

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 532 766**

51 Int. Cl.:

G01V 1/00

(2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.06.2011 E 11738981 (7)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **21.01.2015 EP 2583121**

54 Título: **Simulador de producción para simular un campo de hidrocarburos maduro**

30 Prioridad:

16.06.2010 US 816940

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:

31.03.2015

73 Titular/es:

**FOROIL (100.0%)
10 rue Lincoln
75008 Paris, FR**

72 Inventor/es:

**OURY, JEAN-MARC;
HEINTZ, BRUNO y
DE SAINT GERMAIN, HUGUES**

74 Agente/Representante:

CURELL AGUILÁ, Mireia

ES 2 532 766 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín europeo de patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre concesión de Patentes Europeas).

DESCRIPCIÓN

Simulador de producción para simular un campo de hidrocarburos maduro.

5 El campo técnico de la invención es la explotación de campos de hidrocarburos. Más particularmente, la invención se refiere a un procedimiento de construcción de un simulador fiable que pueda pronosticar cantidades producidas frente a parámetros de producción, en el caso particular de los campos maduros.

10 Los campos de hidrocarburos maduros representan un desafío especial tanto en cuanto a la inversión como a la asignación de recursos humanos, porque el valor neto actual de cualquier nueva inversión disminuye con el grado de madurez. Por tanto, puede invertirse cada vez menos tiempo y esfuerzo en estudios de yacimiento para dar soporte a la explotación del campo. Aun así, sigue habiendo oportunidades para mejorar la producción a lo largo de un denominado comportamiento “de línea de base” o “de explotación normal” de un campo maduro completo, incluso con poca inversión. En el pasado, las opciones estratégicas con vistas a gestionar el campo de hidrocarburos crearon cierta heterogeneidad en presión y saturación. Éstas pueden reconsiderarse drásticamente y los parámetros de producción pueden reorganizarse de manera correspondiente. Con respecto a un campo de hidrocarburos maduro, en el pasado se exploraron muchas vías de producción, y puede aplicarse un proceso de aprendizaje: pueden implementarse parámetros reorganizados con un bajo riesgo.

20 Se conocen actualmente dos enfoques de la técnica anterior para modelar el comportamiento de un campo de hidrocarburos y pronosticar una cantidad esperada producida en respuesta a un conjunto dado de parámetros de producción aplicados.

25 Un primer enfoque, denominado “modelo en malla” o “modelado de elementos finitos” divide un yacimiento en más de cientos de miles de elementos (celdas, líneas de flujo...), incluyendo cada celda varios parámetros (permeabilidad, porosidad, saturación inicial...), y aplica leyes físicas a cada una de dichas celdas con el fin de modelar el comportamiento de fluidos en el campo de hidrocarburos. En ese caso, la denominada dimensión VC, de Vapnik-Chervonenkis, h del espacio de soluciones S, del que se selecciona el simulador, es muy grande. Por tanto, el número m disponible de datos medidos en los datos históricos sigue siendo relativamente pequeño, incluso para

30 campos maduros, y la razón $\frac{h}{m}$ parece ser muy grande en comparación con 1. Como resultado de la teoría de aprendizaje de Vapnik, que se menciona en más detalle más adelante, el riesgo esperado de pronóstico R no está delimitado apropiadamente (debido al término Φ), y un simulador de este tipo no puede considerarse fiable, incluso aunque presente una correspondencia muy buena con los datos históricos. En la práctica, está ampliamente reconocido que para tales modelos en malla, una buena correspondencia con el historial no garantiza un buen pronóstico: existen billones de formas de establecer una correspondencia con el pasado, lo que deja una gran incertidumbre sobre cuál proporciona un buen pronóstico.

40 Un segundo enfoque, en cambio, utiliza modelos simplificados en exceso, tales como, por ejemplo, curvas de declinación o balance de materia. Sin embargo, esto está demasiado simplificado para tener en cuenta apropiadamente la física y la geología relevante del yacimiento, en particular fenómenos e interacción compleja. En tal caso, el riesgo esperado de pronóstico R no se minimiza, porque no puede alcanzarse una buena correspondencia (el término de riesgo empírico R_{emp} sigue siendo grande).

45 En resumen, la invención representa un buen compromiso entre enfoques de modelado demasiado complejos y demasiado simplistas. Sólo es válido para campos maduros, que proporcionan suficiente información del pasado, en forma de datos históricos, HD, para permitir construir un espacio S de candidatos para llegar a ser un simulador de producción de campo suficientemente grande como para tener en cuenta todos los fenómenos clave implicados en el campo, sin volverse demasiado complejo y por tanto requerir calibrar demasiados datos históricos.

50 La teoría de aprendizaje estadístico de Vapnik define en qué condiciones puede concebirse un simulador de este tipo. Un simulador de este tipo puede diseñarse de tal manera que cumpla con las condiciones para una capacidad de pronóstico fiable.

55 El objeto de la invención es un simulador de producción, para simular un campo de hidrocarburos maduro, que proporcione la cantidad producida por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo en función de parámetros de producción, en el que dicho simulador de producción establece una correspondencia suficientemente buena con datos históricos de dicho campo de hidrocarburos maduro y verifica una condición de Vapnik. Dicha condición de Vapnik garantiza que las cantidades que se ha calculado que van a producirse por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo sean precisas. Esto permitirá a los usuarios de este simulador reproducir diferentes escenarios de producción, según diferentes parámetros de producción, proporcionando cada uno de ellos cantidades fiables, de modo que tales escenarios puedan compararse correctamente entre sí y pueda seleccionarse uno apropiado según criterios específicos. Como todos los escenarios de producción proporcionarán cantidades fiables, el seleccionado también proporcionará un pronóstico fiable de la producción y, por tanto, se convertirá en una vía preferida y de bajo riesgo para la producción del campo.

65

Según otra característica de la invención, se obtiene una correspondencia con datos históricos cuando:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1-Xy, T_1]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1-Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1,$$

para más del p% de valores $Q_{\phi ktbHD}$ existentes y el petróleo acumulado producido en el mismo intervalo de tiempo $[T_1-Xy, T_1]$ es preciso hasta ε_2 , donde

$Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, determinadas por el simulador de producción,

$Q_{\phi ktbHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, encontradas en los datos históricos,

$[T_1-Xy, T_1]$ es el intervalo de tiempo que comprende los X años más recientes antes del tiempo T_1 ,

siendo T_1 la última fecha para la que hay disponibles datos históricos,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1, y siendo p un número positivo próximo al 100%.

Tal característica permite definir en la práctica la situación en la que un simulador puede considerarse como que proporciona una correspondencia satisfactoria con el historial, que es una condición necesaria para ser un candidato para presentar capacidades de pronóstico satisfactorias.

Según otra característica de la invención, $X = 5$, $\varepsilon_1 = 0,2$ y $\varepsilon_2 = 0,15$ y $p = 90\%$.

Tal característica permite formular las condiciones en las que la correspondencia con el historial puede considerarse precisa; da un orden de magnitud de la precisión que puede esperarse para cantidades pronosticadas satisfactorias.

Según otra característica de la invención, la condición de Vapnik se expresa como $\frac{h}{m} \leq 0,1$, donde:

h es la dimensión de Vapnik-Chervonenkis del espacio S de soluciones, del que se selecciona el simulador, y

m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos.

Tal característica permite formular las condiciones en las que pueden calcularse para conseguir una capacidad de pronóstico satisfactoria.

Según otra característica de la invención, la condición de Vapnik se verifica realizando una prueba ciega satisfactoria a lo largo de N años, según se define mediante las etapas siguientes:

- determinar un simulador de producción que establece una correspondencia con datos históricos a lo largo de un intervalo de tiempo que precede a $T-Ny$,

- pronosticar cantidades producidas a lo largo de un intervalo de tiempo $[T-Ny, T]$, dados unos parámetros de producción en el mismo intervalo de tiempo $[T-Ny, T]$,

- siendo la prueba ciega satisfactoria cuando:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}} \leq \varepsilon_1,$$

para más del p% de valores $Q_{\phi ktbHD}$ existentes y el petróleo acumulado producido en el mismo intervalo de tiempo $[T-Ny, T]$ es preciso hasta ε_2 , donde

$Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, determinadas por el simulador de producción,

$Q_{\phi ktbHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, encontradas en los datos históricos,

$[T-Ny, T]$ es el intervalo de tiempo que comprende los N años más recientes antes del tiempo T,

5 siendo T la última fecha para la que hay disponibles datos históricos,

$\|X\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de X en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

10 siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1, y siendo p un número positivo próximo al 100%.

15 tal característica permite definir una prueba de discriminación para decidir si un simulador presenta una capacidad de pronóstico satisfactoria, sin considerar la forma en que se ha configurado, sino más bien los resultados reales que puede conseguir. Tal característica permite llevar a cabo la prueba sin necesidad de esperar durante años y medir los resultados, sino utilizando en lugar de ello datos ya disponibles para la parte tercera que realiza la prueba, y no disponibles para la parte que configura el simulador (siendo ésta última parte "ciega").

20 Según otra característica de la invención, $\varepsilon_1 = 0,1$, y $\varepsilon_2 = 0,1$, $p = 90\%$ y $N = 3$.

Tal característica permite formular las condiciones prácticas para la prueba ciega que pueden aceptarse para una correcta discriminación de un simulador satisfactorio frente a un simulador no satisfactorio.

25 Según otra característica de la invención, la condición de Vapnik es una propiedad de estabilidad de pronóstico

verificada cuando si $\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ y $\frac{\|Q_{\phi ktbHD} - Q_{\phi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$ entonces $\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktb}'\|_{[T, T+Ny]}}{\|Q_{\phi ktb}\|_{[T, T+Ny]}} \leq n\varepsilon$

donde

30 PP son parámetros de producción,

PP' son parámetros de producción diferentes ligeramente variables,

35 $Q_{\phi ktbHD}$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, encontradas en los datos históricos,

$Q_{\phi ktbHD}'$ son cantidades producidas diferentes ligeramente variables por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, encontradas en los datos históricos diferentes ligeramente variables,

40 $Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, determinadas por el simulador de producción,

45 $Q_{\phi ktb}'$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, determinadas por otro simulador de producción suficientemente próximo determinado a partir de datos históricos diferentes ligeramente variables,

$[T_0, T]$ es el intervalo de tiempo desde el tiempo T_0 hasta el tiempo T, que son respectivamente la fecha inicial y la última fecha para la que hay disponibles datos históricos,

50 $[T, T+Ny]$ es el intervalo de tiempo que comprende los Ny años tras el tiempo T,

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

55 siendo ε un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo n un número entero pequeño inferior a 5.

Tal característica permite definir si un simulador presenta propiedades que son un requisito previo para calcular de manera fiable cantidades pronosticadas. Esta prueba no requiere comparar con otro simulador existente, ni requiere

conocer la forma en que se ha configurado este simulador, ya que sólo se someten a prueba sus propiedades resultantes.

5 Según otra característica de la invención, $\varepsilon = 0,05$, $n = 2$ y $N = 3$. Esta característica permite formular en la práctica la estabilidad de pronóstico a lo largo de un periodo de tres años.

