



(11) **EP 1 832 711 B1**

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention
de la délivrance du brevet:
03.06.2009 Bulletin 2009/23

(51) Int Cl.:
E21B 43/25^(2006.01)

(21) Numéro de dépôt: **07290291.9**

(22) Date de dépôt: **05.03.2007**

(54) **Méthode pour modéliser et simuler à grande échelle la stimulation des puits carbonatés**

Verfahren für das Modellieren und Simulation auf einer größeren Skala der Förderung der
Kohlenwasserstoffbrunnen

Method for modelling and simulation on a larger scale of the stimulation of the hydrocarbon wells

(84) Etats contractants désignés:
**AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR
HU IE IS IT LI LT LU LV MC MT NL PL PT RO SE
SI SK TR**

(30) Priorité: **10.03.2006 FR 0602139**

(43) Date de publication de la demande:
12.09.2007 Bulletin 2007/37

(73) Titulaire: **Institut Français du Pétrole
92852 Rueil Malmaison Cedex (FR)**

(72) Inventeurs:
• **Ding, Didier Yu**
78400 Chatou (FR)
• **Quintard, Michel**
31380 Montastruc-La-Consellière (FR)
• **Bazin, Brigitte**
75017 Paris (FR)
• **Cohen, Charles Edouard**
92500 Rueil-Malmaison (FR)

(56) Documents cités:
WO-A-02/066789 WO-A-20/04035988
US-B1- 6 196 318

EP 1 832 711 B1

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

Description

[0001] La présente invention concerne une méthode pour modéliser l'acidification au sein d'un milieu poreux suite à l'injection d'un produit chimique, tel qu'un acide.

[0002] En particulier l'invention permet d'optimiser des paramètres d'injection d'acide, tels que le débit et les zones à traiter, dans le cadre de stimulation acide de puits en contexte carbonaté.

[0003] Dans l'industrie pétrolière, la production d'un puits peut être fortement réduite suite à des endommagements au voisinage du puits. Les endommagements se traduisent par une altération de la perméabilité et de la nature de la roche autour du puits. Les opérations endommageant le puits sont multiples : forage, tubage, cimentation, exploitation, complétion et traitement. La conséquence de ces endommagements est le colmatage de la formation, et donc la réduction voir l'arrêt de la production d'hydrocarbure. Il est donc très important pour l'industrie pétrolière, d'identifier d'une part le type d'endommagement, et d'autre part les zones endommagées, pour décider et élaborer un traitement adapté.

[0004] L'un des traitements couramment utilisés dans l'industrie pétrolière est l'injection d'acide autour d'un puits. Cette injection permet de réduire les endommagements, et donc, d'améliorer la production du puits. L'objectif premier de la stimulation acide est de réduire la résistance à l'écoulement des fluides du réservoir due aux endommagements. L'acide injecté dissout le matériel dans la matrice du réservoir et crée des chenaux qui augmentent la perméabilité de la matrice du réservoir. Ces chenaux sont d'autant plus fréquents dans les roches carbonatées, c'est-à-dire des roches contenant plus de 50% de minéraux carbonés (calcite, dolomie), telles que les calcaires. L'efficacité de ce procédé dépend du type d'acides utilisé, des conditions d'injections, de la structure du milieu, du transfert entre le fluide et le solide, du taux de réactions, etc. Alors que la dissolution augmente la perméabilité, l'augmentation relative de la perméabilité pour l'injection d'un volume d'acide donnée est observé comme étant fortement fonction des conditions d'injections.

[0005] Dans les réservoirs gréseux, les fronts de réaction tendent à être uniforme et les chenaux d'écoulement ne sont pas observés. Dans les réservoirs carbonatés, en fonction des conditions d'injection, de multiples percées vermiculaires dans la roche, communément appelées « wormholes », peuvent être créées.

Présentation de l'art antérieur

[0006] Il est donc très important pour l'industrie pétrolière, d'identifier d'une part le type d'endommagement, et d'autre part les zones endommagées, pour optimiser les paramètres de la stimulation acide, dans le but de produire des percées vermiculaires (« wormholes ») avec une densité et une profondeur de pénétration dans la formation optimales.

[0007] L'étude de la formation et du comportement des percées vermiculaires pour déterminer les paramètres de l'injection acide peut se faire selon quatre échelles différentes :

- L'échelle du pore qui est l'échelle à laquelle nous décrivons les mécanismes de la réaction chimiques :
- L'échelle de la carotte à laquelle apparaît l'instabilité des wormholes
- L'échelle du puits qui est l'échelle à laquelle nous pouvons apprécier la compétition entre les wormholes et l'impacte des hétérogénéités à cette échelle.
- L'échelle du réservoir à laquelle l'effet de la stimulation est mesuré par le skin.

Les figures 1A à 1D, où le milieu σ représente la roche et le milieu β l'eau et l'acide, illustre ces différentes échelles impliquées dans la stimulation acide :

Figure 1A : échelle du pore (μm - mm)

Figure 1B : échelle de la carotte (mm - cm)

Figure 1C : échelle du puits (cm-m)

Figure 1D : échelle du réservoir (m - km)

[0008] De nombreux modèles, tels que celui présenté par Wang, Y., Hill, A. D., et Schechter, R. S., « The Optimum Injection Rate for MATRIX Acidizing of Carbonate Formations », papier SPE 26578, SPE ATCE, Houston, 1993, ont déjà été proposés pour étudier l'effet de fuite de fluides, de réaction cinétiques, etc. sur le taux de propagation des wormholes et l'effet des wormholes voisins sur le taux de croissance des wormholes dominant. La structure simple de ces modèles

offre l'avantage d'étudier en détail la réaction, les mécanismes de diffusion et de convection au sein des percées vermiculaires. Ces modèles, cependant, ne peuvent pas être utilisés pour étudier l'initialisation de wormholes et les effets sur les hétérogénéités de la formation.

[0009] Des modèles décrivant la dissolution lors d'injection d'acide ont été pour la première fois mis en place pour décrire ce phénomène à l'échelle du pore. Une telle méthode est décrite par exemple dans Hoefner, M. L., Fogler, H., S., "Pore Evolution and Channel Formation During Flow and Reaction in Porous Media", AIChE J, 34, 45-54 (1998). Cependant la simulation à l'échelle de la carotte à partir de ces modèles est difficile et nécessite une grande capacité de calcul. Or c'est à cette échelle que les instabilités dues aux wormholes apparaissent.

[0010] Le premier modèle à l'échelle de la carotte capable de reproduire totalement les mécanismes de la dissolution a été proposé par Golfier, F. et al., "A discussion on a Darcy-Scale modelling of porous media dissolution in homogeneous systems", Computational Methods in Water Resources, 2, 1195-1202 (2002). Ce modèle simple milieu est construit à partir d'une prise de moyenne volumique des équations à l'échelle du pore. Cette modélisation a été reprise dans la demande internationale WO 03/102362, qui a élargi le modèle au cas d'une dissolution limitée par la cinétique de réaction. Ces modèles se basent sur une description de la physique à l'échelle de la carotte, ce qui nécessite des tailles de mailles de l'ordre du millimètre.

[0011] Cependant, un procédé d'injection acide est un procédé à l'échelle du puits. Il apparaît donc nécessaire de modéliser la formation et le comportement des wormholes à cette échelle. D'autant plus que, dans l'industrie pétrolière, la généralisation de puits horizontaux a engendré une augmentation des quantités d'acides injectées dans un seul puits. Les besoins en moyen de simulation afin d'augmenter les chances de réussite du traitement se sont accrus. Or, les modélisations décrites précédemment ne permettent pas de simuler l'acidification sur un domaine représentant la section d'un puits et ses environs (1 à 3m).

[0012] Des modèles destinés à simuler le traitement acide à une échelle supérieure à celle de la carotte ont déjà été proposés. On peut citer par exemple :

- Buisje, M.A. Understanding Wormholing Mechanisms Can Improve Acid Treatments in Carbonate Formations. (SPE 38166). 1997. SPE European Formation Damage Conference.
- Buisje, M.A. & Glasbergen, G. (SPE 96892). 2005. SPE Annual Technical conference and Exhibition.
- Gdansk, R. A Fundamentally New Model of Acid Wormholing in Carbonates. (SPE 54719). 1999. SPE European Formation Damage Conference.
- le brevet US 6,196,318, dans lequel est décrit une méthode pour optimiser l'injection d'acide dans une formation carbonatée. Cette méthode décrit en particulier un modèle du processus de formation des wormholes. Ce modèle est basé sur des réactions acides, de diffusion et de convection, et fait appel aux nombres de Damköhler et de Peclet.

[0013] Ces méthodes reposent sur des considérations empiriques basées sur des observations faites en laboratoire, très éloignées des conditions et des dimensions réelles.

[0014] La méthode selon l'invention est une méthode pour modéliser à l'échelle métrique l'acidification au sein d'un milieu poreux suite à l'injection d'acide, permettant de répondre aux besoins des ingénieurs réservoir, pour définir un scénario adapté de stimulation acide de puits dans le cadre de réservoirs carbonatés.

La méthode selon l'invention

[0015] L'invention concerne une méthode pour modéliser l'acidification au sein d'un milieu poreux suite à l'injection d'un acide, dans laquelle on représente ledit milieu par un modèle double milieu, caractérisée en ce que la méthode comporte les étapes suivantes :

a) on construit ledit modèle double milieu

- en considérant un premier sous-milieu propice à des percées de dissolution, et un second sous-milieu non propice à des percées de dissolution ;
- en réalisant, pour chacun desdits sous-milieus, une description à l'échelle métrique du transport de l'acide, de la conservation de la masse dudit sous-milieu et de la conservation de la masse dudit acide ;
- en décrivant un transfert d'acide d'un sous-milieu à l'autre sous-milieu ;

b) on initialise ledit modèle double milieu à partir de calages expérimentaux ;

c) on modélise, à l'aide dudit modèle double milieu, ladite acidification, en déterminant des paramètres physiques représentatifs dudit milieu poreux et des paramètres physiques relatifs à l'acide injecté.

5 [0016] Les paramètres physiques représentatifs du milieu poreux peuvent être choisis, pour chacun des sous-milieus, parmi les paramètres suivants : la porosité moyenne, la perméabilité à l'échelle métrique et la pression totale moyenne. Les paramètres physiques relatifs à l'acide peuvent être choisis, pour chacun des sous-milieus, parmi les paramètres suivants : la concentration moyenne de l'acide, la vitesse de Darcy moyenne.

