de puits, **caractérisé en ce que** l'on réalise les étapes suivantes :

a- on choisit un scénario d'exploitation du réservoir poreux ;

b- on associe au maillage de réservoir un premier simulateur d'écoulement permettant de simuler l'écoulement des fluides au sein du réservoir, à partir d'au moins les données suivantes : le scénario de production, des données d'entrées relatives au fluide et au réservoir, des indices de productivité numériques permettant de relier des pressions à des débits, des conditions aux limites ;

c- on associe au maillage d'abord de puits un second simulateur d'écoulement pour simuler l'écoulement des fluides aux abords du puits, à partir d'au moins les données suivantes : des données d'entrées relatives au fluide et au réservoir, des conditions aux limites ;

d- on modélise les écoulements de fluides au sein du réservoir et aux abords du puits, au moyen de la méthode selon l'une des revendications 1 à 5 ; et

e- on modifie le scénario d'exploitation et l'on répète l'étape d, jusqu'à obtenir un scénario d'exploitation optimal.

7. Méthode selon la revendication 6, dans laquelle on tient compte d'un endommagement du puits par un fluide de forage en modélisant une invasion du réservoir poreux par ledit fluide de forage aux étapes d et e.
8. Méthode selon la revendication 6, dans laquelle le scénario d'exploitation comporte une injection d'une solution de polymère par le puits, et l'on modélise les écoulements pour prévenir une venue d'eau.
9. Méthode selon la revendication 6, dans laquelle le scénario d'exploitation comporte une injection d'une solution acide dans le puits, et l'on modélise les écoulements pour évaluer l'impact d'une stimulation acide.

Patentansprüche

1. Verfahren, das von einem Computer eingesetzt wird, um Fluidabflüsse innerhalb eines unterirdischen porösen Mediums, das von mindestens einem Bohrloch durchquert wird, im Hinblick auf die Ausbeutung des Mediums zu modellieren, das durchgeführt wird, wobei eines der Fluide in das Medium über mindestens eines der Bohrlöcher injiziert wird, und/oder wobei eines der in dem Medium vorhandenen Fluide mit Hilfe mindestens eines der Bohrlöcher produziert wird, wobei ein erster Flusssimulator verwendet wird, der es ermöglicht, den Abfluss der Fluide innerhalb des porösen Mediums auf Basis von digitalen Produktivitätsindizes, die Fluiddruckwerte mit Fluidmengen verbinden, zu simulieren, und wobei ein zweiter Flusssimulator verwendet wird, um den Abfluss der Fluide in der Umgebung des Bohrlochs auf Basis von Grenzbedingungen zu simulieren, **dadurch gekennzeichnet, dass:**
 - a- die Fluidabflüsse innerhalb des Mediums mit Hilfe des ersten Simulators über ein definiertes Zeitintervall zwischen Zeiten T_0 und T_1 simuliert werden, und aktualisierte Grenzbedingungen für den zweiten Simulator durch eine lineare Interpolation der Resultate des ersten Simulators zwischen den Zeiten T_0 und T_1 abgeleitet werden;
 - b- die Fluidabflüsse in der Umgebung der Bohrlöcher mit Hilfe des zweiten Simulators über dasselbe Zeitintervall simuliert werden, wobei die aktualisierten Grenzbedingungen verwendet werden, und davon aktualisierte digitale Produktivitätsindizes für den ersten Simulator abgeleitet werden, wobei vom ersten Simulator berechnete Mengen und vom zweiten Simulator berechnete Mengen verglichen werden; und
 - c- die Fluidabflüsse innerhalb des porösen Mediums während einer Zeitdauer zwischen T_0 und T_n , wobei $T_n > T_1$, modelliert werden, wobei die Schritte a und b für aufeinanderfolgende Zeitintervalle zwischen T_0 und T_n reiteriert werden.
2. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem jedes aufeinanderfolgende Zeitintervall eine Länge hat, die von einem Berechnungszeitschritt des ersten Flusssimulators und einem Zeitschritt des zweiten Flusssimulators abhängt.
3. Verfahren nach Anspruch 1, bei dem jedes aufeinanderfolgende Zeitintervall eine Länge gleich einem Zeitschritt des ersten Flusssimulators hat.
4. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem die Fluidabflüsse innerhalb des Mediums mit Hilfe des ersten Simulators auf einem ersten Netzwerk simuliert werden, das das poröse Medium in eine Gesamtheit von Maschen unterteilt, und die Fluidabflüsse in der Umgebung des Bohrlochs mit Hilfe des zweiten Simulators auf einem zweiten Netzwerk, das das Bohrloch und seine Umgebung in eine Gesamtheit von Maschen unterteilt, simuliert werden, wobei das zweite Netzwerk erzeugt wird, wobei Maschen, die sich am Rand des zweiten Netzwerks befinden, so gedrückt werden, dass ihre Schnittstellen mit den Schnittstellen der Maschen des ersten Netzwerks zusammenfallen.
5. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, bei dem Mehrphasenabflüsse modelliert werden, und Multiplikatoren von digitalen Produktivitätsindizes anstatt der digitalen Produktivitätsindizes selbst für jede Phase aktualisiert werden, wobei von dem ersten Simulator berechnete Mengen pro Phase und von dem zweiten Simulator berechnete Mengen pro Phase verglichen werden.
6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, um ein unterirdisches poröses Reservoir mit Hilfe mindestens eines das Reservoir durchquerenden Bohrlochs auszubeuten, wobei mindestens ein Fluid zwischen dem Reservoir und dem Bohrloch zirkuliert, wobei Daten zur Geometrie des porösen Reservoirs erfasst werden, aus denen eine Aufteilung des Reservoirs in eine Gesamtheit von Maschen, Reservoir-Netzwerk genannt, konstruiert wird, und eine Aufteilung des Bohrlochs und seiner Umgebung in eine Gesamtheit von Maschen, Bohrlochumgebung-Netzwerk genannt, konstruiert wird, **dadurch gekennzeichnet, dass** die folgenden Schritte durchgeführt werden:

- a- Auswahl eines Ausbeutungsszenarios des porösen Reservoirs;
- b- zu dem Reservoir-Netzwerk Zuordnung eines ersten Flusssimulators, der es ermöglicht, den Abfluss der fluide innerhalb des Reservoirs aus mindestens den folgenden Daten zu simulieren: Produktionsszenario, Eingangsdaten im Zusammenhang mit dem Fluid und dem Reservoir, digitale Produktivitätsindizes, die es ermöglichen, Druckwerte mit Mengen zu verbinden, Grenzbedingungen;
- c- zu dem Bohrlochumgebung-Netzwerk Zuordnung eines zweiten Flusssimulators, um den Abfluss der Fluide in der Umgebung des Bohrlochs aus mindestens den folgenden Daten zu simulieren: Eingangsdaten im Zusammenhang mit dem Fluid und dem Reservoir, Grenzbedingungen;
- d- Modellieren der Fluidabflüsse innerhalb des Reservoirs und in der Umgebung des Bohrlochs mit Hilfe des Verfahrens nach einem der Ansprüche 1 bis 5; und
- e- Verändern des Ausbeutungsszenarios und Wiederholen des Schritts d bis zum Erhalt eines optimalen Ausbeutungsszenarios.

7. Verfahren nach Anspruch 6, bei dem eine Beschädigung des Bohrlochs durch ein Bohrfluid berücksichtigt wird, wobei eine Invasion des porösen Reservoirs durch das Bohrfluid in den Schritten d und e modelliert wird.
8. Verfahren nach Anspruch 6, bei dem das Ausbeutungsszenario eine Injektion einer Polymerlösung durch das Bohrloch umfasst, und die Abflüsse modelliert werden, um einem Wassereintritt vorzubeugen.
9. Verfahren nach Anspruch 6, bei dem das Ausbeutungsszenario eine Injektion einer sauren Lösung in das Bohrloch umfasst, und die Abflüsse modelliert werden, um die Auswirkung einer sauren Stimulation zu bewerten.

