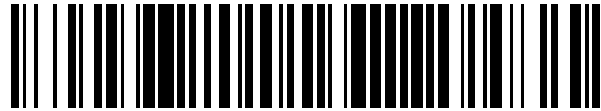


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 525 577**

51 Int. Cl.:

E21B 43/30 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.06.2011** **E 11725459 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **17.09.2014** **EP 2582911**

54 Título: **Procedimiento para mejorar la producción de un campo de gas o petróleo maduro**

30 Prioridad:

16.06.2010 US 816915

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

26.12.2014

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

**OURY, JEAN-MARC;
HEINTZ, BRUNO;
DE SAINT GERMAIN, HUGUES;
DAUDIN, RÉMI y
DESJARDINS, BENOÎT**

74 Agente/Representante:

CURELL AGUILÁ, Mireia

ES 2 525 577 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

Procedimiento para mejorar la producción de un campo de gas o petróleo maduro.

5 **Antecedentes de la invención**

1. Campo de la invención

10 La presente invención se refiere a la mejora de la producción de un campo de gas o petróleo maduro. Más precisamente, la presente invención se refiere a la utilización de un simulador de campo para la determinación de la ubicación de la perforación para nuevos pozos o nuevos inyectoros.

2. Descripción de la técnica relacionada

15 Los campos de gas y petróleo maduros, con muchos productores y una larga historia de producción, se convierten de forma creciente en complejos de comprender apropiadamente cada año que pasa. Generalmente, después de diversas campañas de perforación, no existe una solución evidente para mitigar su declive utilizando tecnologías de equipos posibles. Todavía, existe un espacio para la mejora de la producción sobre un comportamiento denominado "punto de referencia" o "aquí no ha pasado nada" de un campo maduro entero.

20 Los simuladores de campo han sido desarrollados para producir modelos de comportamiento de un campo de gas natural o petróleo maduro y predecir una cantidad esperada producida en respuesta a un conjunto determinado de parámetros de producción aplicados. Un tipo de simulador de campo capaz de predecir la producción de un campo, pozo a pozo, para un escenario determinado, en una cantidad de tiempo relativamente corta (unos pocos segundos) ha aparecido recientemente.

30 Sin embargo, variaciones sustanciales se pueden contemplar en el modo de perforar pozos adicionales puesto que existen millones de posibles escenarios. Hasta ahora ningún análisis tradicional ha sido capaz de identificar un escenario óptimo fiable. En particular, utilizando un simulador de campo de red de malla tradicional para determinar la producción del campo para cada uno de los posibles escenarios, a fin de seleccionar el mejor, requeriría una cantidad excesiva de tiempo de cálculo.

35 El documento US 2008/0300793 A1 divulga una técnica de algoritmo evolutivo híbrido ("HEA") para calcular automáticamente ubicaciones de pozos y drenaje en un campo.

40 El documento de NEJAD T., SAHAND U., ALEAGAHA A., SALARI S.: "Estimating Optimum Well Spacing in a Middle East Onshore Oil Field Using a Genetic-Algorithm-Optimization Approach" de la Sociedad de ingenieros del petróleo, SPE, vol. SPE105230 del 14 marzo de 2007, divulga un procedimiento para la optimización de la separación de pozos en la fase de desarrollo de una reserva de hidrocarburos y la planificación para la perforación de pozos de producción.

45 El documento de PANG S., FAEHRMANN P.: "Development Planning in a Mature Oil Field ", de la Sociedad de ingenieros del petróleo, SPE, vol. SPE25352, del 8 febrero de 1993, divulga una planificación del desarrollo en un campo petrolífero maduro.

Sumario de la invención

50 La invención ha sido llevada a cabo en consideración a los problemas anteriores y su objeto es proporcionar un procedimiento para mejorar la producción de un campo de gas natural o petróleo maduro, el cual no requiera una cantidad excesiva de tiempo de cálculo.