10 [0017] Selon l'invention, la description peut être réalisée à l'aide d'équations obtenues en réalisant une moyenne volumique à l'échelle métrique d'équations décrivant la propagation d'un acide dans un modèle simple milieu à une échelle centimétrique. Ces équations comportent alors de préférence un terme de dissolution. Ce dernier peut être défini comme le produit d'une concentration moyenne de l'acide à l'échelle métrique par un coefficient dépendant d'une vitesse locale de l'acide. Il peut également être défini comme le produit d'un paramètre par la divergence d'un produit entre une

15 concentration de l'acide, une fonction de flux fractionnaire et un vecteur vitesse. Le paramètre de ce dernier terme de dissolution peut dépendre d'une norme d'une vitesse locale de l'acide et de la porosité moyenne à l'échelle métrique.

[0018] Selon l'invention, la procédure de calage peut être soit basée sur des simulations à des échelles inférieures à l'échelle métrique, soit basée sur des études d'injection de l'acide à débit constant dans un échantillon du milieu.

20 [0019] Selon une réalisation, le milieu poreux peut être un réservoir carbonaté traversé par un puits, l'injection d'acide étant réalisée pour stimuler une production d'hydrocarbure par ledit puits, et dans laquelle on détermine des paramètres optimaux de l'injection acide, en réalisant les étapes suivantes :

a) on construit un maillage dudit puits et de son voisinage ;

25 b) on définit des paramètres initiaux de l'injection d'acide ;

c) on détermine, en modélisant l'acidification due à l'injection de l'acide, au moins les paramètres physiques représentatifs dudit réservoir suivants : une porosité et une perméabilité dudit réservoir après injection de l'acide ;

30 d) on simule la production du puits en fonction de ladite porosité et de ladite perméabilité à l'aide d'un simulateur réservoir ;

e) on modifie lesdits paramètres initiaux et l'on réitère à l'étape c) jusqu'à obtenir un maximum de production.

35 [0020] Selon cette réalisation, les paramètres initiaux peuvent être choisis parmi l'un au moins des paramètres suivants : le débit d'injection de l'acide, la vitesse initiale d'injection, le volume d'acide injecté, la concentration de l'acide utilisé lors de la stimulation, les zones à traiter.

Présentation sommaire des figures

40 [0021]

- Les figures 1A à 1D montrent les différentes échelles impliquées dans la stimulation acide.
- 45 - La figure 2 illustre les différentes étapes de la méthode selon l'invention.
- La figure 3 illustre les différentes étapes de calage du paramètre χ .
- La figure 4 montre la répartition des volumes V_H et V_M dans l'approche double milieu selon l'invention.
- 50 - Les figures 5A à 5C montrent la représentation simplifiée de la répartition des volumes V_H et V_M utilisée dans la modélisation du terme d'échange.
- La figure 6 illustre des résultats en utilisant les termes de dissolution g_{1H} et g_{1M} . Elle montre la chute de pression dans l'échantillon au cours du temps.
- 55 - La figure 7 illustre des résultats en utilisant les termes de dissolution g_{1H} et g_{1M} . Elle montre la porosité de l'échantillon en fonction de l'abscisse.

- La figure 8 illustre des résultats en utilisant les termes de dissolution g_{2H} et g_{2M} . Elle montre la chute de pression dans l'échantillon au cours du temps.
- La figure 9 illustre des résultats en utilisant les termes de dissolution g_{2H} et g_{2M} . Elle montre la porosité de l'échantillon en fonction de l'abscisse.

Description détaillée de la méthode

[0022] La méthode selon l'invention permet de modéliser l'acidification d'un milieu poreux due à l'injection d'un produit chimique, tel qu'un acide. L'acidification comprend plusieurs phénomènes, dont les principaux sont : la dissolution du milieu par l'acide et le transport (propagation) de l'acide au sein du milieu. Pour ce faire on construit un modèle double milieu permettant de modéliser ces phénomènes à une échelle métrique.

[0023] La description de l'invention est réalisée dans le cadre de la stimulation acide de puits de production. Cette stimulation consiste à injecter de l'acide autour d'un puits pour en augmenter la production d'hydrocarbure. La méthode, une fois appliquée à un domaine maillé représentant les abords d'un puits à stimuler, permet de simuler l'évolution de la porosité et de la perméabilité de la roche, et ainsi optimiser les paramètres de la stimulation acide tels que le débit d'injection et la zone de traitement, pour définir le scénario d'acidification optimum pour ce puits.

[0024] La figure 2 illustre les différentes étapes de la méthode appliquée à l'injection acide autour d'un puits :

- 1- Maillage du puits et de son voisinage (MAI)
- 2- Modélisation de l'acidification due à la stimulation acide ($MOD \rightarrow \epsilon, K$)
- 3- Simulation de la production du puits ($SIM \rightarrow Prod$)
- 4- Optimisation des paramètres d'injection d'acide (OPT)
- 5- Stimulation acide optimisée du puits pour augmenter sa productivité (STIM)

1- Maillage du puits et de son voisinage

[0025] Pour permettre de modéliser les effets de la stimulation acide sur un puits et son environnement direct, on discrétise cet espace (puits + voisinage) à l'aide d'un maillage structuré de type radial. Ce type de maillage, bien connu des spécialistes, permet de prendre en compte les directions radiales des écoulements autour des puits, et donc d'améliorer la précision des calculs.

2- Modélisation de l'acidification due à la stimulation

[0026] Cette étape nécessite dans un premier temps la définition d'un modèle de dissolution et propagation (acidification) permettant de modéliser la formation et le comportement de toutes les figures de dissolution à l'échelle du puits : front compact, wormhole conique, wormhole dominant, wormhole ramifié et dissolution uniforme.

3.1- Modèle d'acidification à l'échelle du puits

[0027] Pour modéliser les phénomènes de dissolution et de propagation de l'acide à l'échelle du puits, on construit un modèle basé sur des équations de la mécanique des fluides et des lois de conservation de la masse de roche, de fluide et d'acide. Selon l'invention, ce modèle est un modèle double milieu, construit à partir d'une prise de moyenne volumique à l'échelle du puits des équations décrivant la propagation d'acide dans un modèle simple milieu à l'échelle de la carotte (cm-mm). Ces équations à l'échelle de la carotte ont été développées par Golfier, F. et al., « On The ability of a Darcy-scale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous media. », Journal of Fluid Mechanics. 547, 213-254. 2002.

[0028] Le modèle selon l'invention permet ainsi d'utiliser un maillage radial dont l'extension radiale est de l'ordre du centimètre et du mètre. On peut donc simuler l'acidification à une échelle suffisamment grande pour reproduire l'ensemble d'un traitement acide et évaluer l'augmentation de la perméabilité aux abords du puits. La simulation de l'évolution de la perméabilité permet ensuite de simuler la production puis d'optimiser les paramètres d'injection acide.

[0029] Le modèle double milieu est défini en considérant que la roche du réservoir est constituée de deux milieux, notés H et M , de volumes respectifs V_H et V_M , caractérisés par deux régimes de dissolutions différents. La figure 4 illustre ces deux milieux où $V_{Section}$ représente le volume d'une section d'un puits, et la courbe noire représente les

percées vermiculaires (« wormholes »). Selon l'invention, les deux régimes associés aux deux milieux sont définis de la manière suivante :

- le volume V_M contient la forte densité de wormholes dont la croissance s'achève rapidement et qui sont de petites tailles (mm-cm) (courbe noire sur la figure 4). Ce milieu est représentatif d'un régime compact dans lequel les wormholes ont une croissance courte ;
- le volume V_H contient les wormholes dominants, c'est-à-dire les wormholes pour lesquels la compétition s'étend sur des distances (dm-m) et des temps longs (figure 4). Ce milieu est propice au développement de wormholes et par conséquent est caractérisé par un front de dissolution rapide.

[0030] Ainsi, le milieu H est un milieu propice à la formation de percées de dissolution : l'injection d'acide dans un tel milieu provoque la formation de percées (wormholes) de grandes tailles, en générale supérieures au décimètre. Le milieu M est un milieu non propice à la formation de percées de dissolution : l'injection d'acide dans un tel milieu ne provoque pas la formation de percées (wormholes) de grandes tailles, et permet, au mieux, la formation de percées de petites tailles, en générale inférieures au décimètre.

[0031] Pour décrire les phénomènes d'acidification à l'échelle du puits, on réalise une prise de moyenne volumique à l'échelle du puits des équations décrivant la propagation d'acide dans un modèle simple milieu à l'échelle de la carotte. Ainsi, pour une variable quelconque φ , permettant de décrire l'acidification à l'échelle de la carotte, l'application du théorème de prise de moyenne permet de calculer les variables suivantes, permettant de décrire l'acidification à l'échelle du puits :

$$\{\varphi\}_H = \frac{1}{V_{Section}} \int_{V_H} \varphi dV \text{ et } \{\varphi\}_M = \frac{1}{V_{Section}} \int_{V_M} \varphi dV \quad (1)$$

$$\{\varphi\}_H^H = \frac{1}{V_H} \int_{V_H} \varphi dV \text{ et } \{\varphi\}_M^M = \frac{1}{V_M} \int_{V_M} \varphi dV \quad (2)$$

$$\phi_H = \frac{V_H}{V_{Section}} \text{ et } \phi_M = \frac{V_M}{V_{Section}}, \text{ soit } \phi_H = 1 - \phi_M \quad (3)$$

$$\{\varphi\}_H = \phi_H \{\varphi\}_H^H \text{ et } \{\varphi\}_M = \phi_M \{\varphi\}_M^M \text{ avec } \phi_{wh} = \frac{V_{wh}}{V_{Section}} \quad (4)$$

$$\{\varphi\} = \phi_H \{\varphi\}_H^H + \phi_M \{\varphi\}_M^M \quad (5)$$

[0032] Le modèle d'acidification double milieu à l'échelle du puits selon l'invention comporte pour chacun des deux milieux M et H :

- une équation de transport de l'espèce acide composée :
 - de termes convectifs contenant une fonction de type flux fractionnaire permettant de reproduire en partie la dispersion liée au wormholing
 - de termes réactifs
 - d'un terme d'accumulation

- une équation de Darcy
- une équation de conservation de la masse de roche
- 5 • une équation de conservation de la masse fluide.
- Une équation de fermeture du système reliant la perméabilité et la porosité.

