



(12) **DEMANDE DE BREVET EUROPEEN**

(43) Date de publication:
02.02.2005 Bulletin 2005/05

(51) Int Cl.7: **G05B 17/00**

(21) Numéro de dépôt: **04291232.9**

(22) Date de dépôt: **13.05.2004**

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

(72) Inventeurs:
• **Zabalza-Mezghani, Isabelle**
92500 Rueil-Malmaison (FR)
• **Manceau, Emmanuel**
92500 Rueil-Malmaison (FR)
• **Feraille, Mathieu**
92000 Nanterre (FR)

(30) Priorité: **02.06.2003 FR 0306637**

(71) Demandeur: **Institut Français du Pétrole**
92852 Rueil-Malmaison Cedex (FR)

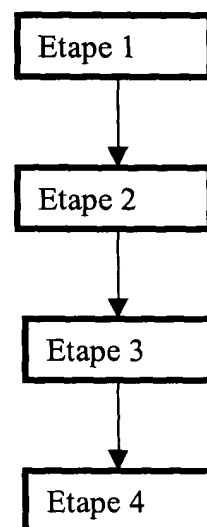
(54) **Methode pour optimiser la production d'un gisement petrolier en presence d'incertitudes**

(57) Méthode pour optimiser la production des champs pétroliers, et notamment les schémas de production, tout en tenant compte des incertitudes inhérentes à toute étude de réservoir.

Cette méthodologie peut se décomposer en trois étapes séquentielles :

- Etape 1 : Etude de sensibilité pour évaluer l'impact sur la production du réservoir pétrolier des configurations de schéma de production testées (plusieurs emplacements de puits, ...) en comparaison aux incertitudes propres au réservoir (perméabilité, force d'aquifère, ...).
- Etape 2 : Etude de quantification des risques associés aux configurations envisagées pour déterminer s'il est nécessaire de chercher un schéma optimal de production
- Etape 4 : Etude d'optimisation du schéma de production : dans cette phase, l'objectif est de déterminer la configuration de production idéale pour un objectif donné.

FIG.1



Description**Désignation du domaine technique**

[0001] La présente permet d'étudier et/ou d'optimiser un schéma de production d'un gisement pétrolier. Elle permet d'évaluer les risques pris en terme de schéma de développement, de comparer plusieurs schémas, et de définir un schéma optimal compte tenu d'un critère de production donné, par exemple la maximisation de la récupération d'huile, la minimisation de la récupération d'eau, maintien du débit de production à une valeur donnée pendant une période donnée. La présente invention vise à optimiser un schéma de production dans un cadre probabiliste. En effet, l'optimisation est effectuée en tenant compte des incertitudes inhérentes au réservoir.

Présentation de l'art antérieur

[0002] Actuellement, l'optimisation de schéma de production est menée selon deux approches :

- En comparant chacun des scénarios de production de manière discrète, ce qui est le cas par exemple dans les approches de type "nested simulations" [1] ou "arbre de décision" [2]. Cette approche présente l'avantage de pouvoir combiner différentes options de développement mais son coût en terme de simulation numérique est extrêmement lourd. De plus, elle ne permet pas l'intégration d'incertitudes incontrôlables inhérentes au réservoir (perméabilité, porosité).
- En déterminant la configuration de production optimale pour un réservoir donné en négligeant toute forme d'incertitude. De telles études, utilisant les plans d'expériences ont permis de proposer un schéma de production optimal, mais en émettant l'hypothèse forte qu'aucune incertitude n'existait sur le comportement géologique, statique ou dynamique du réservoir [3].

[1] [2] Ian Colins, "Decision tree analysis and simple economic models identify technical option ranking and project cost estimates for full field case", WordOil, pp. 62-69 May 2003.

[3] Dejean, J.P. and Blanc, G., "Managing uncertainties on production predictions using integrated statistical methods", SPE 56696, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, USA, oct. 3-6, 1999.

[0003] L'optimisation de schéma de production est un problème très intéressant puisqu'il vise une meilleure gestion (en terme de coût, de bénéfice, de sécurité, de respect de l'environnement) de la production des réservoirs pétroliers. La méthode selon l'invention permet d'étudier cette problématique dans un contexte plus général que celui utilisé jusqu'alors : elle permet l'optimisation tout en intégrant les différentes sources d'incertitudes régnant sur le réservoir.

[0004] De manière générale, l'invention propose une méthode pour optimiser, dans un contexte incertain, un critère de production d'un gisement pétrolier modélisé par un simulateur d'écoulement, dans lequel on effectue les étapes suivantes :

- a) on sélectionne au moins un paramètre intrinsèque au gisement et au moins un paramètre lié aux options de développement du gisement, lesdits paramètres ayant une influence sur la production d'hydrocarbures du gisement,
- b) on détermine un modèle analytique exprimant le critère de production du gisement au cours du temps en fonction des paramètres sélectionnés à l'étape a), en tenant compte d'un nombre fini de valeurs du critère de production, lesdites valeurs étant obtenues par ledit simulateur d'écoulement,
- c) à partir du modèle analytique déterminé à l'étape b), on associe une loi d'incertitude à au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement et on détermine une distribution d'au moins un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production.

