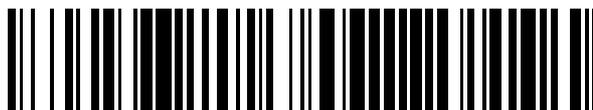


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 670 807**

51 Int. Cl.:

E21B 43/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **06.06.2014 PCT/EP2014/061813**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.12.2014 WO14195453**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.06.2014 E 14728214 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **28.02.2018 EP 3004530**

54 Título: **Método para la selección y optimización de controles de yacimientos petrolíferos para la meseta de producción**

30 Prioridad:

06.06.2013 EP 13382214

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

01.06.2018

73 Titular/es:

**REPSOL, S.A. (50.0%)
C/ Méndez Álvaro, 44
28045 Madrid, ES y
INTERNATIONAL BUSINESS MACHINES
CORPORATION (50.0%)**

72 Inventor/es:

**EMBED DROZ, SONIA;
RODRIGUEZ TORRADO, RUBÉN;
HEGAZY, MOHAMED;
ECHEVERRÍA CIAURRI, DAVID y
MELLO, ULISSES**

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 670 807 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

Método para la selección y optimización de controles de yacimientos petrolíferos para la meseta de producción

5 **Campo de la invención**

La presente invención se refiere a la determinación de controles de producción de energía para la producción de un yacimiento (petrolífero) de hidrocarburos subterráneo dado y, más particularmente, a la especificación de controles para la producción óptima y sostenida de un yacimiento (por medio de un perfil de tipo meseta a lo largo del tiempo).

10

Técnica anterior

Los diseños de instalaciones de producción de energía se basan normalmente en consideraciones generales sobre la producción del yacimiento para un yacimiento (petrolífero) de hidrocarburos subterráneo dado. Generalmente, las unidades de negocio económico proporcionan un límite de diseño inferior. Este límite puede basarse en la duración de la producción en meseta y en el tiempo que se requiere para recuperar los costes de construcción de la instalación. Producción en meseta significa producción de energía sostenida y constante durante el periodo de producción seleccionado. Las unidades de negocio económico también establecen un límite de diseño superior para la duración de la meseta, normalmente estipulado contractualmente, por ejemplo, una estipulación contractual que limita la producción de un yacimiento dado a un determinado intervalo de tiempo, o vinculado a concesiones de yacimiento. Por tanto, la determinación de la producción del yacimiento normalmente incluye hallar controles de producción (por ejemplo la tasa del yacimiento) que tengan como objetivo una producción sostenida y constante durante un periodo de producción seleccionado.

15

20

25

Con anterioridad, los diseñadores generaron perfiles de producción en meseta ad hoc, a través de ensayo y error y guiados por la experiencia previa. Los diseñadores usaban modelos de producción de petróleo sencillos y analíticos para estimar aproximadamente un valor de meseta optimizado. Sin embargo, estas estimaciones aproximadas se basaban en modelos muy sencillos e imprecisos. Estos modelos no son robustos, a menudo conducen a decisiones erróneas y con frecuencia no toman en consideración incertidumbres inherentes.

30

Más recientemente, los diseñadores han usado una producción del yacimiento basada en simulación para optimizar los diseños. Consideraciones acerca de la duración de la meseta (por ejemplo, duración mínima y máxima) proporcionaron restricciones de optimización generales a estas simulaciones de yacimiento para resultados más precisos. Aunque se logró una mayor precisión, el hecho de incluir la incertidumbre en este enfoque basado en simulación y de formular el problema como un problema de optimización general hizo que se llegara a una solución más compleja y costosa debido a que debe resolverse el problema de optimización de múltiples variables. La incertidumbre en determinados parámetros (por ejemplo la geometría del yacimiento) se cuantifica normalmente considerando un conjunto de distribuciones de parámetros, cada una de ellas con una probabilidad asociada. Llegar a una solución requiere con frecuencia miles de simulaciones de flujos de yacimiento, lo que requiere varios días de cálculos hasta completarlo. Por tanto, el coste computacional asociado puede resultar prohibitivo. Además, este enfoque con frecuencia no es adecuado para una toma de decisiones rápida e interactiva.

35

40

La solicitud de patente US 2004/0254734A1 describe un método para optimizar la producción de un yacimiento petrolífero en presencia de incertidumbres.

45

Por tanto, existe la necesidad de generar, de manera rápida, poco costosa y metódica, controles de producción de yacimiento que, con una incertidumbre cuantificable, tengan como objetivo optimizar una producción sostenida (es decir por medio de un perfil de tipo meseta a lo largo del tiempo), y, también de generar controles de producción de yacimiento para conseguir una duración de meseta dada previamente.

50

Descripción de la invención

Según la terminología de la ingeniería de yacimientos, tasa de producción de petróleo del yacimiento (FOPR) se refiere a la tasa de producción de petróleo para todo el yacimiento y normalmente se mide en barriles al día (bbl/día). Junto con el petróleo, los pozos productores también pueden producir otros fluidos (por ejemplo agua). Por tanto, la tasa de producción de fluidos del yacimiento (FFPR) se refiere a la tasa de producción de fluidos para todo el yacimiento.

55

De forma similar, la tasa de inyección de fluido en el yacimiento (FFIR) se refiere a la cantidad total de fluido inyectado para barrer el petróleo. Los simuladores de flujo de fluido comerciales (por ejemplo ECLIPSE) permiten (usando directrices de eficiencia) determinar la tasa a lo largo del tiempo para cada pozo individual (inyectores y productores) dada, por ejemplo, la FOPR deseada y el hecho de que la FFPR debe ser igual a la FFIR (esta última estrategia se conoce como sustitución de vacío y pretende mantener la presión interna en el yacimiento para una mejor estabilidad estructural). Puesto que la cantidad de petróleo inicialmente presente en un yacimiento es finita, no es posible mantener un valor dado de FOPR de manera indefinida. La duración de la meseta L_{pit} asociada con la FOPR es la duración más larga durante la cual el yacimiento ofrece una tasa de producción de petróleo igual a la

60

65

FOPR. Para un rango de valores de FOPR relativamente grande que puede usarse en la práctica, podemos suponer que la duración de la meseta asociada con un valor de FOPR es inversamente proporcional a ese valor de FOPR, y que para ese rango hay una correspondencia de uno a uno entre la FOPR y la duración de la meseta asociada con ese valor de FOPR.

