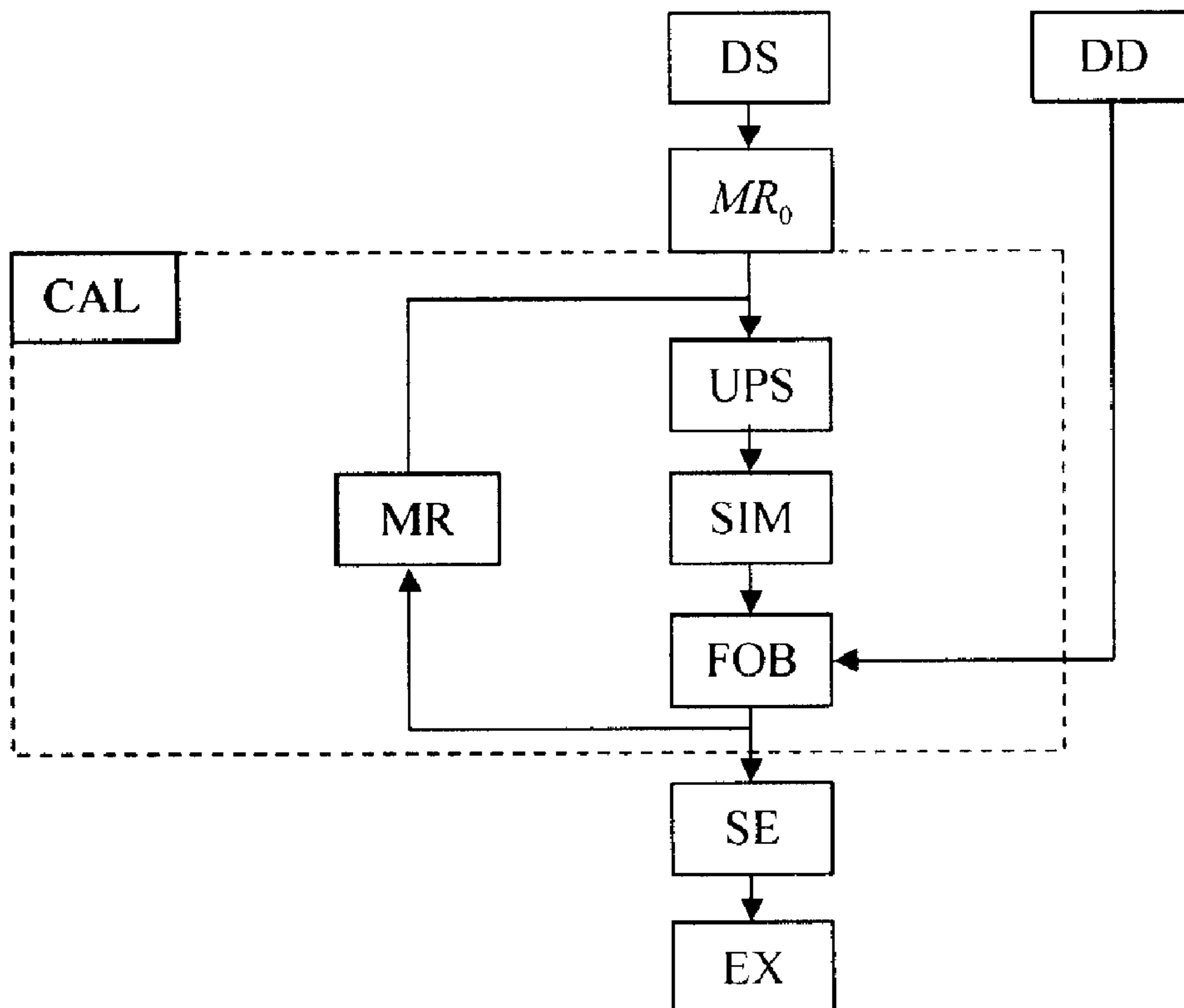




(22) **Date de dépôt/Filing Date:** 2013/06/19
(41) **Mise à la disp. pub./Open to Public Insp.:** 2013/12/26
(30) **Priorité/Priority:** 2012/06/26 (FR12/01.810)

(51) **Cl.Int./Int.Cl. E21B 43/00** (2006.01),
E21B 43/30 (2006.01)
(71) **Demandeur/Applicant:**
IFP ENERGIES NOUVELLES, FR
(72) **Inventeurs/Inventors:**
LE RAVALEC, MICKAELE, FR;
GARDET, CAROLINE, FR
(74) **Agent:** ROBIC

(54) **Titre : PROCÉDE D'EXPLOITATION D'UN RESERVOIR GEOLOGIQUE A PARTIR D'UN MODELE DE RESERVOIR CALE AU MOYEN D'UN PARAMETRAGE MULTI-EHELLES**
(54) **Title: PRODUCTION PROCESS FOR A GEOLOGICAL RESERVOIR BASED ON A STOCK RESERVOIR USING A MULTI-SCALE CONFIGURATION**



(57) **Abrégé/Abstract:**



(57) Abrégé(suite)/Abstract(continued):

L'invention concerne un procédé d'exploitation d'un réservoir géologique qui peut consister à l'exploitation d'un réservoir d'hydrocarbures ou d'un réservoir de stockage de gaz (par exemple de CO₂). L'exploitation (EX) du réservoir géologique est réalisée selon un schéma d'exploitation (SE) défini à partir d'un modèle de réservoir (MR), ledit modèle de réservoir étant calé (CAL) par rapport à des données dynamiques (DD). Selon l'invention, le modèle de réservoir (MR) est rendu représentatif au moyen d'un paramétrage multi-échelles, c'est à dire avec au moins deux modèles (MR1, MR2) de réservoir possédant un nombre différent de mailles.

Abrégé

L'invention concerne un procédé d'exploitation d'un réservoir géologique qui peut consister à l'exploitation d'un réservoir d'hydrocarbures ou d'un réservoir de stockage de gaz (par exemple de CO₂). L'exploitation (EX) du réservoir géologique est réalisée selon un schéma d'exploitation (SE) défini à partir d'un modèle de réservoir (MR), ledit modèle de réservoir étant calé (CAL) par rapport à des données dynamiques (DD). Selon l'invention, le modèle de réservoir (MR) est rendu représentatif au moyen d'un paramétrage multi-échelles, c'est à dire avec au moins deux modèles (MR1, MR2) de réservoir possédant un nombre différent de mailles.

PROCÉDÉ D'EXPLOITATION D'UN RÉSERVOIR GÉOLOGIQUE À PARTIR D'UN MODÈLE DE RÉSERVOIR CALE AU MOYEN D'UN PARAMÉTRAGE MULTI-ÉCHELLES

La présente invention concerne le domaine technique de l'industrie pétrolière, et
5 plus particulièrement l'exploitation de réservoirs souterrains, tels que des réservoirs
pétroliers ou des sites de stockage de gaz.

En particulier, l'invention permet de modifier des représentations du réservoir,
appelées modèles de réservoir, pour les rendre cohérentes avec les différentes
données collectées sur le terrain.

10 L'optimisation et l'exploitation d'un gisement pétrolier reposent sur une
description aussi précise que possible de la structure, des propriétés pétrophysiques,
des propriétés des fluides, etc., du gisement étudié. Pour ce faire, les spécialistes
utilisent un outil qui permet de rendre compte de ces aspects de façon approchée : le
modèle de réservoir. Un tel modèle constitue une maquette du sous-sol, représentative
15 à la fois de sa structure et de son comportement. Généralement, ce type de maquette
est représenté sur un ordinateur, et l'on parle alors de modèle numérique. Un modèle
de réservoir comporte un maillage ou grille, généralement tridimensionnel, associé à
une ou plusieurs cartes de propriétés pétrophysiques (faciès, porosité, perméabilité,
saturation...). L'association consiste à attribuer des valeurs de ces propriétés
20 pétrophysiques à chacune des mailles de la grille.

Ces modèles bien connus et largement utilisés dans l'industrie pétrolière,
permettent de déterminer de nombreux paramètres techniques relatifs à l'étude ou
l'exploitation d'un réservoir, d'hydrocarbures par exemple. En effet, puisque le modèle
de réservoir est représentatif de la structure du réservoir et de son comportement,
25 l'ingénieur l'utilise par exemple pour déterminer les zones qui ont le plus de chances
de contenir des hydrocarbures, les zones dans lesquelles il peut être
intéressant/nécessaire de forer un puits d'injection ou de production pour améliorer la
récupération des hydrocarbures, le type d'outils à utiliser, les propriétés des fluides
utilisés et récupérés.... Ces interprétations de modèles de réservoir en termes de «
30 paramètres techniques d'exploitation » sont bien connues des spécialistes. De la
même façon, la modélisation des sites de stockages de CO₂ permet de surveiller ces
sites, de détecter des comportements inattendus et de prédire le déplacement du CO₂
injecté.

Un modèle de réservoir a donc pour vocation de rendre compte, au mieux, de toutes les informations connues sur un réservoir. Un modèle de réservoir est représentatif lorsqu'une simulation de réservoir fournit des réponses numériques très proches des données d'historique déjà observées. On appelle données d'historique, les données de production issues de mesures aux puits en réponse à la production du réservoir (production d'huile, production d'eau d'un ou plusieurs puits, ratio gaz/huile (GOR), proportion d'eau de production ("water cut"), et/ou les données de sismiques répétitives (impédances sismiques 4D dans une ou plusieurs régions, etc.). Une simulation de réservoir est une technique permettant de simuler les écoulements de fluides au sein d'un réservoir au moyen d'un logiciel appelé simulateur d'écoulement.