Según otra característica de la invención, el simulador de producción se construye siguiendo las etapas siguientes:

10 - definir una partición de yacimiento inicial detallada, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo,

- aumentar a escala dicha partición de yacimiento, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo hasta que se verifique dicha condición de Vapnik, y

15 - calibrar dicho simulador de producción seleccionando de entre las soluciones candidatas a simulador de producción, la solución candidata definida por α y que minimiza un denominado "riesgo empírico" esperado $R_{emp}(\alpha)$.

Aumentar a escala significa reducir la complejidad. El aumento a escala se lleva a cabo de manera que el espacio

20 de soluciones candidatas para convertirse en un simulador es de manera que $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ es lo más pequeño posible, donde:

δ es un número positivo próximo a cero, definiendo $1-\delta$ una probabilidad y

25 Φ es una función positiva definida por:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h \log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)}, \text{ donde}$$

h es la dimensión de Vapnik-Chervonenkis del espacio de soluciones, y

30 m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos,

e es igual a $\exp(1)$.

35 Calibrar el simulador de producción entre los candidatos del espacio de soluciones significa hacer el "riesgo empírico" $R_{emp}(\alpha)$ lo más pequeño posible, mientras se eligen los parámetros α apropiados que definen completamente una solución dentro del espacio de soluciones. Este riesgo empírico $R_{emp}(\alpha)$ mide una distancia (positiva) entre datos del pasado reales y los datos correspondientes calculados por el simulador.

Este proceso de aumento a escala es una forma de buscar un equilibrio entre $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ y valores $R_{emp}(\alpha)$, que tienen

40 que ser juntos lo más pequeños posible, ya que el objetivo es minimizar su suma $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ con una probabilidad dada $1-\delta$.

Al minimizar la suma mencionada anteriormente, esto minimiza el riesgo esperado del pronóstico, $R(\alpha)$, según la desigualdad de Vapnik:

45

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

Tal característica permite minimizar el riesgo esperado del pronóstico $R(\alpha)$, mientras se parte de valores grandes de

50 $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ (ya que los modelos de partida son complejos) y riesgos empíricos pequeños $R_{emp}(\alpha)$ (ya que tales modelos complejos pueden representar correctamente datos del pasado) y disminuir gradualmente la complejidad, y por tanto

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

manteniendo una buena correspondencia con los datos del pasado, manteniendo así el riesgo empírico $R_{emp}(\alpha)$ pequeño.

5 Según otra característica de la invención, dicha partición de yacimiento se aumenta a escala siguiendo las etapas siguientes:

$$G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$$

- dividir un yacimiento G en partes elementales G_{ab} , de manera que con $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ para $(a,b) \neq (a',b')$, donde $a \in \{1..A\}$ describe un área x-y, y $b \in \{1..B\}$ describe una o varias capas z,

10 - agrupar partes elementales adyacentes que presentan propiedades de roca homogéneas, en subgeologías G_c donde $c \in \{1..C\}$.

Tal característica proporciona una forma práctica de aumentar a escala la geología del campo al identificar un número razonablemente pequeño de subgeologías G_c .

15 Según otra característica de la invención, las propiedades de rocas se aumentan a escala siguiendo una etapa de promediado de las propiedades de roca en cada subgeología, según la fórmula:

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz,$$

donde V_c es el volumen de la subgeología G_c .

20 Esta característica explica una forma de definir en la práctica las propiedades que van a utilizarse en una subgeología G_c dada.

25 Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento se aumentan a escala de tal manera que se apliquen con los parámetros de funcionamiento de la subgeología y en donde escalas de espacio y tiempos asociadas con la subgeología se determinan de tal manera que el espacio de soluciones asociado es coherente con la complejidad de datos históricos a nivel de pozo.

30 Tal característica proporciona las reglas para buscar leyes de física de yacimiento aumentadas a escala, al centrarse en su comportamiento medido a nivel de pozo.

Según otra característica de la invención, el simulador de producción se construye siguiendo las etapas siguientes:

35 - definir una partición de yacimiento inicial basta, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo,

40 - reducir a escala dicha partición de yacimiento, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo mientras se mantiene verificada dicha condición de Vapnik, hasta que el simulador de producción establece una correspondencia con datos históricos y

- calibrar dicho simulador de producción seleccionando de entre las soluciones candidatas a simulador de producción, la solución candidata que minimiza un riesgo esperado de pronóstico.

45 Reducir a escala significa aumentar la complejidad, partiendo de una descripción simplista del campo, y añadiendo fenómenos de yacimiento y/o pozo relevantes, que darán una imagen correcta del comportamiento de todo el campo, pozo a pozo. La reducción a escala se lleva a cabo de tal manera que el espacio de soluciones candidatas

para convertirse en un simulador sigue siendo de manera que $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ es lo más pequeño posible, donde:

50 δ es un número positivo próximo a cero, definiendo $1-\delta$ una probabilidad y

Φ es una función positiva definida por:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h \log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

donde

h es la dimensión Vapnik-Chervonenkis del espacio de soluciones, y

- 5 m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos,
 e es igual a $\exp(1)$.

10 Calibrar el simulador de producción entre los candidatos del espacio de soluciones significa hacer el "riesgo empírico" $R_{emp}(\alpha)$ lo más pequeño posible, mientras se eligen los parámetros " α " apropiados que definen completamente una solución dentro del espacio de soluciones. Este riesgo empírico mide una distancia entre datos del pasado reales y los datos correspondientes calculados por el simulador.

Este proceso de reducción a escala es una forma de alcanzar un equilibrio entre $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ y valores $R_{emp}(\alpha)$, que
 15 tienen que ser juntos lo más pequeños posible, ya que el objetivo es minimizar su suma $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ con una probabilidad $1-\delta$ dada.

Al minimizar la suma mencionada anteriormente, esto minimiza el riesgo esperado del pronóstico, $R(\alpha)$, según la desigualdad de Vapnik:
 20

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

Tal característica permite minimizar el riesgo esperado del pronóstico $R(\alpha)$, mientras se parte de valores pequeños
 25 de $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ (ya que los modelos de partida son simplistas) y riesgos empíricos grandes $R_{emp}(\alpha)$ (ya que tal modelo simplista no da una imagen correcta de datos del pasado) y aumentar gradualmente la complejidad, y por tanto
 aumentar $\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$ con el fin de establecer una correspondencia mejor con datos del pasado, disminuyendo así el riesgo empírico $R_{emp}(\alpha)$.

Según otra característica de la invención, dicha partición de yacimiento se reduce a escala siguiendo las etapas
 30 siguientes:

- partir del yacimiento entero,
- dividir dicho yacimiento en subgeologías, estando presente un cambio sustancial de propiedades de yacimiento
 35 alrededor de la frontera entre dichas subgeologías.

Tal característica describe el proceso de ir de una descripción de campo global a una comprensión refinada, donde los comportamientos locales se identifican a una escala más fina G_c .

40 Según otra característica de la invención, las propiedades de rocas se reducen a escala definiendo nuevas propiedades de campo de roca independientes en cada subgeología.

Tal característica describe el principio de asignar diferentes propiedades físicas a nivel de G_c .

45 Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento se reducen a escala de tal manera que se apliquen con parámetros de funcionamiento de la subgeología y en donde las escalas de espacio y tiempos asociadas con la subgeología se determinan de tal manera que el espacio de soluciones asociado es coherente con la complejidad de los datos históricos a nivel de pozo.

50 Tal característica proporciona las reglas para buscar leyes de física de yacimiento reducidas a escala, al centrarse en su comportamiento medido a nivel de pozo.

Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento se derivan de las ecuaciones de (Navier-)Stokes de conservación de momento y conservación de masa para un fluido o gas que evoluciona en una roca modelada como medio poroso, sólo caracterizado por su porosidad promediada y permeabilidad / relativa por tiempo por fase por subgeología.

Esta característica explica cómo pueden simplificarse leyes de física de yacimiento generales a nivel de subgeología, mientras se promedian algunos parámetros clave en toda la subgeología G_c .

Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento comprenden las fórmulas:

$$u_{\phi k} = -\frac{k}{\mu_{\phi}} k_{r\phi} (\nabla P_{\phi} - \rho_{\phi} g),$$

donde:

$u_{\phi k}$ es la velocidad de la fase ϕ en el pozo k , en la subgeología c ,

μ_{ϕ} es la viscosidad de la fase ϕ , en la subgeología c ,

P_{ϕ} es la presión de la fase ϕ en la subgeología c ,

ρ_{ϕ} es la densidad de la fase ϕ , en la subgeología c ,

g es el vector de gravedad,

k es un coeficiente de permeabilidad, y

$k_{r\phi}$ es un coeficiente de permeabilidad relativa de la fase ϕ , en la subgeología c . $k_{r\phi}$ es una función de tiempo, por su dependencia de la saturación de la fase.

Esta característica explica qué ley se considera en la práctica para el transporte de fluido y como se parametriza.

Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento comprenden además leyes de transferencia de calor entre un fluido o un gas y una roca dadas por las siguientes fórmulas:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_s S_s) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_s u_s) = 0$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_s = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0,$$

donde

$T = T(x,y,z)$ es la temperatura y puede variar en el yacimiento,

Φ es la porosidad de la roca,

S_{ϕ} es la saturación de la fase ϕ ,

ρ_{ϕ} es la densidad de la fase ϕ ,

u_{ϕ} es la velocidad de la fase ϕ ,

E es la energía interna volumétrica (índices s y f correspondientes respectivamente a fases sólida y fluida),

$U_f = U_g + U_o + U_w$ es el flujo de entalpía, donde $U_{\phi} = \rho_{\phi} h_{\phi} u_{\phi}$,

h_{ϕ} es la entalpía específica de la fase ϕ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, siendo Λ el calor específico de evaporación de agua,

siendo los índices g, w, o respectivamente para gas, agua y petróleo,

$\lambda(T)$ es el coeficiente de conductividad del yacimiento.

Esta característica describe qué leyes de transferencia de calor han de considerarse y cómo pueden parametrizarse.

Según otra característica de la invención, las leyes de física de yacimiento comprenden además leyes de fase que vienen dadas por:

$\mu_{\varphi c} = \mu_{\varphi c}(P, T)$ la viscosidad de la fase φ en la subgeología c, en función de la presión local P y la temperatura local T ;

$\rho_{\varphi c} = \rho_{\varphi c}(P, T)$ la densidad de la fase φ en la subgeología c, en función de la presión local P y la temperatura local T ;

$k_{r\varphi c} = k_{r\varphi c}(P, T)$ el coeficiente de permeabilidad relativa de la fase φ en la subgeología c, en función de la presión local P y la temperatura local T .

Esta característica explica cómo están acopladas las leyes de propagación de fluido y las leyes de transferencia de calor, por la dependencia de presión y temperatura.

Según otra característica de la invención, las leyes de física de pozo comprenden las fórmulas:

$$Q_{\varphi ktc} = T_{kc} (PP_{ktc}, u_{\varphi kc})$$

donde:

$Q_{\varphi ktc}$ es la cantidad producida de la fase φ en el pozo k en la subgeología c en el tiempo t,

T_{kc} es una función de transferencia del pozo k, en la subgeología c

PP_{ktc} son los parámetros de producción aplicados al pozo k en la subgeología c en el tiempo t,

$u_{\varphi kc}$ es la velocidad de la fase φ en el pozo k en la subgeología c.