5 La duración de la meseta L_{pit} puede obtenerse directamente a través de una simulación de flujo. La relación inversa (es decir FOPR dada L_{pit}) no se obtiene directamente a través de una simulación de flujo y, según un aspecto de la invención, esta correspondencia inversa puede calcularse teniendo en cuenta condiciones límite adicionales.

10 A lo largo de la descripción se supone que la incertidumbre se encuentra en la descripción geológica del yacimiento (pueden incluirse otros tipos de incertidumbre de manera similar a ésta). Puesto que la descripción geológica del yacimiento es incierta, los parámetros geológicos asociados con el yacimiento no pueden considerarse conocidos. Un enfoque común es generar un conjunto de distribuciones geológicamente plausibles de los parámetros desconocidos que sean coherentes con cierta información disponible (por ejemplo mediciones en algunos pozos piloto). Por tanto, se consideran múltiples modelos geológicos en lugar de un único modelo (determinístico). Por
15 consiguiente, al usar simulación de yacimientos se determinan un conjunto de previsiones de producción, en lugar de una única previsión. Las estadísticas calculadas para este conjunto pueden considerarse finalmente en la optimización (por ejemplo, tasa de producción de petróleo del yacimiento promedio y valor presente neto promedio).

20 Un aspecto de la invención es la generación de controles de producción de yacimiento para la meseta de producción, que es un método que comprende

- determinar un modelo de yacimiento,
- generar con herramientas numéricas un plan de desarrollo que comprende un modelo de instalaciones y los
25 controles para una tasa de producción predeterminada, preferiblemente la FOPR, comprendiendo este plan de desarrollo:
 - o la distribución de ubicaciones de pozos de producción y, opcionalmente, ubicaciones de pozos de inyección para el modelo de yacimiento,
 - o un programa de perforación y
 - 30 o un control de los pozos,
- simular con herramientas numéricas el modelo de yacimiento en las condiciones del plan de desarrollo para la tasa de producción predeterminada adaptada para generar un perfil de producción promedio y la duración de la meseta.

35 El programa de perforación establece el orden de perforación de los pozos y el momento en el que se perfora cada pozo. El control de los pozos establece el caudal de cada pozo a lo largo del tiempo.

Una vez que la planta de desarrollo ha definido la distribución de las ubicaciones de los pozos, el programa de perforación y el control de los pozos, puede calcularse una medida de clasificación tal como el valor presente neto (NPV).
40

El método comprende el siguiente procedimiento iterativo para la selección de los controles para la meseta de producción:

- proporcionar una estimación aproximada para la variable de tasa de producción,
- proporcionar una función de coste que evalúe una medida de clasificación promedio, preferiblemente el valor presente neto NPV, para el modelo de instalaciones según la variable de tasa de producción,
- mientras la medida de clasificación promedio no sea máxima, llevar a cabo las siguientes etapas:
 - o simular el modelo de yacimiento para el valor de tasa de producción proporcionando el modelo de instalaciones y la medida de clasificación promedio,
 - 50 o si la medida de clasificación promedio no es máxima, generar una nueva tasa de producción,
- proporcionar los controles de yacimiento según la tasa de producción que hace que la medida de clasificación promedio sea máxima.

55 Según una realización de la invención, la generación de controles de producción de yacimiento se calcula con una incertidumbre cuantificable, que maximiza el valor presente neto (NPV) para un yacimiento particular y que mantiene una producción del yacimiento constante (por medio de un perfil de tipo meseta a lo largo del tiempo). El cálculo del NPV puede incluir modelos de coste sencillos para las instalaciones de producción/inyección.

60 Otra característica de la invención es la generación de controles de tasa de yacimiento que, con una incertidumbre cuantificable, dan una meseta de producción de una duración previamente especificada. Si esta duración no es factible, la invención da como resultado los controles de yacimiento que dan la duración factible más próxima a la duración especificada (por ejemplo el valor FOPR asociado con la L_{pit} obtenida satisface las restricciones impuestas).

65

Realizaciones de la invención se refieren a un método para determinar controles de yacimiento para la producción de petróleo que, con una incertidumbre cuantificable, maximizan alguna métrica de rendimiento de explotación tal como el valor presente neto. Se selecciona una tasa de producción de petróleo del yacimiento (FOPR) al hacer que la métrica de rendimiento de explotación sea máxima, se ponen a disposición perfiles de producción optimizados y la incertidumbre asociada (y pueden usarse, por ejemplo, para evaluar diseños de instalaciones). De lo contrario, se selecciona una FOPR nueva para otra iteración y se determina la producción promedio hasta que se halla un máximo.

La presente invención también se refiere a un método para determinar controles de yacimiento para la producción de petróleo que, con una incertidumbre cuantificable, dan una meseta de producción de una duración deseada (esta duración de la meseta de producción puede venir dada, por ejemplo, por unidades de negocio económico, y puede estar relacionada con consideraciones acerca de las instalaciones de inyección/producción).

Descripción de los dibujos

Estas y otras características y ventajas de la invención se verán más claramente a partir de la siguiente descripción detallada de una realización preferida proporcionada sólo a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo con referencia a los dibujos adjuntos.

Figura 1 Esta figura muestra un ejemplo de un sistema de diseño de instalación para seleccionar una configuración de instalación (petrolífera/de gas) de energía de hidrocarburos para una producción óptima desde un campo o yacimiento particular, según una realización preferida de la presente invención.

