

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 988 490**

51 Int. Cl.:

E21B 43/30 (2006.01)

E21B 41/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **27.03.2018** **PCT/EP2018/057725**

87 Fecha y número de publicación internacional: **04.10.2018** **WO18178049**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **27.03.2018** **E 18719446 (9)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **07.08.2024** **EP 3601726**

54 Título: **Método para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento**

30 Prioridad:

29.03.2017 ES 201700314

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
20.11.2024

73 Titular/es:

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

72 Inventor/es:

EMBED DROZ, SONIA MARIETTE;
RODRÍGUEZ TORRADO, RUBÉN;
ECHEVERRÍA CIAURRI, DAVID y
GONCALVES DIAS DE BARROS, EDUARDO

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 988 490 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 determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento

5 Antecedentes

La presente invención se refiere a las técnicas eléctricas, electrónicas e informáticas, y más particularmente, a una herramienta para determinar ubicaciones de perforación de futuros pozos de petróleo.

- 10 La práctica actual en las compañías petroleras consiste en diseñar un único plan de desarrollo de campo determinista, que determina una única ubicación y/o trayectoria para cada uno de los pozos que se van a perforar. Esto se puede conseguir de muchas maneras diferentes: utilizando el juicio de un experto y/o algoritmos de optimización; al tener en cuenta un único caso de mejor conjetura y/o diferentes casos para explicar la incertidumbre (un ejemplo puede encontrarse en el documento WO 01/62603). En cualquiera de estos casos, la práctica actual todavía tiene como
- 15 objetivo determinar un único plan determinista. El argumento que apoya esta práctica consiste en que hay únicamente una "verdad fundamental" y, por lo tanto hay únicamente un plan que se puede implementar.

Sumario

- 20 Un aspecto incluye un método para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento y perforar al menos un pozo en el yacimiento en una ubicación de perforación determinada según el plan de perforación. El método comprende la categorización de la pluralidad de pozos nuevos en al menos un primer pozo nuevo y en un segundo pozo nuevo, de manera que se deba determinar inminentemente una ubicación de perforación para al menos el primer pozo nuevo, pero se puede determinar una ubicación de perforación para al menos el segundo
- 25 pozo nuevo en un tiempo posterior. El método comprende además determinar una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo, determinar la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo basándose al menos en parte en la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo y emitir el plan de perforación que comprende la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo.

- 30 Otro aspecto incluye un método para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento y perforar al menos un pozo en el yacimiento en una ubicación de perforación determinada según el plan de perforación. El método comprende la categorización de la pluralidad de pozos nuevos en al menos un primer pozo nuevo y en un segundo pozo nuevo, de manera que se deba determinar inminentemente una ubicación de perforación para al menos el primer pozo nuevo, pero se puede determinar una ubicación de perforación para al menos el segundo
- 35 pozo nuevo en un tiempo posterior. El método comprende además determinar la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo, determinar una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo basándose al menos en parte en la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y emitir el plan de perforación que comprende la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo.

- 40 Como se utiliza en el presente documento, "facilitar" una acción incluye realizar la acción, hacer la acción más fácil, ayudar a llevar a cabo la acción, o hacer que se realice la acción. Por consiguiente, a modo de ejemplo y no de limitación, las instrucciones que se ejecutan en un procesador pueden facilitar una acción llevada a cabo por
- 45 instrucciones que se ejecutan en un procesador remoto, enviando datos o comandos apropiados para causar o ayudar a la acción a realizarse. Para evitar dudas, cuando un actor facilita una acción que no sea la realización de la acción, la acción se realiza no obstante por alguna entidad o combinación de entidades. A lo largo de la descripción, las expresiones tal como 'determinar una ubicación para un primer pozo nuevo basándose en la ubicación de perforación determinada para el segundo pozo nuevo o para una pluralidad de segundos pozos nuevos' puede interpretarse como
- 50 que la ubicación para el segundo pozo nuevo o la ubicación para la pluralidad de segundos pozos nuevos ya están determinadas y por tanto se usan como una limitación de datos adicional a la información del yacimiento cuando se determina la ubicación del primer pozo. En la realización preferida, determinar la ubicación del primer pozo se realizaría por una simulación numérica con un simulador de flujo de fluido en donde la ubicación del segundo pozo nuevo o la ubicación de la pluralidad de segundos pozos nuevos está fija según un proceso de determinación anterior.