Esta característica explica cómo pueden modelarse los comportamientos de pozos, por ejemplo mediante funciones de transferencia. Tales funciones presentan la misma "fineza" que el modelado del yacimiento: si una subgeología G_c incluye varias capas b, éstas se promediarán juntas a nivel de pozo.

La invención también se refiere a un procedimiento para explotar de manera óptima un campo de hidrocarburos maduro, que comprende las etapas siguientes:

- construir un simulador de producción según cualquiera de las formas de realización anteriores,

- iterar varios ciclos de dicho simulador de producción con el fin de encontrar los parámetros de producción óptimos que optimizan un valor de ganancia derivado a partir de dicha cantidad producida,

- aplicar dichos parámetros de producción óptimos así obtenidos para explotar el campo de hidrocarburos.

Esta característica describe un procedimiento de optimización genérico, que pretende maximizar una función de ganancia sobre el campo. Utiliza plenamente una característica mencionada anteriormente del simulador de producción, concretamente su baja complejidad relativa, lo que permite un tiempo de computación muy bajo para calcular un escenario de producción dado, definido por sus correspondientes parámetros de producción. Este tiempo de computación bajo hace posible representar un enorme número de escenarios, normalmente más de 100 de ellos.

Según otra característica de la invención, dicho valor de ganancia optimizado es un valor actual neto o las reservas de dicho campo de hidrocarburos.

Esta característica ilustra una utilización práctica de la invención, que consigue generar grandes ganancias económicas, frente a escenarios no optimizados.

Según otra característica de la invención, dicho valor actual neto puede determinarse utilizando la fórmula:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

donde:

5 P_{kc} es producción de petróleo (en barriles) para el pozo k y la subgeología c,

R_{ik} es impuestos y regalías para el pozo k y el año i,

S_i es el precio de venta del petróleo (por barril) para el año i,

10 d es la tasa de descuento porcentual,

I_{ik} es la inversión realizada en el pozo k durante el año i,

15 OC_{ik} son los costes de operación para el pozo k durante el año i,

L_{kc} es la producción de líquido (en barriles) para el pozo k y la subgeología c,

TO_i es el coste de procesamiento (por barril de petróleo), para el año i.

20 TL_i es el coste de procesamiento (por barril de líquido), para el año i.

Esta característica proporciona una forma práctica de definir una función de ganancia, que puede calcularse por completo utilizando la producción de los pozos, por fase por tiempo y por subgeología, que se calcula a su vez por el simulador de producción para cualquier conjunto dado de parámetros de producción.

25 Otras características, detalles y ventajas de la invención resultarán más evidentes a partir de la descripción detallada ilustrativa proporcionada a continuación con respecto a los dibujos en los que:

30 - la figura 1 muestra un campo de hidrocarburos ilustrativo,

- la figura 2 es un diagrama de bloques de un simulador entero según la invención,

35 - la figura 3 es un diagrama de bloques que detalla un simulador de producción según la invención.

Según la figura 1, un campo de hidrocarburos es un yacimiento G subterráneo (o submarino) que comprende roca y gas y fluidos incluyendo petróleo. Dicho yacimiento G se perfora desde la superficie 10 mediante varios pozos 11, de manera conocida. Dichos pozos 11 pueden ser inyectores encargados de inyectar un fluido, generalmente agua, gas o vapor, en el yacimiento con el fin de cambiar sus propiedades, por ejemplo para modificar su presión o su temperatura. Dichos pozos 11 pueden ser, en cambio, productores encargados de extraer gas, petróleo y fluidos asociados (y tal vez otros componentes) del yacimiento. Fluidos o gases apropiados pueden inyectarse también en estos productores, con el fin de mejorar su eficacia de producción o modificar propiedades de yacimiento locales.

45 El objetivo de la invención es calcular la futura producción de hidrocarburos por pozo, por fase y por subgeología a lo largo del tiempo.

Otro objetivo de la invención es determinar y aplicar los parámetros de producción óptimos PP , es decir, los parámetros de producción PP que optimizan un valor de ganancia, por ejemplo la producción, el NPV, las reservas, de un campo de hidrocarburos maduro.

50 La invención se refiere a un procedimiento para explotar de manera óptima un campo de hidrocarburos maduro, basándose en un optimizador 1. Dicho optimizador 1 utiliza un módulo simulador de producción 2 que proporciona cantidades producidas $Q_{\phi ckt}$ por fase ϕ , por pozo k, 11, por subgeología c, y por tiempo t (dicho tiempo se expresa generalmente en meses) en función de parámetros de producción PP . La fase ϕ puede ser petróleo, gas, agua u otros fluidos relevantes tales como aditivos químicos (el petróleo puede considerarse una única fase o dividirse en muchas fases de hidrocarburo diferentes). Puede haber varias fases de petróleo o gas, dependiendo de las cadenas de hidrocarburos. Los gases pueden ser hidrocarburos, vapor o cualquier otro elemento.

60 Los parámetros de producción PP comprenden todos los parámetros conductores que influyen en la producción. Estos parámetros de producción incluyen: tasas de inyección que definen el comportamiento de los inyectores o productores, tasas de producción, por ejemplo en términos de tasas de bombeo, que definen el comportamiento de los productores así como los trabajos en el pozo, tales como perforación, finalización, acidificación, fracturación..., u

otras opciones influyentes tales como una posible conversión de un productor en un inyector o bien una perforación de un nuevo pozo adicional (ya sea productor y/o inyector). Los *PP* pueden ser dependientes de la subgeología.

5 Un optimizador 1 de este tipo permite someter a prueba nuevas estrategias de producción que implicarían modificar parámetros de producción frente a la línea de base (estrategia de producción de “explotación normal”).

10 Puesto que dicho simulador de producción 2 es suficientemente simple como para calcular rápidamente el resultado, el optimizador 1 puede iterar muchos ciclos de dicho simulador de producción 2, probando por tanto muchas estrategias o escenarios, con el fin de encontrar los parámetros de producción *PP* óptimos que optimizan un valor de ganancia 5 derivado a partir de dicha cantidad producida $Q_{\varphi ckt}$.

15 Tal como se representa en el diagrama de bloques de la figura 2, el componente esencial del optimizador 1 es el simulador de producción 2. Para un conjunto dado de parámetros de producción *PP*, proporciona un pronóstico de cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$.

A partir de dichas cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$ puede calcularse mediante un módulo 4 un valor de ganancia 5, que debe optimizarse.

20 En el optimizador 1, un módulo 3 se encarga de proponer dichos escenarios en forma de conjuntos de parámetros de producción *PP*. Pueden utilizarse diversas heurísticas/algoritmos en dicho módulo 3, que van desde métodos de Monte-Carlo aleatorios hasta métodos que tienen en cuenta el contexto, más eficaces, para proponer conjuntos de parámetros de producción *PP* candidatos relevantes.

25 Tal como se representa mediante una flecha de realimentación, dicho módulo 3 puede beneficiarse del valor 5 de realimentación, para determinar nuevos conjuntos, y para conducir a nuevos escenarios, según métodos de optimización conocidos.

30 Mediante esta iteración, el optimizador 1 puede determinar un conjunto óptimo de parámetros de producción que optimizan el valor de ganancia 5.

El procedimiento también comprende aplicar dichos parámetros de producción *PP* óptimos así obtenidos para conducir a la explotación del campo de hidrocarburos. Tal como se simula, la ganancia esperada o los ingresos esperados pueden ser óptimos y al menos mejores que con la línea de base.

35 Para ser eficaz, según una característica esencial de la invención, sin reproducir los inconvenientes de las soluciones de la técnica anterior, dicho simulador de producción 2 en primer lugar debe establecer una correlación con datos históricos HD, es decir, proporciona un resultado que es bastante comparable con las cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$ en el pasado, cuando se aplican los parámetros de producción *PP* aplicados históricamente, diferenciándose así de modelos demasiado simples. Además, dicho simulador de producción 2 debe verificar una condición de Vapnik.

45 El simulador de producción 2 está previsto para producir datos estimados para el futuro, partiendo del instante T, de la manera más precisa posible. Una condición necesaria para buscar tal precisión es, en primer lugar, que dicho simulador de producción establece una correspondencia con datos históricos HD, es decir, reproduce datos conocidos en el pasado, es decir los denominados datos históricos HD. Establecer una correspondencia con datos históricos por tanto significa que el simulador de producción 2 es suficientemente preciso para reproducir datos producidos tales como cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$ por fase φ , por pozo k, por subgeología c y por tiempo t, y petróleo acumulado total producido, cuando se conoce, es decir antes de T. La calidad de dicha correspondencia se aprecia comparando relativamente cantidades producidas conocidas $Q_{\varphi cktHD}$ registradas en los datos históricos HD con cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$ calculadas por medio del simulador de producción 2, a las que se aplican parámetros de producción del pasado. El petróleo acumulado producido se compara también entre la suma de cantidades producidas $Q_{\varphi cktHD}$ registradas en los datos históricos HD y la suma de cantidades producidas $Q_{\varphi ckt}$ calculadas por medio del simulador de producción 2. Tal comparación puede expresarse mediante

$$\frac{\|Q_{\varphi ckt} - Q_{\varphi cktHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}}{\|Q_{\varphi cktHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1$$

$$\sum_{kct [T_1 - Xy, T_1]} Q_{\varphi ckt} - \sum_{kct [T_1 - Xy, T_1]} Q_{\varphi cktHD} \leq \varepsilon_2,$$

55 para el p% de las cantidades $Q_{\varphi cktHD}$ y donde

$Q_{\varphi ckt}$ son cantidades producidas por fase φ , por pozo k, por subgeología c y por tiempo t, determinadas por el simulador de producción 2,

60 $Q_{\varphi cktHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase φ , por pozo k, por subgeología c y por tiempo t, encontradas en los datos históricos (HD),

$[T_1-Xy, T_1]$ es el intervalo de tiempo que comprende los X años más recientes antes del tiempo T_1 ,

siendo T_1 la última fecha para la que hay disponibles datos históricos HD,

5 $\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1,

10

siendo p un número próximo al 100%.

La longitud del intervalo considerado para la condición de correspondencia puede adaptarse a la longitud disponible de datos históricos. Sin embargo, si es posible, se considera que una longitud de cinco años es satisfactoria. Tal longitud es coherente con un horizonte comparable de pronóstico preciso esperado para el simulador de producción 2, de cinco años.

15

Los valores particulares de $X = 5$, $p = 90\%$, $\varepsilon_1 = 0,2$ y $\varepsilon_2 = 0,15$ se han encontrado que son satisfactorios para detectar una buena correspondencia.

20

La norma utilizada en la presente memoria para la comparación puede cualquiera de entre: mínimo cuadrado o mínimo cuadrado ponderado.

Además de la condición de correspondencia, un simulador de producción 2 preciso también debe verificar una condición de Vapnik. Dicha condición de Vapnik puede expresarse en diferentes formas.