Pour ce faire, l'intégration de toutes les données disponibles est indispensable. Ces données comprennent en général :

- des mesures en certains points de la formation géologique de la propriété modélisée, par exemple dans des puits. Ces données sont dites statiques car elles sont invariables dans le temps (à l'échelle des temps de la production du réservoir) et sont directement liées à la propriété d'intérêt.
- des "données d'historique", comprenant des données de production, par exemple les débits de fluide mesurés aux puits, les concentrations de traceurs et des données issues de campagnes d'acquisition sismique répétées à des temps successifs. Ces données sont dites dynamiques car elles évoluent en cours d'exploitation et sont indirectement liées aux propriétés attribuées aux mailles du modèle de réservoir.

Les données statiques disponibles sont utilisées pour définir des fonctions aléatoires pour chaque propriété pétrophysique comme la porosité ou la perméabilité. Une représentation de la répartition spatiale d'une propriété pétrophysique est une réalisation d'une fonction aléatoire. De façon générale, une réalisation est générée à partir d'une part d'une moyenne, d'une variance et d'une fonction de covariance qui caractérise la variabilité spatiale de la propriété étudiée et d'autre part d'un germe ou d'une série de nombres aléatoires. De nombreuses techniques de simulation existent comme la méthode de simulation séquentielle par Gaussiennes, la méthode de Cholesky ou encore la méthode FFT-MA (transformée de Fourier rapide avec moyenne mobile). Les documents suivants décrivent de telles méthodes :

- Goovaerts, P., 1997, *Geostatistics for natural resources evaluation*, Oxford Press, New York, 483 p.
- Le Ravalec, M., Noetinger B., and Hu L.-Y., 2000, The FFT moving average (FFT-MA) generator: an efficient numerical method for generating and conditioning Gaussian simulations, *Mathematical Geology*, 32(6), 701-723.

Les techniques d'intégration des données dynamiques (production et/ou sismique 4D) dans un modèle de réservoir sont bien connues des spécialistes : ce sont des techniques dites de "calage d'historique" ("history-matching" en anglais). Le calage d'historique consiste à modifier les paramètres d'un modèle de réservoir, tels que les perméabilités, les porosités ou les skins de puits (représentant les endommagements autour du puits), les connections de failles..., pour minimiser les écarts entre les données d'historique mesurées et les réponses correspondantes simulées à partir du modèle au moyen d'un simulateur d'écoulement. Les paramètres peuvent être liés à des régions géographiques comme les perméabilités ou porosités autour d'un ou plusieurs puits. L'écart entre données réelles et réponses simulées forme une fonctionnelle, dite fonction objectif. Le problème du calage d'historique se résout en minimisant cette fonctionnelle. Des techniques de perturbation du modèle de réservoir permettent de modifier une réalisation d'une fonction aléatoire tout en assurant le fait que la réalisation perturbée est aussi une réalisation de cette même fonction aléatoire. Parmi ces techniques de perturbation, on peut citer la méthode des points pilotes développée par RamaRao et al. (1995) et Gomez-Hernandez et al. (1997), la méthode des déformations graduelles proposée par Hu (2000) et la méthode de perturbation des probabilités introduite par Caers (2003). Ces méthodes permettent de modifier la distribution spatiale des hétérogénéités :

- RamaRao, B.S, Lavenue, A.M., Marsilly, G. de, Marietta, M.G., 1995, Pilot point methodology for automated calibration of an ensemble of conditionally simulated transmissivity fields. 1. Theory and computational experiments. *WRR*, 31 (3), 475-493.
- Gomez-Hernandez, J., Sahuquillo, A., et Capilla, J.E., 1997, Stochastic simulation of transmissivity fields conditional to both transmissivity and piezometric data, 1. Theory, *J. of Hydrology*, 203, 162-174.
- Hu, L-Y., 2000, Gradual Deformation and iterative calibration of Gaussian-related stochastic models, *Math. Geol.*, 32(1), 87-108.

- Caers, J., 2003, Geostatistical history matching under training-image based geological constraints. *SPE J.* 8(3), 218–226.

Les formations géologiques sont très hétérogènes du fait de phénomènes de formation complexes combinant des processus de migration, d'érosion et de dépôt. On peut ainsi observer, à grande échelle, des couches, des chenaux, des lobes, des barres, des méandres... A l'intérieur même de ces objets géologiques, des signes d'hétérogénéité se manifestent encore avec, par exemple, des phénomènes d'accrétion latérale ou des faisceaux à litage oblique. A l'échelle de l'échantillon de roche, la perméabilité varie également à cause de changements au niveau des contacts entre grains, de la taille des grains, de la densité des fissures... Par ailleurs, les données statiques et dynamiques utilisées pour contraindre le modèle géologique sont associées à des échelles différentes ainsi qu'à des niveaux de résolution différents. Les mesures sur échantillons permettent d'appréhender l'hétérogénéité à l'échelle sub-centimétrique, les diagraphies à l'échelle de la dizaine de centimètres et les données de production à une échelle comparable à la distance entre puits. Par conséquent, pour être représentatif du réservoir géologique, il est avantageux d'utiliser des techniques de paramétrage multi-échelles, ce qui permet d'apporter des modifications au modèle géologique à différentes échelles adapté au niveau de résolution de l'information à incorporer.

Une première approche a été proposée pour répondre à ce besoin. Elle implique les étapes suivantes : la génération d'un modèle géologique à l'échelle fine, une mise à l'échelle dite "upscaling" de ce modèle conduisant à un modèle de réservoir à l'échelle grossière, les simulations d'écoulement et la résolution du problème inverse à l'échelle grossière, et finalement une étape de mise à l'échelle descendante, aussi appelée "downscaling", pour transformer le modèle de réservoir grossier en modèle géologique fin. Une telle méthode est décrite dans le document :

- Tran, T.T., Wen, X.-H., Behrens, R.A., 1999, Efficient conditioning of 3D fine-scale reservoir model to multiphase production data using streamline-based coarse-scale inversion and geostatistical downscaling, *SPE ATCE*, Houston, TX, USA, SPE 56518.

Deux points sont à souligner. Tout d'abord, le processus de mise à l'échelle des perméabilités du modèle fin vers le modèle grossier, encore appelé "upscaling", s'appuie sur une moyenne arithmétique, ce qui est inadapté pour les perméabilités. Ensuite, l'étape de calage à l'échelle grossière nécessite la génération de modèles à

l'échelle grossière ce qui est fait en considérant un variogramme approché pour décrire la variabilité spatiale de la perméabilité. On note que la dernière étape de mise à l'échelle de l'échelle grossière vers l'échelle fine est effectuée soit à partir d'une approche bayésienne, soit à partir de l'algorithme de simulation séquentielle par Gaussiennes combinée à un cokrigeage. L'inconvénient majeur de cette méthode est que le modèle obtenu à l'échelle fine après calage ne respecte pas les données dynamiques.

Une approche par calages imbriqués a été avancée pour corriger cet effet. Cette approche est décrite dans le document suivant :

- 10 - Aanonsen, S.I., Eydinov, D., 2006, A multiscale method for distributed parameter estimation with application to reservoir history matching, *Comput. Geosci.*, 10, 97-117.

Il s'agit alors de soumettre le modèle obtenu après "downscaling" à une nouvelle phase de calage. On a alors une première étape de calage à l'échelle grossière avec des simulations d'écoulement à l'échelle grossière et une seconde étape de calage à l'échelle fine avec des simulations d'écoulement à l'échelle fine. Par conséquent, le temps de simulation nécessaire pour cette méthode est élevé. Comme pour les travaux précédemment mentionnés, "l'upscaling" est réalisé à partir d'une moyenne arithmétique, ce qui est inapproprié pour la perméabilité par exemple, tandis que le "downscaling" fait intervenir soit une interpolation, soit un cokrigeage. En outre, toutes les approches proposées ne s'appliquent qu'à des propriétés pétrophysiques continues. Elles ne répondent pas au problème du calage des modèles en faciès, qui est une propriété discrète.

L'invention concerne un procédé d'exploitation d'un réservoir géologique selon un schéma d'exploitation défini à partir d'un modèle de réservoir. Le modèle de réservoir est construit et paramétré pour au moins deux échelles différentes, les modèles de réservoir aux échelles les plus fines (avec le plus de mailles) étant contraints par les modèles de réservoir aux échelles les plus grossières (avec le moins de mailles). Ainsi on peut intégrer les données à différentes échelles suivant les niveaux de résolution en jeu et le modèle construit est cohérent au sens où la cohérence physique entre les modèles géologiques fins et les modèles de réservoir grossiers est préservée. En outre, le processus de calage est adapté aussi bien pour les propriétés continues que les propriétés discrètes. Le procédé est également économique, au sens où le nombre de paramètres à modifier pour intégrer les données peut être considérablement réduit

par rapport au nombre de mailles du modèle géologique fin, ce qui implique une limitation significative des appels au simulateur d'écoulement et donc un gain en termes de temps de calcul.