[0033] Le modèle double milieu selon l'invention s'écrit ainsi :

Milieu H

Équation du transport de l'espèce acide dans le milieu H

$$\phi_H \varepsilon^H \frac{\partial C'^H}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi_H V'^H f'^H) - \psi' C_{H-M} (P'^M - P'^H) = -\phi_H g'_H \quad (6)$$

Équation de Darcy appliquée au milieu H

$$V'^H = -K'^H \cdot \nabla P'^H \quad (7)$$

Équation de conservation de la masse de roche dans le milieu H

$$\frac{\partial \varepsilon^H}{\partial t} = N_{ac} g'_H \quad (8)$$

Équation de conservation de la masse fluide dans le milieu H

$$\nabla \cdot (\phi_H V'^H) - \psi' (P'^M - P'^H) = 0 \quad (9)$$

Équation reliant la perméabilité et la porosité dans le milieu H

$$K^H = K_0 + (K_f - K_0) \left(\frac{\varepsilon^H - \varepsilon_0}{1 - \varepsilon_0} \right)^x \quad (10)$$

Milieu M

Équation du transport de l'espèce acide dans le milieu M

$$\phi_M \varepsilon^M \frac{\partial C'^M}{\partial t} + \nabla \cdot (\phi_M V'^M f'^M) + \psi' C_{H-M} (P'^M - P'^H) = -\phi_M g'_M \quad (11)$$

Équation de Darcy appliquée au milieu M

$$V'^M = -K'^M \cdot \nabla P'^M \quad (12)$$

Équation de conservation de la masse de roche dans le milieu M

$$\frac{\partial \varepsilon^M}{\partial t} = N_{ac} \dot{\varepsilon}_M \quad (13)$$

Équation de conservation de la masse fluide dans le milieu M

$$\nabla \cdot (\phi_M V'^M) + \psi' (P'^M - P'^H) = 0 \quad (14)$$

Équation reliant la perméabilité et la porosité dans le milieu M

$$K^M = K_0 + (K_f - K_0) \left(\frac{\varepsilon^M - \varepsilon_0}{1 - \varepsilon_0} \right)^x \quad (15)$$

[0034] Avec les variables suivantes utilisées pour adimensionnaliser le système :

$$t' = \frac{V_0}{L} t \quad x' = \frac{x}{L} \quad (16)$$

$$C'^H = \frac{\{C_{AB}\}_H^H}{C_0} \quad C'^M = \frac{\{C_{AB}\}_M^M}{C_0} \quad (17)$$

$$V'^H = \frac{\{V_\beta\}_H^H}{V_0} \quad V'^M = \frac{\{V_\beta\}_M^M}{V_0} \quad (18)$$

$$f^H(\{C_{AB}\}_H^H) = \frac{\{C_{AB}\}_H^H}{\frac{\{C_{AB}\}_H^H}{C_0} + (1 - \frac{\{C_{AB}\}_H^H}{C_0}) / H^H} \quad f^M(\{C_{AB}\}_M^M) = \frac{\{C_{AB}\}_M^M}{\frac{\{C_{AB}\}_M^M}{C_0} + (1 - \frac{\{C_{AB}\}_M^M}{C_0}) / H^M} \quad (19)$$

$$f'^H = \frac{f^H}{C_0} \quad f'^M = \frac{f^M}{C_0} \quad (19')$$

$$P'^H = \frac{K_0}{\mu V_0 L} \{P\}_H^H \quad P'^M = \frac{K_0}{\mu V_0 L} \{P\}_M^M \quad (20)$$

$$K'^H = \frac{K^H}{K_0} \quad K'^M = \frac{K^M}{K_0} \quad (21)$$

$$g_H = \frac{g_H L}{V_0 C_0} \quad g_M = \frac{g_M L}{V_0 C_0} \quad (22)$$

$$N_{ac} = \frac{\nu C_0}{\rho^\sigma} \quad \psi' = \frac{\psi \mu L^2}{K_0} \quad (23)$$

[0035] Les sorties du modèle d'acidification sont :

$$\begin{aligned} \{C_{AB}\}_M^M &= \text{concentration moyenne d'acide dans le milieu } M \text{ (Kg/m}^3\text{)} \\ \{C_{AB}\}_H^H &= \text{concentration moyenne d'acide dans le milieu } H \text{ (Kg/m}^3\text{)} \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} \{V_\beta\}_M^M &= \text{vitesse de Darcy moyenne dans le milieu } M \text{ (m/s)} \\ \{V_\beta\}_H^H &= \text{vitesse de Darcy moyenne dans le milieu } H \text{ (m/s)} \end{aligned} \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \{P\}_M^M &= \text{pression totale moyenne dans le milieu } M \text{ (Pa)} \\ \{P\}_H^H &= \text{pression totale moyenne dans le milieu } H \text{ (Pa)} \end{aligned} \quad (26)$$

$$\begin{aligned} \{\varepsilon_\beta\}_M^M &= \varepsilon^M \text{ porosité moyenne dans le milieu } M \\ \{\varepsilon_\beta\}_H^H &= \varepsilon^H \text{ porosité moyenne dans le milieu } H \end{aligned} \quad (27)$$

$$\begin{aligned} K^M &= \text{perméabilité dans le milieu } M \text{ à l'échelle de la section (m}^2\text{)} \\ K^H &= \text{perméabilité dans le milieu } M \text{ à l'échelle de la section (m}^2\text{)} \end{aligned} \quad (28)$$

[0036] Les entrées du modèle d'acidification sont :

V_0 = vitesse initiale d'injection de l'acide
 C_0 = concentration de l'acide utilisé lors de la stimulation
 ε_0 = porosité initiale
 K_0 = perméabilité initiale
 L = longueur caractéristique du problème (rayon de la zone acidifié)
 μ = viscosité cinématique (Pa.s)
 ν = coefficient stoechiométrique de la réaction de dissolution
 ρ^σ = masse volumique de la roche (Kg/m³)
 K_f = perméabilité dans le milieu dissout (m²)

[0037] Ces données sont obtenues à partir de mesures diagraphiques, mesures sur carotte ou mesures en laboratoire. Ces paramètres peuvent également provenir de la connaissance géologique du spécialiste ou de simulations. La porosité et la perméabilité initiales sont ensuite optimisées au cours d'un processus d'optimisation basé sur la modélisation de l'acidification suite à une injection d'acide dans le puits.

[0038] K_f correspond à la perméabilité dans le wormhole et sa valeur est donc très grande. Elle est calculée par analogie avec un écoulement de Poiseuille dans un wormhole. En prenant comme rayon b caractéristique du wormholes égale à 1 millimètre, nous obtenons :

$$\begin{aligned} K_f &= \frac{b^2}{12} = 8,33.10^{-8} \text{ m}^2 \text{ en 2D (écoulement entre deux plaques parallèles)} \\ K_f &= \frac{b^2}{8} = 1,25.10^{-7} \text{ m}^2 \text{ en 3D (écoulement dans un tube)} \end{aligned} \quad (29)$$

[0039] La précision de la valeur affectée à K_f n'a que peu d'importance dès l'instant où elle est très supérieure à K_0 .

[0040] Certains paramètres du modèle d'acidification doivent être déterminés avant la modélisation de l'acidification.

[0041] Concernant les coefficient de dissolution g_M et g_H , deux formulations différentes peuvent être construites à travers deux approches différentes : g_{1M} , g_{1H} d'une part et g_{2M} , g_{2H} d'autre part. L'une est fonction de la concentration et de la porosité, et l'autre est dépendante de la vitesse, de la porosité et du bilan local du flux d'acide.

Terme de dissolution g_{1H} et g_{1M} .

[0042] La prise de moyenne volumique donne des termes de dissolution g_H et g_M non-linéaire qu'il est donc nécessaire de modéliser. Une première approche consiste à linéariser ces termes. On obtient ainsi les termes g_{1M} et g_{1H} qui ne dépendent que du paramètre A .

$$\begin{aligned} g_{1H} &= \alpha_{1H} \{C_{A\beta}\}_H^H \\ g_{1M} &= \alpha_{1M} \{C_{A\beta}\}_M^M \end{aligned} \quad (30)$$

[0043] Avec

$$\begin{aligned} \alpha_{1H} &= A(1 - \varepsilon^H)^{2/3} \\ \alpha_{1M} &= A(1 - \varepsilon^M)^{2/3} \end{aligned} \quad (31)$$

[0044] g_{1H} est le terme de dissolution pour le milieu H et g_{1M} celui du milieu M . Cette expression des coefficients α_{1H} et α_{1M} a pour rôle de prendre en compte l'évolution de la surface de réaction par le biais de la variation de porosité.

[0045] Après adimensionalisation on obtient :

$$\begin{aligned} g_{1H}' &= \frac{L}{V_0} C'^H A(1 - \varepsilon^H)^{2/3} \\ g_{1M}' &= \frac{L}{V_0} C'^M A(1 - \varepsilon^M)^{2/3} \end{aligned} \quad (32)$$

Terme de dissolution g_{2H} et g_{2M} .