[0005] Avant l'étape c), on peut quantifier l'influence relative des paramètres entre eux et on peut supprimer les paramètres ayant une influence négligeable sur le critère de production du gisement au cours du temps. On peut quantifier l'influence relative des paramètres entre eux au moyen d'un test statistique (par exemple le tests de Student ou de Fisher).

[0006] A l'étape c), on peut fixer la valeur d'au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement et on peut déterminer la valeur d'au moins un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production.

[0007] A l'étape c) on peut effectuer les étapes suivantes : i) on réalise un tirage aléatoire de plusieurs valeurs d'au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement selon sa loi d'incertitude, ii) on détermine les valeurs d'au moins

un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production pour chaque valeur tirée à l'étape i), iii) à partir des valeurs déterminées à l'étape ii) on obtient la distribution optimale desdits paramètres liés aux options de développement du gisement.

[0008] A l'étape b), on peut déterminer le modèle analytique en utilisant un plan d'expérience, chaque expérience consistant en une simulation du gisement pétrolier effectuée par le simulateur d'écoulement. A l'étape b), on peut également déterminer le modèle analytique en utilisant des réseaux de neurones.

[0009] A l'étape a), ledit au moins un paramètre intrinsèque au gisement peut être du type discret, continu, et/ou stochastique.

[0010] La méthode selon l'invention peut s'appliquer quelque soit l'état de développement du champs (apraisal, champs matures...)

[0011] D'autres caractéristiques et avantages de l'invention seront mieux compris et apparaîtront clairement à la lecture de la description faite ci-après en se référant aux dessins parmi lesquels :

- la figure 1 schématise la méthode selon l'invention,
- la figure 2 représente un diagramme de Pareto,
- la figure 3 représente un diagramme de Pareto,
- la figure 4 représente la variabilité de la production cumulée d'hydrocarbure à douze ans et avant optimisation du schéma de développement,
- la figure 5 représente la distribution optimale du puits P1 selon l'axe des x,
- la figure 6 représente la distribution optimale du puits P1 selon l'axe des y,
- la figure 7 représente la variabilité résiduelle de la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans et après optimisation du schéma de développement.

[0012] On considère un réservoir constitué par 5 couches poreuses et perméables, numérotées 1 à 5 de haut en bas. Les couches 1, 2, 3 et 5 possèdent de bonnes qualités pétrophysiques tandis que la couche 4 est de mauvaise qualité. Ce réservoir est exploité grâce à 5 puits producteurs.

[0013] L'invention est schématisée par le diagramme de la figure 1.

Etape 1 : Détermination des paramètres incertains et des options de développement

[0014] La première étape de la méthode selon l'invention consiste à sélectionner des paramètres techniques incertains liés au réservoir considéré et ayant une influence sur les profils de production d'hydrocarbures ou d'eau par le réservoir.

[0015] On sélectionne des paramètres incertains intrinsèques au réservoir. Par exemple, on peut considérer les paramètres suivants :

- Un multiplicateur de perméabilité pour les couches 1, 2, 3 et 5 : MPH1
- La force de l'aquifère: AQU1
- La saturation d'huile résiduelle après un balayage à l'eau: SORW

[0016] Chacun de ces paramètres est incertain et peut avoir un impact significatif sur les profils de production. La méthode selon l'invention permet de quantifier dans quelle mesure l'incertitude sur ces paramètres a un impact sur les prévisions de production à douze ans. Pour ce faire, on associe à chaque paramètre une plage de variation probable:

- $MPH1 \in [MPH1_{min}, MPH1_{max}] = [0.8 ; 1.2]$
- $AQU1 \in [AQU1_{min}, AQU1_{max}] = [0.2 ; 0.3]$
- $SORW \in [SORW_{min}, SORW_{max}] = [0.15 ; 0.25]$

[0017] En vue de l'optimisation d'un schéma de production, on sélectionne ensuite des paramètres correspondant à des options de développement du gisement qui pourraient influencer la production. Ces paramètres peuvent être : la position d'un puits, le niveau de complétion, la technique de forage, etc. En terme de production, le comportement de la production à douze ans est examiné.

Par exemple, le schéma de production à tester et à optimiser consiste en l'ajout d'un nouveau puits P1. Les paramètres que nous cherchons à optimiser sont :

- La position du puits selon l'axe x : $P1X \in [P1X_{\min}, P1X_{\max}] = [6 ; 11]$
- La position du puits selon l'axe y : $P1Y \in [P1Y_{\min}, P1Y_{\max}] = [21 ; 23]$

[0018] Selon l'exemple choisi, on considère cinq paramètres incertains : trois paramètres intrinsèques au réservoir et deux paramètres visant à optimiser un critère de production.

[0019] Selon l'invention, on peut vérifier que les paramètres dédiés au schéma de développement influencent bien la production compte tenu de la présence des autres incertitudes. En effet, il est possible que l'incertitude sur l'un des paramètres intrinsèques au réservoir soit telle que les différentes options de développement aient un impact négligeable sur la production, compte tenu de l'incertitude prédominante.