- 55 Se pueden implementar una o más realizaciones de la invención o elementos de la misma en forma de un producto de programa informático que incluye un medio de almacenamiento legible por ordenador con un código de programa utilizable por ordenador para realizar las etapas del método indicadas. Además, se pueden implementar una o más realizaciones de la invención o elementos de la misma en forma de un sistema (o aparato) que incluye una memoria, y al menos un procesador que está acoplado a la memoria y es operativo para realizar etapas del método ejemplar.
- 60 Además, en otro aspecto se pueden implementar una o más realizaciones de la invención o elementos de la misma en forma de medios para llevar a cabo una o más de las etapas del método descritas en el presente documento; los medios pueden incluir (i) módulos de *hardware*, (ii) módulos de *software* almacenados en un medio de almacenamiento legible por ordenador (o múltiples medios) e implementados en un procesador de *hardware*, o (iii) una combinación de
- 65 (i) y (ii); cualquiera de los (i)-(iii) implementa las técnicas específicas establecidas en este documento.

Estas y otras características y ventajas de la presente invención serán evidentes a partir de la siguiente descripción detallada de las realizaciones ilustrativas de la misma, que se van a leer en relación con los dibujos adjuntos.

Breve descripción de los dibujos

5 La figura 1 muestra un método para calcular un plan de desarrollo de campo determinista;
la figura 2 muestra un conjunto ejemplar de modelos de yacimiento adecuados para su uso con una realización de la presente invención;
la figura 3 muestra un plan de desarrollo de campo determinista ejemplar;
10 la figura 4A muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante marcadores individuales según una realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 4B muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante diagramas de contorno según una realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 4C muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante "mapas de calor" según una
15 realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 5 muestra un método para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención;
la figura 6 muestra otro método para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención;
20 la figura 7 muestra un método simplificado para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención;
la figura 8 muestra una pantalla gráfica de salida de interfaz de usuario ejemplar que puede asociarse con una realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 9A muestra un conjunto ejemplar de modelos originales que pueden presentarse en una pantalla gráfica
25 de salida de interfaz de usuario ejemplar asociada con una realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 9B muestra un conjunto ejemplar de modelos probables que pueden presentarse en una pantalla gráfica de salida de interfaz de usuario ejemplar asociada con una realización ilustrativa de la presente invención;
la figura 10A muestra los resultados experimentales obtenidos con la técnica anterior más cercana utilizando optimización sólida en bucle abierto;
30 la figura 10B muestra los resultados experimentales obtenidos con una realización de la presente invención utilizando el desarrollo de campo en bucle cerrado (CLFD);
la figura 10C muestra los resultados experimentales obtenidos con una realización de la presente invención utilizando la optimización de desarrollo de campo informado (IFDO);
la figura 10D muestra los resultados experimentales obtenidos con una realización de la presente invención
35 utilizando clarividencia inicial;
la figura 11 muestra una comparación de los resultados experimentales mostrados en las figuras 10A y 10C; y
la figura 12 representa un sistema informático que puede ser útil para implementar uno o más aspectos y/o elementos de la invención.

40 Descripción detallada

Como se ha indicado anteriormente, las técnicas convencionales implican el diseño de un único plan de desarrollo de campo determinista con una única ubicación/trayectoria (aunque posiblemente incluyendo terminaciones multilaterales) para cada uno de los pozos que se van a perforar. Sin embargo, para un caso con incertidumbre
45 geológica debido a un conocimiento limitado sobre el subsuelo, la ubicación óptima de los pozos futuros puede cambiar a medida que se perforan más pozos y, por lo tanto, se dispone de más conocimiento sobre el yacimiento. De este modo, las realizaciones de la presente invención permiten ventajosamente que se definan planes de desarrollo que incorporen cierto grado de flexibilidad que permita la adaptación basada en nueva información, en oposición a las prácticas actuales basadas en un plan determinista que no proporciona flexibilidad para ubicaciones y/o trayectorias
50 de nuevos pozos a pesar de la incertidumbre en los parámetros de campo.

Aunque la presente solicitud describe principalmente una aplicación de desarrollo de campo basada en la producción de petróleo por inundación de agua en la que el yacimiento contiene petróleo y agua, pero no contiene gas, un experto en la materia entenderá que las técnicas de la invención pueden utilizarse en otros contextos tales como la producción
55 de petróleo a través de otras técnicas, la producción de gas, etc.