55 La invención proporciona un procedimiento para mejorar la producción de un campo de gas o petróleo maduro según la presente invención, comprendiendo dicho campo una pluralidad de pozos existentes, dicho procedimiento comprendiendo:

- 60 - proporcionar un simulador de campo capaz de predecir una producción de dicho campo, pozo a pozo, en función de un escenario determinado, un escenario siendo un conjunto de datos que comprenden parámetros de producción de los pozos existentes y, dado el caso, los parámetros de ubicación y producción de uno o más pozos nuevos,
- determinar las zonas de drenaje de dichos pozos existentes utilizando el simulador de campo,
- 65 - determinar ubicaciones de nuevos pozos candidatos de tal modo que las zonas de drenaje de dichos nuevos pozos candidatos, determinadas utilizando el simulador de campo, no se solapen con las zonas de drenaje de los pozos existentes,

- optimizar el valor de una función de ganancia la cual depende de la producción del campo mediante la determinación de un conjunto de pozos de una pluralidad de conjuntos de pozos, la cual optimiza el valor de dicha función de ganancia, cada conjunto de pozos de dicha pluralidad de conjuntos de pozos comprendiendo los pozos existentes y nuevos pozos seleccionados de entre los nuevos pozos candidatos.

5 Con el procedimiento de la invención, los nuevos pozos candidatos se determinan de tal modo que sus zonas de drenaje no se solapen con las zonas de drenaje de los pozos existentes. Por lo tanto, el número de nuevos pozos candidatos se reduce en comparación con las múltiples ubicaciones posibles para nuevos pozos. Puesto que la función de ganancia depende de la producción del campo, la determinación de su valor para un escenario determinado requiere la utilización del simulador de campo. Sin embargo, puesto que la optimización se lleva a cabo seleccionando nuevos pozos entre los nuevos pozos candidatos, el número de escenarios se reduce en comparación con el número de posibles escenarios. La optimización no requiere la utilización del simulador de campo para cada uno de los escenarios posibles y el tiempo de cálculo se reduce.

15 En una forma de realización, el procedimiento comprende una etapa heurística en la que los nuevos pozos candidatos son seleccionados previamente o no seleccionados mediante la aplicación de por lo menos una regla heurística, cada conjunto de pozos de dicha pluralidad de conjuntos de pozos consistiendo en los pozos existentes y nuevos pozos seleccionados entre los nuevos pozos candidatos previamente seleccionados.

20 Esto permite la reducción adicional del número de escenarios.
Por ejemplo, dicha regla heurística comprende la selección previamente y no selección de nuevos pozos horizontales candidatos, dependiendo de su orientación.

25 Dicha regla heurística puede comprender la selección previa y la no selección de nuevos pozos candidatos, dependiendo de su distancia con los pozos existentes.
La regla heurística también puede comprender la selección previa y la no selección de nuevos pozos candidatos, dependiendo de su producción de petróleo acumulada determinada por el simulador de campo.

30 En una forma de realización, la optimización del valor de una función de ganancia comprende la determinación de los parámetros óptimos de producción para un conjunto determinado de pozos mediante la aplicación de procedimientos de optimización deterministas.

35 La optimización del valor de una función de ganancia puede comprender la determinación del conjunto óptimo determinado de pozos mediante la aplicación de procedimientos de optimización no deterministas.
En una forma de realización, la optimización del valor de dicha función de ganancia comprende la determinación de un conjunto de inyectores los cuales optimizan el valor de dicha función de ganancia.

40 Los pozos pueden tener una geología individual o multicapa. En el último caso, el simulador de campo puede ser capaz de predecir una producción de dicho campo, pozo a pozo y por capa o grupo de capas.

45 El procedimiento puede comprender una etapa de la definición de limitaciones que deban ser cumplidas por el conjunto de pozos el cual optimiza el valor de dicha función de la ganancia.
El procedimiento puede comprender una etapa de la definición de limitaciones que deban ser cumplidas por dichos parámetros óptimos de producción.

50 **Breve descripción de los dibujos**

Éstos y otros objetos y características de la presente invención se pondrán de manifiesto a partir de la siguiente descripción de formas de realización preferidas proporcionadas haciendo referencia a los dibujos adjuntos, en los cuales:

55 la figura 1 es una vista esquemática que muestra las zonas de drenaje de los pozos existentes en un campo petrolífero maduro,

60 las figuras 2 y 3 muestran las zonas de drenaje de nuevos pozos candidatos para el campo petrolífero de la figura 1, y

la figura 4 es un cuadro de flujo que ilustra un procedimiento para la mejora de la producción de un campo petrolífero maduro, según una forma de realización de la invención.

Descripción detallada de las formas de realización preferidas

Formas de realización de la invención se describirán en detalle en este documento más adelante mediante la referencia a los dibujos.