5 Le procédé selon l'invention

L'invention concerne un procédé d'exploitation d'un réservoir géologique selon un schéma d'exploitation défini à partir d'un modèle de réservoir, ledit modèle de réservoir comportant un maillage associé à au moins un paramètre dudit réservoir, dans lequel on mesure des données statiques au sein du réservoir et on acquiert des données dynamiques en cours d'exploitation. Pour ce procédé, on réalise les étapes suivantes :

- a) on construit ledit modèle de réservoir au moyen des étapes suivantes :
 - i) on génère de manière stochastique en fonction desdites données statiques un premier modèle de réservoir initial $MR1_0$ constitué d'un premier maillage comprenant N_1 mailles et au moins un deuxième modèle de réservoir initial $MR2_0$ constitué d'un deuxième maillage comprenant N_2 mailles, avec N_2 supérieur à N_1 , la génération stochastique dudit deuxième modèle $MR2_0$ étant conditionnelle à la génération dudit premier modèle $MR1_0$;
 - ii) on réalise une mise à l'échelle du deuxième modèle $MR2$ vers un modèle de réservoir de simulation apte à être utilisé par un simulateur d'écoulement ;
 - iii) on détermine une fonction objectif mesurant un écart entre lesdites données dynamiques acquises et des données dynamiques simulées au moyen dudit modèle de réservoir de simulation et d'un simulateur d'écoulement ;
 - iv) on réitère les étapes ii) et iii) pour minimiser la fonction objectif après avoir modifié au moins un desdits modèles de réservoir $MR1$, $MR2$ et en appliquant la modification audit modèle non modifié ;
- b) on détermine un schéma d'exploitation optimal du réservoir en simulant l'exploitation du réservoir au moyen dudit deuxième modèle de réservoir $MR2$ et dudit simulateur d'écoulement ; et
- c) on exploite ledit réservoir en mettant en œuvre ledit schéma d'exploitation optimal.

Selon l'invention, la valeur d'un paramètre en une maille i du premier modèle $MR1$ de réservoir correspond à la moyenne arithmétique dudit paramètre aux mailles du deuxième modèle $MR2$ de réservoir correspondant à la maille i du premier modèle de réservoir $MR1$.

Selon un mode de réalisation de l'invention, on génère ledit premier modèle $MR1_0$ au moyen d'un simulateur géostatistique.

Alternativement, on génère le premier modèle de réservoir initial $MR1_0$, en réalisant les étapes suivantes :

- 5 (1) on génère au moyen d'un simulateur géostatistique une première version du premier modèle de réservoir initial $MR1_0^0$ constitué d'un nombre N_1 de mailles;
- (2) on détermine une fonction objectif mesurant un écart entre des données dynamiques acquises en cours d'exploitation et des données dynamiques simulées au moyen dudit premier modèle $MR1_0$ de réservoir et d'un simulateur d'écoulement ; et
- 10 (3) on réitère l'étape (2) pour minimiser la fonction objectif après avoir modifié ledit modèle de réservoir $MR1_0$.

Avantageusement, on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ au moyen d'une simulation géostatistique intégrant un cokrigeage, ou d'une simulation séquentielle par Gaussienne avec cokrigeage, ou d'une méthode de simulations jointes ou d'une technique de processus Gaussien s'additionnant.

En outre, on génère lesdits premier et deuxième modèles de réservoir pour un paramètre discret, en utilisant en outre une méthode des Gaussiennes seuillées ou une méthode de plurigaussiennes.

Selon une variante de réalisation de l'invention, on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une simulation séquentielle par Gaussienne avec cokrigeage en réalisant les étapes suivantes :

- (1) on définit un chemin aléatoire pour visiter séquentiellement l'ensemble des N_2 mailles du deuxième maillage ;
- (2) on attribue une valeur d'un paramètre pour chaque maille i dudit chemin en réalisant les étapes suivantes :
 - 30 (a) on se place sur la première maille i dudit chemin ;
 - (b) on identifie le voisinage de ladite maille i dans les premier $MR1_0$ et deuxième $MR2_0$ modèles, et on détermine pour chaque modèle les

mailles voisines dans lesquelles une valeur dudit paramètre a été attribuée ;

- 5 (c) on détermine une loi de probabilité conditionnelle dudit paramètre pour la maille i en fonction des valeurs dudit paramètre pour lesdites mailles voisines des premier $MR1_0$ et deuxième $MR2_0$ modèles ;
- (d) on attribue une valeur du paramètre à ladite maille i par un tirage aléatoire à partir de ladite loi de probabilité conditionnelle ; et
- (e) on passe à la maille suivante dudit chemin et on répète les étapes (b) à (d).

10 Selon une deuxième variante de réalisation de l'invention, on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une simulation jointe en réalisant les étapes suivantes :

- 15 (1) on détermine une loi de probabilité conditionnelle du paramètre dans le deuxième modèle $MR2_0$ connaissant la valeur du paramètre dans le premier modèle $MR1_0$; et
- (2) on simule une réalisation de ladite loi de probabilité conditionnelle au moyen d'un simulateur géostatistique en chaque maille dudit deuxième maillage.

20 Selon une troisième variante de réalisation de l'invention, on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une technique de processus gaussien s'additionnant en réalisant les étapes suivantes :

- 25 (1) on définit une variable aléatoire ε liant la réalisation stochastique d'un paramètre pour ledit premier modèle $MR1_0$ à la réalisation stochastique dudit paramètre pour ledit deuxième modèle $MR2_0$;
- (2) on simule une réalisation de ladite variable aléatoire ε au moyen d'un simulateur géostatistique ; et
- 30 (3) on additionne pour chaque maille i du deuxième maillage de réservoir la valeur de la réalisation de la variable aléatoire ε en ladite maille i et la valeur du paramètre du premier modèle $MR1_0$ de réservoir pour la maille du premier maillage dans laquelle est incluse ladite maille i .

Avantageusement, on génère lesdits modèles avec des paramètres discrets au moyen d'une méthode de Gaussiennes seuillées en réalisant les étapes suivantes :

- 35 (1) on détermine la variance d'un paramètre dans le premier modèle $MR1_0$ de réservoir ;

- (2) on définit les seuils du premier modèle $MR1_0$ de réservoir en fonction de ladite variance du paramètre ;
- (3) on applique ces seuils à une variable stochastique continue dudit premier modèle de réservoir $MR1_0$; et
- 5 (4) on applique un seuillage aux valeurs dudit paramètre dans le deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir au moyen de seuils définis à partir des proportions dudit paramètre.

Selon l'invention, on modifie au moins un desdits modèles de réservoir au moyen d'une méthode des points pilotes, ou d'une méthode de déformation graduelle ou d'une

10 méthode de perturbation des probabilités.

De préférence, on modifie au moins un desdits modèles de réservoir au moyen d'une méthode de déformation graduelle en réalisant les étapes suivantes :

- (1) dans l'étape de génération des modèles de réservoir :
- (a) on génère de manière stochastique deux jeux de nombres aléatoires
- 15 Z_n^A, Z_n^B pour chaque modèle n de réservoir ;
- (b) on définit un paramètre un paramètre de déformation t_n pour chaque modèle de réservoir ;
- (c) on génère chaque modèle de réservoir par combinaison des deux jeux de nombres aléatoires et en fonction dudit paramètre de
- 20 déformation, de telle sorte que : $Z_{MRn_0} = \cos(t_n)Z_n^A + \sin(t_n)Z_n^B$ avec n l'indice indiquant le modèle de réservoir considéré et Z correspond à l'ensemble des nombres aléatoires d'un modèle, et ;
- (2) dans l'étape de modification des modèles de réservoir, on modifie au moins un desdits paramètres de déformation t_n et on construit les
- 25 modèles de réservoir au moyen dudit paramètre de déformation t_n en appliquant la formule : $Z_{MRn} = \cos(t_n)Z_n^A + \sin(t_n)Z_n^B$.

De plus, la fonction objectif est déterminée au moyen de la méthode des moindres carrés.

30 De préférence, les paramètres incertains pour lesquels on construit le modèle de réservoir sont le faciès et/ou la porosité et/ou la perméabilité horizontale et/ou la perméabilité verticale.

Avantageusement, on génère les modèles de réservoir pour différentes paramètres en réalisant les étapes suivantes :

- (1) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée au faciès, en fonction de données statiques de mesures de faciès ;
- 5 (2) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la porosité, en fonction de données statiques de porosité et à partir de ladite fonction aléatoire de faciès ;
- (3) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la perméabilité horizontale, à partir desdites fonctions aléatoires de faciès et de porosité ainsi qu'à partir de données statiques de perméabilité ; et
- 10 (4) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la perméabilité verticale, à partir desdites fonctions aléatoires de faciès, de porosité et de perméabilité horizontale ainsi qu'à partir de données statiques de perméabilité.

15

L'invention concerne également un produit programme d'ordinateur téléchargeable depuis un réseau de communication et/ou enregistré sur un support lisible par ordinateur et/ou exécutable par un processeur. Il comprend des instructions de code de programme pour la mise en œuvre du procédé tel que décrit ci-dessus, lorsque ledit programme est exécuté sur un ordinateur.