[0046] Selon un autre mode de réalisation, une autre modélisation (terme g_{2M} et g_{2H}) basée sur l'observation du mécanisme de wormholing est présentée. Le coefficient g_{2H} est le terme de dissolution pour le milieu H et g_{2M} celui du milieu M . Son principe est de définir le terme de dissolution en fonction du bilan local des flux d'acide, c'est à dire du terme convectif. Ce terme est nul dans les cas où il n'y a pas d'acide, pas d'écoulement ou lorsqu'un wormhole traverse de part en part le volume élémentaire à l'échelle du puits (le principe de volume élémentaire est lié à l'échelle à laquelle

se rapporte le système d'équation). Par contre si un wormhole finit sa croissance dans ce volume, le bilan de flux d'acide devient négatif et il y a donc dissolution.

$$g_{2M}' = \frac{\alpha_{2M}'}{\phi_M} \nabla \cdot (\phi_M V'^M f'^M) \quad (33)$$

$$g_{2H}' = \frac{\alpha_{2H}'}{\phi_H} \nabla \cdot (\phi_H V'^H f'^H) \quad (34)$$

[0047] Avec

$$\alpha_{2M}' = (\varepsilon_M)^{n1} \left(\frac{1}{\gamma \|V_M'\|} \right)^{n2} \quad (35)$$

$$\alpha_{2H}' = (\varepsilon_H)^{n1} \left(\frac{1}{\gamma \|V_H'\|} \right)^{n2} \quad (36)$$

[0048] Ainsi, les paramètres du modèle qu'il est nécessaire de déterminer sont :

[0049] Ainsi, les paramètres du modèle d'acidification double milieu qu'il est nécessaire de déterminer sont les suivants :

- $A, \phi_H, H^M, H^H, \Delta y$ qui apparaissent dans le modèle double milieu lorsque l'on utilise les termes de dissolution g_{1M} et g_{1H} .
- $n_1, n_2, \gamma, \phi_H, H^M, H^H, \Delta y$ qui apparaissent lorsque l'on utilise les termes de dissolution g_{2M} et g_{2H} .
- χ qui apparaît dans l'équation perméabilité / porosité
- ψ le coefficient d'échange entre les deux milieux
- C_{H-M} la concentration à l'interface entre les deux milieux (Kg/m³)

3.2- Déterminations des paramètres du modèle

[0050] Tous ces paramètres sont déterminés par calage par rapport à des résultats de simulation à l'échelle de la carotte ou des essais en laboratoire. Ces calages sont présentés ci-après :

Calage des paramètres des coefficients de dissolution

[0051] Les paramètres utilisés dans notre modèle sont déterminés par une procédure de calage par rapport à des résultats de références couvrant une large gamme de débit. Ces débits doivent être choisis dans la gamme des débits pour lesquels des wormholes se forment. Ces résultats de références sont d'une part la porosité exacte à l'échelle de la carotte, moyennée à l'échelle du puits, et d'autre part le champ de pression, noté $\Delta P(t)$. Ceux-ci peuvent provenir soit d'expériences en laboratoire, telles que des études d'injection à débit constant dans un échantillon de roche, soit des simulations simple milieu à l'échelle de la carotte sur des domaines de petites tailles (échelle de la carotte).

[0052] La détermination des paramètres à l'échelle du puits, permettant de reproduire les résultats obtenus à l'échelle de la carotte, est réalisée à travers une méthode d'inversion utilisant un algorithme de Levenberg-Maquart (K. Madsen, H.B. Nielsen, O. Tingleff, Methods for Non-Linear Least Squares Problems. 2004. Informatics and Mathematical Mod-

elling. Technical University of Denmark. Cette procédure permet de déterminer les paramètres A , ϕH , H^M , H^H , Δy qui apparaissent dans le modèle double milieu utilisant les termes de dissolution g_{1M} et g_{1H} . De la même manière cette procédure permet de déterminer les paramètres n_1 , n_2 , γ , ϕ_H , H^M , H^H , Δy qui apparaissent dans le modèle double milieu utilisant les termes de dissolution g_{2M} et g_{2H} .

[0053] Ces déterminations de paramètres sont réalisées par rapport à des résultats de références couvrant une large gamme de débit. Pour un débit autre, on détermine la valeur affectée à chaque paramètre pour le modèle à l'échelle du puits, par une interpolation linéaire réalisée en comparant la vitesse à l'échelle de la section moyennée sur le volume $V_{section}$, avec la vitesse d'injection des simulations simple milieu à l'échelle de la carotte.

[0054] L'interpolation de ces valeurs en fonction du débit nous permet de réaliser des simulations à grande échelle sur un domaine de grande taille (échelle du puits).

Calage du paramètre χ

[0055] Ce paramètre est également déterminé par une procédure de calage par rapport à des résultats de références couvrant une large gamme de débit choisis dans la gamme des débits pour lesquels des wormholes se forment. Ceux-ci peuvent provenir soit d'expériences en laboratoire, telles que des études d'injection à débit constant dans un échantillon de roche, soit des simulations simple milieu à l'échelle de la carotte sur des domaines de petites tailles (échelle de la carotte).

[0056] Cette méthode de calage est illustrée sur la figure 3. Pour déterminer le coefficient χ , on peut utiliser un calage par rapport à des résultats de simulations à l'échelle de la carotte à un débit constant (SimuC). Le débit imposé à un échantillon de la taille d'une carotte doit être choisi dans la gamme des débits pour lesquels des wormholes se forment. De ces résultats obtenus à l'échelle de la carotte, la porosité et le champ de pression ($\Delta P(t)$) sont extraits, servant ainsi de résultats de références. Pour différents instants de la dissolution, la moyenne à l'échelle du puits, de la porosité obtenue à l'échelle de la carotte, est calculée. Cette nouvelle porosité ε_{exact} est appliquée à la relation reliant la perméabilité et la porosité décrite précédemment, $K(\varepsilon, \chi)$:

$$K = K_0 + (K_f - K_0) \left(\frac{\varepsilon_{exact} - \varepsilon_0}{1 - \varepsilon_0} \right)^\chi \quad (37)$$

[0057] La perméabilité ainsi calculée représente la perméabilité moyenne (K) à l'échelle du puits. Le champ de pression (P) induit par cette perméabilité est résolu en utilisant la relation suivante :

$$\nabla \cdot (K \nabla P) = 0 \quad (38)$$

[0058] Pour simplifier la détermination du paramètre χ , on peut également utiliser des essais sur un écoulement linéaire dans un milieu homogène de manière à pouvoir résoudre l'équation (41) en 1D de façon analytique en utilisant la relation suivante :

$$P(L) - P(0) = U\mu \int_0^L \frac{1}{K(x)} dx \quad (39)$$

[0059] U correspond à la vitesse d'injection.

[0060] Ainsi on obtient ainsi la différence de pression entre les limites du domaine à différents instants, c'est-à-dire le gradient de pression aux bornes de l'échantillon ($\Delta P(t)_{exp}$). On calcule ensuite la différence entre ce gradient et le résultat de référence $\Delta P(t)$. En fonction de l'erreur alors mesurée, le paramètre χ est modifié ($\Delta \chi$) par conséquent.

[0061] De manière itérative on obtient une valeur optimum de χ qui minimise cette erreur. Cette valeur optimale de χ est obtenue pour un débit donné. On répète l'opération pour différents débits, choisis dans la gamme des débits pour lesquels des wormholes se forment. On utilise alors la relation $K(\varepsilon)$ ainsi paramétrée pour tous les débits lors des simulations à l'échelle du puits. Si le débit donné n'a pas servi à l'évaluation, on réalise une interpolation de valeur pour les débits utilisés encadrant le débit donné.

Calage du paramètre d'échange ψ entre les deux milieux H et M

[0062] Les deux milieux H et M interagissent par le biais d'un terme d'échange dépendant de la différence de pression entre ces deux milieux. Ce terme permet de modéliser le détournement du flux d'acide vers les wormholes dominants au détriment de ceux qui se trouvent dans le milieu M .

[0063] Pour déterminer le terme d'échange ψ on applique le modèle à un cas particulier. On représente le volume par un milieu dans lequel on injecte linéairement de l'acide. Des wormholes de formes cylindriques s'y développent, disposés de manière périodique en fonction de leur taille. L'équivalence entre cette représentation et la réalité est assurée par un paramètre Δy qui doit être déterminé par calage. Δy définit ici la distance entre deux wormholes dominants. Les figures 5A, 5B et 5C montrent la représentation simplifiée de la répartition des volumes V_H et V_M utilisés dans la modélisation du terme d'échange : la figure 5A montre la figure de dissolution réelle, la figure 5B illustre la représentation simplifiée, et la figure 5C illustre le motif de base. Cette représentation périodique permet de représenter les termes d'échanges pour tout le domaine à partir de sa description sur un motif de base. Dans cette description le volume $V_{section}$ contient n fois le motif de base.

$$\frac{1}{V_{section}} \int_{A_{H-M}} \mathbf{V}_\beta \cdot \mathbf{n}_M ds = \frac{1}{V_{section}} \int_{A_{H-M}} \left(-\frac{\mathbf{K}}{\mu} \cdot \nabla P \right) \cdot \mathbf{n}_M ds \quad (40)$$

$$\approx \frac{1}{\Delta x \cdot n \cdot \Delta y} \left(-\frac{K_{eq-y}}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) 2 \cdot n \cdot \Delta x$$

[0064] On évalue le gradient de pression à l'interface en divisant l'écart des pressions moyennes des deux milieux par la hauteur $\Delta y/2$ du motif de base (Figure 5C). La perméabilité équivalente K_{eq-y} est une variable calculée en faisant une moyenne harmonique des perméabilités transversales (K_{y-H} et K_{y-M}) des deux milieux.

$$\frac{1}{V_{section}} \int_{A_{H-M}} \mathbf{V}_\beta \cdot \mathbf{n}_M ds \approx -\frac{4K_{eq-y} \left(\{P\}_M^M - \{P\}_H^H \right)}{\mu \Delta y^2} \quad (41)$$

[0065] Avec

$$K_{eq-y} = \frac{K_{y-H} \cdot K_{y-M}}{\phi_M K_{y-H} + \phi_H K_{y-M}} \quad (42)$$

[0066] Il faut maintenant définir les perméabilités transversales. Pour cela on utilise une représentation idéale de chaque milieu, en les modélisant comme des blocs traversés par une certaine quantité de wormholes de section constante. En appliquant la loi de Darcy à cette représentation pour déterminer K_{y-M} et K_{y-H} , on obtient :

$$K_{y-H} = \frac{K_0 \cdot K_f}{(1 - A_H) K_f + A_H K_0}, \quad A_H = \frac{\varepsilon_H - \varepsilon_0}{1 - \varepsilon_0} \quad (43)$$

$$K_{y-M} = \frac{K_0 \cdot K_f}{(1 - A_M) K_f + A_M K_0}, \quad A_M = \frac{\varepsilon_M - \varepsilon_0}{1 - \varepsilon_0} \quad (44)$$

[0067] On peut enfin écrire le terme Ψ sous la forme suivante, en fonction du paramètre Δy .

$$\psi = \frac{4K_{eq-y}}{\mu \Delta y^2} \quad (45)$$

Calage de la concentration à l'interface entre les deux milieux C_{H-M}

[0068] En ce qui concerne la concentration C_{H-M} utilisée avec le terme d'échange dans le modèle double milieu, on utilise soit la concentration C^M soit la concentration C^H selon les valeurs de P^M et P^H :

$$\text{Si } P^M \geq P^H \quad \text{alors } C_{H-M} = C^M$$

$$\text{Si } P^M < P^H \quad \text{alors } C_{H-M} = C^H$$

[0069] A chaque pas de temps, on commence par résoudre le champ de pression. On peut donc déterminer C_{H-M} avant le calcul du transport de l'espèce acide.