5 La figura 1 representa una vista esquemática de un campo petrolífero maduro 1, desde arriba. El campo petrolífero 1 comprende una pluralidad de pozos existentes 2, 2'. Los pozos existentes 2, 2' comprenden en particular pozos verticales 2 y pozos horizontales 2'. En una forma de realización el campo petrolífero 1 también puede comprender inyectores.

10 Los pozos 2, 2' pueden tener una geología individual o multicapa.

15 Un simulador de campo es un programa de ordenador capaz de predecir una producción del campo petrolífero 1 como una función de un escenario determinado. Un escenario es un conjunto de datos que comprende parámetros de producción de los pozos existentes 2, 2' y, dado el caso, los parámetros de ubicación y producción de uno o más pozos nuevos. En una forma de realización, el escenario también puede comprender parámetros de producción de inyectores existentes y los parámetros de ubicación y producción de nuevos inyectores.

20 Más precisamente, el simulador de campo es capaz de predecir la producción del campo petrolífero 1 pozo por pozo y, en el caso de una geología multicapa, por capa o grupo de capas.

25 Los parámetros de producción pueden incluir, por ejemplo, las presiones de flujo de fondo de pozo (BHFP, por sus siglas en inglés), presión en la cabeza del pozo, velocidad de elevación del gas, frecuencia de la bomba, reoperación, cambio de completación Para los nuevos, pozos como los parámetros de producción pueden incluir el tiempo de perforación o completación.

30 Como se ha explicado anteriormente, ha aparecido recientemente un tipo de simulador de campo capaz de predecir la producción de un campo, pozo por pozo y, si es apropiado, capa por capa para un escenario determinado, en una cantidad de tiempo relativamente corta. La persona experta es capaz de proporcionar un simulador de campo de este tipo para el campo petrolífero 1.

35 La presente invención tiene por objetivo la mejora de la producción de un campo de gas o petróleo maduro. En la presente forma de realización, la producción del campo petrolífero 1 se mejora mediante la identificación de la situación y la temporización en donde perforar nuevos pozos y la identificación de qué tecnología utilizar para cada uno de los nuevos pozos (tipo de completación, vertical u horizontal, y si es así qué orientación). En otra forma de realización, la producción del campo petrolífero 1 también se puede mejorar identificando la ubicación y la temporización en dónde perforar nuevos inyectores.

40 Se pueden definir limitaciones, las cuales necesitan ser cumplidas por los parámetros de producción B_i o conjunto de pozos {W_i}. Por ejemplo, los valores que se vayan a proporcionar a los parámetros de producción futuros no pueden desviarse en más del ± 20% de los valores históricos observados, para pozos existentes o nuevos. De forma similar, el número máximo de nuevos pozos debe ser N y no más de n pozos pueden ser perforados en un periodo de un año.

45 En este contexto, la mejora de la producción del campo petrolífero 1 significa hacer máximo el valor de una función de ganancia, la cual depende de la producción del campo, pozo por pozo y, cuando es apropiado, capa por capa. Por ejemplo, la función de ganancia puede utilizar el valor actual neto (NPV) del campo a lo largo de cinco años.

50 Por ejemplo, un enfoque simplificado es calcular el valor descontado de la producción y sustraer la inversión (el coste de perforar nuevos pozos). En este caso, para un escenario determinado, la función de ganancia es:

$$NPV = NPV(\{W_i\}, B_i) = \sum_{j=1}^{5 \text{ años}} \sum_{i=1}^n P * \frac{S}{(1+d)^i} - \sum_{j=1}^{5 \text{ años}} \sum_{i=1}^n I_{i,j}$$

En donde:

- 55 - {W_i} es el conjunto de pozos para el escenario, que comprende los pozos existentes y nuevos pozos.
- B_i es el parámetro de producción del conjunto de pozos {W_i}.
- 60 - P_i indica la producción de petróleo para el pozo W_i (calculada utilizando el simulador de campo).
- n es el número de pozos en el conjunto de pozos {W_i}.

- S indica el precio de venta neto del petróleo después de impuestos.
- d indica el tipo de descuento.
- 5 - $I_{i,j}$ indica la inversión realizada en el pozo W_i durante el año j.