20

Présentation succincte des figures

D'autres caractéristiques et avantages du procédé 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.

25

La figure 1 illustre les différentes étapes du procédé selon un premier mode de réalisation de l'invention.

La figure 2 illustre les différentes étapes du procédé selon un deuxième mode de réalisation de l'invention.

30

Les figures 3a) à 3d) représentent un exemple de générations de modèles pour deux échelles différentes pour un paramètre continu : la figure 3a) correspond au premier modèle à une échelle grossière (avec peu de mailles) et les figures 3b) à 3d) correspondent à trois deuxièmes modèles à une échelle fine (avec un nombre de mailles plus élevé).

Les figures 4a) à 4d) représentent un exemple de génération de modèles pour deux échelles différentes pour un paramètre discret : la figure 4a) correspond au premier modèle à une échelle grossière (avec peu de mailles) et les figures 4b) à 4d) correspondent à trois deuxièmes modèles à une échelle fine (avec un nombre de mailles plus élevé).

Les figures 5a) à 5e) illustrent des deuxièmes modèles de réservoir à l'échelle fine (avec un nombre de mailles plus élevé) lors d'une mise à jour du premier modèle de réservoir à l'échelle grossière (avec un nombre de mailles faible) par une méthode de déformation graduelle, le paramètre de déformation prenant successivement les valeurs 1 ; 0,9 ; 0,8 ; 0,7 et 0,5.

Description détaillée de l'invention

L'invention concerne un procédé d'exploitation d'un réservoir géologique qui peut consister à l'exploitation d'un réservoir d'hydrocarbures ou d'un réservoir de stockage de gaz (par exemple de CO₂). L'exploitation du réservoir géologique est réalisée selon un schéma d'exploitation défini à partir d'un modèle de réservoir. Selon l'invention, le modèle de réservoir est rendu représentatif au moyen d'un paramétrage multi-échelles, c'est à dire avec au moins deux modèles de réservoir possédant un nombre différent de mailles.

La figure 1 représente les étapes du procédé selon l'invention. Pour ce procédé on génère les étapes suivantes :

- 1) génération des modèles de réservoir initiaux (MR_0) ;
- 2) calage des modèles de réservoir (CAL) ;
- 3) définition de schémas d'exploitation (SE) ; et
- 4) exploitation du réservoir (EX).

Étape 1) génération des modèles de réservoir initiaux (MR_0)

Les formations géologiques sont en général des milieux très hétérogènes. La modélisation d'un réservoir, c'est-à-dire la construction d'un modèle de réservoir représentatif du réservoir, nécessite de recourir à des procédés de construction dits « probabilistes » du fait de la limitation de l'information disponible (nombre de puits restreint, distance entre les puits...). De ce fait, les modèles géologiques construits à partir de ces procédés probabilistes sont appelés « modèles stochastiques ». La

5 construction d'un modèle stochastique de réservoir doit d'abord dépendre de l'environnement du dépôt géologique, ce qui permet de représenter les hétérogénéités majeures qui contrôlent l'écoulement des fluides. L'intégration des données statiques dans ce modèle passe par des opérations linéaires et peut se faire à partir de techniques géostatistiques bien connues des spécialistes.

10 Un modèle de réservoir, représenté sur un ordinateur, consiste en une grille à N dimensions ($N > 0$ et en général égal à deux ou trois) dont chacune des mailles se voit affecter la valeur d'une propriété caractéristique de la zone étudiée. Il peut s'agir par exemple de la porosité, de la perméabilité (horizontale ou verticale) ou des faciès. Ces valeurs constituent des cartes. Ainsi un modèle est une grille associée à au moins une carte.

15 Une propriété caractéristique de la zone étudiée est représentée par une variable aléatoire (V), qui peut être continue ou discrète. Une variable aléatoire est une variable qui peut prendre un certain nombre de réalisations suivant une certaine loi de probabilité. Les propriétés pétrophysiques comme la saturation, la porosité, ou la perméabilité sont associées à des variables continues tandis que les faciès, qui sont en nombre fini, sont associés à des variables discrètes.

20 Les réalisations d'une variable aléatoire fournissent des modèles stochastiques de réservoir. A partir de tels modèles, il est possible d'apprécier le mode de fonctionnement de la zone souterraine étudiée.

25 Afin de rendre représentatif le modèle de réservoir qui va être utilisé pour la définition de schémas d'exploitation, on réalise un paramétrage à plusieurs échelles. Pour cela, on utilise au moins deux modèles de réservoir, qu'on appelle alors premier et deuxième modèles de réservoir. Ce premier modèle MR1 est constitué d'un premier maillage comportant N_1 mailles, alors que le deuxième modèle MR2 est constitué d'un deuxième maillage comportant N_2 mailles, avec N_2 supérieur à N_1 . De préférence, les mailles du deuxième maillage correspondent à une subdivision des mailles du premier maillage, on peut alors définir $N_2 = k^2 N_1$ avec k entier positif. Le premier modèle MR1 est considéré comme un modèle à une première échelle, dite grossière (avec un nombre de mailles réduit) et le deuxième modèle MR2 est considéré comme un modèle à une deuxième échelle, dite fine (avec un nombre de mailles élevés).

30 Lors de cette étape on génère un premier modèle $MR1_0$ initial et au moins un deuxième modèle $MR2_0$ initial. Ces modèles de réservoir initiaux (MR_0) sont construits

en fonction de données statiques (DS) mesurées dans le réservoir. On génère dans un premier temps le premier modèle $MR1_0$ initial et ensuite, le deuxième modèle $MR2_0$ initial est contraint par le premier modèle $MR1_0$ initial.

5 Dans la suite de la description l'indice 1 est donné pour ce qui concerne le premier modèle de réservoir (dit à l'échelle grossière), et l'indice 2 correspond à ce qui concerne le deuxième modèle de réservoir (dit à l'échelle fine). Le deuxième modèle de réservoir $MR2$ est également appelé modèle géologique.

10 Ce paramétrage multi-échelles permet d'apporter des modifications au modèle géologique à différentes échelles suivant le niveau de résolution de l'information à incorporer.

Avantageusement, la valeur d'un paramètre en une maille i du premier modèle $MR1_0$ de réservoir correspond à la moyenne arithmétique dudit paramètre aux mailles du deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir correspondant à la maille i du premier modèle de réservoir $MR1_0$.

15 De manière générale, on peut procéder de la façon suivante :

- Tout d'abord, on mesure sur le terrain des données statiques (diagraphies, mesures sur des échantillons prélevés dans les puits, sismique...).
- Puis, à partir des données statiques, on définit une deuxième variable aléatoire $V2$, caractérisée par une fonction de covariance (ou de façon analogue, par un variogramme), une variance et une moyenne. Cette variable aléatoire caractérise la propriété pétrophysique considérée à la 20 deuxième l'échelle, dite échelle fine.
- On définit une première variable aléatoire $V1$ à partir de la moyenne arithmétique de la variable $V2$ sur les mailles du premier maillage. Comme la somme de variables aléatoires est une variable aléatoire, $V1$ est aussi une 25 variable aléatoire.
- La covariance de la variable aléatoire $V2$ étant connue, on en déduit la covariance de la variable $V1$ à la première échelle, dite grossière et la covariance croisée de $V1$ et $V2$.
- Par ailleurs, on définit un ensemble de nombres aléatoires tirés 30 indépendamment les uns des autres, d'une part pour le deuxième modèle $MR2$ et d'autre part pour le premier modèle $MR1$: il peut s'agir, par exemple,

d'un bruit blanc Gaussien ou de nombres uniformes. Il existe donc un nombre aléatoire indépendant par maille du deuxième maillage et par maille du premier maillage. Les nombres alloués au premier modèle MR1 et au deuxième modèle MR2 sont notés respectivement Z1 et Z2.

- 5
- A partir d'un simulateur géostatistique choisi, et du jeu de nombres aléatoires Z1, un tirage aléatoire dans la variable aléatoire V1 est effectué, donnant accès à une réalisation (continue ou discrète). La réalisation définit la tendance des variations de V2.
- 10
- Enfin, à partir d'un simulateur géostatistique choisi, du jeu de nombres aléatoires Z2 et de la réalisation de V1 générée à la première échelle, un tirage aléatoire dans la variable aléatoire V2 est effectué, donnant accès à une réalisation (continue ou discrète) à deuxième échelle représentant une image possible du réservoir.

Classiquement, le tirage aléatoire est fait dans un cadre hiérarchique. En premier lieu, le modèle de réservoir est peuplé aléatoirement par une réalisation de la fonction aléatoire associée aux faciès, conditionnellement aux mesures de faciès effectuées ponctuellement. Puis, la porosité est générée aléatoirement sur chacun des faciès, conditionnellement aux données de porosité obtenues sur le faciès considéré. Ensuite, on simule la perméabilité horizontale selon sa fonction aléatoire associée, conditionnellement aux faciès et aux porosités tirées précédemment, ainsi qu'aux mesures de perméabilité effectuées sur le terrain. Enfin, on peuple le modèle de réservoir par une réalisation aléatoire de la perméabilité verticale conditionnellement à toutes les simulations précédentes et aux données de perméabilité obtenues ponctuellement.