Figuras 2A-2B Estas figuras muestran un ejemplo de desarrollo iterativo de un perfil de producción de duración deseada de la meseta y un optimizador para el perfil de producción.

Descripción detallada de la invención

Tal como apreciará un experto en la técnica, los aspectos de la presente invención pueden materializarse como un sistema, método o producto de programa informático. Por consiguiente, los aspectos de la presente invención pueden adoptar la forma de una realización totalmente en hardware, una realización totalmente en software (que incluye *firmware*, software residente, microcódigo, etc.) o una realización que combine aspectos de software y hardware que pueden denominarse todas, en general, en el presente documento como "circuito", "módulo" o "sistema". Además, los aspectos de la presente invención pueden adoptar la forma de un producto de programa informático materializado en uno o más medios legibles por ordenador que tienen código de programa legible por ordenador materializado en los mismos.

Puede utilizarse cualquier combinación de uno o más medios legibles por ordenador. El medio legible por ordenador puede ser un medio de señales legible por ordenador o un medio de almacenamiento legible por ordenador. Un medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser, por ejemplo, aunque sin limitación, un sistema, aparato o dispositivo electrónico, magnético, óptico, electromagnético, infrarrojo o semiconductor, o cualquier combinación adecuada de los anteriores. Ejemplos más específicos (lista no exhaustiva) del medio de almacenamiento legible por ordenador incluirían los siguientes: una conexión eléctrica con uno o más cables, un disquete para ordenador portátil, un disco duro, una memoria de acceso aleatorio (RAM), una memoria de solo lectura (ROM), una memoria de solo lectura programable y borrable (EPROM o memoria Flash), una fibra óptica, una memoria de solo lectura en disco compacto portátil (CD-ROM), un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento magnético, o cualquier combinación adecuada de los anteriores. En el contexto de este documento, un medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser cualquier medio tangible que pueda contener, o almacenar, un programa para su uso por o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones.

Un medio de señales legibles por ordenador puede incluir una señal de datos propagada con código de programa legible por ordenador materializado en la misma, por ejemplo, en banda base o como parte de una onda portadora. Una señal propagada de este tipo puede adoptar cualquiera de una variedad de formas, entre las que se incluyen, aunque sin limitación, electromagnética, óptica o cualquier combinación adecuada de las mismas. Un medio de señales legibles por ordenador puede ser cualquier medio legible por ordenador que no sea un medio de almacenamiento legible por ordenador y que pueda comunicar, propagar o transportar un programa para su uso por o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones.

El código de programa materializado en un medio legible por ordenador puede transmitirse usando cualquier medio apropiado, entre los que se incluyen, aunque sin limitación, inalámbrico, por hilo, por cable de fibra óptica, por RF, etc., o cualquier combinación adecuada de los anteriores.

El código de programa informático para llevar a cabo operaciones para aspectos de la presente invención puede escribirse en cualquier combinación de uno o más lenguajes de programación, entre los que se incluyen un lenguaje de programación orientado a objetos tal como Java, Smalltalk, C++ o similar y lenguajes de programación de

procedimientos convencionales, tales como el lenguaje de programación “C” o lenguajes de programación similares. El código de programa puede ejecutarse en su totalidad en el ordenador del usuario, en parte en el ordenador del usuario, como un paquete de software autónomo, en parte en el ordenador del usuario y en parte en un ordenador remoto o en su totalidad en el ordenador o servidor remoto. En este último caso, el ordenador remoto puede estar

5 conectado al ordenador del usuario a través de cualquier tipo de red, entre las que se incluyen una red de área local (LAN) o una red de área amplia (WAN), o la conexión puede realizarse a un ordenador externo (por ejemplo, a través de Internet usando un proveedor de servicios de Internet).

A continuación se describen aspectos de la presente invención con referencia a las ilustraciones de diagrama de flujo y/o diagramas de bloques de métodos, aparatos (sistemas) y productos de programa informático según las realizaciones de la invención. Se entenderá que cada bloque de las ilustraciones de diagrama de flujo y/o los diagramas de bloques, y combinaciones de bloques en las ilustraciones de diagrama de flujo y/o en los diagramas de bloques, pueden implementarse mediante instrucciones de programa informático. Estas instrucciones de programa informático pueden proporcionarse a un procesador de un ordenador de propósito general, un ordenador de propósito especial, u otro aparato de procesamiento de datos programable para producir una máquina, de tal manera que las instrucciones, que se ejecutan a través del procesador del ordenador u otro aparato de procesamiento de datos programable, creen medios para implementar las funciones/acciones especificadas en el bloque o bloques del diagrama de flujo y/o el diagrama de bloques.

20 Estas instrucciones de programa informático también pueden almacenarse en un medio legible por ordenador que pueda indicar a un ordenador, otro aparato de procesamiento de datos programable u otros dispositivos, que funcionen de una manera particular, de tal manera que las instrucciones almacenadas en el medio legible por ordenador produzcan un artículo de fabricación que incluye instrucciones que implementan la función/acción especificada en el bloque o bloques del diagrama de flujo y/o el diagrama de bloques.

25 Las instrucciones de programa informático también pueden cargarse en un ordenador, otro aparato de procesamiento de datos programable u otros dispositivos, para provocar que se realicen una serie de etapas operativas en el ordenador, otro aparato programable u otros dispositivos para producir un proceso implementado por ordenador de tal manera que las instrucciones que se ejecutan en el ordenador u otro aparato programable proporcionen procesos para implementar las funciones/acciones especificadas en el bloque o bloques del diagrama de flujo y/o el diagrama de bloques.