Haciendo máximo el valor de la función de ganancia NVP implica la identificación de un conjunto óptimo de pozos $\{W_i\}$ y los correspondientes parámetros de producción B_i . Para este propósito, la presente invención utiliza un enfoque de dos partes. Primero, se determinan los nuevos pozos candidatos. Después, se aplica el proceso de optimización a fin de seleccionar, entre los pozos existentes y los nuevos pozos candidatos, el conjunto de pozos $\{W_i\}$ el cual hace máximo el valor de la función de ganancia.

Una descripción detallada de este enfoque de dos partes se proporciona más adelante en este documento, con referencia a la figura 4.

Primero, como se ha explicado antes, se proporciona un simulador de campo en la etapa 10.

Para un escenario determinado que no comprenda nuevos pozos, el simulador de campo puede predecir el petróleo acumulado producido (COP) de cada pozo existente 2, 2', avanzado para unos pocos años, por ejemplo hasta cinco años en el futuro. Esto permite la determinación de las zonas de drenaje 3, 3' de los pozos existentes 2, 2', en la etapa 11.

El cálculo de la zona de drenaje se realizará de tal modo que proporcione una buena comprensión del área del campo, de la cual sustancialmente se ha producido más que el campo promedio.

Por ejemplo, suponiendo una reserva de producción delgada (grosor h pequeño comparado con la distancia entre pozos), se puede definir una zona de drenaje para cada pozo existente determinado W_i , como la superficie S_i alrededor del mismo de tal modo que:

$$(COP)_i = \Phi_i S_i h_i (1 - S_{wi} - S_{or})_i$$

En donde:

- $(COP)_i$ es el petróleo acumulado producido por el pozo W_i avanzado por cinco años, predicho por el simulador de campo.
- Φ_i es la porosidad promedio alrededor del pozo W_i .
- S_{wi} es la saturación del agua irreducible.
- S_{or} es la saturación de petróleo residual.

La forma de la superficie S_i depende del campo y de la tecnología del pozo. En el ejemplo del campo petrolífero 1, la superficie S_i es un círculo para los pozos verticales 2 y una elipse con un eje principal determinado por el drenaje para los pozos horizontales 2'. La figura 1 representa las zonas de drenaje 3, 3', de los pozos existentes 2, 2'.

Una vez las zonas de drenaje 3, 3' de los pozos existentes 2, 2' han sido determinadas, las ubicaciones de los nuevos pozos candidatos se pueden determinar en la etapa 12, de tal modo que las zonas de drenaje de los nuevos pozos candidatos no se solapen con las zonas de drenaje 3, 3' de los pozos existentes. Más precisamente, los nuevos pozos candidatos pueden estar colocados en una pluralidad de mapas como se explicará ahora.

Las zonas libres de la figura 1 se presentan zonas en donde se pueden perforar nuevos pozos. Para un nuevo pozo vertical determinado colocado en una de dichas zonas libres, una zona de drenaje en forma de círculo se puede determinar utilizando el simulador de campo, de la misma manera que antes. Suponiendo que, en este caso particular, todos los nuevos pozos colocados en la misma zona libre tendrán la misma zona de drenaje, una pluralidad de círculos del mismo tamaño pueden ser colocados en la zona libre, sin solapamiento con las zonas de drenaje 3, 3' de los pozos existentes 2, 2'. La figura 2 representa una pluralidad de círculos 4 colocados como se ha descrito antes. El centro de cada círculo 4 representa la ubicación de un nuevo pozo candidato vertical.

De forma similar, para un nuevo pozo horizontal determinado, una zona de drenaje en forma de una elipse se puede determinar utilizando el simulador de campo. Una pluralidad de elipses del mismo tamaño (o tamaños diferentes, como se defina mediante el simulador), pueden estar colocadas en las zonas libres, sin solapamiento con las zonas de drenaje 3, 3' de los pozos existentes 2, 2'. La figura 3 representa una pluralidad de elipses 5 colocadas como ha sido descrito antes, con sus ejes principales orientados en la misma dirección. El eje principal de cada elipse 5 representa la ubicación del drenaje de un nuevo pozo candidato horizontal. Se pueden determinar mapas similares con elipses orientadas en diferentes direcciones. Por ejemplo, se determinan ocho mapas de pozos candidatos

horizontales, con el eje principal de sus hélices orientados 15° unos respecto a los otros.

De este modo, se ha determinado la ubicación de una pluralidad de nuevos pozos candidatos, verticales y horizontales. Entonces, en la tapa 13, como se ha explicado antes, se aplica un proceso de optimización con el fin de seleccionar, de entre los pozos existentes y los nuevos pozos candidatos, el conjunto de pozos $\{W_i\}$ el cual hace máximo el valor de la función de la ganancia.