3.3- Modélisation de l'acidification

[0070] Les équations 6 à 15 définissent le modèle d'acidification selon l'invention, les données d'entrée et les paramètres de ce modèle sont déterminés expérimentalement. Ce modèle permet alors de déterminer la porosité et la perméabilité du milieu après l'injection d'acide dans le puits. A partir de ces nouvelles porosité et perméabilité, on détermine un facteur appelé « skin ». Le skin mesure la perte de charge provoquée par l'endommagement d'un puits de rayon r_w . En Considérons ces pertes de charges limitées à un rayon r_s dans lequel la perméabilité vaut k_s tandis que la perméabilité du réservoir vaut k . Le skin S se calcule à partir de la formule suivante :

$$Q = \frac{2\pi kh}{B\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S}$$

avec :

- Q = débit injecté dans la formation ($\text{m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$)
- k = perméabilité dans le réservoir (m^2)
- B = facteur de volume
- r_w = rayon du puits (m)
- r_e = rayon du réservoir
- S = skin
- ΔP = différence de pression entre le puits et le réservoir
- μ = viscosité cinématique (Pa.s)

[0071] Les paramètres k , B , r_w , r_e de cette équation étant supposés connus, et le simulateur permettant de connaître le débit injecté Q et le champ de pression ΔP , le skin S peut être calculé à partir de cette formule. En générale le skin d'un puits est évalué à partir de test de puits. Lorsque le skin est positif, le puits est endommagé. Le traitement diminue le skin jusqu'à parfois le rendre négatif.

3- Simulation de la production du puits

[0072] A partir du skin ainsi obtenu, on réalise une simulation réservoir, bien connue des spécialistes, à l'aide d'un simulateur réservoir. Cette simulation fournit, entre autre, une estimation de la production du puits.

4- Optimisation des paramètres d'injection d'acide

[0073] La simulation réservoir fournit donc une estimation de la production à partir du skin, qui a lui-même été obtenu à partir de la modélisation de l'acidification. Pour améliorer la production il suffit de modifier les paramètres d'entrée du modèle d'acidification à l'échelle du puits, c'est-à-dire, la vitesse d'injection, le volume d'acide, la concentration C_0 de l'acide utilisé lors de la stimulation, et l'identification des zones à traiter définies par leur porosité initiale ε_0 et leur perméabilité initiale K_0 .

5- Stimulation acide optimisée du puits pour augmenter sa productivité

[0074] A partir des paramètres ainsi optimisés, c'est-à-dire permettant d'obtenir une production maximale du puits, on réalise une stimulation acide du puits en injectant de l'acide dans les conditions optimales en termes de vitesse d'injection, de volume et concentration C_0 d'acide utilisé lors de la stimulation, d'identification des zones à traiter...

Exemple d'application

[0075] Selon un exemple d'application de la méthode selon l'invention, on simule à l'échelle du puits une injection d'acide à débit constant sur un échantillon de roche d'une longueur de 2m, 40cm de largeur et 40cm de hauteur.

Maillage et initialisation :

[0076] Après avoir maillé l'échantillon à l'aide d'un maillage cartésien (dans ce cas d'application le maillage est cartésien et non radial comme dans le cas d'un puits par exemple), on détermine ou définit les données d'entrée du modèle :

- Vitesse initiale d'injection $V_0 = 1.10^{-4}$ m/s
- Concentration initiale $C_0 = 210$ Kg/m³
- Porosité initiale $\varepsilon_0 = 0,36$
- Perméabilité initiale $K_0 = 2.318.10^{-12}$ m²
- Viscosité cinématique $\mu = 1.10^{-3}$ Pa/s
- Masse volumique de la roche $\rho^\sigma = 2160$ Kg/m³
- Perméabilité dans le milieu dissout $K_f = 8,331.10^{-8}$ m²
- Coefficient stoechiométrique massique $\nu = 1$
- Longueur caractéristique du problème $L = 0,1$ m

Détermination expérimentale des paramètres :

[0077] On détermine des résultats de références à l'aide de simulations à l'échelle de la carotte grâce au modèle développé par Golfier, F. et al., « On The ability of a Darcyscale model to capture wormhole formation during the dissolution of a porous media. », Journal of Fluid Mechanic. 547, 213-254. 2002. Ces simulations encadrent le débit utilisé ultérieurement pour la simulation à l'échelle du puits. Une série de simulations est ainsi réalisée en utilisant un modèle simple milieu à l'échelle de la carotte sur un domaine qui représente une petite portion du domaine à simuler, sur une gamme de débit suffisamment large pour reproduire les différents types de figures de dissolution possibles (front compact, wormhole conique, wormhole dominant, wormholes ramifiés et dissolution uniforme). Les dimensions du domaine sont 25 cm de longueur, 40cm de hauteur et 1 mm de hauteur.

[0078] Pour déterminer le coefficient χ lié à la relation perméabilité/porosité, on utilise les résultats de pression et de porosité issus des simulations à l'échelle de la carotte auxquels on applique la procédure détaillée précédemment. On obtient ainsi la valeur optimale $\chi = 3,08$.

[0079] On utilise ensuite le modèle à l'échelle du puits sur un domaine équivalent à celui utilisé à petite échelle, en appliquant les mêmes conditions d'injection. Pour chaque simulation à l'échelle de la carotte à un débit donné, on utilise un algorithme d'optimisation afin de déterminer les paramètres équivalents utilisés par notre modèle à l'échelle du puits

EP 1 832 711 B1

pour chacun de ces débits. Les résultats sont présentés dans les tableaux 1 et 2.

Le tableau 1 montre les valeurs des paramètres du modèle utilisant les termes de dissolution g_{1M} et g_{1H} pour différentes vitesses d'injections.

V_0 (m/s)	A	ϕ_H	Δy (m)	H^M	H^H
9,27E-08	0,0023	0,5	0,2	1	1
4,64E-06	0,001	0,05	0,0041	1,1	1,48
9,27E-06	0,0023	0,08459	0,005	1,1939	1,461
2,32E-05	0,04	0,08459	0,005884	1,16373	1,2
4,64E-05	0,04	0,0769	0,006	1,13	1,207
9,27E-05	0,04	0,07	0,006	1,13	1,3
1,85E-04	0,04773	0,0697	0,01	1	1,226
9,27E-04	0,3936	0,136	0,1	1,0012	2,99
9,27E-03	7	0,2	0,1366	1,5105	3

Le tableau 2 montre les valeurs des paramètres du modèle utilisant les termes de dissolution g_{2M} et g_{2H} pour différentes vitesses d'injections.

V_0 (m/s)	n_1	ϕ_H	Δy (m)	H^M	H^H	γ	n_2
9,27E-08	0	0,5	10	1	1	0,667	0
4,64E-06	0,265	0,499	0,1783	3,8	4,3	0,755	0,83
9,27E-06	0,345	0,499	0,143	2,9722	3,962	0,71	0,8
2,32E-05	0,345	0,5	0,0938	2,5	3,5	0,68	0,55
4,64E-05	0,339	0,5	0,04859	2,47	3,35	0,667	0,5
9,27E-05	0,3	0,5	0,0344	2,479	3,3	0,705	0,45
1,85E-04	0,2918	0,48	0,0678	2,522	3,15	0,8	0,35
9,27E-04	0,149	0,4537	0,1157	2,5742	2,8547	0,8858	0,2902
9,27E-03	0,0454	0,4148	0,1852	2,797	2,623	0,902	0,2728

[0080] Pour déterminer les paramètres à l'échelle du puits à utiliser pour l'injection d'acide, une interpolation des valeurs obtenues dans l'étape précédente est réalisée. Pour une vitesse d'injection de 1.10^{-4} m/s, on obtient les paramètres suivants :

- Avec les termes de dissolution g_{1M} et g_{1H} :

$$\begin{aligned} A &= 0.0406 & \phi_H &= 0.07 \\ H^M &= 1.192 & H^H &= 1.447 \\ \Delta y &= 0.006314 \end{aligned}$$

- Avec les termes de dissolution g_{2M} et g_{2H} :

$$\begin{aligned} n_1 &= 0.299 & n_2 &= 0.4421 \\ \gamma &= 0.7124 & \phi_H &= 0.498 \\ H^M &= 2.482 & H^H &= 3.288 \\ \Delta y &= 0.037 \end{aligned}$$

Modélisation de l'acidification à l'échelle du puits :

[0081] Pour modéliser l'acidification, on utilise le modèle double milieu selon l'invention (équations 6 à 15). L'échantillon est homogène en porosité et perméabilité à l'échelle de la section. Pour cette raison le modèle à l'échelle de la section

[0082] Les figures 6 et 8 montrent la différence de pression entre l'entrée et la sortie de l'échantillon, ΔP exprimé en pascal, en fonction du temps t exprimé en seconde.

[0083] Les figures 7 et 9 montrent la porosité ε de l'échantillon en fonction de l'abscisse x de l'échantillon en mètre.

[0084] Les figures 6 et 7 illustrent les résultats pour le modèle utilisant les termes de dissolution g_{1M} et g_{1H} . Le temps de percée est de 4 heures et 2 minutes. Le volume d'acide injecté est de $2.677 \cdot 10^{-1} \text{ m}^3$.

[0085] Les figures 8 et 9 illustrent les résultats pour le modèle utilisant les termes g_{2M} et g_{2H} . Le temps de percée est de 3 heures et 53 minutes. Le volume d'acide injecté est de $2.244 \cdot 10^{-1} \text{ m}^3$.

[0086] Les deux modèles montrent une forte chute de la pression pour une faible augmentation de la porosité, ce qui est caractéristique du wormholing. Ils montrent également qu'il faut environ 4 heures d'injection à la vitesse d'injection $1 \cdot 10^{-4} \text{ m/s}$ pour obtenir un wormhole d'une longueur de deux mètres, longueur caractéristique d'une stimulation de puits par injection d'acide.