[0020] On effectue une analyse de sensibilité conjointe, c'est à dire incluant à la fois les paramètres incertains intrinsèques au réservoir et les paramètres de production. Pour ce faire, on peut utiliser la méthode des plans d'expériences précédemment citée [3]. Le principe de base de cette théorie consiste, connaissant les plages de variation des paramètres étudiés, à préconiser une série de simulations qui permettront d'évaluer la sensibilité aux différents paramètres de la production cumulée à douze ans. Par exemple, on réalise seize simulations d'écoulement pour obtenir une modélisation analytique du comportement de la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans en fonction des cinq paramètres étudiés.

[0021] Un test statistique, par exemple de Student, est alors appliqué pour tester l'influence de chacun des paramètres du modèle analytique. Ainsi, on obtient un diagramme de Pareto, représenté par la figure 2, qui précise l'influence respective de l'incertitude de chacun des paramètres sur la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans. Les termes situés à droite de la ligne 1 sont influents alors que ceux à gauche sont négligeables. On peut simplifier le modèle analytique, en supprimant les termes négligeables. Ainsi, on obtient un meilleur diagnostic de l'influence du choix des options de développement par rapport aux incertitudes intrinsèques au réservoir.

[0022] Par itérations successives, on peut supprimer selon le diagnostic du test de Student les termes négligeables. Le modèle simplifié obtenu à la suite des suppressions met effectivement en valeur les impacts prépondérants sur la réponse en production. On peut dès lors constater que les incertitudes intrinsèques au réservoir sont influentes mais que l'option de développement est également cruciale au travers des termes $P1X$, $P1X:P1Y$, $AQUI:P1X$ et $P1Y$.

[0023] Ces résultats confirment donc la nécessité d'envisager une étude des options du schéma de développement en présence d'incertitudes sur les paramètres liés au réservoir ainsi qu'une optimisation de l'emplacement du puits $P1$ pour optimiser la récupération d'hydrocarbures ou d'eau tout en tenant compte des autres incertitudes.

Etape 2 : approximation du simulateur d'écoulement

[0024] Le gisement pétrolier est modélisé à l'aide d'un simulateur numérique de réservoir. Le simulateur de réservoir ou simulateur d'écoulement permet notamment de calculer la production d'hydrocarbures ou d'eau dans le temps en fonction de paramètres techniques tels que le nombre de couches du réservoir, la perméabilité des couches la force de l'aquifère, la position du puits de pétrole, etc.

[0025] On détermine un modèle analytique exprimant un critère de production étudié au cours du temps, à partir d'un nombre fini de valeurs ce critère préalablement obtenues au moyen du simulateur d'écoulement. Les simulations sont réalisées en faisant varier les différents paramètres sélectionnés à l'étape 1. Le modèle analytique peut être déterminé à l'aide de méthodes mathématiques telles que les plans d'expériences, les réseaux de neurones, etc.

[0026] Dans le cas où l'on utilise la méthode des plans d'expériences, en fonction des types et du nombre de paramètres incertains sélectionnés à l'étape 1, il existe des plans d'expériences adaptés définissant un nombre de simulations numériques à effectuer afin de caractériser de façon rigoureuse et homogène le domaine incertain. Ainsi, il est possible d'analyser rapidement et correctement l'influence de chaque paramètre incertain. Il est possible d'utiliser les plans d'expérience décrits par le document précédemment cité [3].

[0027] A partir des résultats des simulations numériques et en utilisant des méthodes statistiques, on peut lier la production d'hydrocarbures ou d'eau dans le temps par une ou plusieurs fonctions analytiques aux paramètres techniques incertains. La forme de la ou des fonctions analytiques dépend du plan d'expériences choisi et du type des paramètres.

[0028] L'utilisation des méthodes mathématiques, telles que les plans d'expériences, les réseaux de neurones, et l'utilisation d'outils statistiques adaptés présentent l'avantage de remplacer le simulateur d'écoulement très cher en temps de calcul par une ou plusieurs fonctions analytiques très rapides, valables sur le domaine incertain, permettant de transcrire l'évolution d'une réponse de production en fonction des paramètres incertains. De plus il est important de noter que les fonctions analytiques définies ne dépendent pas de la densité de probabilité des paramètres incertains mais seulement de leurs bornes supérieures et inférieures.

[0029] Ainsi il est possible de remplacer par plusieurs fonctions analytiques le profil de production d'un gisement. Il suffit de déterminer les fonctions analytiques donnant la production d'hydrocarbures en fonction des paramètres tech-

niques, à chaque année du profil de production.

[0030] Dans notre exemple nous allons déterminer des fonctions polynomiales permettant de lier la production cumulée d'hydrocarbures pour chacune des douze années du profil de production aux cinq paramètres incertains déterministes définis à l'étape 1. Pour ce faire, on choisit un plan d'expériences d'ordre 2 adapté à cinq paramètres déterministes ayant les caractéristiques décrites dans le tableau 1 et permettant de prendre en compte les termes décrits dans le tableau 2.