30 Volviendo ahora a los dibujos y, más particularmente, a la figura 1, ésta muestra un ejemplo de un sistema para determinar controles de producción de yacimiento 100 que selecciona configuraciones de producción de yacimiento (petrolífero/de gas) de energía de hidrocarburos, según una realización preferida de la presente invención. A la hora de seleccionar una configuración de producción de yacimiento optimizada, el sistema 100 preferido determina la tasa de producción de petróleo del yacimiento (que se mantiene a lo largo del tiempo en la medida de lo posible; esto da un perfil de producción de tipo meseta de duración L_{pit}) de un yacimiento de petróleo subterráneo; y además, evalúa una incertidumbre asociada para la producción de petróleo resultante.

35 Un sistema de diseño 100 preferido incluye uno o más ordenadores 102, 104, 106 (3 en este ejemplo), acoplados entre sí, por ejemplo, por cable o de manera inalámbrica a través de una red 108. La red 108 puede ser, por ejemplo, una red de área local (LAN), Internet, una intranet o una combinación de las mismas. Normalmente, los ordenadores 102, 104, 106 incluyen uno o más procesadores, por ejemplo, una unidad de procesamiento central (CPU) 110, memoria 112, almacenamiento local 114 y alguna forma de dispositivo de entrada/salida 116 que proporciona una interfaz de usuario. El almacenamiento local 114 puede generar y/o incluir un conjunto de modelos 118 para un yacimiento cuya producción se está evaluando.

40 El sistema de diseño 100 preferido desarrolla perfiles de producción (es decir cantidades relacionadas con descripciones de producción como funciones de tiempo) a partir de criterios económicos, tal como valor presente neto (NPV) por ejemplo, considerando elementos de gasto de capital (CAPEX) relacionados con el diseño de instalaciones. A partir de estos perfiles de producción, pueden determinarse los controles de producción de yacimiento necesarios para maximizar la producción en la explotación de un campo correspondiente. En particular, los perfiles de producción son para una producción de energía de tipo meseta con una tasa de producción de energía constante (durante al menos cierta parte del intervalo de tiempo de producción), que corresponde a la cantidad total de material producido en el campo particular. El método y el sistema de diseño 100 preferido también facilitan controles de campo para la producción de energía durante una duración de la meseta (L_{pit}) previamente especificada. El resultado del sistema de diseño 100 puede usarse para diseñar instalaciones de inyección/producción necesarias para la explotación del campo.

45 Por tanto, aplicado a una producción de energía de hidrocarburos, un sistema de diseño 100 preferido optimiza la tasa de producción de petróleo del yacimiento para un conjunto de modelos de yacimiento, en un problema de optimización de una sola variable restringido por límites de variable superiores e inferiores. Un sistema de diseño 100 preferido formula este problema de optimización de una sola variable como una función de coste de optimización para explotar un respectivo yacimiento de producción de energía. La aplicación de la función de coste de optimización a la simulación del yacimiento de producción proporciona una producción de yacimiento promedio

máxima para el conjunto, identificando la producción promedio máxima la tasa de producción óptima (con una duración de producción asociada) con una incertidumbre cuantificable.

5 En cuanto a la producción de energía, la única variable de optimización es la tasa de producción de petróleo del yacimiento (FOPR) y todas las demás entradas de la simulación se conocen o se han determinado previamente. Por ejemplo, las tasas individuales en los pozos de producción/inyección pueden obtenerse por medio de simuladores comerciales que a menudo incorporan algoritmos de asignación de tasa de pozo. Las restricciones de optimización incluyen límites superiores e inferiores para FOPR. Estos límites pueden venir dados por unidades de negocio económico, o alternativamente, estos límites vienen impuestos, por ejemplo, por las duraciones de meseta. En 10 cuanto al rango de interés se supone una correspondencia de uno a uno entre FOPR y L_{pit} . Cualquier otro límite puede trasladarse mediante una etapa de preprocesamiento y entonces resolver el problema.

En una realización adicional, la única variable de optimización es la duración de la meseta, en la que se usa la correspondencia entre FOPR y L_{pit} . En esta realización, se usa un método iterativo adicional para el valor preciso de la FOPR para un determinado valor de L_{pit} . Por tanto, un sistema de diseño 100 preferido determina la tasa de producción de yacimiento (petrolífero/de gas) de energía necesaria (y la correspondiente duración de la meseta de producción) para maximizar el NPV resolviendo FOPR como la única incógnita. Adicionalmente, y siendo FOPR también la única incógnita, el sistema 100 calcula la tasa de producción de yacimiento de energía necesaria para obtener una duración de la meseta de producción especificada, es decir, la correspondencia entre FOPPR y L_{pit} . 15 20

La optimización culmina con un NPV promedio máximo (sobre el conjunto de modelos de yacimiento usados) junto con una cuantificación de incertidumbre asociada a este NPV promedio máximo. La incertidumbre puede cuantificarse (en particular para la FOPR que maximiza el NPV promedio) por medio de todas las respuestas de producción determinadas en la unidad de producción promedio 134, usándose también estas respuestas de 25 producción para calcular el NPV promedio.

Por tanto, la tasa de producción de petróleo del yacimiento (y la correspondiente duración de la meseta de producción) para llegar al NPV promedio máximo identifica una solución óptima para la función de coste de optimización y un punto operativo óptimo para el yacimiento de producción. Los diseñadores usan la tasa de 30 producción de petróleo del yacimiento optimizada y la duración de la meseta de producción para diseñar y especificar instalaciones de diseño para el yacimiento de producción.