Claims

1. Method implemented by computer for modelling flows of fluids within a subterranean porous medium traversed by at least one well with a view to the exploitation of the said medium, carried out by injecting one of the said fluids into the said medium via at least one of the said wells, and/or by producing one of the said fluids present in the said medium by means of at least one of the said wells, in which method a first flow simulator is used making it possible to simulate the flow of the fluids within the porous medium on the basis of numerical productivity indices linking pressures of fluids to flowrates of fluids, and a second flow simulator is used to simulate the flow of the fluids in the surroundings of the well on the basis of boundary conditions, **characterized in that:**

- a- the flows of fluids within the medium are simulated by means of the first simulator over a time interval defined between times T_0 and T_1 , and updated boundary conditions for the second simulator are deduced through a linear interpolation of the results of the first simulator between the times T_0 and T_1 ;
- b- the flows of fluids in the surroundings of the well are simulated by means of the second simulator over the same time interval, using the updated boundary conditions, and updated numerical productivity indices for the first simulator are deduced by comparing flowrates calculated by the first simulator and flowrates calculated by the second simulator; and
- c- the flows of fluids within the porous medium during a time period between T_0 and T_n , where $T_n > T_1$, are modelled by repeating steps a and b, for successive time intervals lying between T_0 and T_n .

2. Method according to Claim 1, in which each successive time interval has a length which is dependent on a calculation timestep of the first flow simulator and on a timestep of the second flow simulator.
3. Method according to Claim 1, in which each successive time interval has a length equal to a timestep of the first flow simulator.
4. Method according to one of the preceding claims, in which the flows of fluids within the medium are simulated by means of the first simulator on a first mesh discretizing the porous medium into a set of mesh cells, and the flows of fluids in the surroundings of the well are simulated by means of the second simulator on a second mesh discretizing the well and its surroundings into a set of mesh cells, the said second mesh being generated by constraining mesh cells situated on the edge of the said second mesh, in such a way that their interfaces coincide with the interfaces of the mesh cells of the said first mesh.
5. Method according to one of the preceding claims, in which multiphase flows are modelled, and, for each phase, multipliers of numerical productivity indices, instead of the numerical productivity indices themselves, are updated

by comparing per-phase flowrates calculated by the first simulator and per-phase flowrates calculated by the second simulator.

- 5 **6.** Method, according to one of Claims 1 to 5, for exploiting a subterranean porous reservoir by means of at least one well traversing the reservoir, at least one fluid circulating between the reservoir and the well, in which data relating to the geometry of the said porous reservoir are acquired, on the basis of which data a discretization of the reservoir into a set of mesh cells, called reservoir mesh, is constructed, and a discretization of the well and of its surroundings into a set of mesh cells, called well surroundings mesh, is constructed, **characterized in that** the following steps are carried out:

- 10 a- an exploitation scenario for the porous reservoir is chosen;
 b- a first flow simulator is associated with the reservoir mesh making it possible to simulate the flow of the fluids within the reservoir, on the basis of at least the following data: the production scenario, data of inputs relating to the fluid and to the reservoir, numerical productivity indices making it possible to link pressures to flowrates,
 15 c- a second flow simulator is associated with the well surroundings mesh for simulating the flow of the fluids in the surroundings of the well, on the basis of at least the following data: data of inputs relating to the fluid and to the reservoir, boundary conditions;
 d- the flows of fluids within the reservoir and in the surroundings of the well are modelled by means of the method according to one of Claims 1 to 5; and
 20 e- the exploitation scenario is modified and step d is repeated, until an optimal exploitation scenario is obtained.

- 25 **7.** Method according to Claim 6, in which damage to the well by a drilling fluid is taken into account by modelling an invasion of the porous reservoir by the said drilling fluid in steps d and e.

- 30 **8.** Method according to Claim 6, in which the exploitation scenario comprises an injection of a polymer solution by the well, and the flows are modelled so as to forestall an ingress of water.

- 35 **9.** Method according to Claim 6, in which the exploitation scenario comprises an injection of an acid solution into the well, and the flows are modelled so as to evaluate the impact of an acid stimulation.