Revendications

1. Méthode pour modéliser l'acidification au sein d'un milieu poreux suite à l'injection d'un acide, dans laquelle on représente ledit milieu par un modèle double milieu, **caractérisée en ce que** la méthode comporte les étapes suivantes :

a) on construit ledit modèle double milieu

- en considérant un premier sous-milieu propice à des percées de dissolution, et un second sous-milieu non propice à des percées de dissolution ;
- en réalisant, pour chacun desdits sous-milieus, une description à l'échelle métrique du transport de l'acide, de la conservation de la masse dudit sous-milieu et de la conservation de la masse dudit acide ;
- en décrivant un transfert d'acide d'un sous-milieu à l'autre sous-milieu ;

b) on initialise ledit modèle double milieu à partir de calages expérimentaux ;

c) on modélise, à l'aide dudit modèle double milieu, ladite acidification, en déterminant des paramètres physiques représentatifs dudit milieu poreux et des paramètres physiques relatifs à l'acide injecté.

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle lesdits paramètres physiques représentatifs dudit milieu poreux sont choisis, pour chacun desdits sous-milieus, parmi les paramètres suivants : la porosité moyenne, la perméabilité à l'échelle métrique et la pression totale moyenne.

3. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle lesdits paramètres physiques relatifs à l'acide sont choisis, pour chacun desdits sous-milieus, parmi les paramètres suivants : la concentration moyenne de l'acide, la vitesse de Darcy moyenne.

4. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle ladite description est réalisée à l'aide d'équations obtenues en réalisant une moyenne volumique à l'échelle métrique d'équations décrivant la propagation d'un acide dans un modèle simple milieu à une échelle centimétrique.

5. Méthode selon la revendication 4, dans laquelle lesdites équations comportent un terme de dissolution.

6. Méthode selon la revendication 5, dans laquelle ledit terme de dissolution est défini comme le produit d'une concentration moyenne de l'acide à l'échelle métrique par un coefficient dépendant d'une vitesse locale de l'acide.

7. Méthode selon la revendication 5, dans laquelle ledit terme de dissolution est défini comme le produit d'un paramètre par la divergence d'un produit entre une concentration de l'acide, une fonction de flux fractionnaire et un vecteur vitesse.

8. Méthode selon la revendication 5, dans laquelle ledit paramètre dudit terme de dissolution dépend d'une norme

d'une vitesse locale de l'acide et de la porosité moyenne à l'échelle métrique.

9. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle ladite procédure de calage est basée sur des simulations à des échelles inférieures à l'échelle métrique.

10. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle ladite procédure de calage est basée sur des études d'injection de l'acide à débit constant dans un échantillon dudit milieu.

11. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle ledit milieu poreux est un réservoir carbonaté traversé par un puits, l'injection d'acide étant réalisée pour stimuler une production d'hydrocarbure par ledit puits, et dans laquelle on détermine des paramètres optimaux de l'injection acide, en réalisant les étapes suivantes :

- a) on construit un maillage dudit puits et de son voisinage ;
- b) on définit des paramètres initiaux de l'injection d'acide ;
- c) on détermine, en modélisant l'acidification due à l'injection de l'acide, au moins les paramètres physiques représentatifs dudit réservoir suivants : une porosité et une perméabilité dudit réservoir après injection de l'acide ;
- d) on simule la production du puits en fonction de ladite porosité et de ladite perméabilité à l'aide d'un simulateur réservoir ;
- e) on modifie lesdits paramètres initiaux et l'on réitère à l'étape c) jusqu'à obtenir un maximum de production.

12. Méthode selon la revendication 11, dans laquelle lesdits paramètres initiaux sont choisis parmi l'un au moins des paramètres suivants : le débit d'injection de l'acide, la vitesse initiale d'injection, le volume d'acide injecté, la concentration de l'acide utilisé lors de la stimulation, les zones à traiter.

Claims

1. A method for modelling acidification within a porous medium as a result of acid injection, wherein said medium is represented by a dual-medium model, **characterized in that** the method comprises the following stages:

a) constructing said dual-medium model

- by considering a first sub-medium favourable to dissolution breakthroughs, and a second sub-medium that is not favourable to dissolution breakthroughs,
- by carrying out, for each one of said sub-media, a metric-scale description of the acid transport, the mass conservation of said sub-medium and the mass conservation of said acid,
- by describing an acid transfer from one sub-medium to the other sub-medium ;

b) initializing said dual-medium model from experimental calibrations ;

c) modelling, by means of said dual-medium model, said acidification by determining physical parameters representative of said porous medium and physical parameters relative to the acid injected.

2. A method as claimed in claim 1, wherein said physical parameters representative of said porous medium are selected, for each one of the sub-media, from among the following parameters: the mean porosity, the metric-scale permeability and the mean total pressure.

3. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said physical parameters relative to the acid are selected, for each one of the sub-media, from among the following parameters: the mean acid concentration, the mean Darcy's velocity.

4. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said description is achieved by means of equations obtained by carrying out a metric-scale volume averaging of equations describing the propagation of an acid in a single-medium model on a centimeter scale.

5. A method as claimed in claim 4, wherein said equations comprise a dissolution term.

6. A method as claimed in claim 5, wherein said dissolution term is defined as the product of a metric-scale mean acid concentration by a coefficient depending on a local acid velocity.

7. A method as claimed in claim 5, wherein said dissolution term is defined as the product of a parameter by the divergence of a product between an acid concentration, a fractional flow function and a velocity vector.
8. A method as claimed in claim 5, wherein said parameter of said dissolution term depends on a norm of a local acid velocity and on the mean porosity on the metric scale.
9. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said calibration procedure is based on simulations on smaller scales than the metric scale.
10. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said calibration procedure is based on constant-flow acid injection surveys on a sample of said medium.
11. A method as claimed in any one of the previous claims, wherein said porous medium is a carbonate reservoir through which a well is drilled, acid injection being carried out to stimulate hydrocarbon production through said well, and wherein optimum acid injection parameters are determined by carrying out the following stages:
 - a) constructing a grid of said well and of its neighbourhood ;
 - b) defining initial acid injection parameters ;
 - c) determining, by modelling the acidification due to acid injection, at least the following physical parameters representative of said reservoir: a porosity and a permeability of said reservoir after acid injection ;
 - d) simulating the well production according to said porosity and to said permeability by means of a reservoir simulator ;
 - e) modifying said initial parameters and repeating stage c) until a production maximum is obtained.
12. A method as claimed in claim 11, wherein said initial parameters are selected from among at least one of the following parameters: the acid injection rate, the initial injection velocity, the volume of acid injected, the concentration of the acid used for stimulation, the zones to be treated.

Patentansprüche

1. Verfahren zum Modellieren der Azidifikation innerhalb eines porösen Mediums infolge der Injektion einer Säure, wobei das Medium durch ein Doppelmediummodell dargestellt wird, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:
 - a) Konstruieren des Doppelmediummodells,
 - wobei ein erstes Untermedium berücksichtigt wird, das für Lösungsdurchbrüche günstig ist, und ein zweites Untermedium, das für Lösungsdurchbrüche nicht günstig ist;
 - wobei für jedes der Untermedien eine Beschreibung in metrischem Maßstab des Säuretransports, der Masseerhaltung des Untermediums und der Masseerhaltung der Säure realisiert wird;
 - indem ein Säuretransfer von einem Untermedium zum anderen Untermedium beschrieben wird;
 - b) Initialisieren des Doppelmediummodells aus experimentellen Kalibrierungen;
 - c) Modellieren der Azidifikation mit Hilfe des Doppelmediummodells, indem physikalische Parameter ermittelt werden, die für das poröse Medium repräsentativ sind, und physikalische Parameter, die sich auf die injizierte Säure beziehen.
2. Verfahren nach Anspruch 1, wobei die physikalischen Parameter, die für das poröse Medium repräsentativ sind, für jedes der Untermedien aus den folgenden Parametern ausgewählt werden: durchschnittliche Porosität, Permeabilität in metrischem Maßstab und durchschnittlicher Gesamtdruck.
3. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei die physikalischen Parameter, die sich auf die Säure beziehen, für jedes der Untermedien aus den folgenden Parametern ausgewählt werden: durchschnittliche Säurekonzentration, durchschnittliche Darcy-Geschwindigkeit.
4. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei die Beschreibung mit Hilfe von Gleichungen realisiert wird, die erhalten werden, indem eine Volumenmittelwertbildung in metrischem Maßstab aus Gleichungen realisiert

wird, die die Ausbreitung einer Säure in einem Einmediummodell in Zentimetermaßstab beschreiben.

5. Verfahren nach Anspruch 4, wobei die Gleichungen einen Lösungsterm umfassen.

5 6. Verfahren nach Anspruch 5, wobei der Lösungsterm definiert ist als das Produkt einer durchschnittlichen Säurekonzentration in metrischem Maßstab durch einen Koeffizienten, der von einer lokalen Geschwindigkeit der Säure abhängig ist.

10 7. Verfahren nach Anspruch 5, wobei der Lösungsterm definiert ist als das Produkt eines Parameters durch die Divergenz eines Produkts zwischen einer Säurekonzentration, einer fraktionalen Durchflussfunktion und einem Geschwindigkeitsvektor.

15 8. Verfahren nach Anspruch 5, wobei der Parameter des Lösungsterms von einer Norm einer lokalen Geschwindigkeit der Säure und von der durchschnittlichen Porosität in metrischem Maßstab abhängig ist.

9. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei die Kalibrierungsprozedur auf Simulationen in kleineren Maßstäben als dem metrischen Maßstab basiert.

20 10. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei die Kalibrierungsprozedur auf Untersuchungen von Säureinjektionen mit konstantem Durchflussmenge in eine Probe des Mediums basiert.