A continuación, los diseñadores pueden determinar controles de inyección de yacimiento, y después seleccionar una estrategia de control específica. Por ejemplo, los pozos de inyección pueden no ser necesarios en yacimientos que hacen uso de acuíferos. A la inversa, cuando se usa inundación con agua, la sustitución de vacío define una tasa de inyección de agua en el yacimiento igual a la tasa de producción de fluido del yacimiento. La sustitución de vacío tiene como objetivo mantener la presión del yacimiento y dar a la producción una estabilidad estructural. 35 40

Además, al tratar la tasa de producción del yacimiento como distribuida entre todos los pozos productores, el sistema de diseño 100 puede determinar una tasa de producción individual para cada pozo. Hay disponibles comercialmente simuladores de flujo de yacimiento para la distribución del caudal. Simuladores de flujo de yacimiento típicos disponibles comercialmente incluyen, por ejemplo, ECLIPSE de Schlumberger Limited, e IMEX de Computer Modelling Group Ltd. 45

La figura 2A muestra un ejemplo de un aspecto de la invención que usa un sistema de diseño preferido (por ejemplo, 100 de la figura 1) para desarrollar de manera iterativa una unidad de optimización 120 que maximiza el NPV. Este NPV se calcula para un perfil de producción promedio obtenido, por ejemplo, a través de simulación de flujo de yacimiento para todos los modelos usados para cuantificar la incertidumbre (por ejemplo, 118 en la figura 1). 50

Alternativamente, puede realizarse una aproximación a este perfil de producción promedio usando sólo una simulación de flujo de yacimiento para un modelo de yacimiento promedio o puede proporcionarse como una función conocida.

El cálculo del NPV incluye modelos de coste para las instalaciones 132 que requieren como entrada perfiles de producción promedio. Estos modelos pueden ser, por ejemplo, modelos de coste exponencial que penalizan una gran producción. 55

Inicialmente, un valor para FOPR 122 se proyecta o suministra (por ejemplo, por un ingeniero, diseñador u otro experto) a la unidad de producción promedio 134 (esta unidad también cuantifica la incertidumbre asociada/propagada). La unidad 120 optimiza una única variable (tasa de producción de petróleo/líquido del yacimiento). 60

Tras cada iteración, la unidad 124 comprueba el resultado para determinar si el NPV promedio es máximo. De lo contrario, la unidad de optimización 120 recibe o determina una nueva FOPR 126 dentro de los límites de FOPR 128. La nueva FOPR puede proponerse, por ejemplo, por medio de métodos de Newton-Raphson que estiman valores tangentes usando valores previos obtenidos en etapas anteriores u otros métodos numéricos. 65

Estos límites pueden corresponder, por ejemplo, a límites de la FOPR o del valor de duración de la meseta dados por unidades económicas. Por ejemplo, estos límites pueden implementarse en una iteración dada comprobando que la nueva FOPR es mayor que una $FOPR_{min}$ limitada por una duración de la meseta máxima. En este caso, si la

5 tasa de producción o la duración de la meseta no es factible, la invención proporcionará los controles de yacimiento que den los valores factibles más próximos.

En la siguiente iteración, la unidad 120 calcula un nuevo NPV promedio (y la incertidumbre asociada) a partir del nuevo valor para FOPR 126. Si la comprobación 124 determina que el resultado es máximo, se entrega el resultado

10 final 130 junto con las correspondientes distribuciones. Este resultado puede usarse para seleccionar un diseño final de las instalaciones de inyección/producción.

Inicialmente por ejemplo, un usuario, ingeniero u otro diseñador, puede proporcionar un valor de optimización 122. Alternativamente, el sistema de diseño 100 puede seleccionar el valor de optimización inicial 122 determinado automáticamente a partir de consideraciones de datos disponibles, o a partir de los límites de variable de optimización 128. Las consideraciones de datos disponibles pueden incluir, por ejemplo, petróleo original estimado en el lugar y duración esperada de la meseta y factor de recuperación de petróleo. La determinación automática del valor de optimización inicial 122 a partir de límites de variable de optimización 128 incluye, por ejemplo, seleccionar el punto medio entre límites.

15

20

Puesto que la optimización es para una única variable, la optimización en 120 llega a una solución con una precisión aceptable en la práctica en un número relativamente pequeño de iteraciones, generalmente menos de diez. Preferiblemente, la optimización se resuelve usando un optimizador no lineal, restringido por límites (la función de coste es un NPV promedio 136 para el valor de interés para FOPR, y los límites de optimización vienen especificados por ejemplo por restricciones de negocio económico). Por consiguiente, la presente invención llega rápidamente a un valor de meseta de FOPR optimizado (que tiene una correspondiente duración óptima de la meseta debido a la relación de uno a uno entre L_{pit} y FOPR).

25

Además, la descripción de cualquier yacimiento generalmente acarrea incertidumbre (cuantificada, por ejemplo, por un conjunto de modelos y correspondientes probabilidades cada uno). Por tanto, la optimización en 120 considera operadores de promediado. Por ejemplo, la porosidad puede modelarse como una media aritmética ponderada según la probabilidad para la distribución de porosidad para cada modelo en un conjunto (la distribución de porosidad para el modelo de yacimiento describe la cantidad de espacio de poro/vacío para la región espacial modelada). Pueden promediarse igualmente otras propiedades del yacimiento. Posteriormente, se realiza una simulación de flujo de yacimiento considerando las propiedades promedio. Alternativamente, puede ejecutarse una simulación de flujo de yacimiento para cada modelo de yacimiento en el conjunto, y se aplica el operador promedio a todos los perfiles de producción obtenidos. Esta segunda opción capta mejor efectos no lineales en la propagación de incertidumbre pero a costa de ser más costosa computacionalmente que la realización de una única simulación sobre un modelo de yacimiento promedio. En conclusión, la presente invención propaga la incertidumbre a partir del

30

35

40

modelo de yacimiento hasta el final, dando como resultado 130 la FOPR, la duración de la meseta y el valor presente neto (incluyendo este último modelo de coste para las instalaciones de inyección/producción).

El NPV óptimo se obtiene mediante un método iterativo usando la variable FOPR. Este método también puede resolverse usando la duración de la meseta debido a la correspondencia de uno a uno entre ambas variables. Es decir, la optimización 120 se reproduce sustituyendo las variables FOPR por la unidad 140 dando como resultado un método expresado en la variable L_{pit} .