25 Le principe de base de la méthode de construction des premier MR1 et deuxième MR2 modèles consiste à simuler d'abord une réalisation de V1 sur le premier maillage, puis de simuler une réalisation de V2 sur le deuxième maillage conditionnellement à la réalisation précédemment simulée sur le premier maillage.

30 Différentes méthodes peuvent être envisagées à ce stade, parmi lesquelles des techniques de simulation intégrant un cokrigeage pour assurer le conditionnement, des techniques de simulation jointe ou encore des techniques de simulation de processus Gaussiens s'additionnant. Par ces méthodes, il est possible de traiter aussi bien les variables continues que les variables discrètes.

Pour des variables (paramètres) continues

Dans un premier temps, on simule sur le premier maillage une réalisation de la variable V1 à partir d'un simulateur géostatistique choisi et du jeu de nombres aléatoires Z1. La deuxième étape concerne la simulation d'une réalisation de V2 conditionnellement à la réalisation générée sur le premier maillage. Les nombres aléatoires sur le deuxième maillage sont Z2.

Selon une première variante de réalisation de l'invention, on peut appliquer une méthode de simulation séquentielle par Gaussiennes avec cokrigeage. Dans ce cas, on réalise les étapes suivantes :

1) on définit un chemin aléatoire pour visiter séquentiellement l'ensemble des mailles du deuxième modèle MR2 et

2) pour chaque maille i de ce chemin,

a. si la maille i contient une valeur, on passe directement à l'étape b, et si la maille i ne contient pas de valeur,

i. on identifie le voisinage de la maille dans les premier et deuxième maillages et dans ce voisinage, on reconnaît les mailles possédant des valeurs connues de V2 et/ou V1, il peut s'agir de données issues des données statiques ou de valeurs déjà simulées ;

ii. on calcule la moyenne m et la variance σ de la loi de probabilité conditionnelle en cette maille u à partir d'un cokrigeage simple - elles sont notées m^{SCK} et σ^{2SCK} , ces valeurs dépendent des mailles voisines u_i, u_j dont on connaît les valeurs de V1 et/ou V2 :

$$m^{SCK}(\mathbf{u}) = m + \sum_{i=1}^{n_i(\mathbf{u})} \mu_i^{SCK}(\mathbf{u})(V2(\mathbf{u}_i) - m) + \sum_{j=1}^{n_j(\mathbf{u})} \nu_j^{SCK}(\mathbf{u})(V1(\mathbf{u}_j) - m)$$

$$\sigma^{2SCK}(\mathbf{u}) = \sigma^2 - \sum_{k=1}^{n_i(\mathbf{u})+n_j(\mathbf{u})} \lambda_k^{SCK}(\mathbf{u})B(\mathbf{u}_k)$$

avec m, μ, ν, λ les poids du krigage, on les détermine en minimisant la variance de l'erreur (principe du krigage).

iii. on réalise un tirage aléatoire à partir de cette loi de probabilité conditionnelle et de la valeur de Z2 associée à la maille i et on attribue la valeur ainsi générée à la maille i .

5 b. On passe à la maille suivante du chemin en posant $i = i+1$ et on réitère l'étape a.

10 La figure 3 illustre des modèles de réservoir obtenus par cette méthode, la variable V simulée est une Gaussienne de moyenne 0,25, de variance 0,05 et de covariance exponentielle isotrope de portée 20m. La figure 3a) représente un premier modèle MR1₀ de réservoir (à l'échelle grossière) sur un maillage 10x10. Les figures 3b) à 3d) correspondent à trois réalisations différentes de V pour le deuxième modèle MR2₀ de réservoir (à l'échelle fine) sur un maillage 100x100. Ces trois réalisations sont conditionnées par la réalisation simulée du première modèle MR1₀ de réservoir. La taille des mailles est respectivement de 1 et 10 m aux deuxième et première échelles. On vérifie que les réalisations simulées à la deuxième échelle sont différentes les unes des autres, mais elles respectent toutes la tendance donnée par la réalisation à l'échelle grossière.

20 Selon une deuxième variante de réalisation de l'invention, on peut recourir à un processus de simulation jointe pour générer le deuxième modèle MR2₀ de réservoir initial connaissant le premier modèle MR1₀ de réservoir initial. Dans ce cas, on réalise les étapes suivantes :

1) on calcule les moyenne m et covariance C de V2 connaissant V1, en considérant que la réalisation V1 correspond à la moyenne arithmétique des réalisations de V2 sur les mailles correspondantes.

25

$$m_{V_2|V_1} = m + C_{2,1} C_{2,2}^{-1} (V_1 - m)$$

$$C_{V_2|V_1} = C_{2,2} - C_{2,1} C_{2,2}^{-1} C_{1,2}$$

2) on simule une réalisation de cette loi conditionnelle au moyen d'un simulateur géostatistique choisi et du jeu de nombres aléatoires Z2. On attribue les valeurs de la réalisation aux mailles du deuxième modèle MR2₀.

Selon une troisième variante de réalisation de l'invention, pour générer le deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir initial connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir initial, on peut additionner à $V1$ une variable aléatoire avec les propriétés géostatistiques requises pour que la variable aléatoire en résultant ait les propriétés de $V2$. Il s'agit d'une méthode dite de processus Gaussien s'additionnant. On définit ainsi une variable aléatoire ε telle que :

$$V2 = V1 + \varepsilon$$

Les moyenne m_ε et covariance $C_{\varepsilon\varepsilon}$ de ε étant données par :

$$\begin{aligned} m_\varepsilon &= \langle \varepsilon \rangle = 0 \\ C_{\varepsilon\varepsilon} &= \langle \varepsilon\varepsilon \rangle = \langle (V2 - V1)(V2 - V1) \rangle \\ &= \langle V2V2 \rangle - 2\langle V2V1 \rangle + \langle V1V1 \rangle \\ &= C_{2,2} - 2C_{2,1} + C_{1,1} \end{aligned}$$

10 Dans ce cas, on simule une réalisation de ε à partir d'un simulateur géostatistique choisi et du jeu de nombres aléatoires $Z2$ et pour chaque maille du deuxième maillage on additionne la réalisation de ε dans cette maille et la réalisation de $V1$ déjà simulée pour la maille du premier maillage correspondant à la maille considérée.

15

Pour des variables (paramètres) discrètes

Les méthodes envisagées pour le cas des variables continues peuvent se transposer au cas des variables discrètes. Toutefois, quelques adaptations sont nécessaires. On rappelle que la variable $V1$ correspond à la moyenne arithmétique de $V2$, le support de la moyenne correspondant à la taille des mailles du premier maillage. Dans le cas des variables discrètes, les réalisations ne peuvent prendre qu'un nombre fini de valeurs comme par exemple 1, 2 ou 3 qui sont les identifiants d'une classe (par exemple, un faciès). On ne peut pas appliquer directement la moyenne arithmétique sur de telles variables. Il faut utiliser comme intermédiaire une variable continue aléatoire.

25

Des réalisations discrètes peuvent être produites, par exemple, à partir de la méthode des Gaussiennes seuillées. Dans le cas classique avec une seule échelle, la méthode des Gaussiennes seuillées consiste à générer d'abord une réalisation

continue normale standard à partir d'un simulateur géostatistique, puis à seuiller cette réalisation en fonction des proportions des différentes classes présentes (ou des différents faciès présents). On obtient alors une réalisation discrète (en faciès).

5 Dans le contexte à deux échelles on génère une réalisation en faciès à la première échelle et une autre à la deuxième échelle qui suit les tendances imprimées par la réalisation à la première échelle. Pour ce faire, on procède de la manière décrite ci-dessous.

10 On génère tout d'abord une réalisation continue de V_1 à la première échelle à partir d'un simulateur géostatistique choisi et du jeu de nombres aléatoires Z_1 . V_1 est une variable aléatoire continue et normale standard. Puis, connaissant cette réalisation à la première échelle, on génère une réalisation de la variable aléatoire V_2 (normale standard et continue) à la deuxième échelle à partir, par exemple de la méthode séquentielle par Gaussiennes avec cokrigage, et du jeu de nombres aléatoires Z_2 . On peut alors se référer à la méthode des Gaussiennes seuillées et appliquer un seuillage
15 à la réalisation à la première échelle comme à la réalisation à la deuxième échelle. Pour la deuxième échelle, les seuils sont donnés par :

$$s_i = G^{-1} \left(\sum_{k=1}^i p_k \right)$$

où p_i est la proportion du faciès i et G la fonction de répartition de la loi normale standard. Pour la première échelle, on ne peut pas appliquer directement cette
20 formule. En effet, à cette échelle, on travaille sur la moyenne de la variable continue à la deuxième échelle. La prise de moyenne implique une diminution de la variance. On calcule donc la variance à la première échelle ($C_{1,1}(0)$) et on définit de nouveaux seuils à partir de l'inverse de la normale de moyenne nulle et de la variance $C_{1,1}(0)$.