Más precisamente, el proceso de optimización utiliza enfoques heurísticos, convergencia determinista y convergencia no determinista.

Los enfoques heurísticos tienen por objetivo reducir el número de nuevos pozos candidatos mediante la selección previa de nuevos pozos y la no selección de otros. Se pueden aplicar las siguientes reglas:

- Nuevos pozos candidatos son ordenados según su producción de petróleo acumulada (determinada por el simulador de campo para la determinación de las zonas de drenaje como ha sido descrito antes en este documento) y únicamente se seleccionan previamente los primeros, por ejemplo el 50% de los primeros. Esto permite mantener un número suficientemente grande de pozos, ya que interacciones potenciales entre pozos podría modificar la ordenación de los pozos, comparado con la ordenación inicial anteriormente mencionada, en donde los nuevos pozos se supone que producen solos, esto es sin otro pozo nuevo que compita.
- La orientación horizontal del pozo tiene en cuenta la dirección preferencial geológica general. Los nuevos pozos candidatos horizontales se seleccionan previamente o no se seleccionan según las diferencias entre su orientación y la dirección preferencial geológica. Por ejemplo, los nuevos pozos candidatos horizontales se seleccionan previamente si la diferencia entre su orientación y la dirección preferencial geológica no excede de 15° . Los otros nuevos pozos candidatos horizontales no se seleccionan.
- Los nuevos pozos candidatos horizontales no se selecciona si se aproximan a uno de los pozos existentes 2 , $2'$ en más de, por ejemplo, $0,1$ veces la distancia entre pozos.

La convergencia determinista tiene por objetivo la determinación de los parámetros de producción óptimos B_{i0} para un conjunto determinado de pozos $\{W_i\}$. Puesto que los parámetros de producción son principalmente parámetros continuos, se pueden utilizar procedimientos de optimización clásicos (deterministas y no deterministas), tal como procedimientos de gradiente o de pseudo gradiente, procedimientos de bifurcación y acotación, etcétera.

La convergencia no determinista tiene por objetivo encontrar el conjunto de pozos $\{W_i\}$ que hacen máxima la función de ganancia NPV. Puesto que los conjuntos de pozos $\{W_i\}$ son discretos, se aplican procedimientos no deterministas, junto con las reglas heurísticas descritas antes en este documento. Permiten seleccionar conjuntos apropiados de pozos, a fin de explorar extensivamente el espacio de buenos candidatos e identificar el conjunto óptimo de pozos $\{W_i\}_0$, que comprende los pozos existentes 2 , $2'$ y nuevos pozos con su ubicación, tecnología (vertical / horizontal con orientación) y datos de perforación. Los procedimientos de este tipo pueden incluir procedimientos de recocido simulado, o enfriamiento simulado o evolutivos, por ejemplo.

Un procedimiento no determinista de este tipo necesita calcular la función de ganancia, bajo determinadas limitaciones, mediante la utilización del simulador de campo, para un gran número de conjuntos de pozos. Sin embargo, puesto que los conjuntos de pozos comprenden los pozos existentes y nuevos pozos seleccionados de entre los nuevos pozos candidatos previamente seleccionados, el número de posibles conjuntos de pozos está limitado en comparación con los miles de millones de posibles escenarios. Por ejemplo, en una forma de realización, la función de ganancia se calcula para cientos de miles de conjuntos de pozos. Sin embargo, el tiempo de cálculo necesario es pequeño en comparación con el tiempo de cálculo que se necesitaría para calcular la función de ganancia para los miles de millones de posibles escenarios. En otras palabras, la presente invención permite la identificación de un conjunto óptimo de pozos $\{W_i\}_0$ en un tiempo limitado.

Además del conjunto óptimo de pozos $\{W_i\}_0$ y los parámetros óptimos correspondientes B_{i0} del escenario óptimo, pueden ser identificados otros escenarios buenos sub óptimos, los cuales proporcionan un valor de la función de ganancia cerca del óptimo (típicamente inferior al 10% por debajo del óptimo, como una proporción de la diferencia entre el valor de la función de ganancia para un escenario de referencia y el valor de la función de ganancia para el escenario óptimo, ambos cumpliendo las mismas limitaciones). En una forma de realización, en lugar de la perforación de los nuevos pozos del escenario óptimo, se seleccionan los escenarios sub óptimos como se describe más adelante a fin de perforar nuevos pozos.