45

La figura 2B muestra un ejemplo que usa un sistema de diseño preferido (por ejemplo, 100 de la figura 1) para desarrollar iterativamente un perfil de producción que da una duración de la meseta de producción de petróleo 140 previamente especificada.

50

La relación inversa entre la FOPR y la duración de la meseta no puede obtenerse directamente a partir de la simulación de flujo. En este caso, puede estimarse la relación inversa proporcionando una función unidimensional basada en el conocimiento del ingeniero, diseñador u otro experto; o puede obtenerse de manera precisa según el siguiente método de la invención.

55

Dado un valor para FOPR, la simulación de flujo sobre un modelo de yacimiento proporciona la duración de la meseta de producción para tal modelo de yacimiento. Cuando se simula una pluralidad de modelos de yacimiento que coinciden con la información acerca del yacimiento, las estadísticas medidas sobre la pluralidad de modelos de yacimiento proporcionan las estadísticas que cuantifican la incertidumbre. Es decir, la duración de la meseta 148 se calcula para un perfil de producción promedio obtenido a través de simulación de flujo de yacimiento para todos los modelos usados para cuantificar la incertidumbre (por ejemplo, 118 en la figura 1). Alternativamente, puede realizarse a una aproximación de este perfil de producción promedio usando sólo una simulación de flujo de yacimiento para un modelo de yacimiento promedio.

60

65

5 Inicialmente, se proyecta o suministra un valor para la FOPR 122 (por ejemplo, por un ingeniero, diseñador u otro experto) a la unidad de producción promedio 134 (esta unidad también cuantifica la incertidumbre asociada/propagada). La unidad 140 resuelve una única variable (tasa de producción de petróleo/líquido del yacimiento). Tras cada iteración, la unidad 150 comprueba el resultado para determinar si la duración de la meseta promedio es el valor deseado 146 o, alternativamente, si es el valor más próximo al valor deseado que puede obtenerse. De lo contrario, la unidad de resolución 140 recibe o determina una nueva FOPR 152 dentro de los límites de FOPR 128. Estos límites pueden corresponder, por ejemplo, a límites de FOPR o del valor de duración de la meseta dados por unidades económicas. En la siguiente iteración, la unidad 140 resuelve un nuevo valor de meseta de producción y la incertidumbre asociada para el nuevo valor FOPR 126.

10 Si la comprobación 150 determina que el resultado es el valor deseado 146 o, alternativamente, si es el valor más próximo al valor deseado que puede obtenerse, se pone a disposición el resultado de FOPR final 154.

15 La unidad 140 resuelve la producción de petróleo promedio dada una duración de la meseta para un conjunto de modelos de yacimiento. El sistema de diseño 100 puede aplicar técnicas de agrupamiento/muestreo al conjunto de modelos de yacimiento para reducir/limitar el número de modelos considerado a un número relativamente pequeño, por ejemplo, algunas decenas de modelos. Aunque en el presente documento se realiza una descripción para un yacimiento petrolífero completo, la presente invención puede aplicarse a un conjunto de pozos previamente agrupados, por ejemplo, usando restricciones de distancia de superficie y/o geológicas.

20 El optimizador no lineal propaga la incertidumbre, por ejemplo, promediando los perfiles de producción obtenidos a partir de la simulación de flujo de yacimiento para cada modelo de yacimiento en el conjunto. Por tanto, en este contexto, las previsiones de producción son una recopilación de predicciones de todos los modelos de yacimientos en el conjunto e incertidumbres asociadas. Por tanto, un sistema de diseño 100 preferido determina predicciones (en las que la producción de petróleo presenta perfiles de meseta) a partir de simulaciones de flujo de yacimiento complejas, y además, mientras preserva un nivel de precisión en el diseño satisfactorio para la mayoría de aplicaciones prácticas. Por consiguiente, la presente invención tiene aplicación en escenarios que pueden requerir una decisión rápida en un breve periodo de tiempo (es decir, en horas o como mucho unos días).

25 Una vez calculada la FOPR óptima, para un factor de sustitución predeterminado (la tasa entre el flujo inyectado y el flujo producido, normalmente 1), se calcula la tasa a lo largo del tiempo para cada pozo individual (inyectores y productores) usando, por ejemplo, un programa comercial y por tanto los controles para la meseta de producción.

30 Por tanto, ventajosamente, la presente invención proporciona un enfoque mucho más eficiente para hallar controles de producción de campo que los enfoques de diseño de ensayo y error y ad hoc de la técnica anterior. Además, la presente invención es mucho menos costosa computacionalmente que los enfoques anteriores que se basaban en optimizaciones generales basadas en simulación, considerando normalmente un gran número de variables de optimización (por ejemplo, algunos cientos de variables) que muy a menudo requerían miles de simulaciones de flujo de yacimiento. En lugar de ello, la presente invención reduce las decisiones de diseño a una resolución de una única variable para llegar rápidamente a una solución, por ejemplo, el NPV de tasa de meseta de producción de petróleo del yacimiento y la FOPR o la duración de esa meseta.

35 40 45 Todo esto, combinado con técnicas de agrupamiento/muestreo que reducen el número de modelos de yacimiento usados para la cuantificación de la incertidumbre, permite obtener soluciones aceptables oportunamente para diseños en los que es clave la toma de decisiones rápida e interactiva.