25 La figure 4 présente un exemple d'application pour un milieu comprenant 3 faciès, de proportions 20%, 30% et 50%. On génère une réalisation à la première échelle dite grossière (figure 4a)) avec un maillage 10x10. Celle-ci est ensuite utilisée pour contraindre la simulation de trois réalisations à la deuxième échelle dite fine (figures 4b) à 4d)) avec un maillage 100x100. Le variogramme de la variable continue à la deuxième échelle est Gaussien, isotrope, de portée 20m. La taille des mailles est
30 respectivement de 1 et 10m pour le deuxième maillage et le premier maillage. Les différences entre ces trois réalisations à la deuxième échelle découlent, d'une part, de

ce que les chemins aléatoires pour visiter les mailles de la grille du deuxième modèle différent, et d'autre part, de ce que les bruits blancs Gaussiens générés sur le deuxième maillage ne sont pas les mêmes. On vérifie néanmoins que la répartition des faciès à l'échelle fine suit la tendance donnée par la réalisation à l'échelle grossière.

5

Étape 2) calage des modèles de réservoir (CAL)

A ce stade, les données dynamiques (DD) n'ont pas été considérées pour construire le modèle de réservoir. On acquiert donc des données dynamiques en cours d'exploitation du gisement. Il s'agit de données de production, d'essais de puits, de
10 temps de percée, de sismique 4D... dont la particularité est de varier au cours du temps en fonction des écoulements de fluide dans le réservoir

Cette étape est réalisée au moyen d'outils de mesure tels que des débitmètres ou des campagnes sismiques.

Ces données dynamiques vont ensuite être intégrées dans le modèle de
15 réservoir par le biais d'une optimisation ou calage d'historique (CAL). On définit donc une fonction objectif (FOB) mesurant l'écart entre les données dynamiques mesurées (DD) sur le terrain et les réponses correspondantes simulées (SIM) pour le modèle considéré au moyen d'un simulateur d'écoulement. Parmi les simulateurs d'écoulement pouvant être utilisés, on cite le logiciel PumaFlow ® (IFP Énergies nouvelles, France).
20 Le but du processus d'optimisation est de modifier petit à petit ce modèle (MR) pour minimiser la fonction objectif. Pour cela on réitère les étapes de simulation (SIM) et de calcul de la fonction objectif après avoir modifié les modèles de réservoir (MR).

De préférence, la fonction objectif est déterminée par une mesure de type des moindres carrés qui quantifie l'écart entre données et réponses simulées.

25 Selon l'invention, afin de pouvoir simuler correctement les écoulements dans le réservoir, on réalise une étape de mise à l'échelle ("upscaling") (UPS) du deuxième modèle MR2 de réservoir vers un modèle de réservoir, dit modèle de simulation. Le modèle de simulation comporte un maillage avec un nombre de mailles inférieur au nombre de mailles du deuxième modèle de réservoir et est apte à être utilisé par un
30 simulateur d'écoulement dans un temps réduit. Cela permet notamment de réduire le temps nécessaire au calage du modèle. Lors de la première itération du procédé on réalise la mise à l'échelle pour le deuxième modèle MR2₀ initial et pour les autres itérations on se base sur le deuxième modèle MR2 modifié. Cette mise à l'échelle peut

être réalisée par toute méthode connue des spécialistes, par exemple par une méthode dite de "upscaling numérique". On note que le modèle de simulation ne correspond pas au premier modèle de réservoir MR1.

La modification des modèles de réservoir (MR1 et MR2) peut concerner un seul modèle ou les deux simultanément. Dans le premier cas, si on modifie seulement le modèle MR1, on remet à jour l'autre modèle MR2 conditionnellement à la modification apportée en conservant les relations entre les premier MR1 et deuxième MR2 modèles de réservoir. De préférence, le procédé selon l'invention utilise pour cette modification des méthodes de déformation géostatistiques comme la méthode des points pilotes, ou la méthode de déformation graduelle ou la méthode de perturbation des probabilités pour modifier les cartes (associées au modèle de réservoir) à l'une des échelles considérées.

Par exemple, pour la méthode de déformation graduelle, on peut réaliser les étapes suivantes :

- 15 • Lors de l'étape de génération des modèles de réservoir
 - a) on génère deux jeux de nombres aléatoires sur le premier maillage $Z1^A$ et $Z1^B$;
 - b) on génère deux jeux de nombres aléatoires sur le deuxième maillage $Z2^A$ et $Z2^B$;
 - 20 c) on définit un paramètre de déformation $t1$ à la première échelle et on calcule la combinaison $Z1 = \cos(t1) * Z1^A + \sin(t1) * Z1^B$;
 - d) on définit un paramètre de déformation $t2$ à la deuxième échelle et on calcule la combinaison $Z2 = \cos(t2) * Z2^A + \sin(t2) * Z2^B$, $Z2$ et $Z1$ sont les jeux de nombres aléatoires utilisés pour générer des réalisations des variables $V2$ et $V1$ qui permettent d'attribuer des propriétés pétrophysiques au modèle de réservoir ;
 - 25 • Lors de l'étape de modification des modèles de réservoir
 - a) on modifie au moins un des paramètres de déformation (soit $t1$ seulement, soit $t2$ seulement, soit les deux simultanément) et on recalcule $Z1$ et $Z2$.

Un exemple de déformation graduelle appliquée à l'échelle grossière est illustré par la Figure 5. Cette figure 5 représente les variations du deuxième modèle MR2 lorsqu'on fait varier le premier paramètre de déformation $t1$. Pour cet exemple, $t1$ prend

successivement les valeurs 1 (figure 5a)), 0,9 (figure 5b)), 0,8 (figure 5c)), 0,7 (figure 5d)) et 0,5 (figure 5e)). Sur ces figures, on remarque l'évolution du modèle en fonction du paramètre de déformation.

- 5 Grâce au minimum de la fonction objectif, on détermine le deuxième modèle de réservoir qui est le plus représentatif.

Étape 3) définition de schémas d'exploitation (SE)

10 A partir du modèle de réservoir déterminé lors des étapes précédentes, les spécialistes peuvent déterminer plusieurs schémas d'exploitation (SE) correspondant à différentes configurations possibles d'exploitation du réservoir souterrain : emplacement des puits producteurs et/ou injecteurs, valeurs cibles pour les débits par puits et/ou pour le réservoir, le type d'outils utilisés, les fluides utilisés, injectés et/ou récupérés... Pour chacun de ces schémas, il convient de déterminer leurs prévisions
15 de production après la période de calage. Ces prévisions de production probabilistes sont obtenues au moyen d'un logiciel de simulation d'écoulement (de préférence le même que celui utilisé auparavant) ainsi qu'au moyen du modèle numérique de réservoir calé.

20 On définit un ou plusieurs schémas d'exploitation (SE) possibles adapté au modèle de réservoir (appelé également modèle géologique en ce qui concerne le deuxième modèle de réservoir MR2). Pour chacun de ces schémas, on détermine les réponses par simulation.

25 A partir des prévisions de productions probabilistes définies pour chaque schéma d'exploitation (étape précédente), les spécialistes peuvent par comparaison choisir le schéma d'exploitation qui leur semble le plus pertinent. Par exemple:

- en comparant le maximum du volume d'huile récupéré, on peut déterminer le schéma de production susceptible de fournir le maximum de récupération ou d'être le plus rentable.
- en comparant l'écart type du volume d'huile récupéré, on peut déterminer le
30 schéma de production le moins risqué.

Étape 4) exploitation du réservoir (EX)

On exploite alors le réservoir selon le schéma d'exploitation défini (EX) par exemple en forant de nouveaux puits (producteur ou injecteur), en modifiant les outils utilisés, en modifiant les débits et/ou la nature de fluides injectés...

5 L'invention concerne par ailleurs un produit programme d'ordinateur téléchargeable depuis un réseau de communication et/ou enregistré sur un support lisible par ordinateur et/ou exécutable par un processeur. Ce programme comprend des instructions de code de programme pour la mise en œuvre du procédé tel que décrit ci-dessus, lorsque ledit programme est exécuté sur un ordinateur.

10

Variante de réalisation

La figure 2 représente un deuxième mode de réalisation de l'invention. Sur cette figure, les étapes identiques au premier mode de réalisation conservent les mêmes abréviations. Ce mode de réalisation diffère du précédent en ce qu'on construit le premier modèle de réservoir initial au moyen d'un premier calage d'historique (CAL1). Pour ce premier calage, on réalise les étapes suivantes :

- 15
- 20
- 25
- 30
- a) on génère de manière stochastique ($MR1^0$) en fonction de données statiques une première version du premier modèle $MR1_0^0$ initial de réservoir au moyen d'un simulateur géostatistique, cette première version comporte également N_1 mailles;
 - b) on simule (SIM1) des données dynamiques au moyen du premier modèle $MR1_0$ initial et d'un simulateur d'écoulement ;
 - c) on détermine une première fonction objectif (FOB1) mesurant un écart entre des données dynamiques (DD) acquises en cours d'exploitation et des données dynamiques simulées (SIM1), de préférence on choisit la méthode des moindres carrés pour déterminer la fonction objectif ; et
 - d) on réitère les deux étapes précédentes pour minimiser la fonction objectif après avoir modifié (MR1) le premier modèle $MR1_0$ de réservoir initial, de préférence on modifie ce modèle par une méthode des points pilotes ou par une méthode de déformation graduelle ou par une méthode de perturbation des probabilités.