Tableau 1:

Caractéristiques du plan d'expérience	
Propriétés du plan	
Type de plan	Central Composite - Face Centrée
Nombre de paramètres	5
Nombre de simulations	27

Termes pris en compte dans le modèle analytique		
Principaux	Interactions	Quadratiques
MPH1	MPH1:SORW	MPH1 ²
SORW	MPH1:AQUI	SORW ²
AQUI	MPH1:P1X	AQUI ²
P1X	MPH1:P1Y	P1X ²
P1Y	SORW:AQUI	P1Y ²
	SORW:P1X	
	SORW:P1Y	
	AQUI:P1X	
	AQUI:P1Y	
	P1X:P1Y	

Tableau 2: Termes pris en compte dans le modèle analytique

[0031] Les vingt-sept simulations associées au plan d'expériences considéré ont été effectuées afin d'obtenir vingt-sept résultats simulés de la production cumulée d'hydrocarbures pour la douzième année de production. A partir de ces résultats un modèle polynomial est construit, en utilisant la méthode statistique des surfaces de réponse, afin d'approcher le simulateur d'écoulement sur le domaine incertain pour la douzième année de production.

Etape 3 : Analyse de risque par paramètres incertains et options de développement.

[0032] On peut appliquer un test statistique, par exemple de Student ou de Fisher, pour tester l'influence de chacun des paramètres du modèle analytique. Ainsi, on obtient un diagramme de Pareto, représenté par la figure 3, qui précise l'influence respective de l'incertitude de chacun des paramètres sur la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans.

[0033] Par itérations successives, on peut supprimer selon le diagnostic du test de Student les termes négligeables. Le nouveau modèle simplifié met effectivement en valeur les impacts prépondérants sur la réponse en production. On peut dès lors constater que les incertitudes sur les paramètres intrinsèques au réservoir sont influentes mais que l'option de développement est aussi cruciale au travers des termes P1X, P1X:P1Y, AQUI:P1X, P1Y mais aussi P1X² et P1Y².

[0034] Grâce au modèle analytique (d'ordre 2), on peut obtenir un diagnostic quantitatif. En effet, il est important de vérifier que ce modèle retranscrit fidèlement les valeurs simulées et de plus qu'il peut être utilisé de manière fiable pour faire des prédictions de la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans en d'autres points que ceux simulés. Pour ce faire, on peut utiliser le calcul d'un critère statistique permettant d'évaluer la qualité de l'ajustement et de la prédictivité du modèle analytique.

[0035] Par conséquent, le modèle analytique permet d'effectuer des calculs de prédiction de la production cumulée d'hydrocarbures à 12 ans en tout point du domaine incertain, et ce sans recourir de nouveau au simulateur d'écoulement.

[0036] Ainsi, on peut estimer la distribution probabilisée de la production cumulée d'hydrocarbures en attribuant une loi de distribution à chacun des paramètres incertains et à chacun des paramètres correspondant aux options de développement pris en compte par le modèle analytique:

- MPH1 suit une loi normale de moyenne 1.0 et d'écart type 0.1
- AQU1 suit une loi uniforme entre 0.2 et 0.3
- SORW suit une loi normale de moyenne 0.2 et d'écart type 0.016

Les options de développement, ici les emplacements de puits P1X et P1Y, sont supposées suivre une loi uniforme dans leur domaine de variation, puisqu'il n'y a aucune raison de privilégier une option plutôt qu'une autre.

[0037] Après échantillonnage, par exemple selon la méthode de Monte Carlo, on obtient la distribution de probabilité de la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans traduisant l'impact de l'incertitude sur les paramètres et les options de développement (figure 4). On constate que compte tenu des incertitudes intrinsèques au réservoir et des différentes options de développement, l'estimation du cumulé d'huile à douze ans varie entre 2,4 et 3,0 millions de m³. Cette variation justifie alors la décision de procéder à l'optimisation du schéma de développement, pour réduire cette incertitude sur la récupération d'hydrocarbure et espérer maximiser la production.

Etape 4 : Optimisation d'un schéma de développement

[0038] L'optimisation d'un schéma de développement consiste à déterminer les options du schéma d'exploitation du réservoir (type de puits, emplacement de puits, positionnement des complétions, type de récupération ...) qui permet la meilleure récupération d'hydrocarbure ou d'eau.

[0039] Par exemple, l'optimisation permet de définir la position optimale du puits P1 pour maximiser la récupération cumulée d'hydrocarbure à douze ans. Cette optimisation peut être menée de deux façons : déterministe ou probabiliste.

Optimisation déterministe

[0040] L'optimisation déterministe consiste à fixer chacun des paramètres incertains à une valeur donnée (celle qui semble la plus probable), et de chercher dans ce contexte devenu déterministe (les incertitudes étant maintenant levées) les valeurs de P1X et P1Y qui maximisent le cumulé d'huile à 12 ans. Les résultats de l'optimisation numérique sont :

$$P1X^{Opt} = 9.18, P1Y^{Opt} = 22.15 \text{ et } Cumoil^{Opt} = 2.889 \text{ MM}^3$$

Optimisation probabiliste

[0041] L'optimisation probabiliste constitue une généralisation de l'optimisation déterministe dans le sens où elle ne restreint pas les paramètres incertains à une valeur probable mais intègre tout leur caractère aléatoire.

[0042] Pour ce faire, chacun des paramètres incertains conserve sa distribution de probabilité (comme lors de la phase d'échantillonnage), et on détermine dans ce contexte probabiliste les options de développement qui maximisent la production.