La figura 1 muestra un método 100 para calcular un plan de desarrollo de campo determinista. El método 100 comienza en la etapa 105, cuando se recogen datos de los sensores de campo 110 y se utilizan para generar un conjunto de M
60 modelos de yacimiento. Los datos que pueden estar disponibles a partir de sensores de campo 110 pueden incluir, por ejemplo, registros de pozos, exploraciones sísmicas y datos de producción de pozos existentes. Con frecuencia, las características geológicas del yacimiento no son del todo conocidas. Si un ingeniero no puede determinar con certeza algunos de los parámetros necesarios para obtener previsiones de producción, un enfoque común va a generar un conjunto de configuraciones posibles M (también conocidas como realizaciones) que caracterizan la incertidumbre
65 alrededor de estos parámetros. Un ejemplo habitual de estos parámetros es la distribución espacial heterogénea de propiedades de roca relevantes para el flujo en el yacimiento, tales como porosidad y permeabilidad. Por lo tanto, el conjunto de M modelos de yacimientos representan diferentes distribuciones de los geomateriales, cada uno de los

cuales es compatible con los datos geológicos disponibles. Se supone que cada modelo de yacimiento produce una caracterización satisfactoria del yacimiento de interés, cuyas propiedades geológicas son siempre desconocidas. Algunas propiedades del yacimiento pueden no tener incertidumbre asociada con ellas, como la geometría del yacimiento y la profundidad del contacto agua-petróleo, si estos parámetros se pueden determinar con un grado aceptable de certeza utilizando mediciones existentes tales como las exploraciones sísmicas (por ejemplo, a partir de sensores de campo 110). Estas propiedades del modelo conocidas pueden ser compartidas por cada uno de los conjuntos de los M modelos de yacimientos. Como se indicará a continuación, se generan múltiples previsiones de producción basándose en las respectivas de estos modelos de yacimientos.

La figura 2 muestra un conjunto ejemplar de modelos de yacimientos adecuados para su uso con una realización de la presente invención. En una realización, las rocas del yacimiento pueden distribuirse de manera heterogénea formando canales de arena, cuya geometría y posición son inciertas, sobre un fondo de esquisto. Debido a que las propiedades relevantes para el flujo tales como la porosidad y permeabilidad pueden variar significativamente para diferentes tipos de rocas, estas heterogeneidades pueden tener un impacto importante en el flujo de fluido en el yacimiento y, a su vez, en el rendimiento de producción del campo petrolero. En los modelos de yacimientos mostrados en la figura 2, los tonos más oscuros corresponden a la roca de esquisto y los tonos más claros corresponden a la arena.

Retomando la figura 1, en la etapa 115, el conjunto de M modelos de yacimientos se utiliza para generar un plan de desarrollo de campo hasta la T. La T se refiere a un intervalo de tiempo de producción y habitualmente es del orden de varios años (por ejemplo, 1400 o 3000 días). El plan de desarrollo de campo se refiere a una secuencia de operaciones de perforación en diversas ubicaciones y momentos, es decir, cuántos pozos se perforarán, cuándo y dónde se perforarán los pozos y cómo se controlarán los pozos. Por ejemplo, un plan de desarrollo de campo puede requerir la perforación inmediata de un pozo de producción adicional (productor) y la perforación de un pozo de inyección adicional (inyector) en unos pocos meses.

Dado un plan de desarrollo de campo P para los próximos T días (o semanas, meses, años, etc.), la etapa 120 usa un modelo de física para hacer predicciones numéricas con respecto a la producción/inyección de fluidos en pozos existentes y futuros. El/los modelo(s) de física pueden resolverse numéricamente mediante un simulador de flujo de yacimiento disponible. El modelo de física se basa en una serie de parámetros que podemos estimar que se basan en las mediciones del campo/yacimiento.

Las previsiones de predicción obtenidas del simulador de yacimiento consisten habitualmente en series de valores correspondientes a las cantidades volumétricas predichas (por ejemplo, producción/inyección) asociadas con los diferentes pozos perforados en el yacimiento. En general, no hay suficientes mediciones para determinar todos los parámetros en el modelo de física por lo que el "problema de estimación de parámetros" está sin determinar, es decir, selecciones múltiples y diferentes de los parámetros de modelo reproducen las mediciones con un nivel aceptable de precisión. Por lo tanto, se utiliza una colección de M diferentes configuraciones de parámetros de modelo que son compatibles con la información disponible actualmente: los modelos de yacimientos de la etapa 105. Como resultado, para el plan P de desarrollo de campo determinado se pueden generar M predicciones numéricas de producción/inyección (cada una de ellas asociada con una respectiva de las M configuraciones de parámetros) en la etapa 120.