A partir de ce premier modèle de réservoir $MR1_0$ initial, on génère au moins un deuxième modèle de réservoir $MR2_0$ initial conditionnellement au premier modèle $MR1_0$ initial de manière similaire à l'étape 1) du premier mode de réalisation. Ensuite, 5 les étapes 2) à 4) du premier mode de réalisation sont réalisées de manière identique à ce qui a été décrit ci-dessus.

Ce mode de réalisation permet de faire un calage rapide à la première échelle (grossière) pour pouvoir ensuite sélectionner des modèles initiaux plus intéressants qu'un modèle simulé au hasard. Il en résulte un gain en temps et en performance lors 10 du deuxième calage.

Revendications

- 1) Procédé d'exploitation d'un réservoir géologique selon un schéma d'exploitation défini à partir d'un modèle de réservoir, ledit modèle de réservoir comportant un maillage associé à au moins un paramètre dudit réservoir, dans lequel on mesure des données statiques au sein du réservoir et on acquiert des données dynamiques en cours d'exploitation, caractérisé en ce qu'on réalise les étapes suivantes :
- 5
- a) on construit ledit modèle de réservoir au moyen des étapes suivantes :
- i) on génère de manière stochastique en fonction desdites données statiques un premier modèle de réservoir initial $MR1_0$ constitué d'un premier maillage comprenant N_1 mailles et au moins un deuxième modèle de réservoir initial $MR2_0$ constitué d'un deuxième maillage comprenant N_2 mailles, avec N_2 supérieur à N_1 , la génération stochastique dudit deuxième modèle $MR2_0$ étant conditionnelle à la génération dudit premier modèle $MR1_0$;
- 10
- ii) on réalise une mise à l'échelle du deuxième modèle $MR2$ vers un modèle de réservoir de simulation apte à être utilisé par un simulateur d'écoulement ;
- 15
- iii) on détermine une fonction objectif mesurant un écart entre lesdites données dynamiques acquises et des données dynamiques simulées au moyen dudit modèle de réservoir de simulation et d'un simulateur d'écoulement ;
- 20
- iv) on réitère les étapes ii) et iii) pour minimiser la fonction objectif après avoir modifié au moins un desdits modèles de réservoir $MR1$, $MR2$ et en appliquant la modification audit modèle non modifié ;
- b) on détermine un schéma d'exploitation optimal du réservoir en simulant l'exploitation du réservoir au moyen dudit deuxième modèle de réservoir $MR2$ et dudit simulateur d'écoulement ; et
- 25
- c) on exploite ledit réservoir en mettant en œuvre ledit schéma d'exploitation optimal.
- 2) Procédé selon la revendication 1, dans lequel la valeur d'un paramètre en une maille i du premier modèle $MR1$ de réservoir correspond à la moyenne arithmétique dudit paramètre aux mailles du deuxième modèle $MR2$ de réservoir correspondant à la maille i du premier modèle de réservoir $MR1$.
- 30

- 3) Procédé selon l'une des revendications précédentes, dans lequel on génère ledit premier modèle $MR1_0$ au moyen d'un simulateur géostatistique.
- 4) Procédé selon l'une des revendications 1 ou 2, dans lequel on génère le premier modèle de réservoir initial $MR1_0$, en réalisant les étapes suivantes :
- 5
- (1) on génère au moyen d'un simulateur géostatistique une première version du premier modèle de réservoir initial $MR1_0^0$ constitué d'un nombre N_1 de mailles ;
- (2) on détermine une fonction objectif mesurant un écart entre des données dynamiques acquises en cours d'exploitation et des données dynamiques simulées au moyen dudit premier modèle $MR1_0$ de réservoir et d'un simulateur d'écoulement ; et
- 10
- (3) on réitère l'étape (2) pour minimiser la fonction objectif après avoir modifié ledit modèle de réservoir $MR1_0$.
- 15
- 5) Procédé selon l'une des revendications précédentes, dans lequel on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ au moyen d'une simulation géostatistique intégrant un cokrigeage, ou d'une simulation séquentielle par Gaussienne avec cokrigeage, ou d'une méthode de simulations jointes ou d'une technique de processus Gaussien s'additionnant.
- 20
- 6) Procédé selon la revendication 5, dans lequel on génère lesdits premier et deuxième modèles de réservoir pour un paramètre discret, en utilisant en outre une méthode des Gaussiennes seuillées ou une méthode de plurigaussiennes.
- 25
- 7) Procédé selon l'une des revendications 5 ou 6, dans lequel on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une simulation séquentielle par Gaussienne avec cokrigeage en réalisant les étapes suivantes :
- 30
- (1) on définit un chemin aléatoire pour visiter séquentiellement l'ensemble des N_2 mailles du deuxième maillage ;
- (2) on attribue une valeur d'un paramètre pour chaque maille i dudit chemin en réalisant les étapes suivantes :
- (a) on se place sur la première maille i dudit chemin ;

- (b) on identifie le voisinage de ladite maille i dans les premier $MR1_0$ et deuxième $MR2_0$ modèles, et on détermine pour chaque modèle les mailles voisines dans lesquelles une valeur dudit paramètre a été attribuée ;
- 5 (c) on détermine une loi de probabilité conditionnelle dudit paramètre pour la maille i en fonction des valeurs dudit paramètre pour lesdites mailles voisines des premier $MR1_0$ et deuxième $MR2_0$ modèles ;
- (d) on attribue une valeur du paramètre à ladite maille i par un tirage aléatoire à partir de ladite loi de probabilité conditionnelle ; et
- 10 (e) on passe à la maille suivante dudit chemin et on répète les étapes (b) à (d).
- 8) Procédé selon l'une des revendications 5 ou 6, dans lequel on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une simulation jointe en réalisant les étapes suivantes :
- 15 (1) on détermine une loi de probabilité conditionnelle du paramètre dans le deuxième modèle $MR2_0$ connaissant la valeur du paramètre dans le premier modèle $MR1_0$; et
- (2) on simule une réalisation de ladite loi de probabilité conditionnelle au moyen d'un simulateur géostatistique en chaque maille dudit deuxième maillage.
- 20
- 9) Procédé selon l'une des revendications 5 ou 6, dans lequel on génère ledit deuxième modèle $MR2_0$ de réservoir connaissant le premier modèle $MR1_0$ de réservoir au moyen d'une technique de processus gaussien s'additionnant en réalisant les étapes suivantes :
- 25 (1) on définit une variable aléatoire ε liant la réalisation stochastique d'un paramètre pour ledit premier modèle $MR1_0$ à la réalisation stochastique dudit paramètre pour ledit deuxième modèle $MR2_0$;
- 30 (2) on simule une réalisation de ladite variable aléatoire ε au moyen d'un simulateur géostatistique ; et
- (3) on additionne pour chaque maille i du deuxième maillage de réservoir la valeur de la réalisation de la variable aléatoire ε en ladite maille i et la valeur du paramètre du premier modèle $MR1_0$ de réservoir pour la maille du premier maillage dans laquelle est incluse ladite maille i .
- 35

- 10) Procédé selon la revendication 6, dans lequel on génère lesdits modèles avec des paramètres discrets au moyen d'une méthode de Gaussiennes seuillées en réalisant les étapes suivantes :
- 5 (1) on détermine la variance d'un paramètre dans le premier modèle MR1₀ de réservoir ;
- (2) on définit les seuils du premier modèle MR1₀ de réservoir en fonction de ladite variance du paramètre ;
- (3) on applique ces seuils à une variable stochastique continue dudit premier modèle de réservoir MR1₀ ; et
- 10 (4) on applique un seuillage aux valeurs dudit paramètre dans le deuxième modèle MR2₀ de réservoir au moyen de seuils définis à partir des proportions dudit paramètre.
- 15 11) Procédé selon l'une des revendications précédentes, dans lequel on modifie au moins un desdits modèles de réservoir au moyen d'une méthode des points pilotes, ou d'une méthode de déformation graduelle ou d'une méthode de perturbation des probabilités.
- 20 12) Procédé selon la revendication 11, dans lequel on modifie au moins un desdits modèles de réservoir au moyen d'une méthode de déformation graduelle en réalisant les étapes suivantes :
- (1) dans l'étape de génération des modèles de réservoir :
- (a) on génère de manière stochastique deux jeux de nombres aléatoires
- 25 Z_n^A, Z_n^B pour chaque modèle n de réservoir ;
- (b) on définit un paramètre un paramètre de déformation t_n pour chaque modèle de réservoir ;
- (c) on génère chaque modèle de réservoir par combinaison des deux jeux de nombres aléatoires et en fonction dudit paramètre de
- 30 déformation, de telle sorte que : $Z_{MRn_0} = \cos(t_n)Z_n^A + \sin(t_n)Z_n^B$ avec n l'indice indiquant le modèle de réservoir considéré et Z correspond à l'ensemble des nombres aléatoires d'un modèle, et ;
- (2) dans l'étape de modification des modèles de réservoir, on modifie au moins un desdits paramètres de déformation t_n et on construit les

modèles de réservoir au moyen dudit paramètre de déformation t_n en appliquant la formule : $Z_{MRn} = \cos(t_n)Z_n^A + \sin(t_n)Z_n^B$.