El escenario óptimo depende de las limitaciones y los parámetros de entrada (denominados "parámetros externos"), por ejemplo el precio del petróleo. Para ciertas variaciones de los parámetros externos de este tipo, el número de nuevos pozos identificados en el conjunto óptimo de pozos $\{W_i\}_0$ aumentará o disminuirá. Por ejemplo, un precio aumentado del petróleo disparará nuevos pozos adicionales, ya que será más económico.

A fin de ser tanto insensible, como sea posible, a la variación de los parámetros externos de este tipo, se

seleccionarán escenarios sub óptimos buenos de tal modo que el número de sus pozos nuevos comunes sea tan grande como sea posible. Esto es para asegurar que una variación de los parámetros externos no cambiará completamente la lista de los nuevos pozos, haciendo de ese modo las nuevas perforaciones obsoletas.

5 Idealmente, para una secuencia de un precio del petróleo creciente S_1, S_2, \dots, S_n , los conjuntos de pozos correspondientes $\{W_i\}_1, \{W_i\}_2, \dots, \{W_i\}_n$ para buenos escenarios sub óptimos será tal como $\{W_i\}_1 \subset \{W_i\}_2 \subset \dots \subset \{W_i\}_n$. De lo contrario, la suma del cardinal de los nuevos pozos comunes debe ser máxima.

Por ejemplo, supóngase que se han obtenido los siguientes resultados:

10

- Para $S_1 = 50$ dólares americanos, $\{W_i\}_1 = \{\text{pozos existentes } W1, W2'\}$.

- Para $S_2 = 65$ dólares americanos, $\{W_i\}_2 = \{\text{pozos existentes } W1, W2, W3\}$.

15

- Para $S_3 = 80$ dólares americanos, $\{W_i\}_3 = \{\text{pozos existentes } W1, W2', W4, W3\}$.

En donde $W1, W2', W4, W3$ son los nuevos pozos para los respectivos escenarios y las zonas de drenaje de $W2$ y $W4$ se solapan. Si se perforan los pozos $W1, W2$, y $W3$ y más tarde el precio del petróleo aumenta a 80 dólares americanos, el pozo $W4$ estará en conflicto con el pozo $W2$.

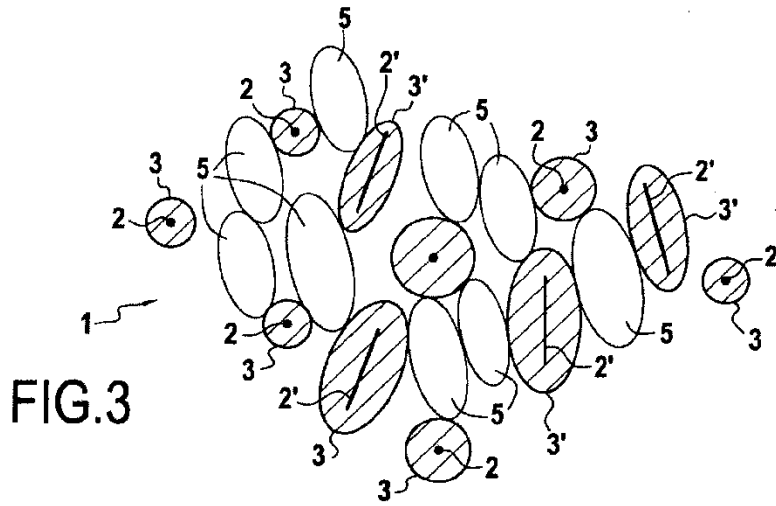
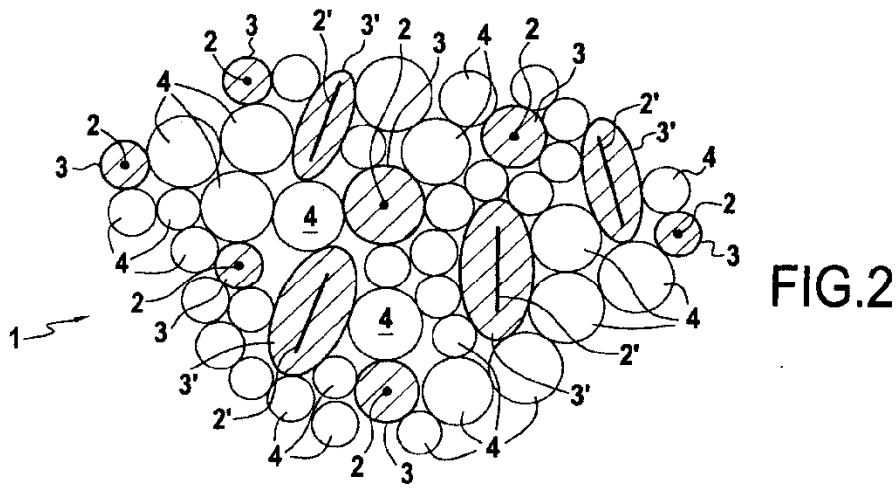
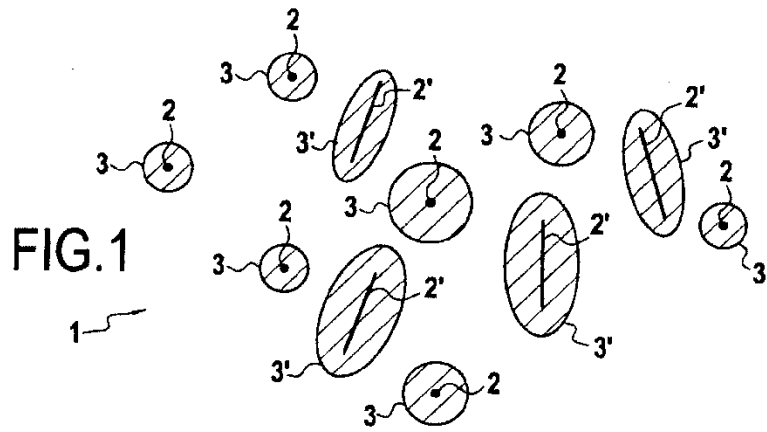
20