25 11. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, wobei das poröse Medium ein Karbonatreservoir ist, das von einem Bohrloch durchquert wird, wobei die Säureinjektion realisiert wird, um eine Kohlenwasserstoffproduktion durch das Bohrloch zu stimulieren, und wobei optimale Säureinjektionsparameter ermittelt werden, indem die folgenden Schritte realisiert werden:

a) Konstruieren eines Gitternetzes des Bohrlochs und seiner Umgebung;

b) Definieren der Säureinjektionsausgangsparameter;

30 c) Ermitteln, indem die Azidifikation modelliert wird, die auf die Säureinjektion zurückzuführen ist, mindestens der folgenden physikalischen Parameter, die für das Reservoir repräsentativ sind: Porosität und Permeabilität des Reservoirs nach der Säureinjektion;

d) Stimulieren der Produktion des Bohrlochs in Abhängigkeit von der Porosität und der Permeabilität mit Hilfe eines Reservoirsimulators;

35 e) Modifizieren der Ausgangsparameter und Wiederholen desselben in Schritt c) bis eine maximale Produktion erhalten wird.

40 12. Verfahren nach Anspruch 11, wobei die Ausgangsparameter mindestens aus einem der folgenden Parameter ausgewählt sind: Säureinjektionsdurchflussmenge, Ausgangsinjektionsgeschwindigkeit, injiziertes Säurevolumen, Konzentration der Säure, die während der Stimulation verwendet wird, zu behandelnde Zonen.

45

50

55

FIG. 1A



FIG. 1C



FIG. 1B

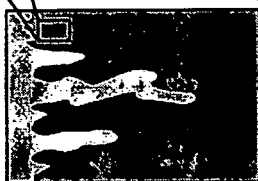
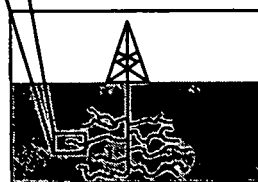