REIVINDICACIONES

1. Método para seleccionar y optimizar controles de yacimientos petrolíferos para la meseta de producción que comprende:
- determinar un modelo de yacimiento,
 - generar con herramientas numéricas un plan de desarrollo que comprende un modelo de instalaciones y los controles para una tasa de producción predeterminada, preferiblemente la FOPR, comprendiendo este plan de desarrollo:
 - o la distribución de ubicaciones de pozos de producción y, opcionalmente, ubicaciones de pozos de inyección para el modelo de yacimiento,
 - o un programa de perforación y
 - o un control de los pozos,
 - simular con herramientas numéricas el modelo de yacimiento en las condiciones del plan de desarrollo para la tasa de producción predeterminada adaptada para generar un perfil de producción promedio y la duración de la meseta,
- en el que la selección de los controles para la meseta de producción comprende el siguiente método iterativo:
- proporcionar una estimación aproximada para la variable de tasa de producción,
 - proporcionar una función de coste que evalúe una medida de clasificación promedio, preferiblemente el valor presente neto NPV, según la variable de tasa de producción,
 - mientras la medida de clasificación promedio no sea máxima, llevar a cabo las siguientes etapas:
 - o simular el modelo de yacimiento para el valor de tasa de producción proporcionando el modelo de instalaciones y la medida de clasificación promedio,
 - o si la medida de clasificación promedio no es máxima, generar una nueva tasa de producción,
 - proporcionar los controles de yacimiento según la tasa de producción que hace que la medida de clasificación promedio sea máxima.
2. Método según la reivindicación 1, en el que se proporciona(n) la tasa de producción correspondiente al máximo de la función de coste, o la medida de clasificación promedio correspondiente al máximo de la función de coste, o ambas.
3. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la nueva tasa de producción generada en el método iterativo está limitada por límites de variable superiores, límites de variable inferiores, o ambos.
4. Método según las reivindicaciones 1 a 3, en el que el método iterativo se itera usando la duración de la meseta L_{pit} de tal manera que la tasa de producción se calcula como una función de la duración de la meseta L_{pit} según las siguientes etapas:
- para la L_{pit} deseada, proporcionar una estimación aproximada de tasa de producción inicial,
 - llevar a cabo un segundo método iterativo adicional en el que, mientras la diferencia entre la L_{pit} deseada y la meseta de duración L_{pit} determinada por la simulación para la tasa de producción sea mayor que un umbral predeterminado, se propone una nueva tasa de producción,
 - proporcionar la última tasa de producción.
5. Método según las reivindicaciones 1 a 4, en el que el método iterativo se itera usando la duración de la meseta L_{pit} de tal manera que la tasa de producción se expresa como una función de la duración de la meseta L_{pit} según una estimación o una función de interpolación de un conjunto de muestras conocidas.
6. Método según la reivindicación 4 ó 5, en el que la nueva tasa de producción propuesta en el segundo método iterativo está limitada por límites de variable superiores, límites de variable inferiores, o ambos.
7. Método según la reivindicación 4 ó 5, en el que la nueva tasa de producción se propone usando una unidad de optimización.
8. Método según cualquier reivindicación 1 a 7, en el que el modelo de yacimiento incluye determinar la incertidumbre del modelo comprendiendo:
- determinar un conjunto de realizaciones que tienen una distribución geológicamente plausible de los parámetros desconocidos que son coherentes con la información disponible acerca del yacimiento,
 - simular el modelo de yacimiento y las mediciones sobre el conjunto de realizaciones; y,
 - proporcionar los valores de incertidumbre estadística.

9. Método según cualquier reivindicación 1 a 7, en el que el modelo de yacimiento incluye determinar la incertidumbre modelada como:
- 5
- determinar un conjunto de realizaciones que tienen una distribución geológicamente plausible de los parámetros desconocidos que son coherentes con la información disponible acerca del yacimiento,
 - simular el modelo de yacimiento y las mediciones sobre una única realización promedio del conjunto de realizaciones; y,
 - proporcionar los valores de incertidumbre estadística.
- 10 10. Sistema de procesamiento de datos que comprende medios adaptados para llevar a cabo un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9.
- 15 11. Producto de programa informático que comprende instrucciones que, cuando el programa se ejecuta por un ordenador, causan al ordenador realizar las etapas de un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9.