Por lo tanto, se llevan a cabo simulaciones de qué pasaría si, a fin de calcular el NPV de diversos escenarios sub óptimos e identificar el que permitirá perforar buenos pozos adicionales en el caso en el que el precio del petróleo aumente. Por ejemplo, en el ejemplo anterior, para $S_2 = 65$ dólares americanos, el escenario con el conjunto de pozos $\{W_i\}_2' = \{\text{pozos existentes } W1, W2', W3\}$ puede ser sub óptimo con una función de ganancia inferior al 5% por debajo del óptimo. Por lo tanto, es razonable perforar nuevos pozos $W1, W2', W3$. Si más tarde el precio del petróleo aumenta a 80 dólares americanos, se pueden perforar los nuevos pozos $W4$ sin entrar en conflicto con el pozo $W2'$.

25

REIVINDICACIONES

- 5 1. Procedimiento para mejorar la producción de un campo de gas o petróleo maduro, comprendiendo dicho campo una pluralidad de pozos existentes (2, 2'), comprendiendo dicho procedimiento:
- proporcionar un simulador de campo (10) capaz de predecir una producción de dicho campo, pozo a pozo, en función de un escenario determinado, siendo un escenario un conjunto de datos que comprende parámetros de producción de los pozos existentes (2, 2')
- 10 estando el procedimiento caracterizado por que
- dicho conjunto de datos comprende, dado el caso, parámetros de ubicación y producción de uno o más pozos nuevos y por que comprende:
- 15 - determinar (11) las zonas de drenaje (3, 3') de dichos pozos existentes (2, 2') utilizando el simulador de campo,
- 20 - determinar (12) unas ubicaciones de nuevos pozos candidatos de tal modo que las zonas de drenaje de dichos nuevos pozos candidatos, determinadas utilizando el simulador de campo, no se solapen con las zonas de drenaje (3, 3') de los pozos existentes (2, 2'),
- 25 - optimizar (13) el valor de una función de ganancia, la cual depende de la producción del campo mediante la determinación de un conjunto de pozos de entre una pluralidad de conjuntos de pozos, que optimiza el valor de dicha función de ganancia, comprendiendo cada conjunto de pozos de dicha pluralidad de conjuntos de pozos los pozos existentes (2, 2') y nuevos pozos seleccionados de entre los nuevos pozos candidatos.