[0043] Plus précisément, on effectue un tirage aléatoire selon chacune des lois choisies :

- MPH1 : tirage de 1000 réalisations d'une loi normale de moyenne 1 et d'écart type 0.1
- AQU1 : tirage de 1000 réalisations d'une loi uniforme entre 0.2 et 0.3
- SORW : tirage de 1000 réalisations d'une loi normale de moyenne 0.2 et d'écart type 0.016

Cette phase d'échantillonnage permet donc de traduire le caractère aléatoire et incertain de ces paramètres. En considérant ces trois incertitudes via leur tirage, nous disposons de 1000 triplets de réalisations de MPH1, AQU1 et SORW.

[0044] On utilise alors chacun de ces triplets pour déterminer la position de puits optimale correspondante qui permet

de maximiser un critère de production. Par exemple, on obtient à l'issue de cette optimisation multiple de 1000 valeurs optimales de P1X, de P1Y et de la production cumulée d'huile maximale à douze ans. Dans ce contexte, le schéma de développement optimal n'est plus unique, mais il intègre parfaitement l'incertitude intrinsèque au réservoir. La figure 5 représente la distribution optimale du puits P1 selon l'axe des x, compte tenu de l'incertitude existante (les valeurs de x sont données en valeur normalisée entre [-1,1]). De même, la figure 6 représente la distribution optimale du puits P1 selon l'axe des y, compte tenu de l'incertitude existante (les valeurs de y sont données en valeur normalisée entre [-1,1]).

[0045] Les distributions optimales de P1X et P1Y démontrent que les paramètres incertains intrinsèques au réservoir ont un impact sur la prise de décision du schéma de développement. Dans ce cas, il faut :

- soit réduire les incertitudes sur ces paramètres, par exemple en menant de nouveaux programmes d'acquisition,
- soit choisir une des valeurs optimales probables, en général les valeurs qui constituent le maximum de probabilité.

[0046] Enfin, la figure 7 représente la variabilité résiduelle de la production cumulée d'hydrocarbures à douze ans dans le contexte d'un schéma de développement optimal mais en présence d'incertitudes réservoir que l'on ne peut contrôler. Dans ce contexte précis, la solution optimale correspond à un emplacement de puits situé en maille 9 (0.27 en normalisé) selon l'axe des x, et en maille 22 (0.14 en normalisé) selon l'axe des y.

[0047] Par contre, on constate bien que l'optimisation du schéma de développement a permis de réduire l'incertitude sur les prévisions de production du cumulé d'huile à 12 ans : l'estimation du cumulé d'huile varie entre 2.8 et 2.95 millions de m³ et non plus comme précédemment entre 2.4 et 3.0 millions de m³.

Revendications

1. Méthode pour optimiser, dans un contexte incertain, un critère de production d'un gisement pétrolier modélisé par un simulateur d'écoulement, dans lequel on effectue les étapes suivantes :

- a) on sélectionne au moins un paramètre intrinsèque au gisement et au moins un paramètre lié aux options de développement du gisement, lesdits paramètres ayant une influence sur la production d'hydrocarbures du gisement,
- b) on détermine un modèle analytique exprimant le critère de production du gisement au cours du temps en fonction des paramètres sélectionnés à l'étape a), en tenant compte d'un nombre fini de valeurs du critère de production, lesdites valeurs étant obtenues par ledit simulateur d'écoulement,
- c) à partir du modèle analytique déterminé à l'étape b), on associe une loi d'incertitude à au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement et on détermine une distribution d'au moins un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production.

2. Méthode selon la revendication 1, dans laquelle avant l'étape c), on quantifie l'influence relative des paramètres entre eux et on supprime les paramètres ayant une influence négligeables sur le critère de production du gisement au cours du temps.

3. Méthode selon la revendication 2, dans laquelle on quantifie l'influence relative des paramètres entre eux au moyen d'un test statistique.

4. Méthode selon la revendication 3, dans laquelle le test statistique est choisi parmi les tests de Student et de Fisher.

5. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle à l'étape c), on fixe la valeur d'au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement et on détermine la valeur d'au moins un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production.

6. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle à l'étape c) on effectue les étapes suivantes :
 i) on réalise un tirage aléatoire de plusieurs valeurs d'au moins un desdits paramètres intrinsèques au gisement selon sa loi d'incertitude, ii) on détermine les valeurs d'au moins un desdits paramètres liés aux options de développement du gisement de manière à optimiser le critère de production pour chaque valeur tirée à l'étape i), iii) à partir des valeurs déterminées à l'étape ii) on obtient la distribution optimale desdits paramètres liés aux options de développement du gisement.

EP 1 503 258 A1

7. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle à l'étape b), on détermine le modèle analytique en utilisant un plan d'expérience, chaque expérience consistant en une simulation du gisement pétrolier effectuée par le simulateur d'écoulement.

5 8. Méthode selon l'une des revendications 1 à 6, dans laquelle à l'étape b), on détermine le modèle analytique en utilisant des réseaux de neurones.

9. Méthode selon l'une des revendications précédentes, dans laquelle à l'étape a), ledit au moins un paramètre intrinsèque au gisement est du type discret, continu, et/ou stochastique.