En la etapa 180, las M previsiones de producción generadas en la etapa 120 se utilizan para calcular M valores métricos de rendimiento. La métrica de rendimiento es el criterio utilizado para comparar diferentes planes de desarrollo de campo. La métrica de rendimiento puede elegirse por la persona responsable de tomar decisiones que refleje sus preferencias. Normalmente, el rendimiento de los planes de desarrollo se mide en términos de producción de petróleo acumulativa y/o valores de utilidad (por ejemplo, valores de equilibrio de recursos que pueden evaluarse, por ejemplo, en términos económicos, como el valor actual neto o el flujo de efectivo acumulativo). Si el rendimiento se mide sobre la base de la producción de petróleo acumulativa, la métrica de rendimiento se puede determinar directamente a partir de la previsión de producción de nuestro simulador de flujo de yacimiento.

Por otra parte, si se mide el rendimiento en términos de utilidad, se puede utilizar el modelo de utilidad 175 para determinar los valores de utilidad predichos (por ejemplo, valores económicos tales como valor actual neto o el flujo de efectivo acumulativo) de las previsiones de producción. El modelo de utilidad 175 podría ser una fórmula para calcular los valores de utilidad de la serie de cantidades volumétricas predichas. El modelo de utilidad 175 puede incluir diversos parámetros de utilidad (por ejemplo, económicos) como se indica a continuación. El modelo de utilidad 175 puede comprender un modelo económico si los valores de utilidad predichos comprenden valores económicos. En todos los casos, el valor de utilidad puede ser la cantidad de producción de petróleo acumulativa; es decir, los recursos de hidrocarburos recuperados y cualquier valor económico anterior se calcularía a partir de dicha cantidad.

En la etapa 180, se consideran casos múltiples (por ejemplo, M modelos de yacimientos diferentes) para explicar las incertidumbres de una manera similar a la indicada anteriormente con referencia a la etapa 120. De esta manera, se calculan múltiples métricas de rendimiento para un plan de desarrollo determinado (por ejemplo, para un plan determinado, M métricas de rendimiento: una para cada caso). Sin embargo, para que los planes se clasifiquen entre sí, cada plan debe tener un número único (es decir, una medida estadística) asociado al mismo. Se puede utilizar

entonces un algoritmo de optimización para encontrar el plan con el mejor valor para esta medida estadística y, por tanto, para maximizar el rendimiento del campo de petróleo mediante la determinación del mejor plan de desarrollo.

La etapa 185 implica tomar una medida estadística de estas M métricas, tales como el promedio o percentil, con el fin de cuantificar el potencial del plan de desarrollo de campo P determinado mediante un único número. Debido a todas las incertidumbres implicadas, esta medida estadística se define como una función del conjunto de realizaciones de los parámetros inciertos (por ejemplo, promedio, percentiles,...). Esta función también puede incluir algunas restricciones prácticas/operativas potenciales (por ejemplo, distancia mínima permitida entre pozos y cantidad máxima de agua que se puede utilizar en la producción).

La etapa 190 utiliza la medida estadística para determinar si el plan de desarrollo de campo cumple con los criterios de suficiencia. Si los cumple, se emite en la etapa 195. Si no los cumple, el proceso vuelve a la etapa 115 para la generación de un nuevo plan de desarrollo de campo. El método 100 implementa la optimización sólida en bucle abierto. Se supone que, a través de la computación de alto rendimiento y la optimización avanzada, se puede (i) determinar un número M de diferentes configuraciones de parámetros de modelo que sean compatibles con la información disponible (es decir, resolver el "problema de estimación de parámetros") y (ii) optimizar un plan de desarrollo (por ejemplo, optimizar el número de pozos que se perforarán, cuándo/dónde se perforarán los pozos y cómo se controlarán los pozos) sujeto a restricciones operacionales y generales (por ejemplo, distancia mínima permitida entre pozos y cantidad de agua máxima que se puede utilizar en la inyección) para las M configuraciones existentes de los parámetros del modelo y obtener un plan de desarrollo de campo único que, según algunas estadísticas de la medida de rendimiento, por ejemplo, el promedio del valor actual neto, es óptimo para todas las M configuraciones de parámetros.

La figura 3 muestra una salida ejemplar del método 100 mostrado en la figura 1. Concretamente, la figura 3 es un mapa que muestra un único plan de desarrollo de campo determinista: una única ubicación para cada uno de los pozos. Los productores se representan como círculos, y los inyectores se representan como triángulos. El fondo del diagrama presenta información relacionada con la distribución espacial de las propiedades de la roca del yacimiento de una manera similar a la indicada anteriormente con referencia a la figura 2: los tonos más oscuros corresponden a la roca de esquisto y los tonos más claros corresponden a la arena.