- 30 2. Procedimiento según la reivindicación 1, que comprende una etapa heurística, en la que nuevos pozos candidatos son seleccionados previamente o no seleccionados mediante la aplicación de por lo menos una regla heurística, consistiendo cada conjunto de pozos de dicha pluralidad de conjuntos de pozos en los pozos existentes y en nuevos pozos seleccionados de entre los nuevos pozos candidatos previamente seleccionados.
- 35 3. Procedimiento según la reivindicación 2, en el que dicha etapa heurística comprende la selección previa y la no selección de nuevos pozos candidatos horizontales, en función de su orientación.
- 40 4. Procedimiento según la reivindicación 2, en el que dicha etapa heurística comprende la selección previa y la no selección de nuevos pozos candidatos, en función de su distancia con respecto a los pozos existentes.
- 45 5. Procedimiento según la reivindicación 2, en el que dicha etapa heurística comprende la selección previa y la no selección de nuevos pozos candidatos en función de su producción de petróleo acumulada determinada por el simulador de campo.
- 50 6. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que la optimización del valor de una función de ganancia comprende la determinación de los parámetros de producción óptimos para un conjunto de pozos determinado mediante la aplicación de procedimientos de optimización deterministas o no deterministas.
- 55 7. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que la optimización del valor de una función de ganancia comprende la determinación del conjunto de pozos óptimo determinado mediante la aplicación de procedimientos de optimización no deterministas.
- 60 8. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que la optimización del valor de dicha función de ganancia comprende la determinación de un conjunto de inyectores, los cuales optimizan el valor de dicha función de ganancia.
9. Procedimiento según la reivindicación 1, en el que por lo menos uno de los pozos tiene una geología multicapa y el simulador de campo es capaz de predecir una producción de dicho campo, pozo por pozo y por capa o grupos de capas.
10. Procedimiento según la reivindicación 1, que comprende la etapa de la definición de limitaciones que deben ser cumplidas por el conjunto de pozos, que optimiza el valor de dicha función de ganancia.
11. Procedimiento según la reivindicación 6, que comprende la etapa de definición de limitaciones que deben ser cumplidas por dichos parámetros de producción óptimos.



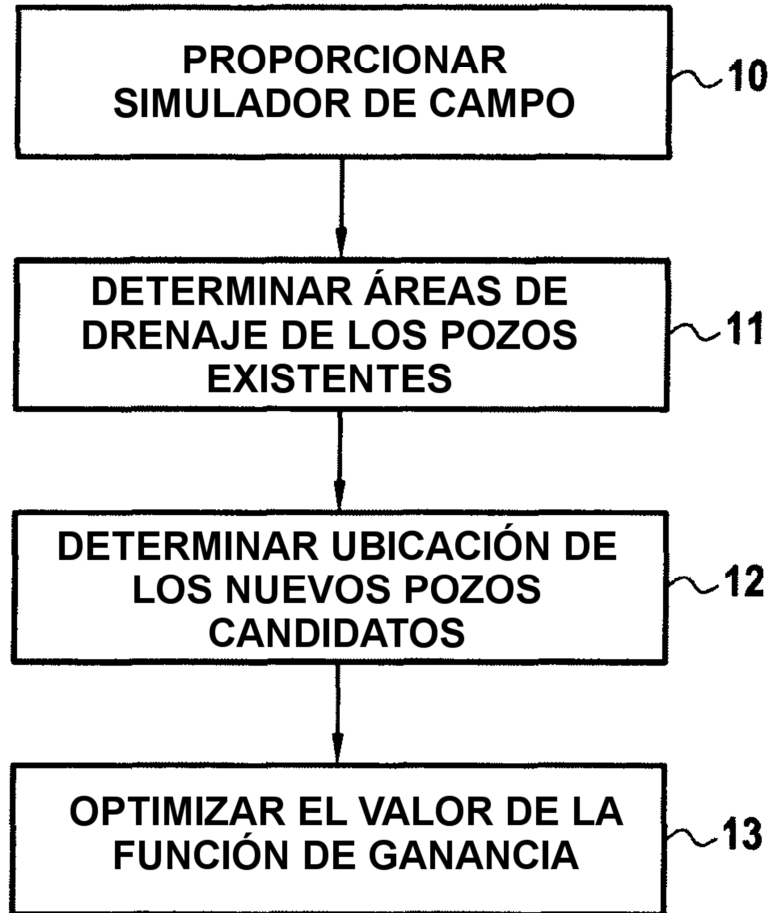


FIG.4