10

15

20

25

30

35

40

45

50

55

FIG.1

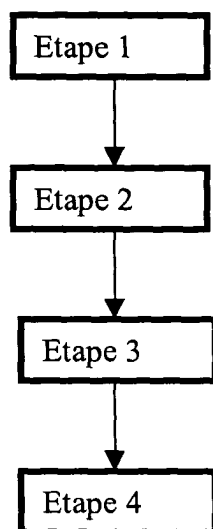


FIG.2

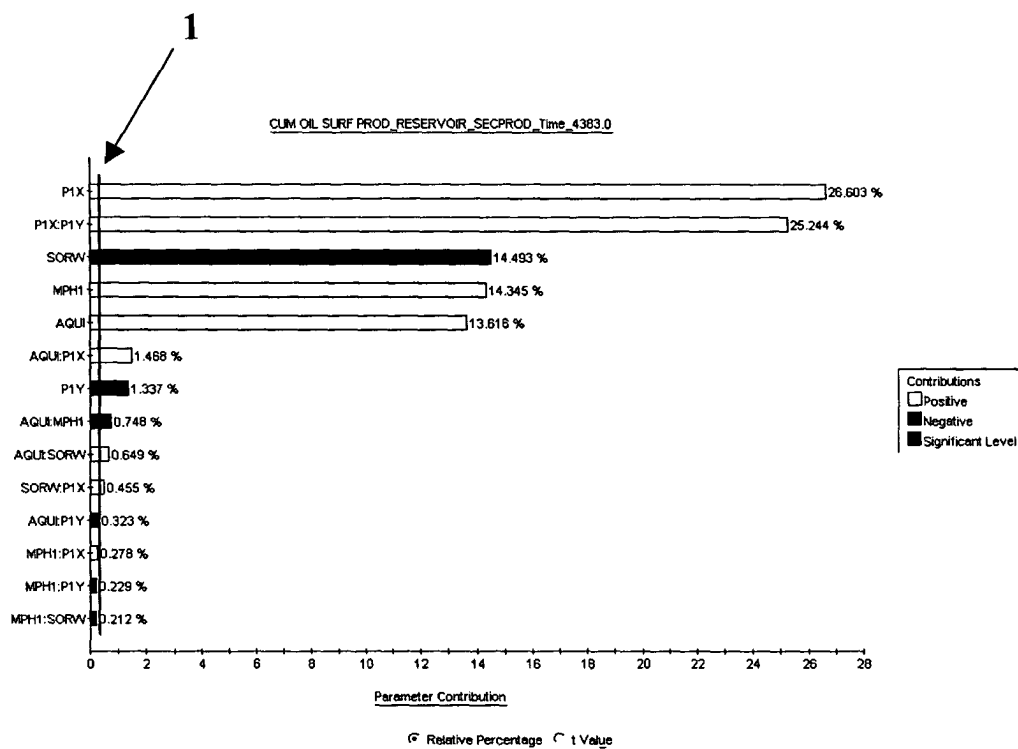


FIG. 3

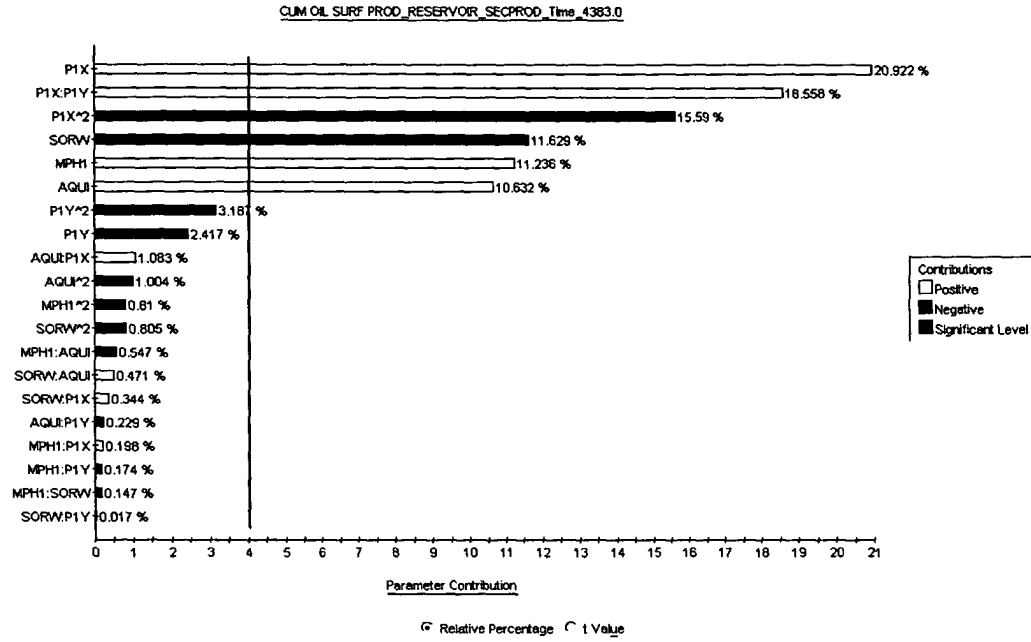


FIG.4

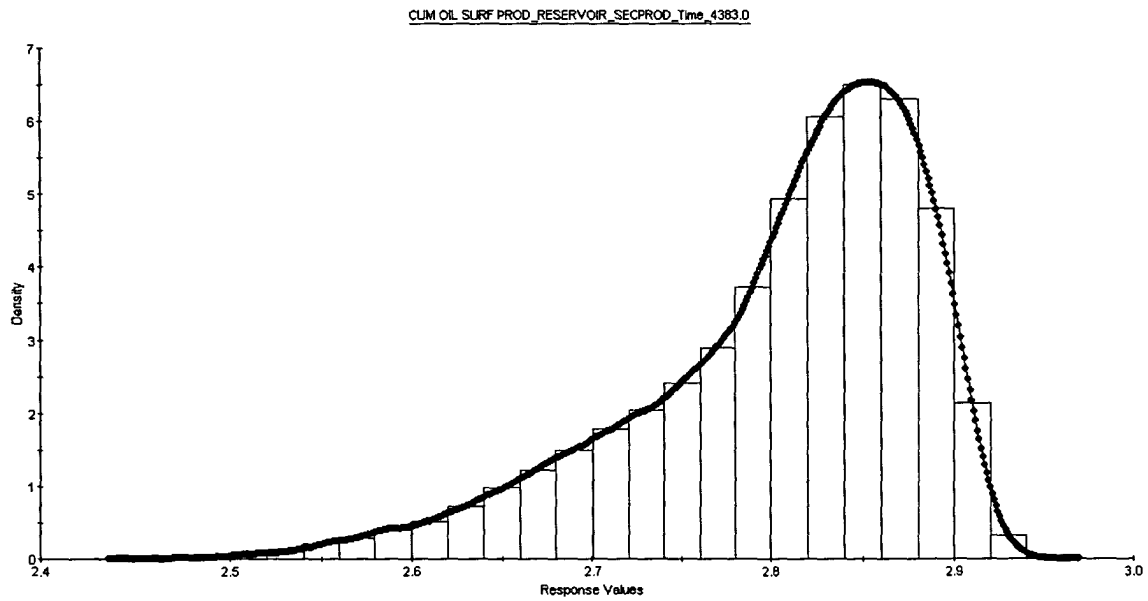


FIG.5

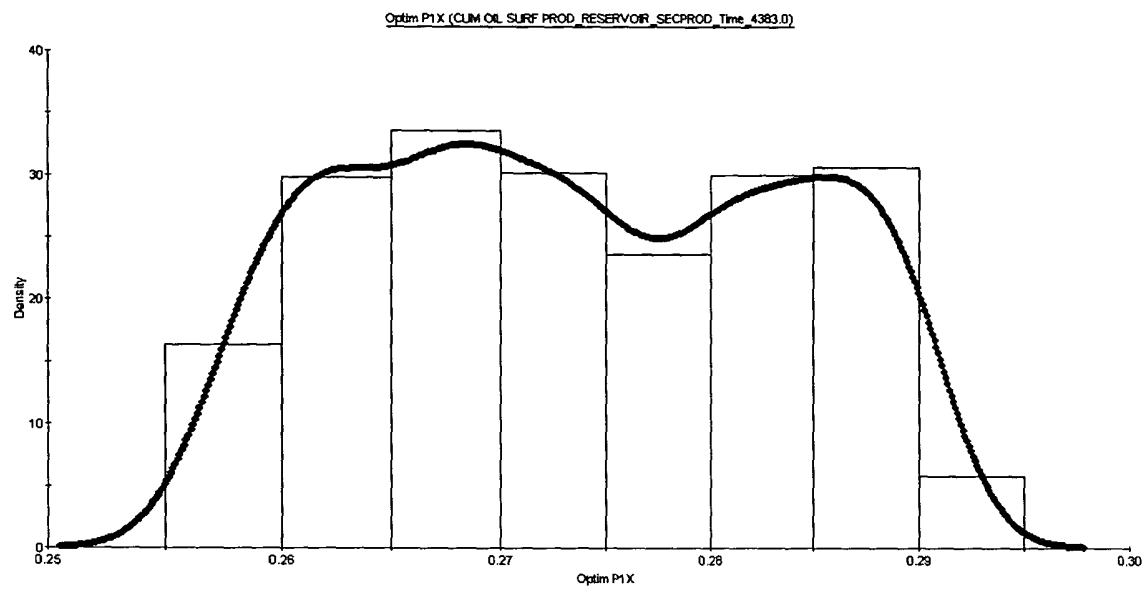


FIG.6

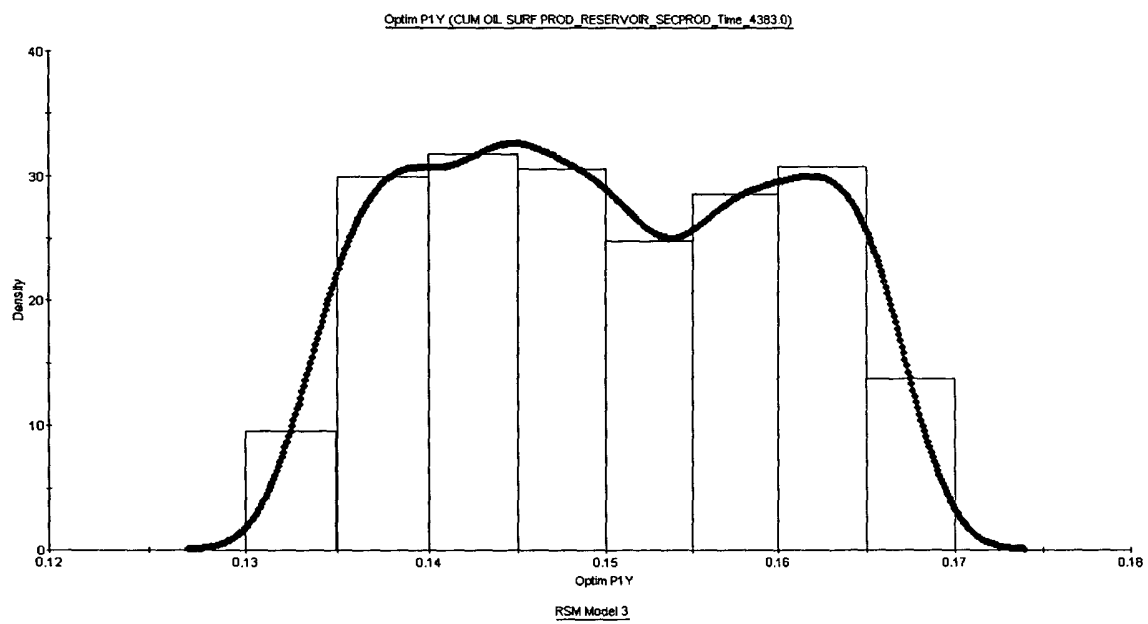
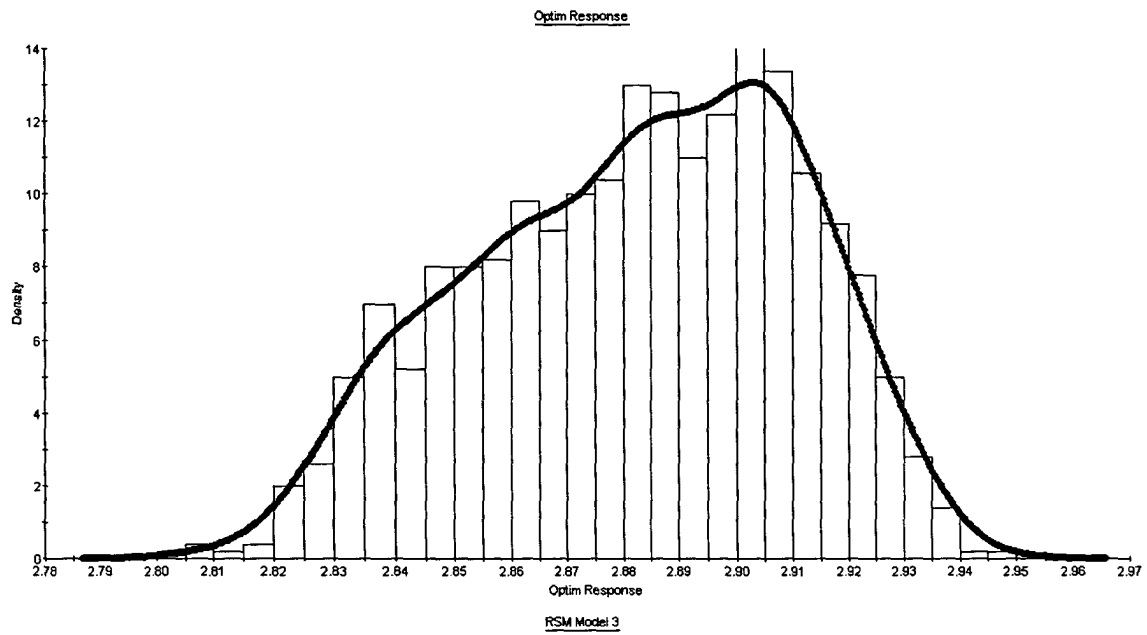


FIG.7





Office européen
des brevets

DECLARATION

qui selon la règle 45 de la Convention sur le brevet
européen est considérée, aux fins de la procédure ultérieure,
comme le rapport de la recherche européenne

Numéro de la demande

EP 04 29 1232

La division de la recherche estime que la présente demande de brevet n'est pas conforme
aux dispositions de la CBE au point qu'une recherche significative sur l'état de la technique
ne peut être effectuée au regard de toutes les revendications

Raison :

Une recherche significative n' est pas
possible au regard des toutes les
revendications parce que celles-ci ont
trait à - Méthode mathématique - Article
52 (2)(a) CBE

L'attention du déposant est attirée sur le
fait que, suite à une déclaration
conformément à? la Règle 45 CBE, une
recherche pourrait être effectuée pendant
la phase d'examen, à condition que les
problèmes ayant conduit à cette
déclaration de non-recherche ou de
recherche incomplète aient été résolus
(voir Directives OEB C-VI, 8.5).

CLASSEMENT DE LA
DEMANDE (Int.Cl.7)

G06F15/46

EPO FORM 1504 (P04C38)

Lieu de la recherche

Munich

Date

22 septembre 2004

Examineur

Mennerun, S