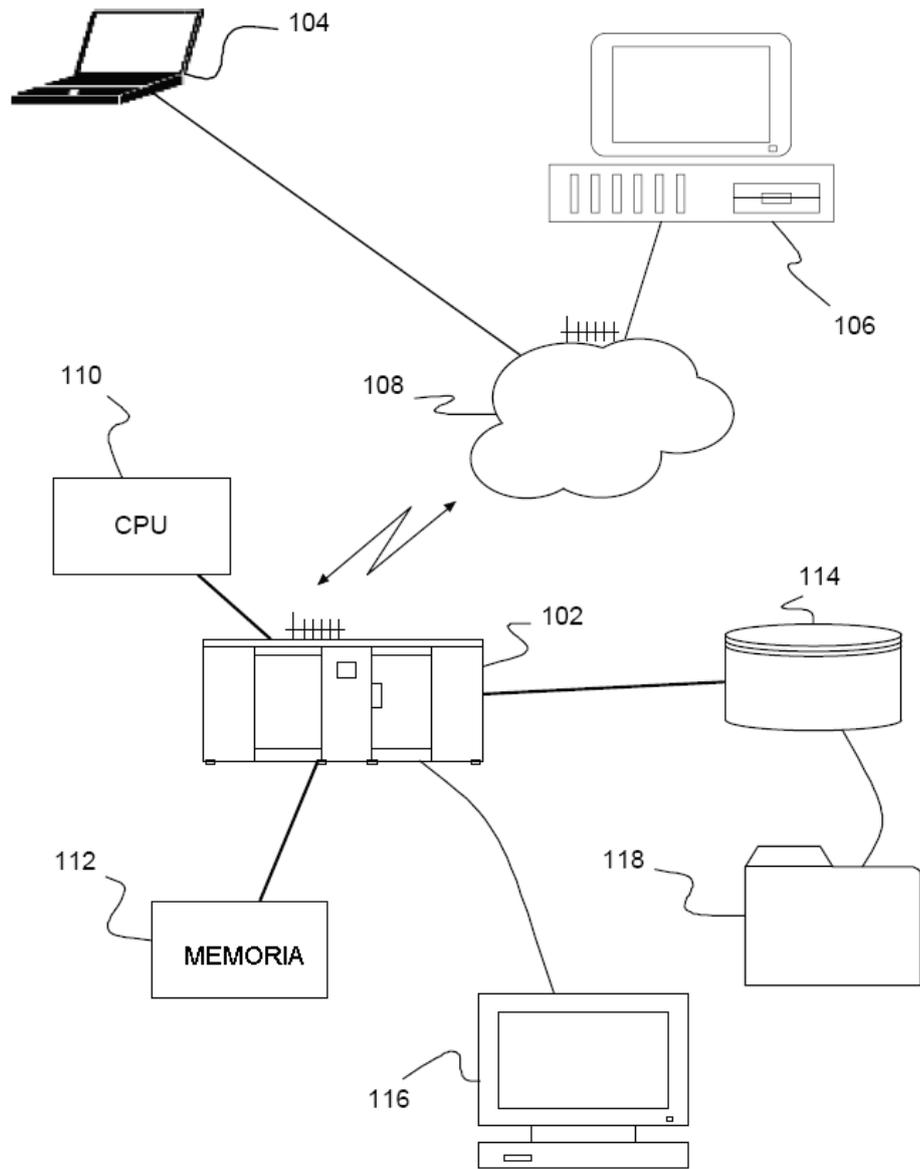


Fig. 1

100

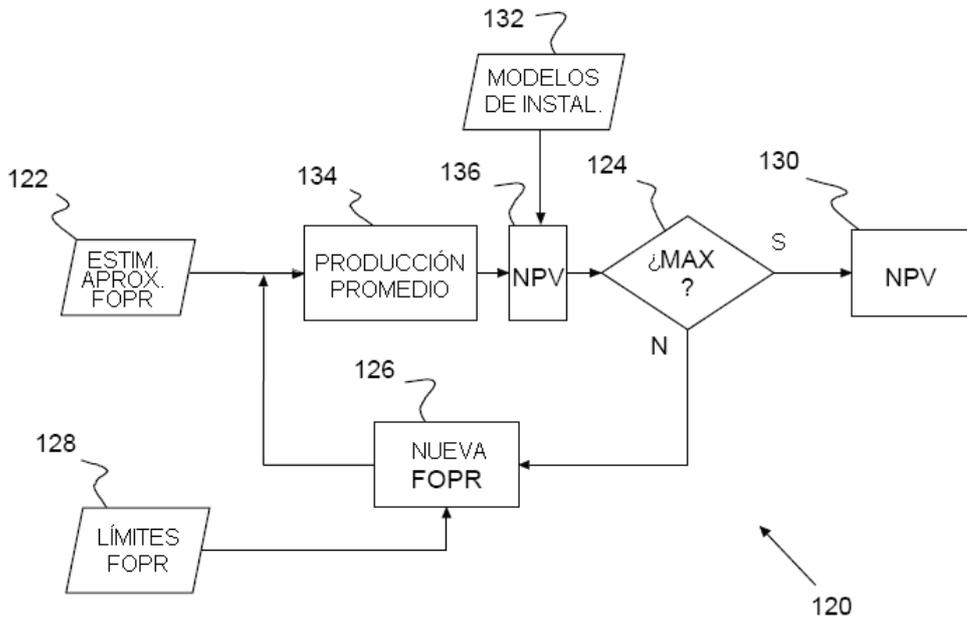


Fig. 2A

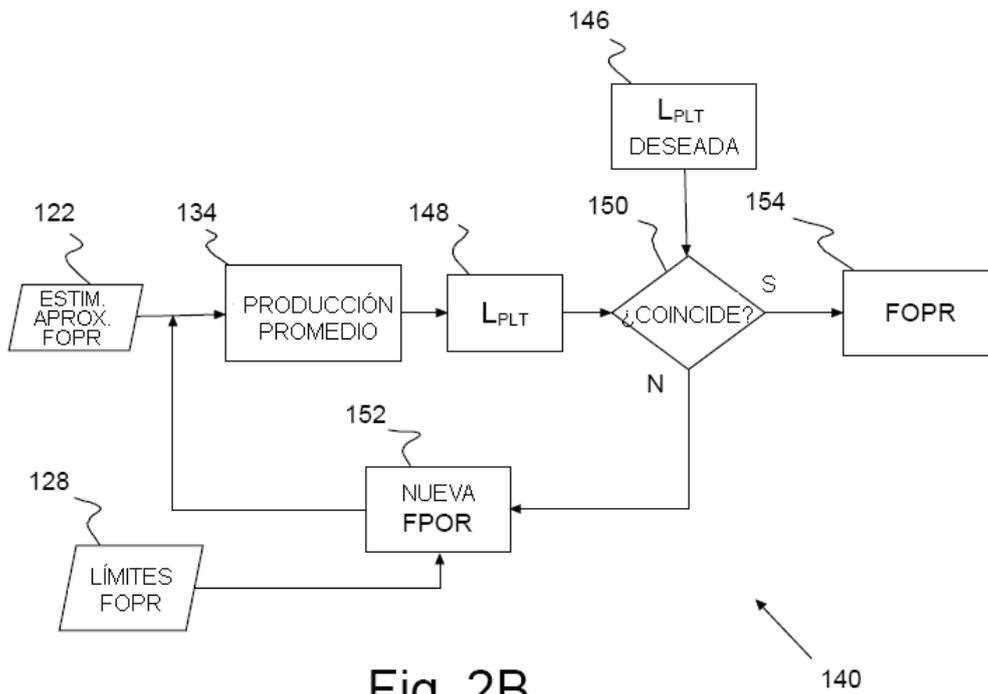


Fig. 2B