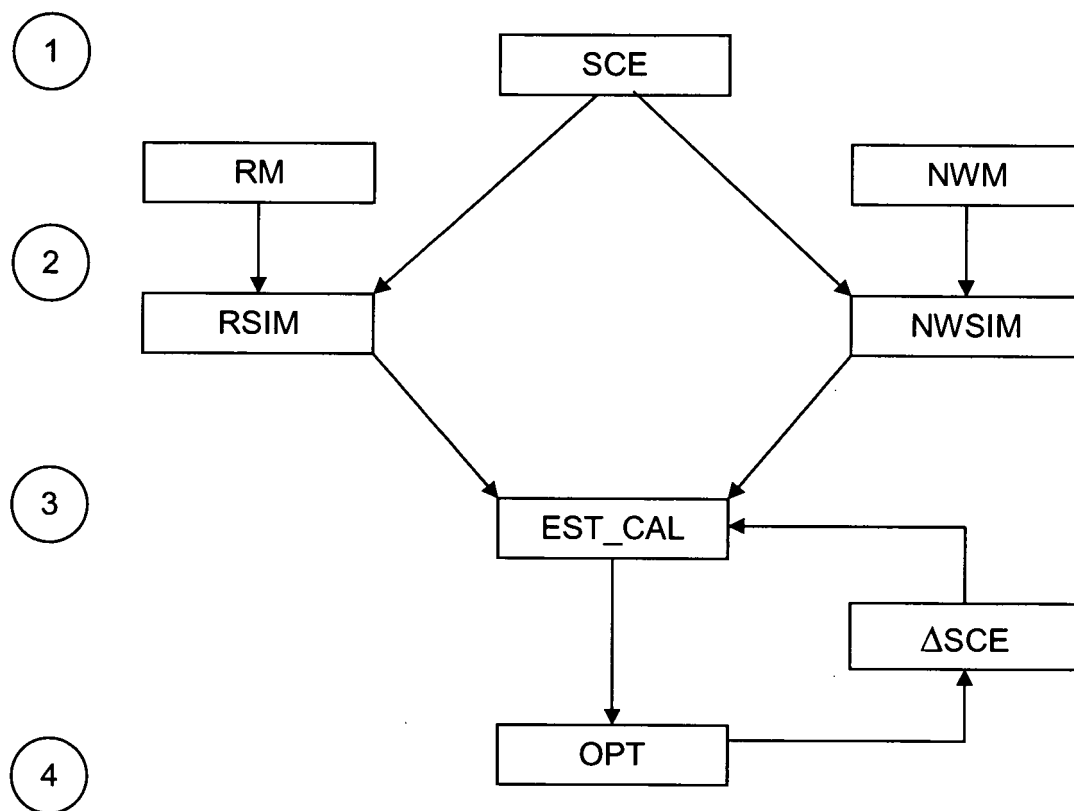


Fig. 1

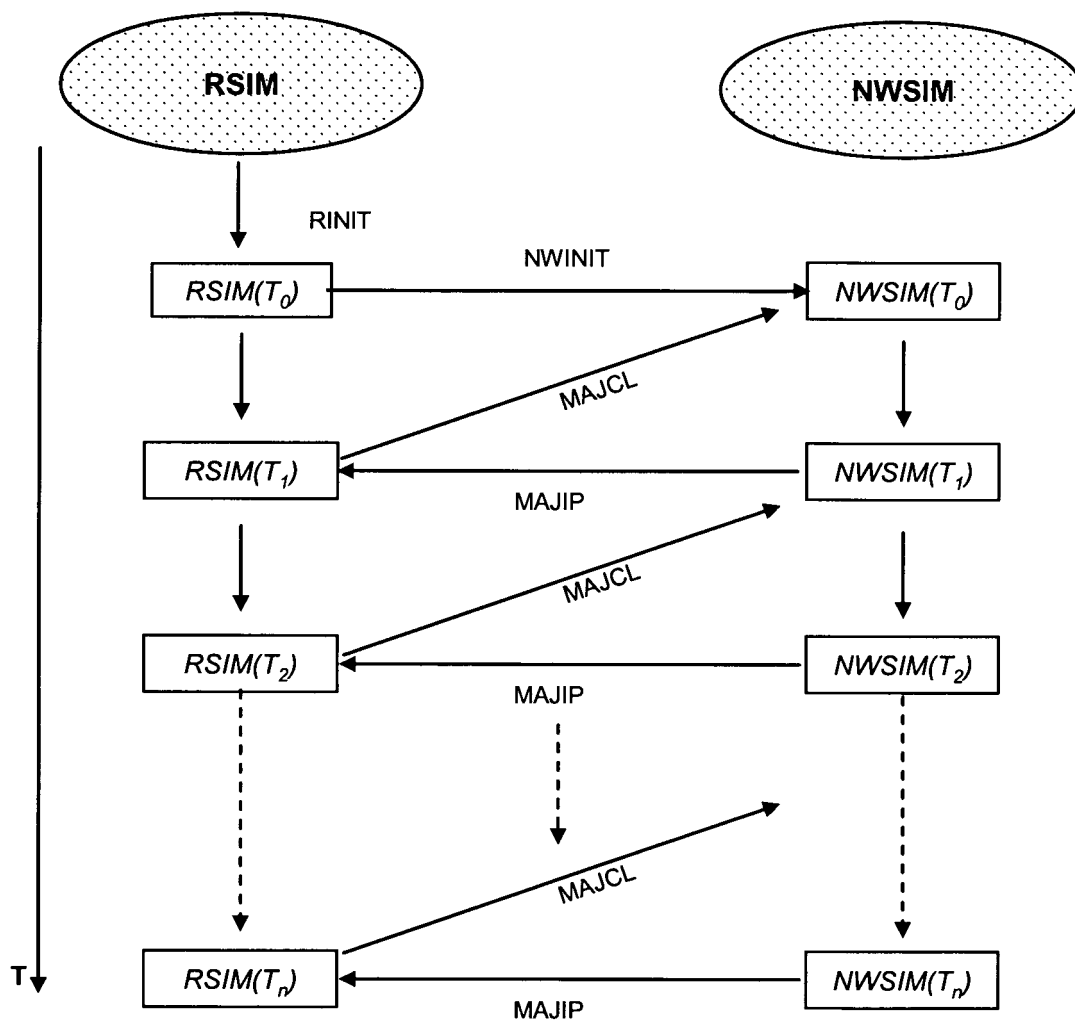


Fig. 2

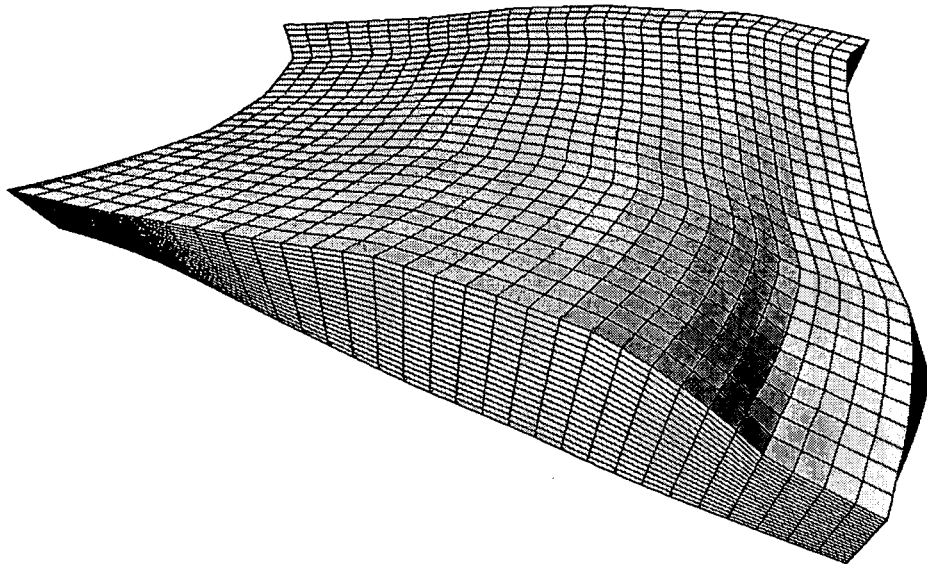


Fig. 3

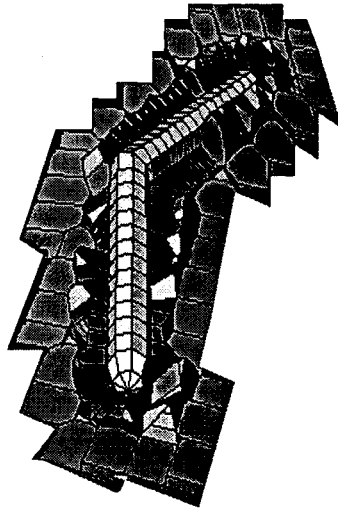


Fig. 4

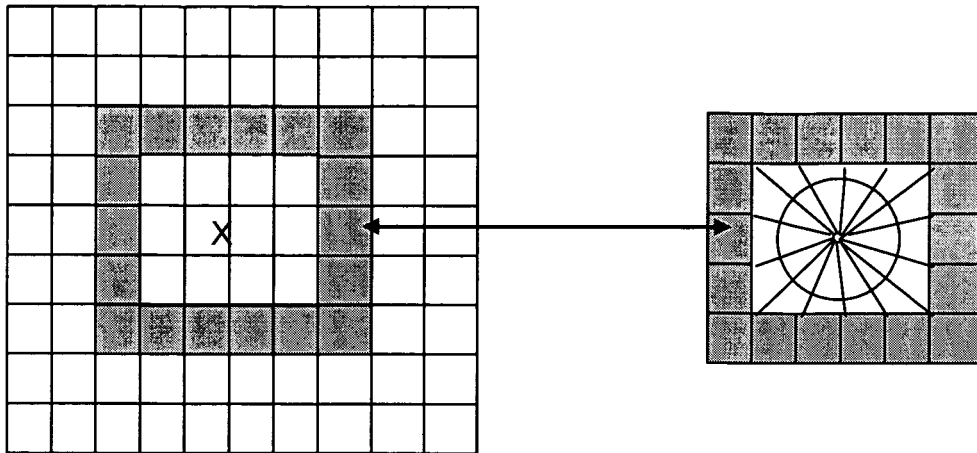


Fig. 5

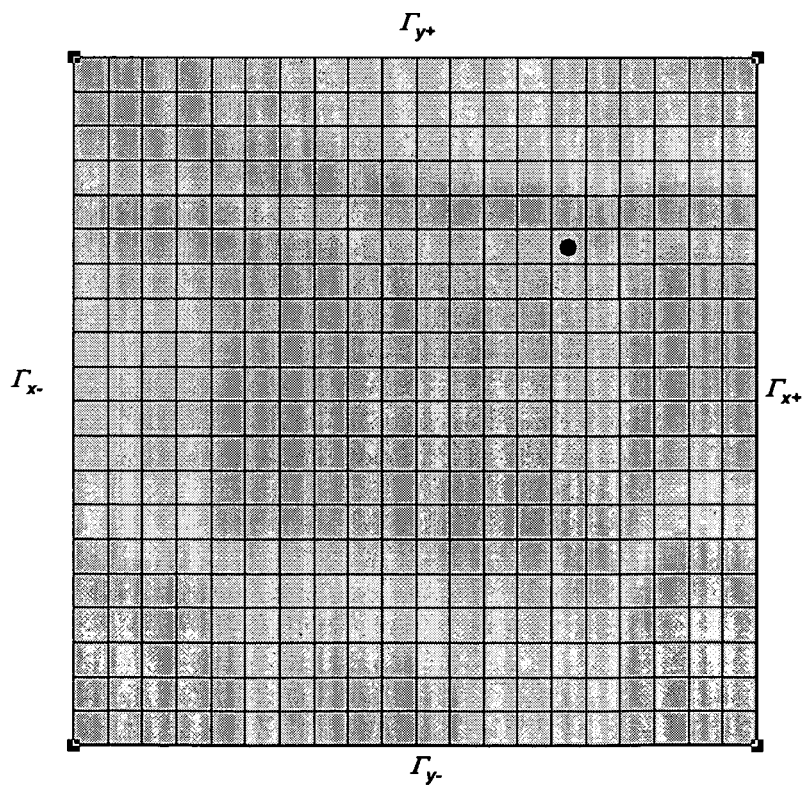


Fig. 6

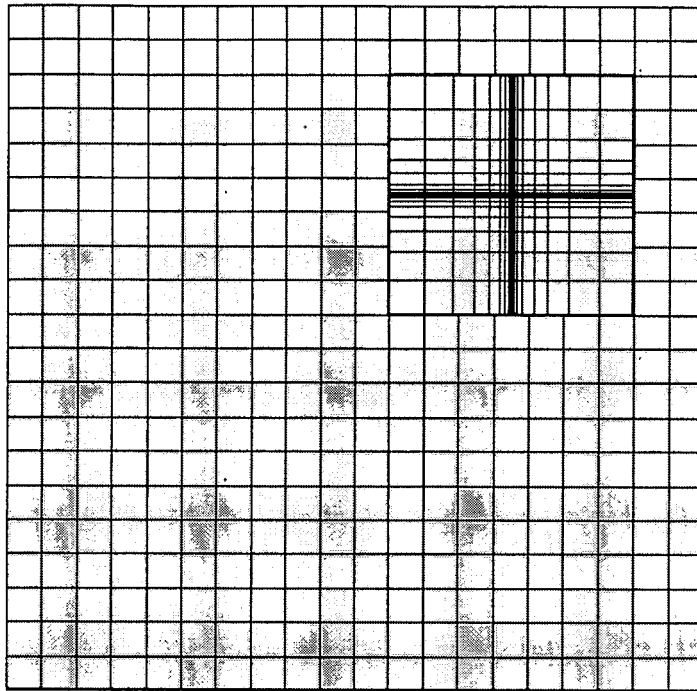


Fig. 7

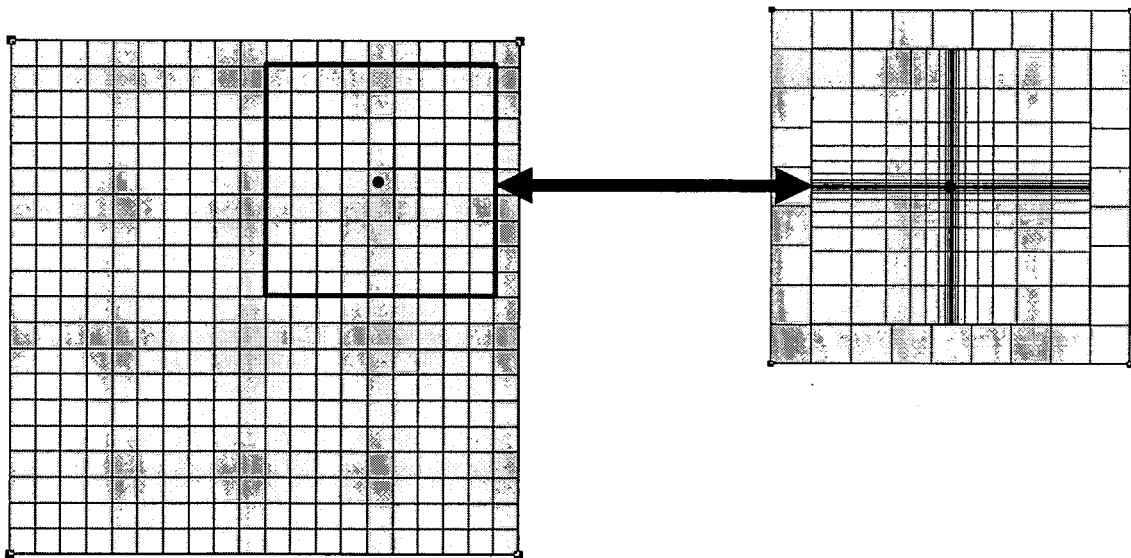


Fig. 8A

Fig. 8B

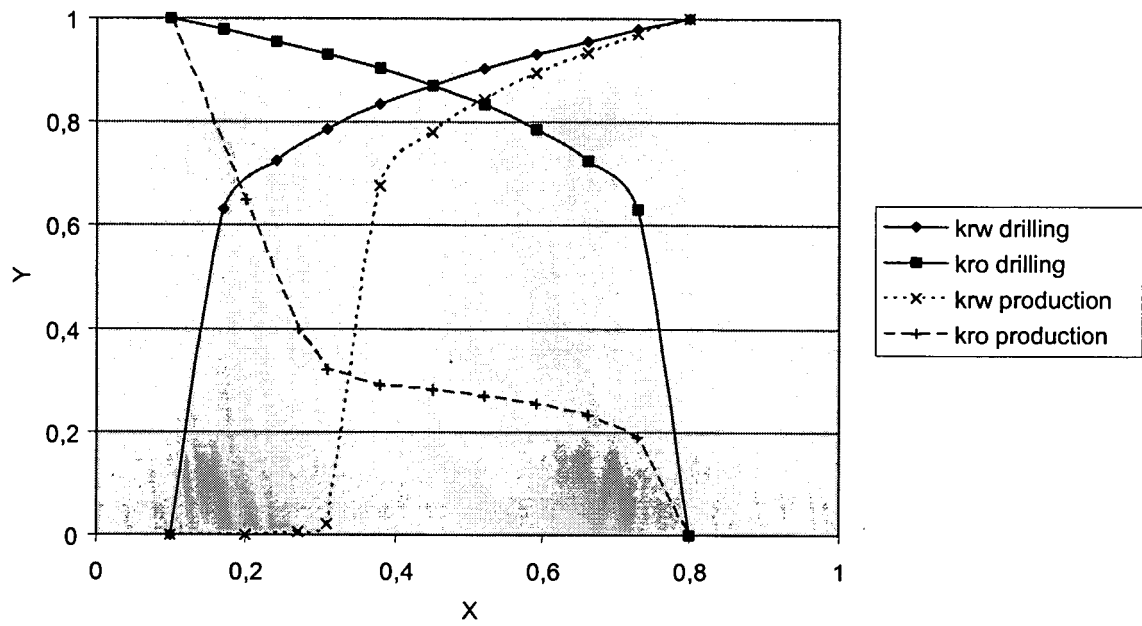