25

Uno de los resultados de la teoría de aprendizaje desarrollada por Vapnik muestra que, a partir de un conjunto dado de datos históricos HD de dimensión m , es decir, que comprenden m medidas independientes, es posible derivar, mediante aprendizaje, un modelo dentro de un espacio de dimensión VC h , con un riesgo esperado de previsión de fiabilidad $R(\alpha)$ asociado a parámetros α , limitado por arriba por la suma de dos términos de suma $R_{emp}(\alpha) + \Phi$. El primer término $R_{emp}(\alpha)$ es un riesgo empírico asociado con parámetros α , indicativo de la calidad de la correspondencia con datos históricos HD proporcionados por dichos parámetros α . El segundo término Φ es

30

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h\log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)},$$

característico del modelo y puede expresarse por δ donde δ es un número positivo próximo a cero, definiendo $1-\delta$ una probabilidad de que dicho riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$ esté efectivamente limitado por $R_{emp}(\alpha)+\Phi$, donde h es la dimensión VC mencionada anteriormente del espacio S de soluciones, también denominada dimensión de Vapnik-Chervonenkis o VC, y m es el número mencionado anteriormente de medidas independientes disponibles en los datos históricos HD.

35

Según dicho resultado, los modelos simplificados en exceso de la técnica anterior sufren todos un $R_{emp}(\alpha)$ alto debido a la simplificación en exceso del modelo. En cambio, los modelos en malla complejos de la técnica anterior

40

pueden proporcionar un $R_{emp}(\alpha)$ pequeño, pero sufren un valor Φ alto, debido a una razón $\frac{h}{m}$ elevada, puesto que la dimensión VC h del espacio de soluciones es demasiado grande con respecto al número m de medidas independientes disponibles en los datos históricos HD.

45

Tiene que llegarse a un equilibrio. El valor m es constante y viene dado por los datos históricos HD disponibles para un campo de hidrocarburos dado. El tamaño h del espacio de soluciones tiene entonces que adaptarse de modo que

la razón $\frac{h}{m}$ se mantenga pequeña. Con un objetivo promedio de un pronóstico de cinco años con una fiabilidad de

aproximadamente el +/-5%, se ha encontrado que un valor $\frac{h}{m} \leq 0,1$ es compatible tanto con la fiabilidad objetivo como con la posibilidad de ajuste a escala, tal como se detallará adicionalmente, para obtener un modelo.

50

Otra forma de expresar y comprobar dicha condición de Vapnik es realizando una prueba ciega. Una prueba ciega a lo largo de N años puede realizarse dividiendo los datos históricos en dos intervalos de tiempo. Un primer intervalo "del pasado" va desde un tiempo inicial T_0 para el que hay disponibles datos históricos, hasta un tiempo $T-Ny$ que precede al tiempo final T en N años. Un segundo intervalo "ciego" va desde $T-Ny$ hasta el tiempo T correspondiente al último tiempo para el que hay disponibles datos históricos. T es generalmente el tiempo actual. Los datos del intervalo "del pasado" se consideran conocidos y se utilizan para construir un simulador de producción 2 de correspondencia, mediante aprendizaje sobre dichos datos. Los datos del intervalo "ciego" se consideran

55

desconocidos o al menos ocultos durante la construcción del simulador de producción. Se comparan entonces con datos pronosticados por el simulador de producción 2 a lo largo de dicho intervalo “ciego” dados unos parámetros de producción a lo largo del intervalo “ciego”. Una prueba ciega se considera satisfactoria cuando los datos de pronóstico reproducen con suficiente precisión los datos históricos a lo largo de dicho intervalo oculto.

5 Una prueba ciega comprende entonces las siguientes etapas:

- determinar un simulador de producción 2 que establece una correspondencia con los datos históricos HD a lo largo de un intervalo de tiempo que precede a T-Ny,

10 - pronosticar cantidades producidas a lo largo de un intervalo de tiempo [T-Ny, T],

- siendo la prueba ciega satisfactoria cuando:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T-Ny, T]}} \leq \varepsilon_1,$$

15 para más del p% de valores $Q_{\phi ktbHD}$ existentes y el petróleo acumulado producido en el mismo intervalo de tiempo [T-Ny, T] es preciso hasta ε_2 , donde

$Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, determinadas por el simulador de producción,

20 $Q_{\phi ktbHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase, por pozo, por capa (o grupo de capas) y por tiempo, encontradas en los datos históricos,

[T-Ny, T] es el intervalo de tiempo que comprende los N años más recientes antes del tiempo T, siendo T la última fecha para la que hay disponibles datos históricos,

25 $\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo [T₁, T₂],

siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

30 siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo p un número positivo próximo al 100%.

35 Los valores particulares de p = 90%, $\varepsilon_1 = 0,1$ y $\varepsilon_2 = 0,1$ se han encontrado que son satisfactorios para confirmar una buena prueba ciega. Un periodo de N = 3 años también es satisfactorio.

La norma utilizada en la presente memoria para la comparación puede ser cualquiera, por ejemplo: mínimo cuadrado o mínimo cuadrado ponderado.

40 Otra forma de comprobar la condición de Vapnik se expresa midiendo una propiedad de estabilidad de pronóstico. Tal propiedad somete a prueba la estabilidad del simulador de producción 2 con respecto a sus datos de salida en respuesta a una ligera variación de los datos de entrada. Los datos de entrada son datos históricos HD que comprenden parámetros de producción PP y cantidades producidas $Q_{\phi ktbHD}$ en el pasado, es decir a lo largo de un intervalo de tiempo [T₀, T]. Basándose en estos datos nominales PP y $Q_{\phi ktbHD}$, se construye un simulador de producción 2 nominal.

45 Estos datos se varían entonces ligeramente para obtener datos correspondientes PP' y $Q_{\phi ktbHD}'$. Basándose en estos datos de entrada ligeramente variados se construye otro simulador de producción que se espera que sea suficientemente próximo al simulador de producción 2 nominal.

50 Se pronostican datos de salida, es decir cantidades producidas $Q_{\phi ktb}$ y $Q_{\phi ktb}'$ respectivamente mediante el simulador de producción 2 nominal y mediante otro simulador de producción, a lo largo de un intervalo de tiempo futuro [T, T+My], y después se comparan.

$$\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \epsilon \quad \text{y} \quad \frac{\|Q_{\phi ktbHD} - Q_{\phi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \epsilon$$

La propiedad de estabilidad de pronóstico se verifica cuando

y $\frac{\|Q_{\phi ktbHD} - Q_{\phi ktbHD}'\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \epsilon$ implica

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktb}'\|_{[T, T+My]}}{\|Q_{\phi ktb}\|_{[T, T+My]}} \leq n\epsilon$$

que

donde

- 5 PP son parámetros de producción,
- PP' son parámetros de producción ligeramente variables,
- 10 $Q_{\phi ktbHD}$ son cantidades producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa (o grupo de capas) b y por tiempo t , encontradas en los datos históricos HD,
- $Q_{\phi ktbHD}'$ son cantidades ligeramente variables producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa (o grupo de capas) b y por tiempo t , encontradas en unos datos históricos ligeramente variables,
- 15 $Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa (o grupo de capas) b y por tiempo t , determinadas por el simulador de producción 2,
- $Q_{\phi ktb}'$ son cantidades producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa (o grupo de capas) b y por tiempo t , determinadas por otro simulador de producción suficientemente próximo determinado a partir de datos históricos ligeramente variables,
- 20 $[T_0, T]$ es el intervalo de tiempo desde el tiempo T_0 hasta el tiempo T , que son respectivamente la fecha inicial y la última fecha para la que hay disponibles datos históricos (HD),
- 25 $[T, T+My]$ es el intervalo de tiempo que comprende los M años después del tiempo T ,
- $\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,
- 30 siendo ϵ un número positivo pequeño con respecto a 1, y
- siendo n un número entero pequeño inferior a 5.
- El valor importante aquí es la razón n entre la variación de entrada permitida ϵ y la variación de salida $n\epsilon$ obtenida.
- 35 Los valores de $\epsilon = 0,05$, $n = 2$ se han encontrado que son satisfactorios. Un horizonte de $M = 3$ años también es satisfactorio considerando los objetivos de precisión.
- La norma utilizada en la presente memoria para la comparación puede ser cualquiera, por ejemplo: mínimo cuadrado o mínimo cuadrado ponderado.
- 40 Las tres formas descritas de comprobar la condición de Vapnik pueden utilizarse o bien por separado o bien de manera concurrente.
- Tal como ya se ha mencionado, el núcleo de la invención es el simulador de producción 2. Dicho simulador de producción 2 puede utilizar leyes de física de comportamiento tales como leyes de física de yacimiento 6 y leyes de física de pozo 7 con el fin de ser lo suficientemente preciso como para establecer una correspondencia precisa con los datos históricos HD. Sin embargo, la dimensión VC h del espacio de soluciones S debe mantenerse lo suficientemente pequeña para verificar así dicha condición de Vapnik.
- 45 Se proponen ahora dos enfoques para llegar a tal resultado. Ambos enfoques comprenden utilizar leyes de física y aplicarlas a un modelo de yacimiento.
- En un primer enfoque, también denominado aumento a escala, tanto dicho modelo de yacimiento como dichas leyes de física parten de formulaciones detalladas que se simplifican / ajustan a escala gradualmente mediante aproximación cuando y donde pueda observarse una cierta homogeneidad, hasta alcanzar una condición de parada.
- 55

Dicha condición se alcanzan aumentando a escala una partición de yacimiento, propiedades de roca *RP*, leyes de física de yacimiento 6 y leyes de física de pozo 7 hasta que se verifique dicha condición de Vapnik.

5 Según un segundo enfoque, también denominado reducción a escala, tanto dicho modelo de yacimiento como dichas leyes físicas parten de formulaciones bastas que se hacen más complejas / se ajustan a escala gradualmente mediante detallado cuando y donde pueda observarse una cierta variación sustancial, hasta que se alcance una condición de parada. Tal condición se alcanza reduciendo a escala una partición de yacimiento, propiedades de roca *RP*, leyes de física de yacimiento 6 y leyes de física de pozo 7 mientras se mantiene verificada dicha condición de Vapnik, hasta que el simulador de producción 2 establece una correspondencia con datos históricos HD.

10 Ambos enfoques pueden utilizarse por sí solos por separado o pueden utilizarse alternativamente. Por ejemplo, es posible aumentar a escala la geología a partir de un modelo fino fusionando partes y después reducir a escala localmente de nuevo una subgeología para la que no puede establecerse una correspondencia, lo que pone de manifiesto un cambio sustancial de propiedades en su interior.

15 En esta etapa, sea cual sea el enfoque utilizado, se define la estructura del simulador de producción 2. Sin embargo, dicho simulador de producción 2 depende de diversos parámetros α , que deben acotarse adicionalmente para que el simulador de producción 2 sea operativo. Dependiendo de los parámetros α , diversos simuladores de producción 2 pueden ser soluciones candidatas. Estas diversas soluciones candidatas se comprueban frente a un riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$ para cada posible conjunto de parámetros α hasta encontrar el conjunto óptimo de parámetros α que minimizan dicho riesgo esperado $R(\alpha)$.