- 5 13) Procédé selon l'une des revendications précédentes, dans lequel la fonction objectif est déterminée au moyen de la méthode des moindres carrés.
- 10 14) Procédé selon l'une des revendications précédentes, dans lequel les paramètres incertains pour lesquels on construit le modèle de réservoir sont le faciès et/ou la porosité et/ou la perméabilité horizontale et/ou la perméabilité verticale.
- 15 15) Procédé selon la revendication 14, dans lequel on génère les modèles de réservoir pour différentes paramètres en réalisant les étapes suivantes :
- (1) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée au faciès, en fonction de données statiques de mesures de faciès ;
 - 20 (2) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la porosité, en fonction de données statiques de porosité et à partir de ladite fonction aléatoire de faciès ;
 - (3) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la perméabilité horizontale, à partir desdites fonctions aléatoires de faciès et de porosité ainsi qu'à partir de données statiques de perméabilité ; et
 - 25 (4) on génère de manière stochastique une fonction aléatoire associée à la perméabilité verticale, à partir desdites fonctions aléatoires de faciès, de porosité et de perméabilité horizontale ainsi qu'à partir de données statiques de perméabilité.
- 30 16) Produit programme d'ordinateur téléchargeable depuis un réseau de communication et/ou enregistré sur un support lisible par ordinateur et/ou exécutable par un processeur, dans lequel il comprend des instructions de code de programme pour la mise en œuvre du procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, lorsque ledit programme est exécuté sur un ordinateur.

Application number / numéro de demande: 2820498

Figures: 3a - 5e

Pages: _____

Unscannable items
received with this application
(Request original documents in File Prep. Section on the 10th floor)

Documents reçu avec cette demande ne pouvant être balayés
(Commander les documents originaux dans la section de préparation des dossiers au
10^{ème} étage)

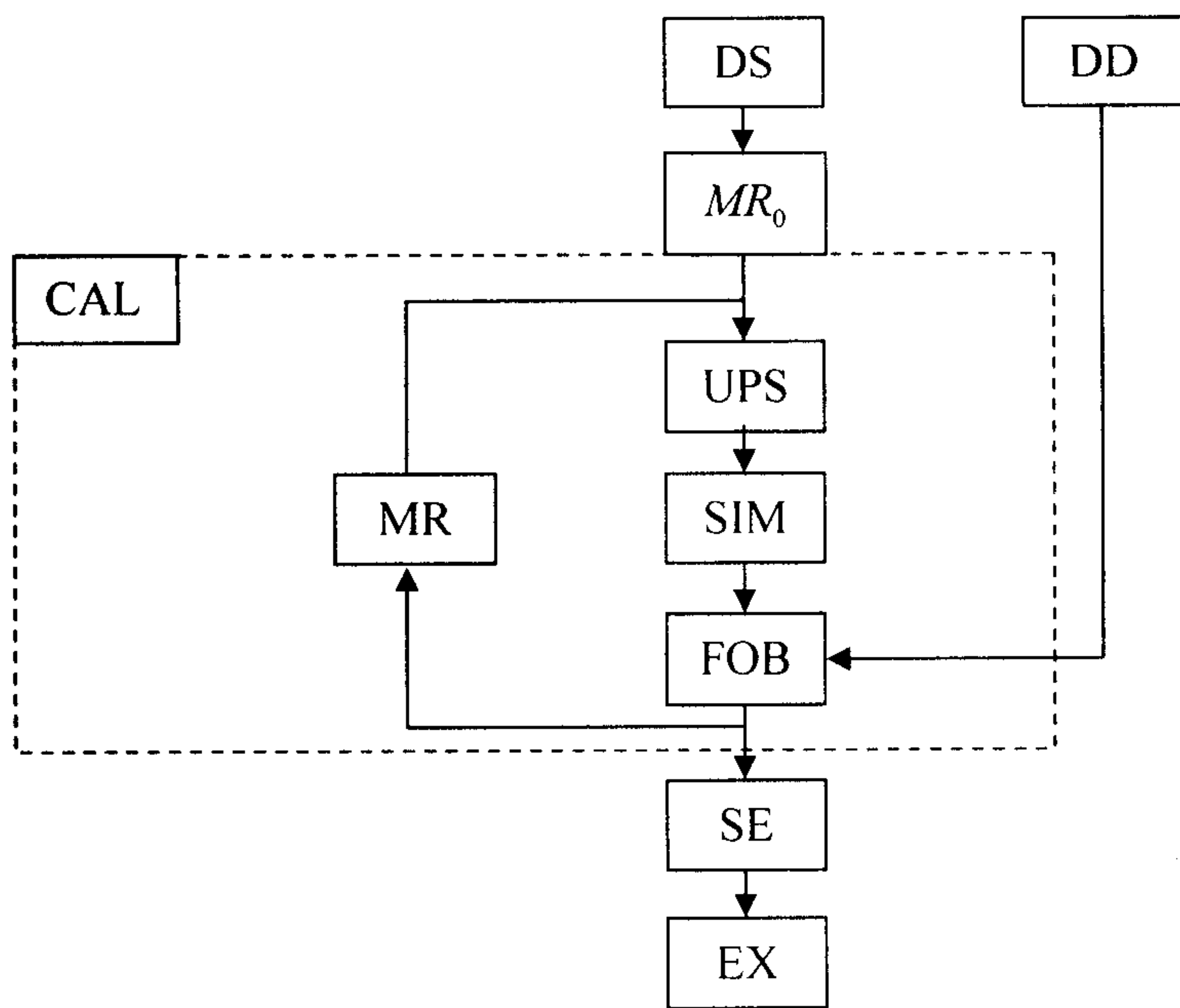


Figure 1

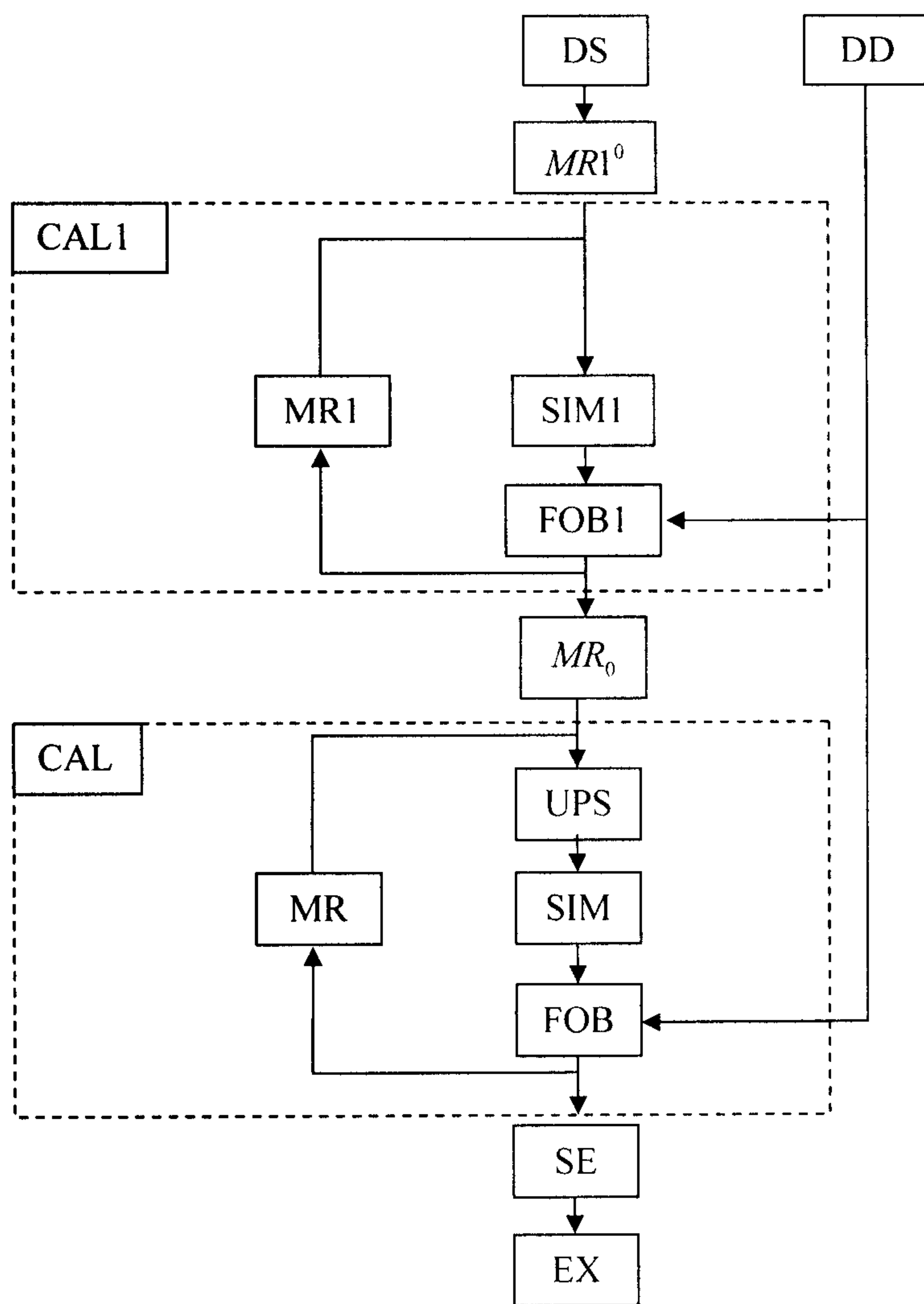


Figure 2