Fig. 9

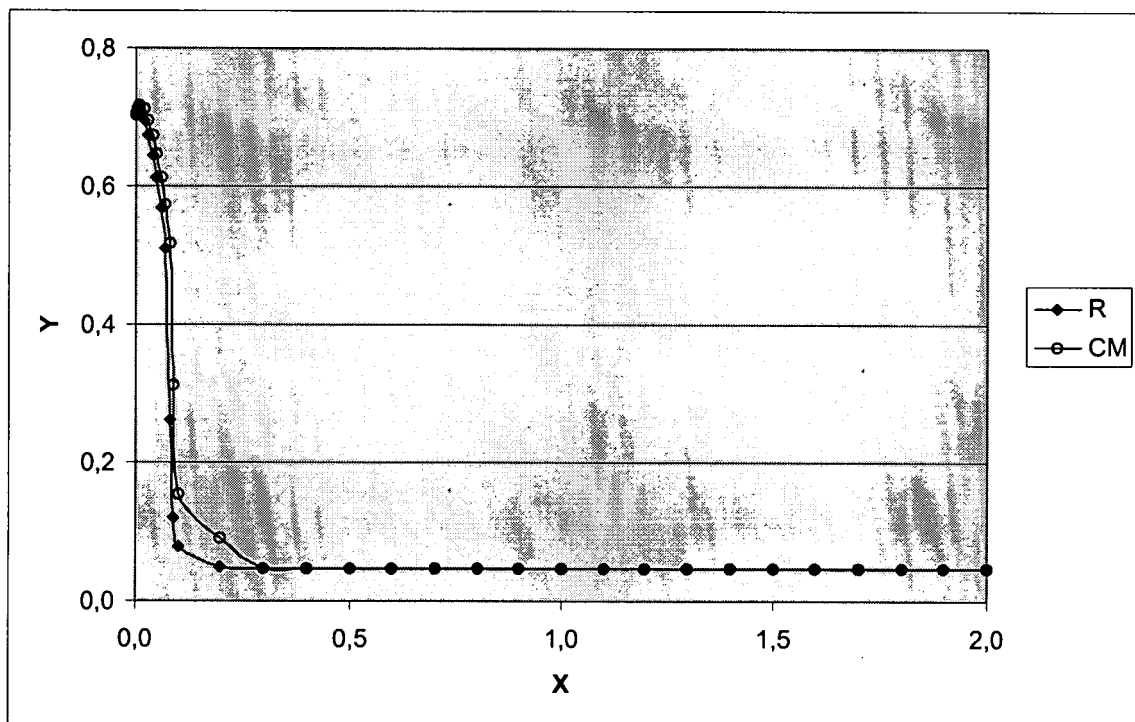


Fig. 10A

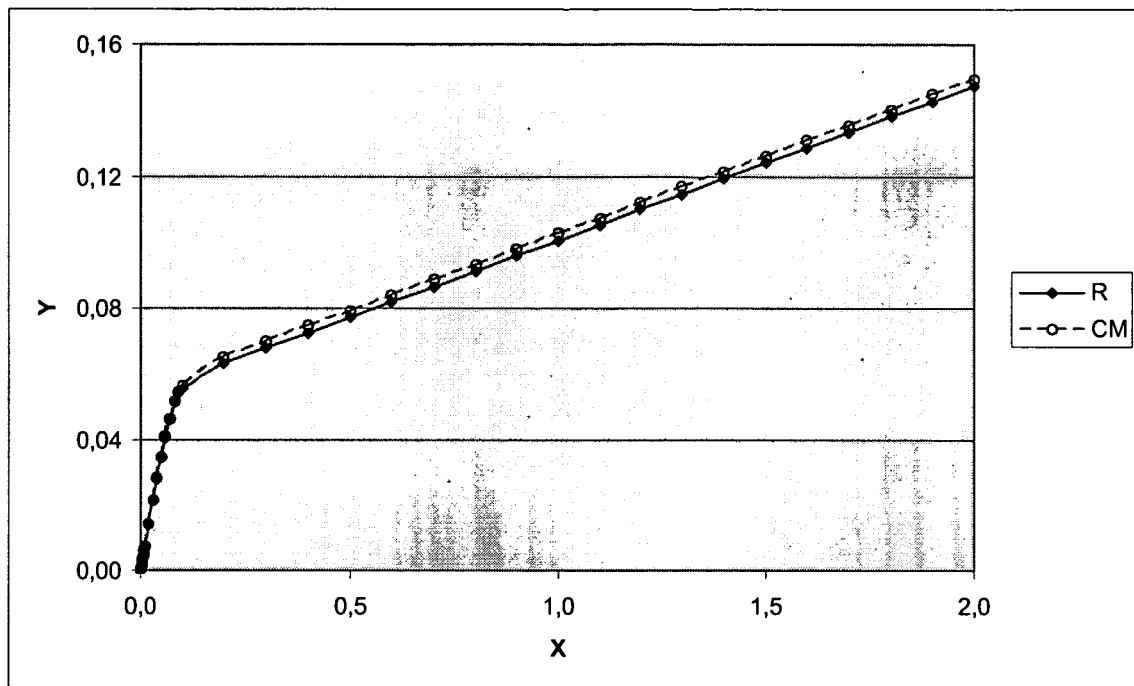


Fig. 10B

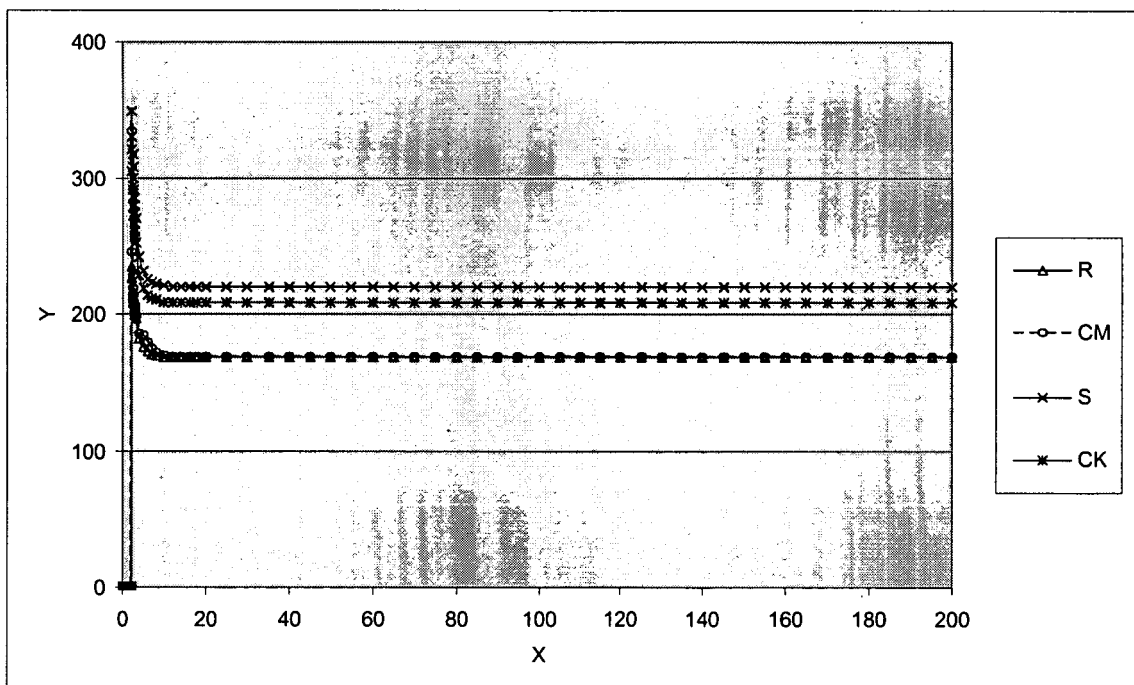


Fig. 11

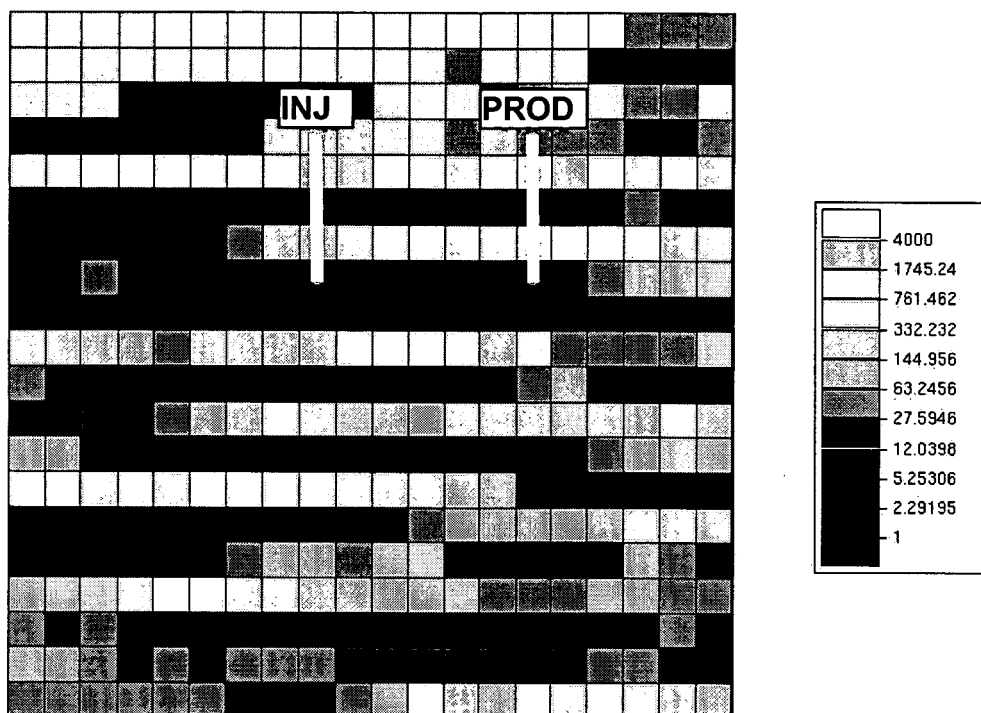


Fig. 12

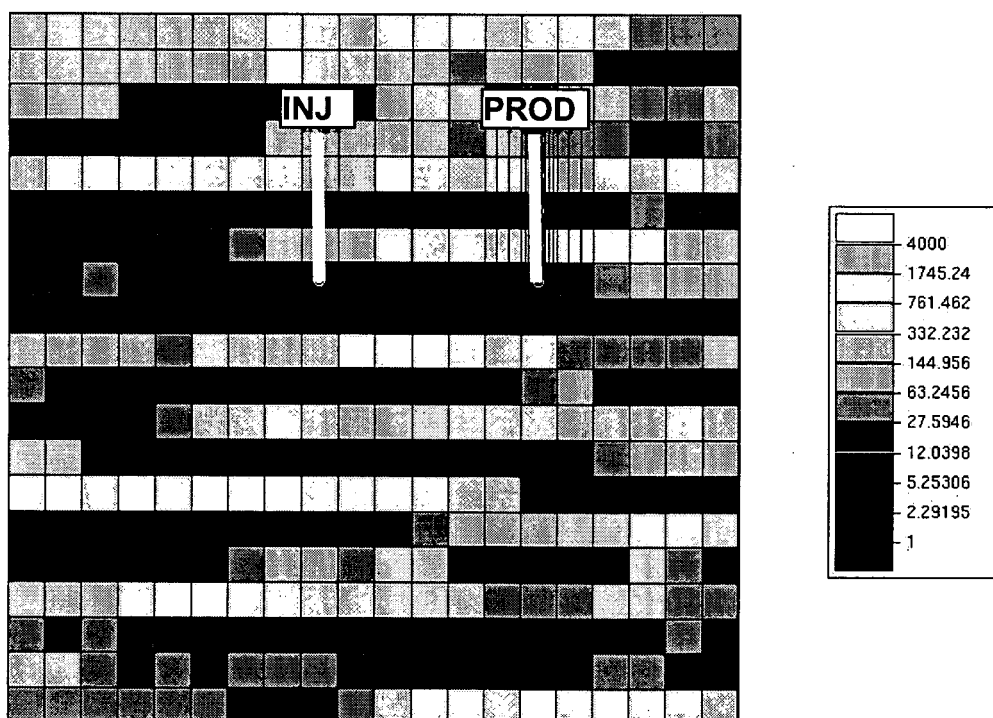


Fig. 13

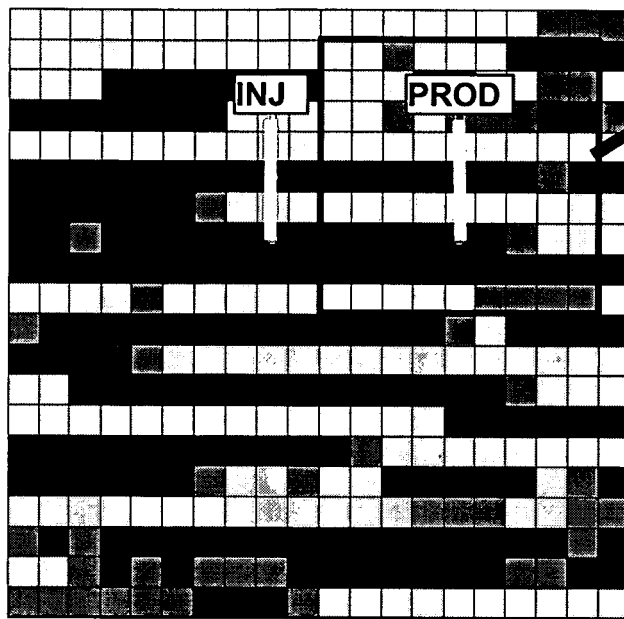


Fig. 14A

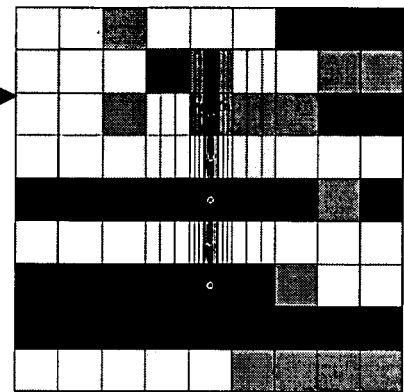


Fig. 14B

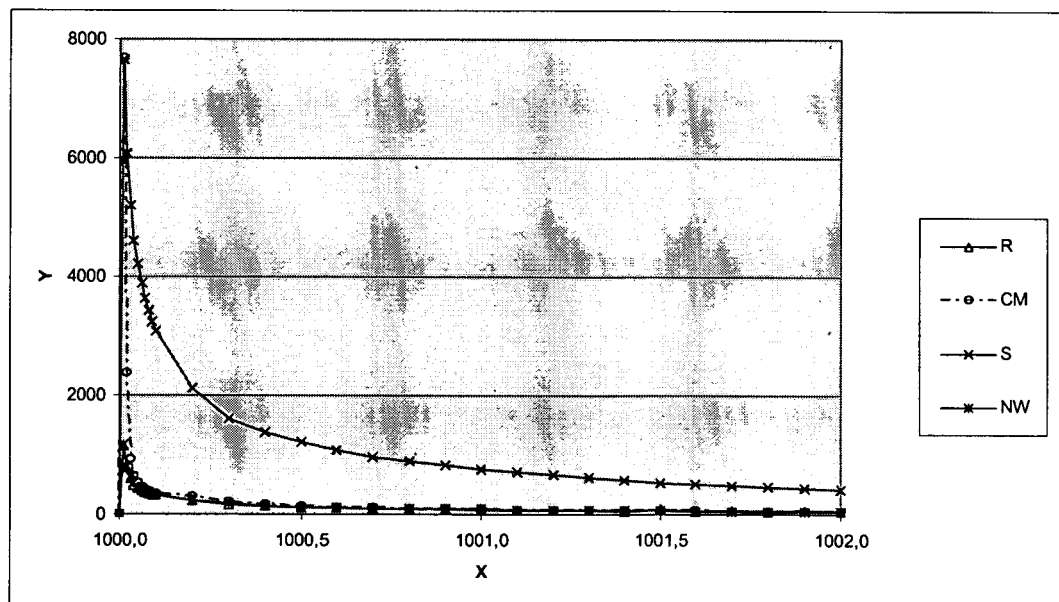


Fig. 15

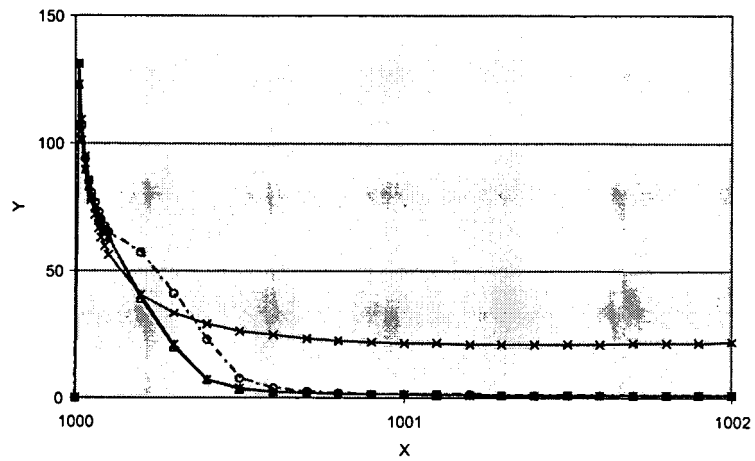