20 Según la figura 1, un yacimiento G puede modelarse considerando su geología, es decir, el cierre del volumen de roca que contiene petróleo, y dividiéndolo utilizando una partición de yacimiento.

25 Cuando se utiliza un enfoque de aumento a escala, puede definirse una primera división fina cruzando áreas x-y indicadas mediante la letra a, comprendiendo cada una por ejemplo al menos un pozo 11, y áreas z indicadas mediante la letra b. En el ejemplo de la figura 1, se utilizan cuatro de tales áreas x-y ($a=1...4$) y se utilizan cinco áreas z ($b=1...5$) para dividir inicialmente el yacimiento G. El yacimiento G se divide por tanto inicialmente en partes

30 elementales G_{ab} de manera que con $G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$ $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ para $(a,b) \neq (a',b')$ (dos partes diferentes están disociadas), donde $a \in \{1...A\}$ describe un área x-y y $b \in \{1...B\}$ describe una capa z.

35 Partiendo de esta partición de yacimiento inicial, dicha división se aumenta a escala considerando partes elementales G_{ab} , y fusionando entre sí gradualmente las que son adyacentes cuando presentan propiedades de roca *RP* homogéneas. El resultado es una nueva división más basta, que comprende subgeologías G_c donde $c \in \{1...C\}$. En la figura 1, se muestran tres de tales subgeologías. G_1 reúne $G_{11}, G_{12}, G_{13}, G_{14}$ y G_{15} , que presentan un comportamiento homogéneo. G_2 reúne $G_{21}, G_{22}, G_{23}, G_{24}, G_{25}, G_{31}, G_{32}, G_{33}, G_{34}$ y G_{35} . G_3 reúne $G_{31}, G_{32}, G_{33}, G_{34}$ y G_{35} . En casos reales, una subgeología de este tipo normalmente incluye de 3 a 50 pozos. Dicho aumento a escala de la división de geología es una primera forma de reducir la dimensión h del espacio de soluciones S. El tamaño del espacio de soluciones depende entonces del número de geologías que es del orden de unas pocas unidades en lugar de más de cientos de 100.000 celdas como en un modelo de malla de la técnica anterior.

40 Cuando se utiliza un enfoque de reducción a escala, el proceso parte de una división basta, por ejemplo compuesta por una única parte correspondiente a la totalidad del yacimiento G. Dicha división basta se divide entonces en subgeologías G_c donde $c \in \{1...C\}$ allí donde y cada vez que está presente un cambio sustancial de propiedades alrededor de la frontera entre dichas subgeologías. Haciendo esto, puede esperarse un comportamiento homogéneo en cada subgeología, mientras se mantiene el número de tales subgeologías lo más reducido posible.

45 Las propiedades de roca *RP* comprenden principalmente la porosidad de la roca, la permeabilidad k y la permeabilidad relativa $k_{r\phi c}$, que se utilizan para determinar la dinámica de fluido a través de la roca, aunque también son relevantes otras propiedades tales como espesor neto, capacidad térmica o conductividad. Puesto que la subgeología pasa a ser el nuevo volumen elemental unitario, todas estas propiedades de roca *RP* se consideran bastante constantes en una subgeología G_c dada.

50 Cuando se utiliza un enfoque de aumento a escala, las propiedades de roca *RP* se homogeneizan en cada

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz, \quad \text{,}$$

subgeología G_c , según una fórmula de promediado: donde V_c es el volumen de la subgeología G_c .

Cuando en lugar de ello se utiliza un enfoque de reducción a escala, las propiedades de rocas (RP) se reducen a escala definiendo nuevas propiedades de roca independientes RP_c en cada nueva subgeología (G_c) obtenida al dividir por una discontinuidad.

5 Con respecto a la figura 3 se describe ahora en más detalle el contenido del simulador de producción 2. Dicho módulo simulador de producción 2 puede dividirse en dos módulos principales 6, 7. Un primer módulo implementa leyes de física de yacimiento 6. Dado un conjunto de parámetros de producción PP, dicho módulo proporciona características dinámicas de los fluidos que se encuentran en el yacimiento, al menos en la entrada de cada pozo 11 y en cada subgeología b. Dichas características dinámicas se expresan, por ejemplo, como campo de velocidad.

10 Dichas leyes de física de yacimiento 6 o bien se aumentan a escala o bien se reducen a escala de tal manera que se apliquen con los parámetros de funcionamiento de la subgeología G_c . También se determinan escalas de espacio y tiempos asociadas con la subgeología G_c de tal manera que el espacio de soluciones asociado sea coherente con la complejidad de datos históricos HD a nivel de pozo. Por ejemplo, si no hay disponible una riqueza de datos suficiente sobre producción relacionada con la capa (m demasiado pequeño), la producción del pozo se sumará, de manera parcial (se agrupan algunas capas) o total (se agrupan todas las capas):

$$Q_{qkt} = \sum_{b \in \{1..B\}} Q_{qktb}$$

20 En tal caso, el simulador de producción 2 sólo describe la producción por pozo y no la producción por pozo y por capa (o grupo de capas).

El proceso de aumento a escala / reducción a escala también es válido para las leyes. Puede obtenerse una variación en el número y la complejidad de las leyes de física y de pozo utilizando fórmulas y modelos de comportamiento más simples o, en su lugar, más detallados. Por ejemplo, la ley de Darcy es una simplificación de la ley de Navier Stokes más general. El orden de las fórmulas también puede cambiarse o bien aumentándolo o bien disminuyéndolo según la condición de Vapnik prevista. Algunos parámetros pueden o bien ser constantes o bien refinarse mediante una función variable de otro parámetro o variable. Dependiendo de la forma en que se haya explotado el campo hasta ese momento, la transferencia de calor puede considerarse o no, empleándose o descartándose por tanto leyes de transferencia de calor.

De manera similar, las funciones de transferencia de pozo pueden en ocasiones linealizarse o aproximarse alrededor de su punto de funcionamiento.

35 Tal concordancia ha de considerarse en intervalos de tiempo parciales o en áreas espaciales parciales del campo de hidrocarburos según la riqueza (dimensión m) de detalle de los datos disponibles en los datos históricos HD.

Las leyes de física de yacimiento 6 se derivan, de manera conocida, a partir de las ecuaciones de (Navier)-Stokes de conservación de momento y conservación de masa para un fluido, correspondiendo dicho fluido sucesivamente a fases, que evolucionan en una roca modelada como medio poroso sólo caracterizado por su porosidad promediada Φ , permeabilidad k y permeabilidad relativa $k_{r_{qc}}$.

45 Leyes de física de yacimiento 6 habituales se derivan utilizando el modelo de flujo general tal como las ecuaciones de Navier-Stokes acopladas con transporte multifase considerado a escala microscópica. Los fluidos evolucionan en un dominio obtenido como complemento de roca, que puede contener una amplia variedad de topologías y geometrías de obstáculo. El proceso de aumento a escala/reducción a escala consiste en determinar la dinámica efectiva de los fluidos en el medio poroso en el que la estructura de la roca sólo se describe por la porosidad promedio, la permeabilidad y la permeabilidad relativa en un tiempo t dado.

50 La propagación de fluido en el yacimiento G se deriva de las ecuaciones de Navier-Stokes generales, que describen la conservación de momento para un fluido:

$$\rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + (u \cdot \nabla) u \right) = -\nabla p + \nabla \cdot T + f$$

donde u es la velocidad del fluido, ρ es la densidad del fluido, T el tensor de tensión y f las fuerzas de masa que actúan sobre el fluido (para petróleo en un yacimiento, f es la gravedad: $f = \rho \cdot g$).

55 Éstas se complementan mediante la conservación de masa de fluido:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = 0$$

Y para cada fase $\varphi \in \{\text{petróleo, agua, gas}\}$:

5
$$\frac{\partial(\rho S_\varphi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho S_\varphi u) = \nabla \cdot J_\varphi$$
 donde S_φ indica saturación de la fase φ y J_φ flujo de difusión. Evidentemente, se obtiene:

$$\sum_\varphi S_\varphi = 1 \quad \text{y} \quad \sum_\varphi J_\varphi = 0$$

10 Puesto que los flujos de yacimiento se caracterizan habitualmente por números de Reynolds pequeños, es decir flujos de fluencia, las ecuaciones de Navier-Stokes generalmente pueden simplificarse en ecuaciones de Stokes, suponiendo un flujo estacionario, incompresible:

15 $\mu \nabla^2 u_i + \rho g_i - \partial_i p = 0$ y $\nabla \cdot u = 0$ donde μ es la viscosidad, u_i es la velocidad en el sentido i , g_i es la componente de gravedad en el sentido i y p es la presión.

Utilizando un procedimiento de promediado de volumen, las ecuaciones de Stokes pueden homogeneizarse de modo que la fuerza de resistencia viscosa efectiva sea proporcional a la velocidad, y de sentido opuesto. Por tanto es posible escribir en el caso de medios porosos isotrópicos

20

$$-\frac{\mu \Phi}{k} u_i + \rho g_i - \partial_i p = 0,$$

donde k indica la permeabilidad del medio poroso y Φ es la porosidad. Esto da lugar a la velocidad en términos de gradiente de presión

25

$$u_i = -\frac{k}{\Phi \mu} (\partial_i p - \rho g_i),$$

que da lugar a la ley de Darcy. En el caso de medios porosos anisotrópicos, se termina con

30

$$u_i = -\frac{1}{\Phi \mu} \sum_j K_{ij} (\partial_j p - \rho g_j),$$

donde K indica el tensor de permeabilidad simétrico. La ecuación resultante de conservación de masa de fluido viene dada por

35

$$\frac{\partial(\rho \Phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho u) = 0.$$

40

En realidad, el fluido está formado generalmente por gas (g), petróleo (o) y agua (w), cuya composición podría ser compleja, dependiendo por ejemplo de su salinidad y de las cadenas de hidrocarburo. La conservación de masa de la fase $\varphi \in \{o, w, g\}$ a nivel aumentado a escala puede escribirse como:

$$\frac{\partial(\rho_{\varphi} S_{\varphi} \Phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_{\varphi} u_{\varphi}) = 0$$

donde $u_{\varphi}, \rho_{\varphi}, S_{\varphi}$ indican respectivamente la velocidad, densidad, saturación y flujo de difusión de la fase φ .

- 5 En cualquier caso, han de determinarse leyes de cierre para velocidad de fase u_{φ} en términos de características de flujo promedio tales como velocidad u y presión p y saturación de fase φ . Han de cumplirse relaciones de coherencia tales como

$$\sum_{\varphi} S_{\varphi} = 1.$$

- 10 El cierre de la velocidad de fase φ implica el denominado coeficiente de permeabilidad relativa $k_{r\varphi}$ que explica la movilidad diferencial de las fases

$$u_{\varphi k} = -\frac{k}{\mu_{\varphi}} k_{r\varphi} (\nabla P_{\varphi} - \rho_{\varphi} g)$$

- 15 donde μ_{φ} indica la viscosidad de la fase φ .