FIG. 1D



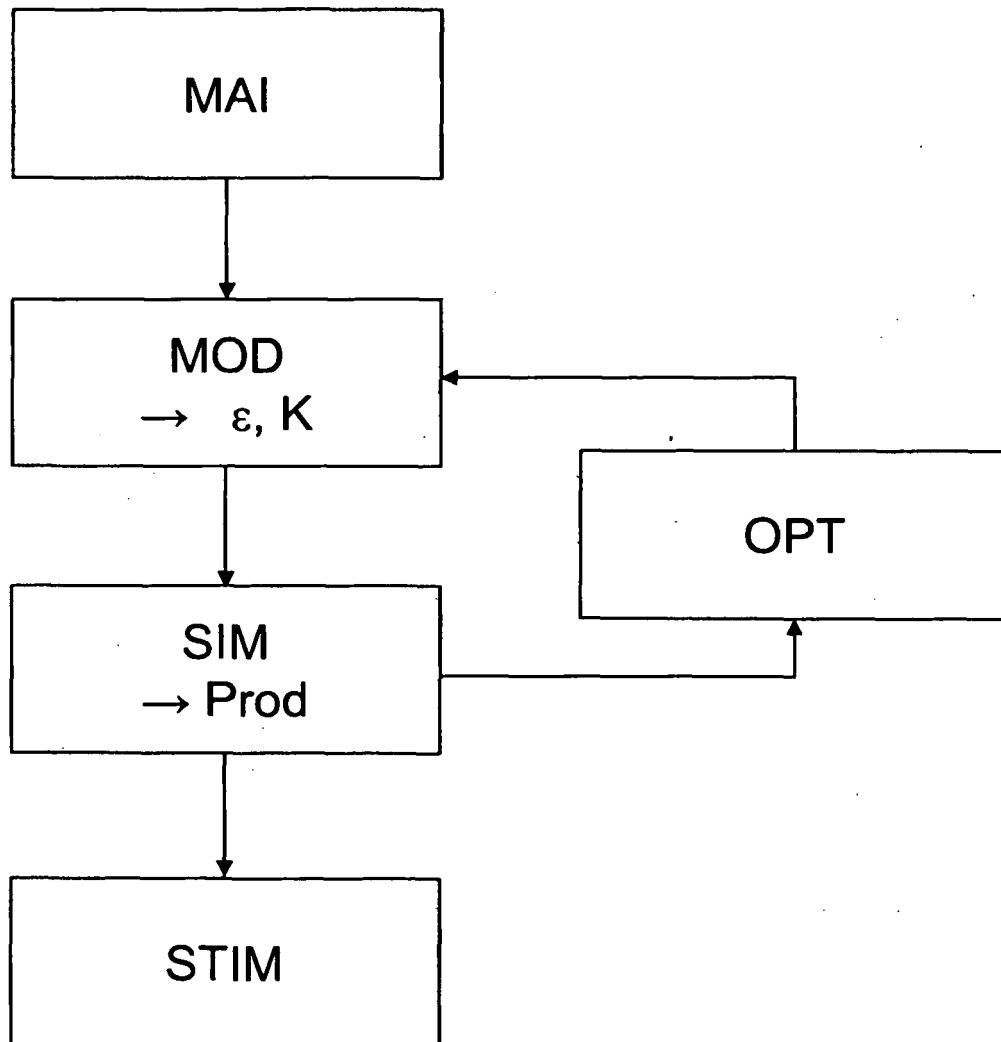


FIG. 2

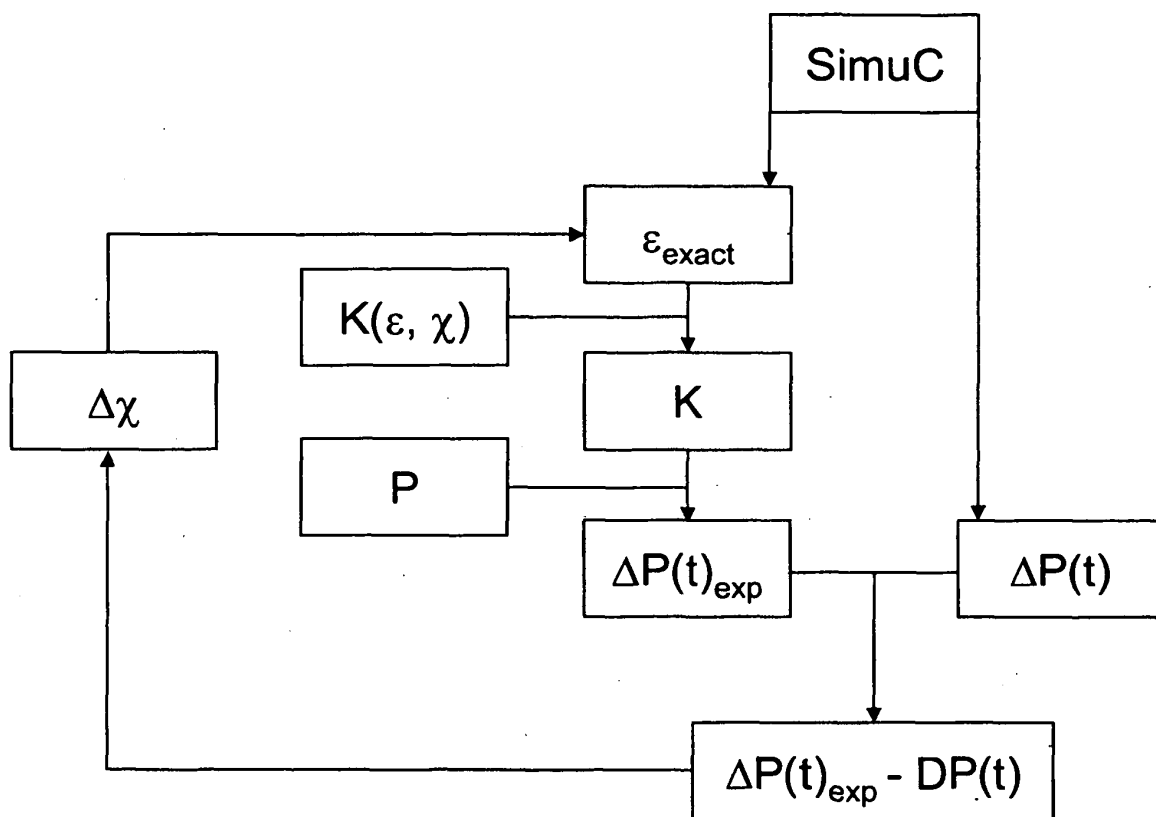


FIG. 3

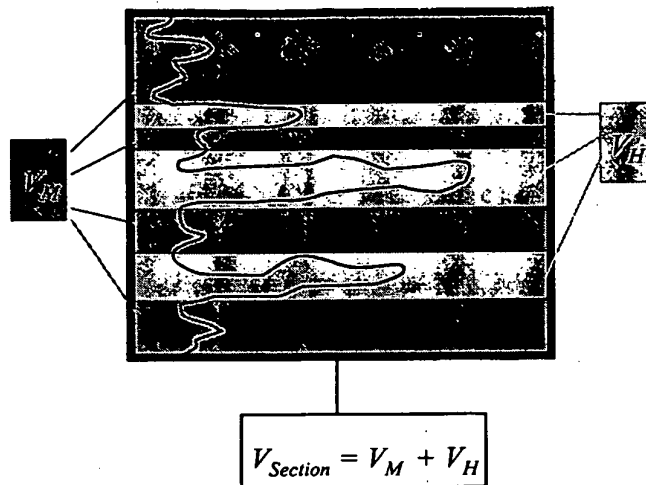


FIG. 4

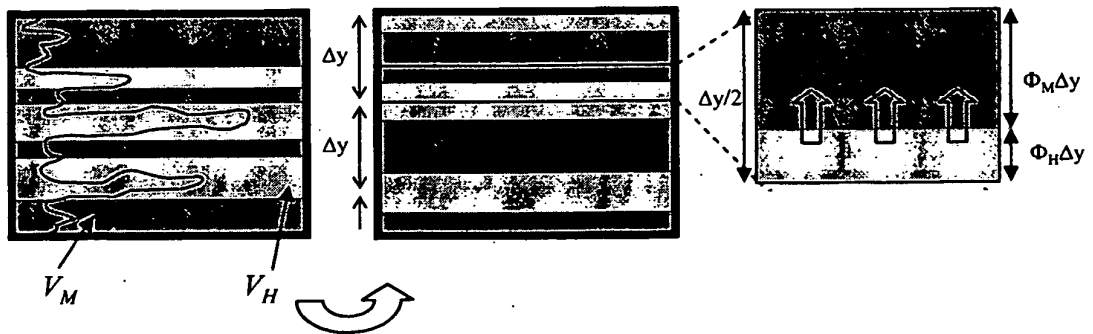


FIG. 5A

FIG. 5B

FIG. 5C

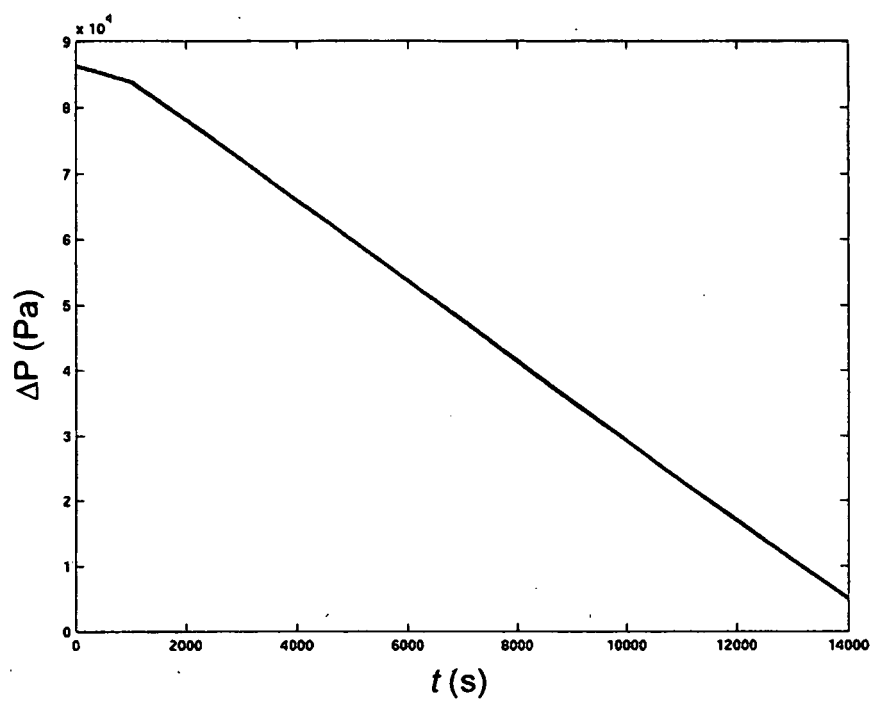


FIG. 6

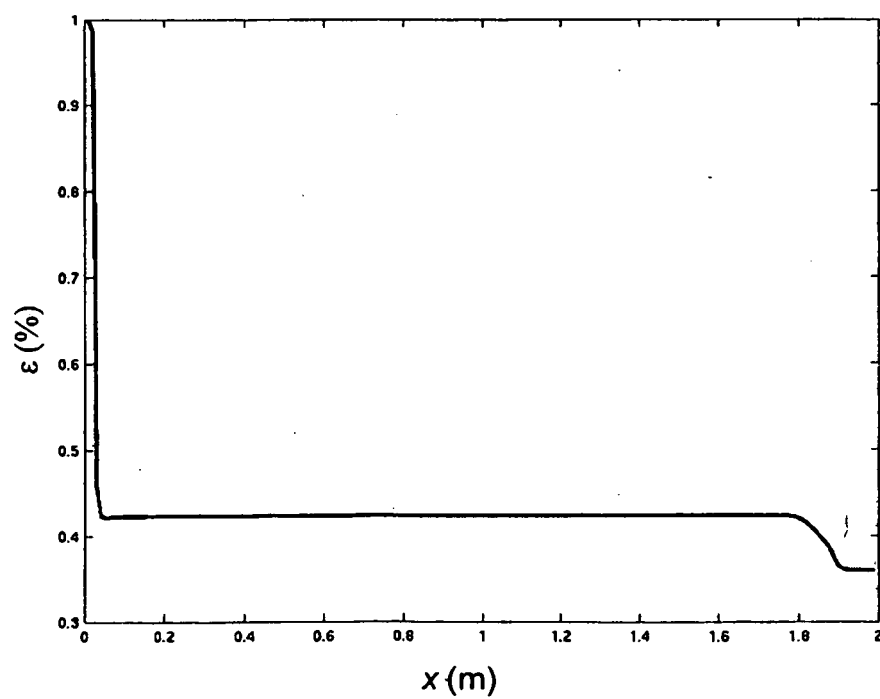


FIG. 7

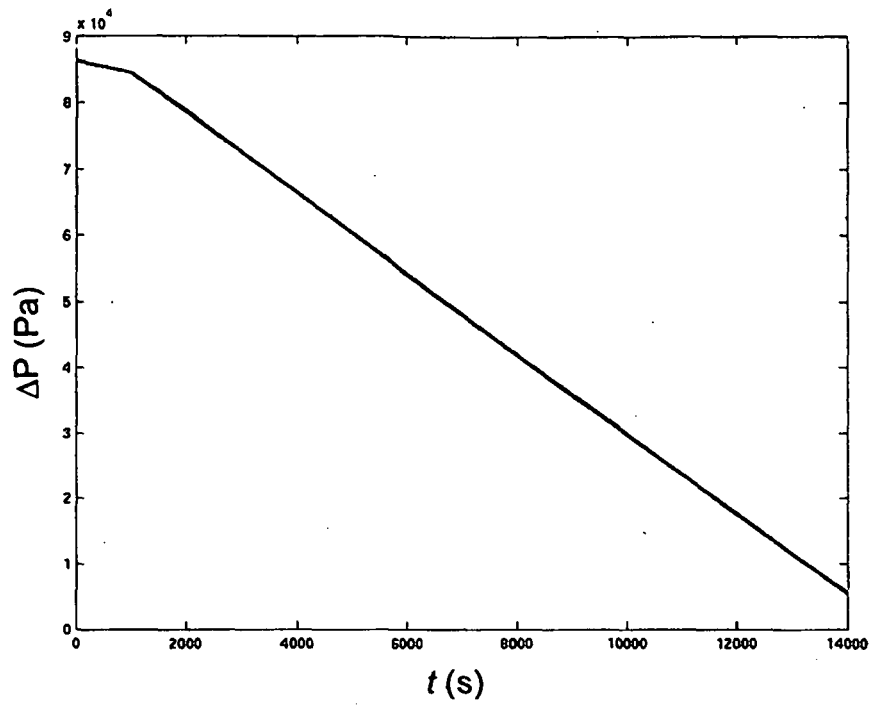


FIG. 8

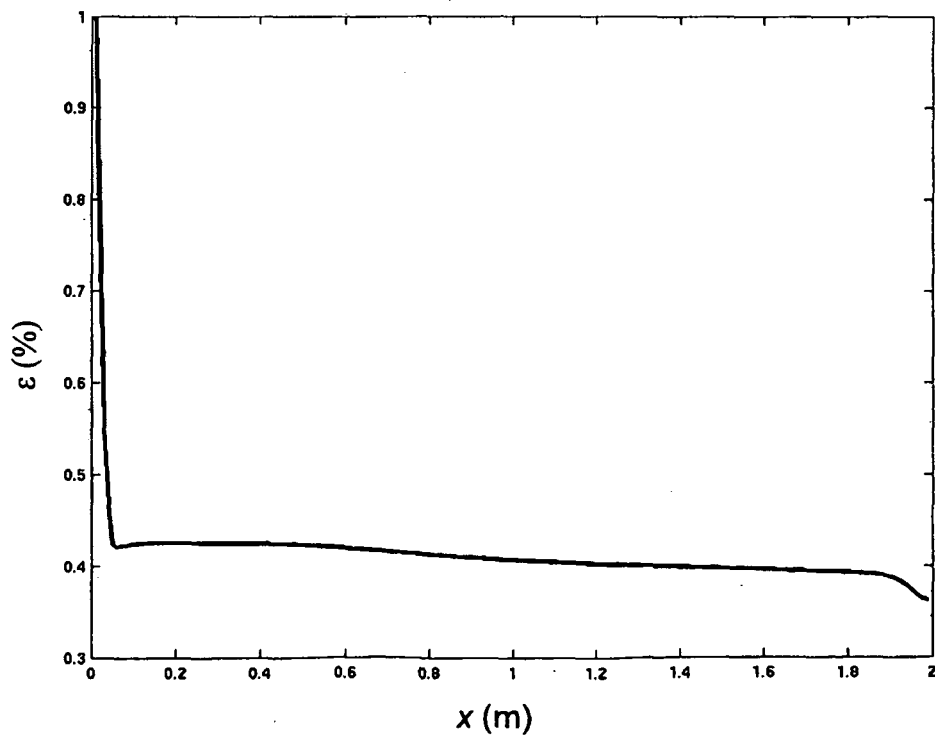


FIG. 9

RÉFÉRENCES CITÉES DANS LA DESCRIPTION

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

Documents brevets cités dans la description

- WO 03102362 A [0010]
- US 6196318 B [0012]

Littérature non-brevet citée dans la description

- **HOEFNER, M. L. ; FOGLER, H., S.** Pore Ecolution and Channel Formation During Flow and Reaction in Porous Media. *AIChE J*, 1998, vol. 34, 45-54 [0009]
- **GOLFIER, F. et al.** A discussion on a Darcy-Scale modelling of porous media dissolution in homogeneous systems. *Computational Methods in Water Resources*, 2002, vol. 2, 1195-1202 [0010]
- **Buisje, M.A.** Understanding Wormholing Mechanisms Can Improve Acid Treatments in Carbonate Formations. *SPE European Formation Damage Conference*, 1997 [0012]
- **Buisje, M.A. ; Glasbergen, G.** *SPE Annual Technical conference and Exhibition*, 2005 [0012]
- **Gdanski, R.** A Fundamentally New Model of Acid Wormholing in Carbonates. *SPE European Formation Damage Conference*, 1999 [0012]
- **GOLFIER, F. et al.** On The ability of a Darcy-scale model to capure wormhole formation during the dissolution of a porous media. *Journal of Fluid Mechanic.*, 2002, vol. 547, 213-254 [0027]
- **Methods for Non-Linear Least Squares Problems. K. MADSEN ; H.B. NIELSEN ; O. TINGLEFF.** Informatics and Mathematical Modelling. Technical University of Denmark, 2004 [0052]
- **GOLFIER, F. et al.** On The ability of a Darcyscale model to capure wormhole formation during the dissolution of a porous media. *Journal of Fluid Mechanic.*, 2002, vol. 547, 213-254 [0077]