Fig. 16A

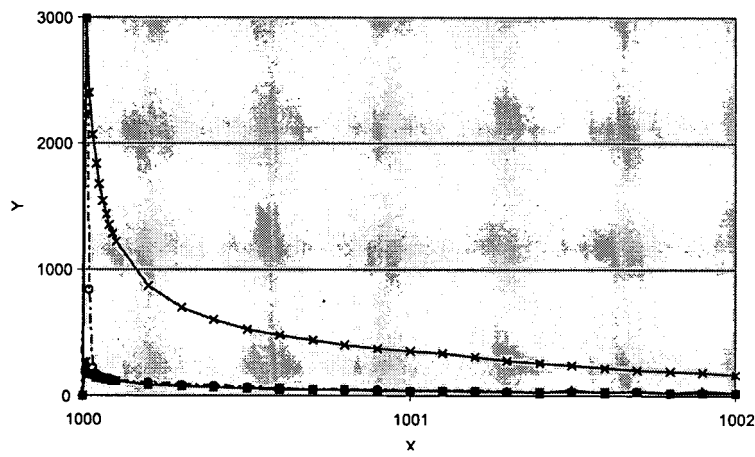


Fig. 16B

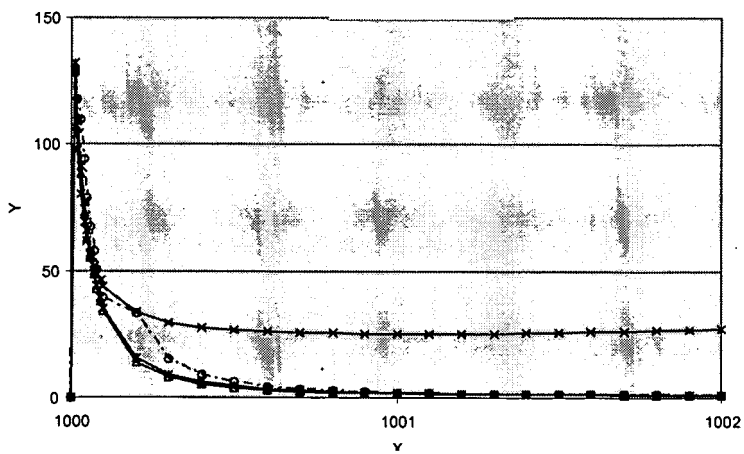


Fig. 16C

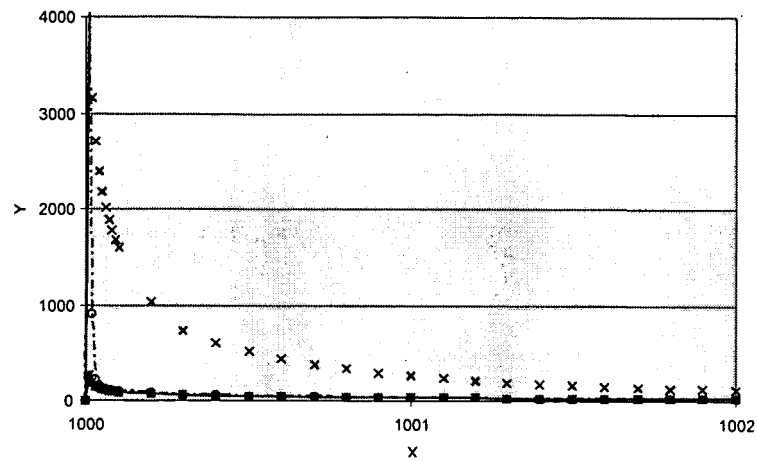


Fig. 16D

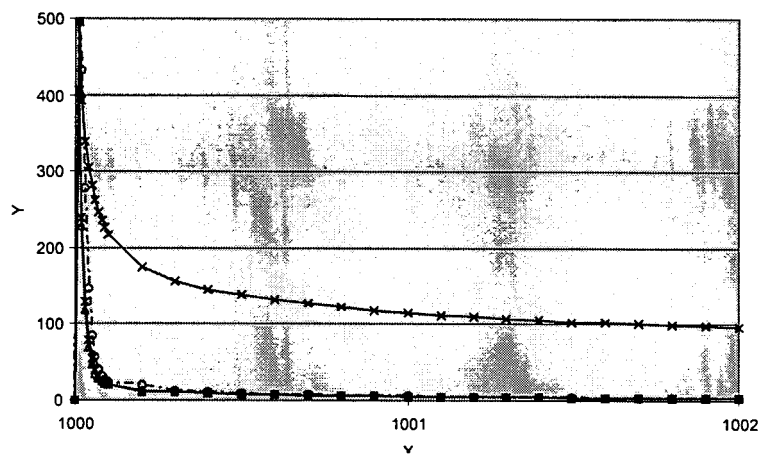


Fig. 16E

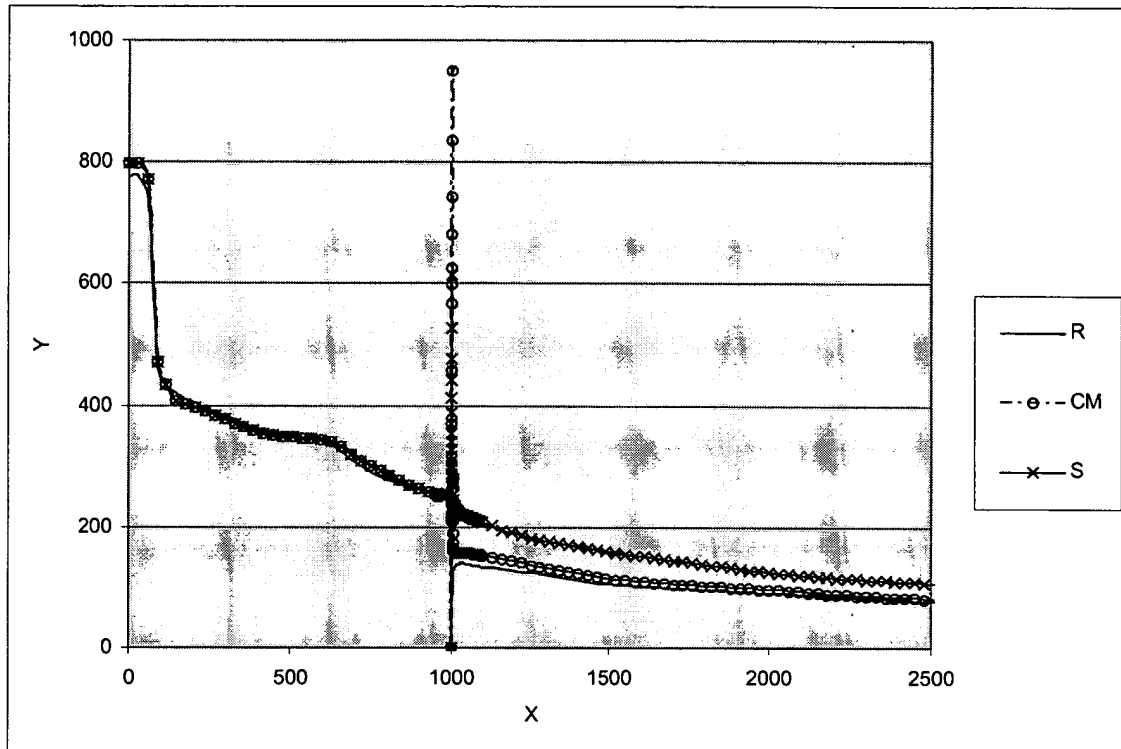


Fig. 17

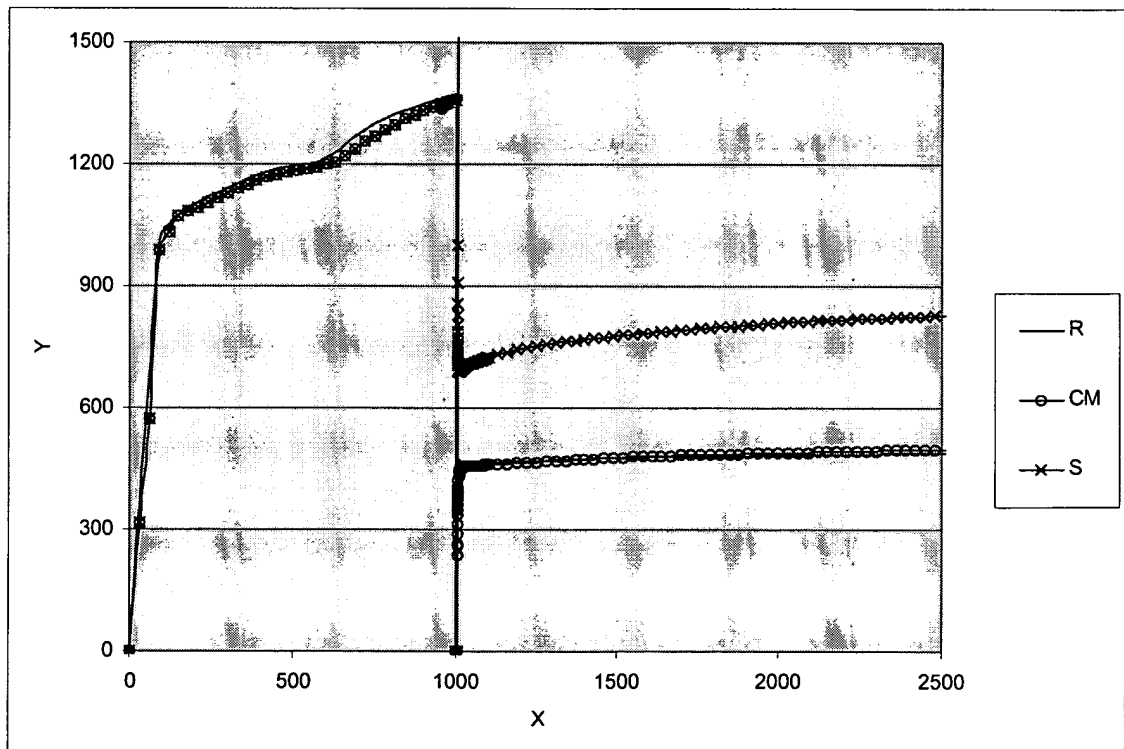


Fig. 18

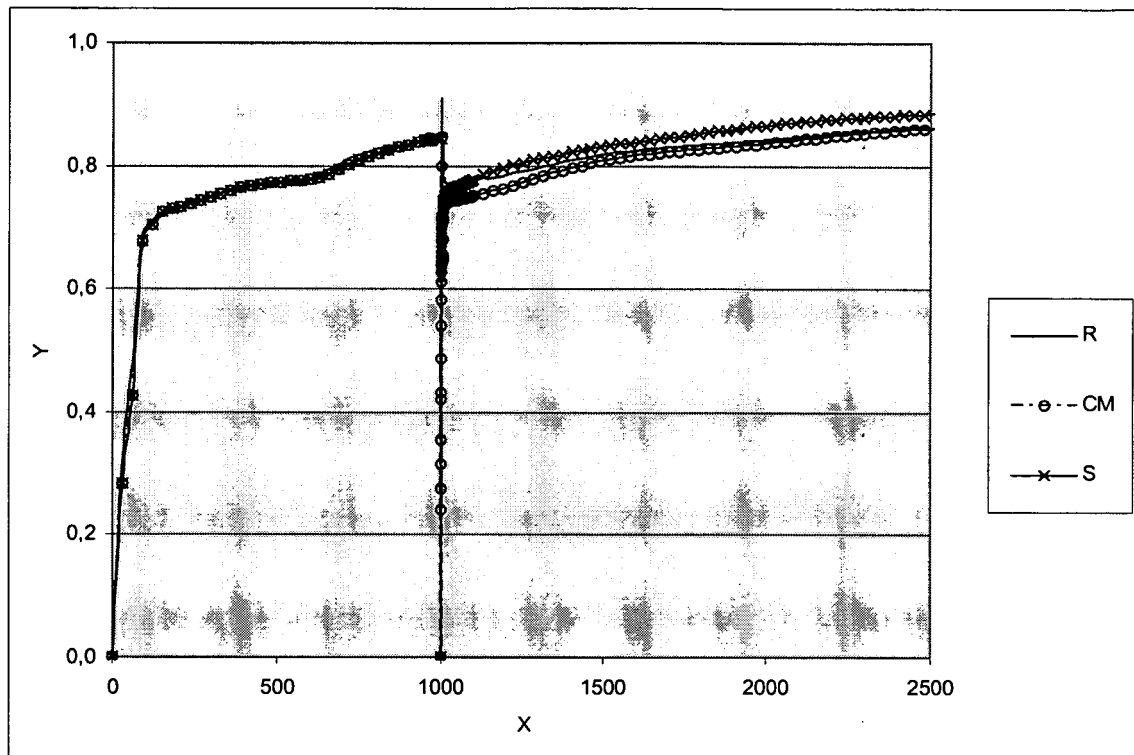


Fig. 19

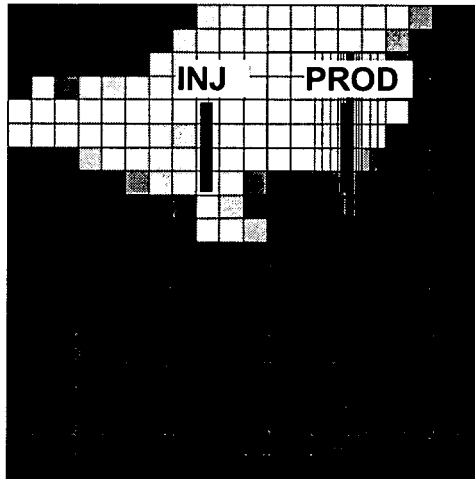


Fig. 20A