Finalmente, el módulo 6 implementa las leyes de física de yacimiento siguiendo las fórmulas:

$$u_{\varphi kc} = -\frac{k}{\mu_{\varphi c}} k_{r\varphi c} (\nabla P_{\varphi c} - \rho_{\varphi c} g),$$

- 20 donde:

$u_{\varphi kc}$ es la velocidad de la fase φ en el pozo k , en la subgeología c ,

- 25 $\mu_{\varphi c}$ es la viscosidad de la fase φ , en la subgeología c ,

$\rho_{\varphi c}$ es la densidad de la fase φ , en la subgeología c ,

- 30 $P_{\varphi c}$ es la presión de la fase φ , en la subgeología c ,

g es el vector de gravedad,

- 35 k es un coeficiente de permeabilidad, y

$k_{r\varphi c}$ es un coeficiente de permeabilidad relativa de la fase φ , en la subgeología c .

Las leyes de física de yacimiento 6 también pueden comprender, si hay disponibles datos correspondientes en los datos históricos HD, leyes de transferencia de calor entre un fluido o un gas y una roca que vienen dadas por las siguientes fórmulas:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_g S_g) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_g u_g) = 0$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_g = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0, \text{ donde}$$

- 45 $T = T(x,y,z)$ es la temperatura y puede variar en el yacimiento,

Φ es la porosidad de la roca,

S_ϕ es la saturación de la fase ϕ ,

ρ_ϕ es la densidad de la fase ϕ ,

u_ϕ es la velocidad de la fase ϕ ,

E es la energía interna volumétrica (índices s y f correspondientes respectivamente a fases sólida y fluida),

$U_f = U_g + U_o + U_w$ es el flujo de entalpía, donde $U_\phi = \rho_\phi h_\phi u_\phi$,

h_ϕ es la entalpía específica de la fase ϕ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, siendo Λ el calor específico de evaporación de agua,

siendo los índices g , w , o respectivamente para gas, agua y petróleo,

$\lambda(T)$ es el coeficiente de conductividad del yacimiento.

Adicionalmente, algunas variables en el simulador de producción 2 pueden ser constantes o pueden detallarse considerándolas variables por ejemplo de la presión local P y la temperatura local T . Así, las leyes de física de yacimiento 6 pueden comprender además leyes de fase que vienen dadas por:

$\mu_{\phi c} = \mu_{\phi c}(P, T)$ la viscosidad de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T ;

$\rho_{\phi c} = \rho_{\phi c}(P, T)$ la densidad de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T ;

$kr_{\phi c} = kr_{\phi c}(P, T)$ el coeficiente de permeabilidad relativa de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T .

A partir de dichas velocidades $u_{\phi kc}$, conocidas al menos en una perforación en capas de la subgeología c de cada pozo k , el segundo módulo 7, que implementa modelos de pozo en forma de leyes de física de pozo 7, determina las cantidades producidas $Q_{\phi ktc}$ de la fase ϕ en la subgeología c , en el pozo k en el tiempo t , en función de los parámetros de producción PP_{ktc} aplicados a cada pozo k , en la subgeología c , en el tiempo t , y de la velocidad $u_{\phi kb}$ de la fase ϕ en la capa b en el pozo k , utilizando las fórmulas: $Q_{\phi ktc} = T_{kc}(PP_{ktc}, u_{\phi kc})$ donde T_{kc} es una función de transferencia definida para cada pozo k y cada subgeología c . Tales funciones de transferencia son funciones que dependen, entre otras cosas, de la presión de yacimiento local, de la geología, del efecto superficial, del diseño de pozo/bomba y de la finalización. Pueden variar con el tiempo, como resultado de envejecimiento o deterioro. Habitualmente son funciones tabuladas, que se derivan de datos de producción del pasado.

El espacio de soluciones candidatas para convertirse en un simulador de producción 2 del campo de hidrocarburos, es la combinación de T (física de transferencia de pozo) y u (física de propagación del yacimiento). Cada uno de tales candidatos está asociado con y definido por un conjunto de parámetros α . Estos parámetros α son los que definen el simulador candidato que relacionará los parámetros de producción de entrada PP_{ktc} con las cantidades producidas $Q_{\phi ktc}$. El espacio de simuladores candidatos en el que están definidos es el resultado del proceso de aumento a escala/reducción a escala del yacimiento, los pozos y las leyes. El simulador, definido por tales parámetros α caracterizará plenamente el comportamiento del campo, pozo a pozo, subgeología a subgeología, en respuesta a PP_{ktc} dados. Son válidos para un espacio dado de valores permitidos para parámetros de producción de entrada. Dicho espacio de valores permitidos normalmente no es mayor que la envolvente de todos los parámetros de producción del pasado, con una variación adicional del +/- 30%.

Basándose en los datos históricos HD, cada solución candidata a simulador de producción se compara frente a los datos pasados. La solución candidata cuyo conjunto de parámetros minimiza el riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$ se determina por iteración en dichos conjuntos de parámetros α .

En el caso de campos maduros, la cantidad m de datos históricos o de producción del pasado HD es suficientemente grande para permitir definir un espacio de soluciones S que integra la riqueza física apropiada para poder capturar todos los fenómenos clave que (son y) serán relevantes para la futura producción de los mismos pozos. Tal situación permite un equilibrio para el que la dimensión VC h del espacio de soluciones es adecuada con

respecto a la complejidad de datos disponibles, minimizando así la razón $\frac{h}{m}$ y por tanto los valores de Φ y $R(\alpha)$. El

riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$ se minimiza y el pronóstico proporcionado por el simulador de producción 2 puede considerarse fiable.

5 Para cada solución candidata, el riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$ está limitado por arriba utilizando la fórmula de Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

10 $R(\alpha)$ es el riesgo esperado de pronóstico asociado con los parámetros α ,

$R_{emp}(\alpha)$ es un riesgo empírico asociado con los parámetros α , determinado por un proceso de establecimiento de correspondencia con datos históricos HD,

15 δ es un número positivo próximo a cero, definiendo $1-\delta$ una probabilidad de que se conserve la desigualdad, y

Φ es una función definida por:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2 \sqrt{\frac{2}{m} \left(h \log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right) \right)},$$

donde

20 h es la dimensión de Vapnik-Chervonenkis del espacio de soluciones, y

m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos HD,

25 e es igual a $\exp(1)$.

El mejor simulador de producción 2 tomado se determina y define por un conjunto de parámetros óptimos α_{opt} que minimiza el riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$.

30 Una vez que el simulador de producción 2 se ha determinado y optimizado de modo que se respete la condición de correspondencia, la condición de Vapnik y se minimice el riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$, puede utilizarse dentro de un optimizador 1. El optimizador 1 genera escenarios de parámetros de producción PP y aplica el simulador de producción 2 a esos escenarios. Se iteran entonces muchos de tales ciclos en diferentes conjuntos de parámetros de producción PP . En cada iteración se calcula un valor de ganancia 5 derivado de la cantidad producida Q_{optc} pronosticada por el simulador de producción 2. El valor de ganancia 5 resultante puede utilizarse para seleccionar el siguiente escenario. Haciendo esto puede obtenerse un conjunto óptimo de parámetros de producción PP que optimizan dicho valor de ganancia 5.

40 Dicho valor de ganancia optimizado 5 puede ser un valor actual neto NPV o las reservas RES del campo de hidrocarburos.

Puede determinarse cualquier valor de ganancia 5 mediante el módulo 4 a partir de las cantidades producidas Q_{optc} procedentes del optimizador 1, teniendo en cuenta los parámetros o índices económicos necesarios, tal como conoce bien el experto en la materia.

45 Dicho valor actual neto NPV puede determinarse por ejemplo utilizando la fórmula:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

donde:

50 P_{kc} es producción de petróleo (en barriles) para el pozo k y la subgeología c ,

R_{ik} es impuestos y regalías para el pozo k y el año i ,

S_i es el precio de venta del petróleo (por barril) para el año i ,

d es la tasa de descuento porcentual,

5 I_{ik} es la inversión realizada en el pozo k durante el año i ,

OC_{ik} son los costes de operación para el pozo k durante el año i ,

10 L_{kc} es la producción de líquido (en barriles) para el pozo k y la subgeología c ,

TO_i es el coste de procesamiento (por barril de petróleo), para el año i .

TL_i es el coste de procesamiento (por barril de líquido), para el año i .

15 Una opción alternativa es el valor de reservas RES del campo de hidrocarburos, definido como el petróleo acumulado producido a lo largo de un periodo de tiempo dado. Son posibles otras opciones.

REIVINDICACIONES

1. Simulador de producción que implementa leyes de física de yacimiento aptas para simular un campo de hidrocarburos maduro, que proporciona cantidades producidas por fase, por pozo, por capa o grupo de capas y por tiempo en función de parámetros de producción, en el que dicho simulador de producción es definido por un conjunto de parámetros $\underline{\alpha}$ dentro de un espacio de soluciones candidatas a simulador de producción, establece una correspondencia con datos históricos de dicho campo de hidrocarburos maduro y presenta una fiabilidad de pronóstico que puede caracterizarse, según la teoría de aprendizaje estadístico, por el riesgo esperado de pronóstico $R(\underline{\alpha})$ asociado con dichos parámetros $\underline{\alpha}$, en el que dicho espacio de soluciones candidatas a simulador de producción para convertirse en un simulador de producción del campo de hidrocarburos, es la combinación de la física de transferencia de pozo y la física de propagación del yacimiento, estando cada una de dichas soluciones candidatas a simulador de producción asociada con y definida por un conjunto de dichos parámetros $\underline{\alpha}$, definiendo estos parámetros $\underline{\alpha}$ la solución candidata a simulador de producción que relacionará los parámetros de producción de entrada PP_{ktc} con las cantidades producidas $Q_{\phi ktc}$.
2. Simulador de producción según la reivindicación 1, definido por un conjunto de parámetros $\underline{\alpha}$ dentro de un espacio de soluciones candidatas a simulador de producción, que puede demostrar un riesgo esperado de pronóstico $R(\underline{\alpha})$,

minimizando una condición de contorno $R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$, que se deriva de la desigualdad de Vapnik:

$$R(\alpha) \leq R_{emp}(\alpha) + \Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right)$$

$R(\alpha)$ es el riesgo esperado de pronóstico asociado con los parámetros α ,

$R_{emp}(\alpha)$ es un riesgo empírico asociado con los parámetros α , determinado por un proceso de establecimiento de correspondencia con datos históricos,

δ es un número positivo próximo a cero, definiendo $1-\delta$ una probabilidad que conserva la desigualdad, y

Φ es una función definida por:

$$\Phi\left(\frac{h}{m}, \delta\right) = 2\sqrt{\frac{2}{m}\left(h \log\left(\frac{2em}{h}\right) + \log\left(\frac{2}{\delta}\right)\right)}, \text{ donde}$$

h es la dimensión de Vapnik-Chervonenkis del espacio de soluciones candidatas a simulador de producción S , y

m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos,

e es igual a $\exp(1)$.

3. Simulador de producción según la reivindicación 1, en el que se obtiene una correspondencia con datos históricos cuando:

$$\frac{\|Q_{\phi ktb} - Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}}{\|Q_{\phi ktbHD}\|_{[T_1 - Xy, T_1]}} \leq \varepsilon_1,$$

para el p% de los valores $Q_{\phi ktbHD}$ existentes y el petróleo acumulado producido en el mismo intervalo de tiempo $[T_1 - Xy, T_1]$ es preciso hasta ε_2 , donde

$Q_{\phi ktb}$ son cantidades producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , determinadas por el simulador de producción 2,

$Q_{\phi ktbHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase ϕ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , encontradas en los datos históricos,

$[T_1 - Xy, T_1]$ es el intervalo de tiempo que comprende los X años más recientes antes del tiempo T_1 , siendo T_1 la última fecha para la que hay disponibles datos históricos (HD),

5 $\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1,

siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

10

siendo p un número positivo próximo al 100%.

4. Simulador de producción según la reivindicación 3, en el que $X = 5$, $\varepsilon_1 = 0,2$, $\varepsilon_2 = 0,15$ y $p = 90\%$.

15

5. Simulador de producción según la reivindicación 1, en el que la condición de Vapnik se expresa como
donde:

$$\frac{h}{m} \leq 0,1,$$

h es la dimensión de Vapnik-Chervonenkis del espacio de soluciones candidatas a simulador de producción, y

20

m es el número de medidas independientes disponibles en los datos históricos.

6. Simulador de producción según la reivindicación 1, en el que la condición de Vapnik se verifica realizando una prueba ciega satisfactoria a lo largo de N años, según se define mediante las etapas siguientes:

25

- determinar un simulador de producción estableciendo una correspondencia con los datos históricos a lo largo de un intervalo de tiempo que precede a $T - Ny$,

- pronosticar cantidades producidas en un intervalo de tiempo $[T - Ny, T]$, dados unos parámetros de producción en el mismo intervalo,

30

- siendo la prueba ciega satisfactoria cuando:

$$\frac{\|Q_{\varphi ktb} - Q_{\varphi ktbHD}\|_{[T - Ny, T]}}{\|Q_{\varphi ktbHD}\|_{[T - Ny, T]}} \leq \varepsilon_1$$

35

para el p% de todos los valores $Q_{\varphi ktbHD}$, y el petróleo acumulado producido en el mismo intervalo de tiempo $[T - Ny, T]$ es preciso hasta ε_2 , donde

$Q_{\varphi ktb}$ son cantidades producidas por fase φ , por pozo k, por capa o grupo de capas b y por tiempo t, determinadas por el simulador de producción,

40

$Q_{\varphi ktbHD}$ son las mismas cantidades producidas por fase φ , por pozo k, por capa o grupo de capas b y por tiempo t, encontradas en los datos históricos,

$[T - Ny, T]$ es el intervalo de tiempo que comprende los N años más recientes antes del tiempo T, siendo T la última fecha para la cual hay disponibles datos históricos HD,

45

$\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,

siendo ε_1 un número positivo pequeño con respecto a 1,

50

siendo ε_2 un número positivo pequeño con respecto a 1, y

siendo p un número próximo al 100%.

7. Simulador de producción según la reivindicación 6, en el que $p = 90\%$, $\varepsilon_1 = 0,1$ y $\varepsilon_2 = 0,1$ y $N = 3$.

55

8. Simulador de producción según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 7, en el que la condición de Vapnik es una

$$\frac{\|PP - PP'\|_{[T_0, T]}}{\|PP\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon \quad \text{y} \quad \frac{\|Q_{\varphi ktbHD} - Q'_{\varphi ktbHD}\|_{[T_0, T]}}{\|Q_{\varphi ktbHD}\|_{[T_0, T]}} \leq \varepsilon$$

propiedad de estabilidad de pronóstico verificada cuando si

$$\frac{\|Q_{\varphi ktb} - Q'_{\varphi ktb}\|_{[T, T+Ny]}}{\|Q_{\varphi ktb}\|_{[T, T+Ny]}} \leq n\varepsilon$$

entonces

- 5 donde
- PP* son parámetros de producción,
- PP'* son parámetros de producción ligeramente variables,
- 10 $Q_{\varphi ktbHD}$ son cantidades producidas por fase φ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , encontradas en los datos históricos,
- $Q'_{\varphi ktbHD}$ son cantidades ligeramente variables producidas por fase φ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , encontradas en unos datos históricos ligeramente variables,
- 15 $Q_{\varphi ktb}$ son cantidades producidas por fase φ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , determinadas por el simulador de producción,
- $Q'_{\varphi ktb}$ son cantidades producidas por fase φ , por pozo k , por capa o grupo de capas b y por tiempo t , determinadas por otro simulador de producción suficientemente próximo determinado a partir de datos históricos ligeramente variables,
- 20 $[T_0, T]$ es el intervalo de tiempo desde el tiempo T_0 hasta el tiempo T , que son respectivamente la fecha inicial y la última fecha para la que hay disponibles datos históricos,
- 25 $[T, T+Ny]$ es el intervalo de tiempo que comprende los N años después del tiempo T ,
- $\|Z\|_{[T_1, T_2]}$ indica una norma de Z en el intervalo de tiempo $[T_1, T_2]$,
- 30 siendo ε un número positivo pequeño con respecto a 1, y
- siendo n un número entero pequeño inferior a 5.

35 9. Simulador de producción según la reivindicación 8, en el que $\varepsilon = 0,05$, $n = 2$ y $N = 3$.

10. Simulador de producción según la reivindicación 1, construido siguiendo las etapas siguientes:

- 40 - definir una partición de yacimiento inicial detallada, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo,
- aumentar a escala dicha partición de yacimiento, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo hasta que se verifique dicha condición de Vapnik, y
- 45 - optimizar dicho simulador de producción seleccionando de entre las soluciones candidatas a simulador de producción, la solución candidata a simulador de producción que minimiza un riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$.

50 11. Simulador según la reivindicación 10, en el que dicha partición de yacimiento se aumenta a escala siguiendo las etapas siguientes:

- dividir un yacimiento G en unas partes elementales G_{ab} , de manera que $G = \bigcup_{a=1}^A \bigcup_{b=1}^B G_{ab}$ con $G_{ab} \cap G_{a'b'} = \emptyset$ para $(a,b) \neq (a',b')$, donde $a \in \{1 \dots A\}$ describe un área x - y , y $b \in \{1 \dots B\}$ describe una capa z ,

- agrupar unas partes elementales adyacentes G_{ab} que presentan propiedades de roca homogéneas, en subgeologías G_c donde $c \in \{1 \dots C\}$.

5 12. Procedimiento según la reivindicación 10, en el que las propiedades de rocas se aumentan a escala siguiendo una etapa de promediado de las propiedades de roca RP_c en cada subgeología G_c , según la fórmula:

$$RP_c = \frac{1}{V_c} \iiint_{G_c} RP(x, y, z) dx dy dz,$$

donde V_c es el volumen de la subgeología G_c .

10 13. Simulador según la reivindicación 10, en el que las leyes de física de yacimiento se aumentan a escala de tal manera que se apliquen con los parámetros de funcionamiento de la subgeología G_c y en el que escalas de espacio y tiempos asociadas con la subgeología G_c se determinan de tal manera que el espacio de soluciones candidatas a simulador de producción asociado sea coherente con la complejidad de los datos históricos al nivel de pozo.

15 14. Simulador de producción según la reivindicación 1, construido siguiendo las etapas siguientes:

- definir una partición de yacimiento inicial basta, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo,
- reducir a escala dicha partición de yacimiento, propiedades de roca, leyes de física de yacimiento y leyes de física de pozo, mientras se mantiene verificada dicha condición de Vapnik, hasta que el simulador de producción establece una correspondencia con datos históricos, y
- optimizar dicho simulador de producción seleccionando de entre las soluciones candidatas a simulador de producción, la solución candidata a simulador de producción que minimiza un riesgo esperado de pronóstico $R(\alpha)$.

20 15. Simulador según la reivindicación 14, en el que dicha partición de yacimiento se reduce a escala siguiendo las etapas siguientes:

- partir del yacimiento entero,
- dividir dicho yacimiento en subgeologías G_c donde $c \in \{1 \dots C\}$ estando presente una variación sustancial de propiedades alrededor de la frontera entre dichas subgeologías.

30 16. Simulador según la reivindicación 14, en el que las propiedades de rocas se reducen a escala definiendo nuevas propiedades de roca independientes en cada subgeología G_c .

35 17. Simulador según la reivindicación 14, en el que las leyes de física de yacimiento se reducen a escala de tal manera que se apliquen con los parámetros de funcionamiento de la subgeología G_c y en el que las escalas de espacio y tiempos asociadas con la subgeología G_c se determinan de tal manera que el espacio de soluciones candidatas a simulador de producción asociado sea coherente con la complejidad de los datos históricos al nivel de pozo.

40 18. Simulador según la reivindicación 10, en el que las leyes de física de yacimiento se derivan de las ecuaciones de (Navier-) Stokes de conservación de momento y conservación de masa para un fluido que evoluciona en una roca modelada como medio poroso sólo caracterizado por su porosidad promediada, permeabilidad y permeabilidad relativa $k_{r\varphi c}$ por fase φ por subgeología c .

45 19. Simulador según la reivindicación 18, en el que las leyes de física de yacimiento comprenden las fórmulas:

50

$$u_{\varphi kc} = -\frac{k}{\mu_{\varphi c}} k_{r\varphi c} (\nabla P_{\varphi c} - \rho_{\varphi c} g),$$

donde:

$u_{\varphi kc}$ es la velocidad de la fase φ en el pozo k , en la subgeología c ,

55 $\mu_{\varphi c}$ es la viscosidad de la fase φ , en la subgeología c ,

$\rho_{\varphi c}$ es la densidad de la fase φ , en la subgeología c ,

$P_{\phi c}$ es la presión de la fase ϕ , en la subgeología c ,

g es el vector de gravedad,

5 k es un coeficiente de permeabilidad, y

$k_{r\phi c}$ es un coeficiente de permeabilidad relativa de la fase ϕ , en la subgeología c .

20. Simulador según la reivindicación 19, en el que las leyes de física de yacimiento comprenden además leyes de transferencia de calor entre un fluido o un gas y una roca que vienen dadas por las siguientes fórmulas:

$$\Phi \partial_t (\rho_w S_w + \rho_g S_g) + \nabla \cdot (\rho_w u_w + \rho_g u_g) = 0$$

$$\Phi \partial_t (\rho_o S_o) + \nabla \cdot (\rho_o u_o) = 0,$$

$$S_o + S_w + S_g = 1,$$

$$\partial_t (E_s + E_f) + \nabla \cdot (U_f - \lambda(T) \nabla T) = 0,$$

15 donde

$T = T(x,y,z)$ es la temperatura y puede variar en el yacimiento,

20 Φ es la porosidad de la roca,

S_ϕ es la saturación de la fase ϕ ,

ρ_ϕ es la densidad de la fase ϕ ,

25 u_ϕ es la velocidad de la fase ϕ ,

E es la energía interna volumétrica (índices s y f correspondientes respectivamente a fases sólida y fluida),

30 $U_f = U_g + U_o + U_w$ es el flujo de entalpía, donde $U_\phi = \rho_\phi h_\phi u_\phi$,

h_ϕ es la entalpía específica de la fase ϕ ,

$h_g = h_w + \Lambda$, siendo Λ el calor específico de evaporación de agua,

35 siendo los índices g , w , o respectivamente para gas, agua y petróleo,

$\lambda(T)$ es el coeficiente de conductividad del yacimiento.