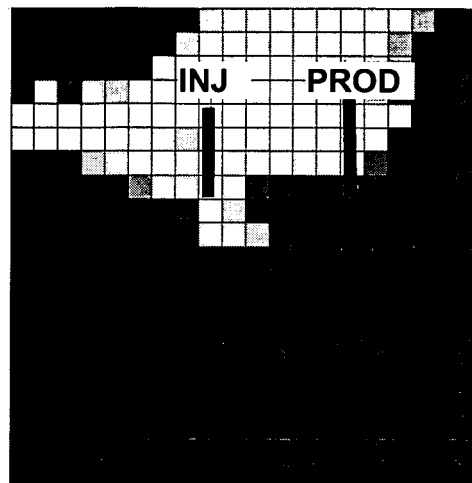


Fig. 20B

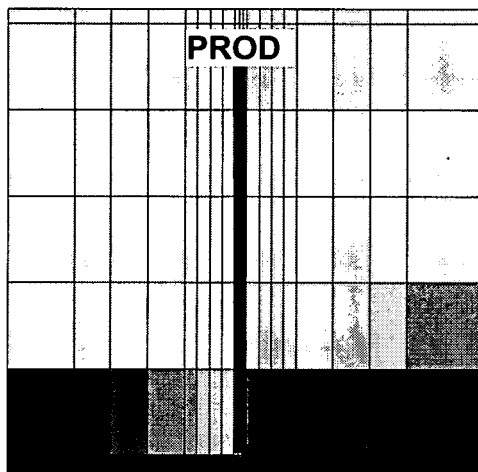
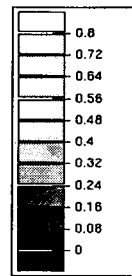


Fig. 20C

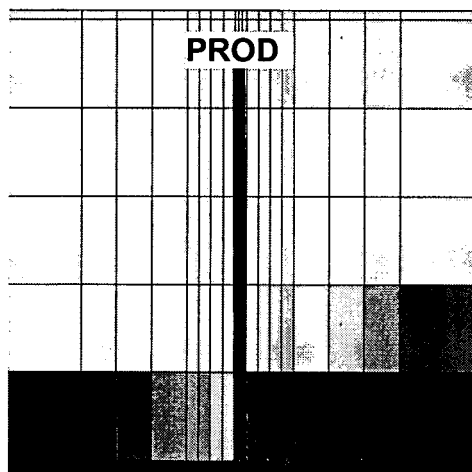


Fig. 20D

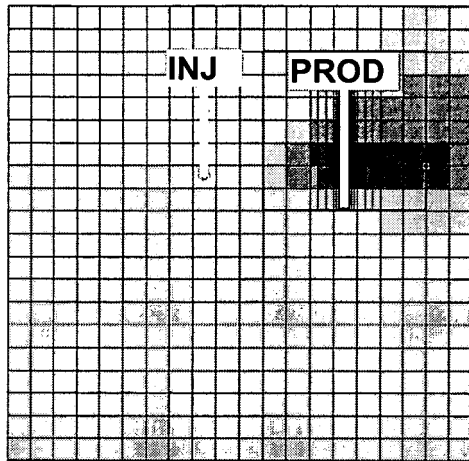


Fig. 21A

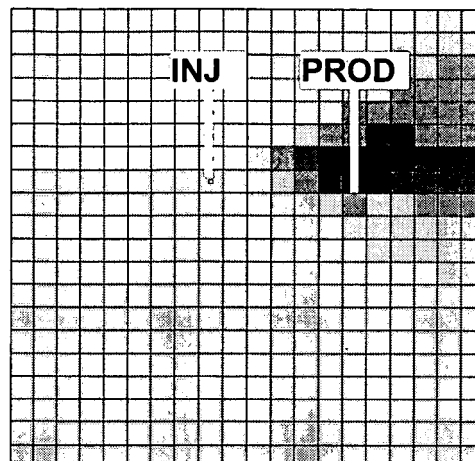


Fig. 21B

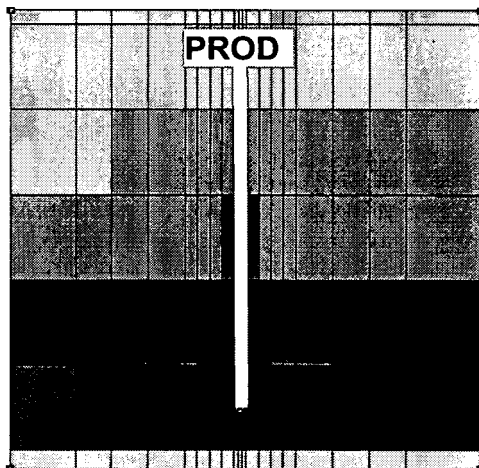
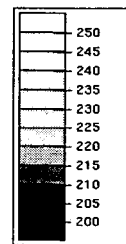


Fig. 21C

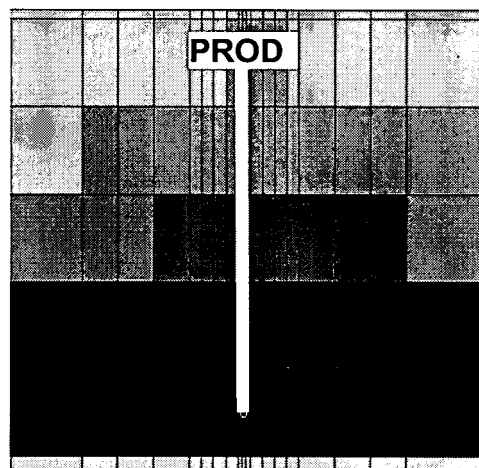


Fig. 21D

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.

Littérature non-brevet citée dans la description

- Maillages Hybrides et Décomposition de Domaine pour la Modélisation des Réservoirs Pétroliers. **GAIFFE, S.** Thèse de Doctorat. Université Paris, 2000, vol. 6 **[0010]**
- **MLACNIK, M.J. ; HEINEMANN, Z.E.** Using well windows in full field reservoir simulation. *paper SPE 66371 presented at the SPE Reservoir Simulation Symposium*, Février 2001 **[0010]**
- **BOE, O. ; FLYNN, J. ; REISO, E.** On Near Wellbore Modeling and Real Time Reservoir Management. *SPE 66369*, 11 Février 2001 **[0029]**
- **FLANDRIN, N. ; BENNIS, C. ; BOROUCAKI, H.** 3D Hybrid Mesh Génération for Reservoir Simulation. *ECMOR*, 30 Août 2004 **[0030]**
- **DING, Y. ; RENARD, G.** Evaluation of Horizontal Well Performance after Drilling Induced Formation Damage. *J. of Energy Resources Technology*, Septembre 2005, vol. 127 **[0035] [0059]**