21. Simulador según la reivindicación 20, en el que las leyes de física de yacimiento comprenden además leyes de fase que vienen dadas por:

$\mu_{\phi c} = \mu_{\phi c}(P, T)$ la viscosidad de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T ;

45 $\rho_{\phi c} = \rho_{\phi c}(P, T)$ la densidad de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T ;

$k_{r\phi c} = k_{r\phi c}(P, T)$ el coeficiente de permeabilidad relativa de la fase ϕ en la subgeología c , en función de la presión local P y la temperatura local T .

50 22. Simulador según la reivindicación 10, en el que las leyes de física de pozo comprenden las fórmulas:

$Q_{\phi ktc} = T_{kc}(PP_{ktc}, U_{\phi kc})$ donde:

55 $Q_{\phi ktc}$ es la cantidad producida de la fase ϕ en el pozo k en el tiempo t en la subgeología c ,

T_{kc} es una función de transferencia de pozo k , en la subgeología c ,

PP_{kct} son los parámetros de producción aplicados al pozo k en la subgeología c, en el tiempo t,

$U_{\phi kc}$ es la velocidad de la fase ϕ en el pozo k en la subgeología c.

5 23. Simulador para explotar de manera óptima un campo de hidrocarburos maduro, que comprende las etapas siguientes:

- 10
- construir un simulador de producción según cualquiera de las reivindicaciones anteriores,
 - iterar varios ciclos de dicho simulador de producción con el fin de encontrar los parámetros de producción óptimos que optimizan un valor de ganancia derivado a partir de dicha cantidad producida,
 - 15 - aplicar dichos parámetros de producción óptimos obtenidos de este modo para explotar el campo de hidrocarburos.

24. Simulador según la reivindicación 23, en el que dicho valor de ganancia optimizado es un valor actual neto o las reservas de dicho campo de hidrocarburos.

20 25. Simulador según la reivindicación 24, en el que dicho valor actual neto NPV se determina utilizando la fórmula:

$$NPV = \sum_i \left(\sum_k \sum_c P_{kc} * R_{ik} \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i} - \sum_i \left(\sum_k I_{ik} - \sum_k OC_{ik} - \sum_k \sum_c (TO_i * P_{kc} + TL_i * L_{kc}) \right) * \frac{S_i}{(1+d)^i}$$

donde:

25 P_{kc} es producción de petróleo (en barriles) para el pozo k y la subgeología c,

R_{ik} es impuestos y regalías para el pozo k y el año i,

30 S_i es el precio de venta del petróleo (por barril) para el año i,

d es la tasa de descuento porcentual,

35 I_{ik} es la inversión realizada en el pozo k durante el año i,

OC_{ik} son los costes de operación para el pozo k durante el año i,

L_{kc} es la producción de líquido (en barriles) para el pozo k y la subgeología c,

40 TO_i es el coste de procesamiento (por barril de petróleo), para el año i.

TL_i es el coste de procesamiento (por barril de líquido), para el año i.

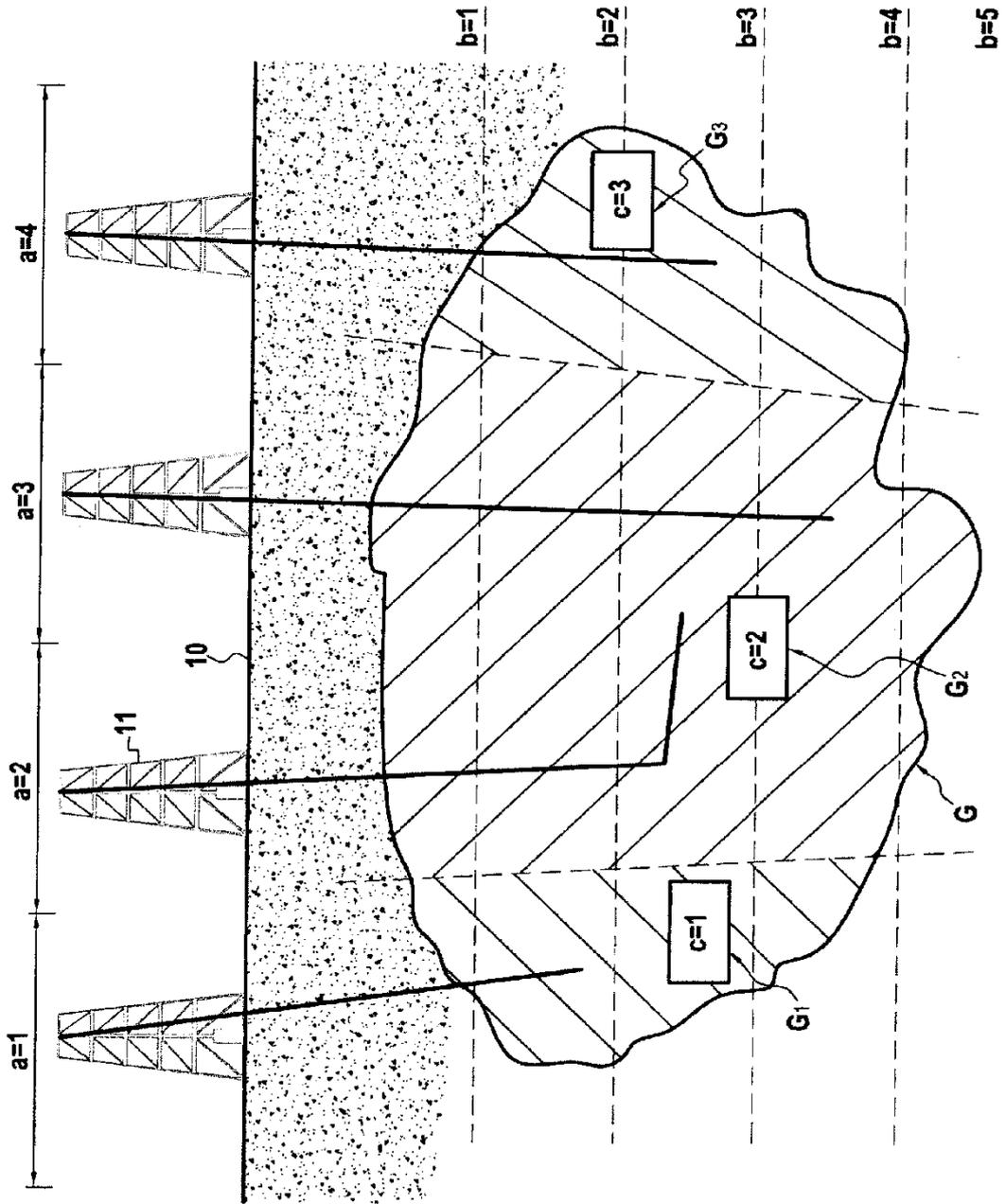


FIG.1

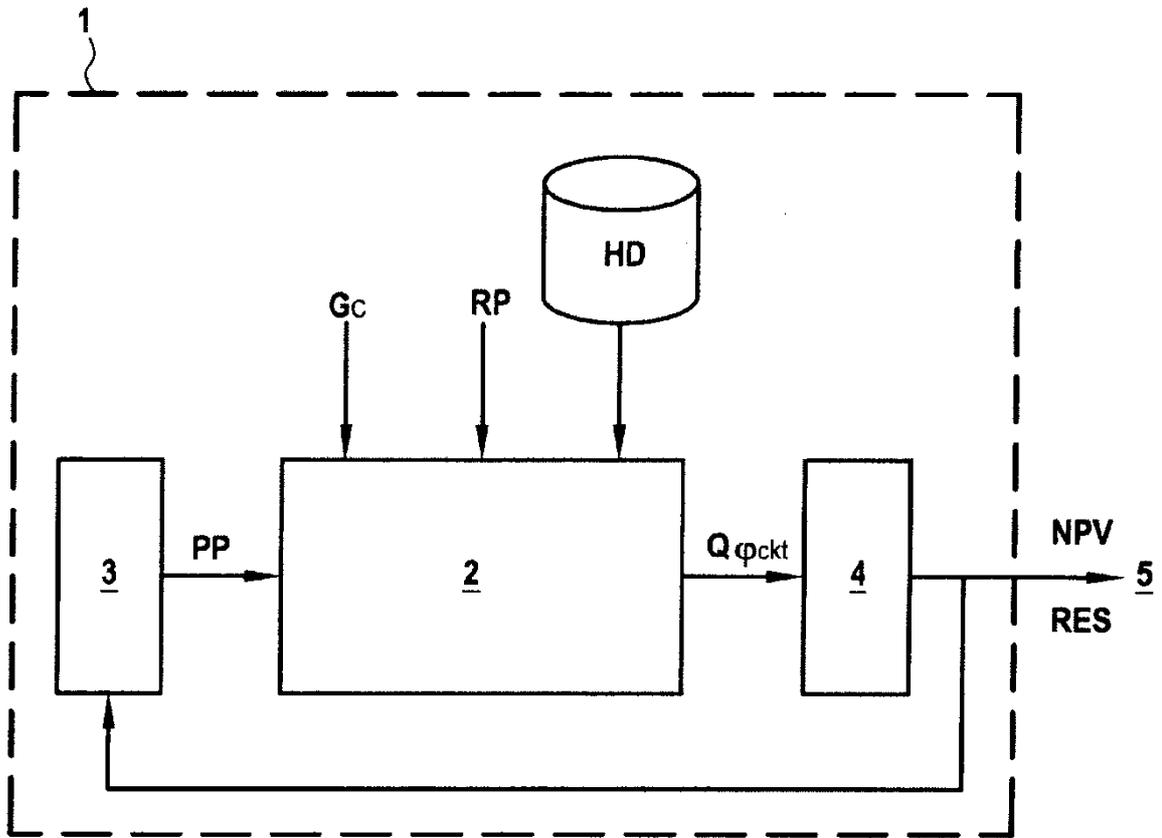


FIG.2

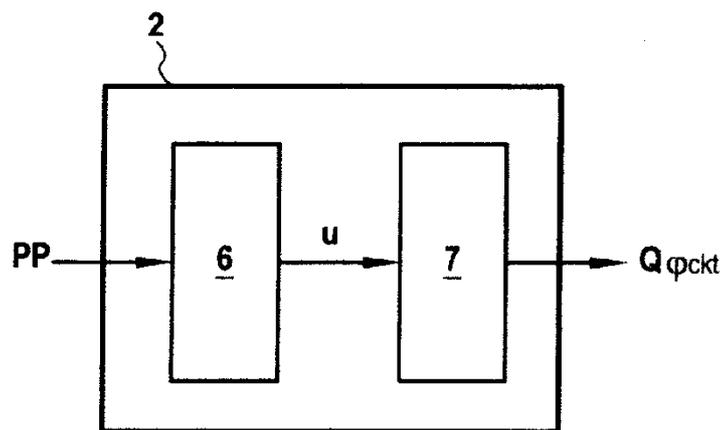


FIG.3