En comparación con las técnicas deterministas mencionadas anteriormente, que requieren decisiones sobre todos los pozos que se deben hacer a la vez, las realizaciones de la presente invención reconocen que algunos pozos pueden necesitar una decisión antes que otros. Por lo tanto, el conjunto de pozos que se van a perforar se puede dividir en dos conjuntos, W1 y W2 (téngase en cuenta que no se conoce el número de pozos en cada conjunto y tiene que determinarse/optimizarse). W1 se refiere a aquellos pozos cuyo plan correspondiente necesita determinarse inmediatamente por que esa es la siguiente acción que tendrá lugar y tienen que asignarse los recursos asociados con la perforación de estos pozos (por ejemplo, torres de perforación). W2 son los pozos cuyo plan no necesita conocerse ahora. Téngase en cuenta que después de perforar los pozos W1 se mejorará nuestro conocimiento del yacimiento y con ello se podrá tomar una decisión más sólida con respecto al plan para los pozos W2. El plan para los pozos W1 se optimiza teniendo en cuenta que la nueva información se asimila después de su perforación y se utiliza para mejorar de manera iterativa estimaciones para M diferentes configuraciones de parámetros de modelo que describen el flujo del yacimiento y a su vez para optimizar el plan para los pozos W2 restantes con estas M configuraciones mejoradas de los parámetros. Matemáticamente esto se formula como un problema de optimización anidado. Por lo tanto, una realización de la invención puede basarse en la solución de este problema de optimización anidado o en alguna aproximación eficaz de la misma. El resultado de esta optimización es un plan para los pozos W1 y M planes para los pozos W2. Por lo tanto, el plan para W1 se especifica unívocamente y se dan M (en general) diferentes planes para los pozos W2. Por consiguiente, la incertidumbre se incluye en los planes para los pozos cuya perforación no es necesaria de inmediato.

Los M conjuntos de ubicaciones de cada uno de los planes para los pozos W2 pueden presentarse en un mapa utilizando marcadores individuales, diagramas de contorno o "mapas de calor", ayudando con ello a la persona responsable de tomar decisiones con respecto al desarrollo del campo. Las ubicaciones de los pozos W1 pueden superponerse en estas representaciones de las soluciones W2. Como en la figura 3, los productores se representan como círculos, y los inyectores se representan como triángulos. Los pozos cuyas ubicaciones ya se han determinado (por ejemplo, pozos que ya han sido perforados) se muestran en blanco. Los pozos cuyas ubicaciones todavía no se han determinado (por ejemplo, pozos que todavía no se han perforado) se muestran en negro.

La figura 4A muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante marcadores individuales según una realización ilustrativa de la presente invención. La figura 4B muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante diagramas de contorno según una realización ilustrativa de la presente invención. La figura 4C muestra múltiples ubicaciones para pozos futuros indicados mediante "mapas de calor" según una realización ilustrativa de la presente invención.

La figura 5 muestra un método 500 para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención. Como en el método 100 mostrado en la figura 1, el método 500 empieza por 505 con la generación de un conjunto de M modelos de yacimientos basados en datos de los sensores de campo 510. Sin embargo, a diferencia

del método 100 mostrado en la figura 1 que se refiere únicamente al intervalo de tiempo de producción T , el método 500 mostrado en la figura 5 aborda t_H , que es un período más corto (por ejemplo, meses en lugar de años) durante el cual las decisiones deben tomarse inmediatamente. Por ejemplo, un plan de desarrollo de campo puede requerir la perforación inmediata de un pozo de producción adicional y perforar un pozo de inyección adicional en unos pocos meses (por ejemplo, 300 días). Por consiguiente, t_H puede equivaler a 300 días, mientras que T puede equivaler a 1400 o 3000 días. Téngase en cuenta que $t=0$ se refiere al presente en lugar de, por ejemplo, una fecha de inicio pasada para la producción en el campo.

De este modo, la etapa 515 de la figura 5 genera únicamente un plan de desarrollo de campo hasta t_H (mientras que la etapa 115 de la figura 1 genera el plan de desarrollo de campo hasta T), y la etapa 520 genera M previsiones de producción hasta t_H (mientras que la etapa 120 de la figura 1 generó M previsiones de producción hasta T). De lo contrario, las etapas 515 y 520 son similares a las etapas 115 y 120 indicadas anteriormente con referencia a la figura 1.

Mientras que el método 100 de la figura 1 incluye un único bucle de optimización, las etapas dentro de la caja 560 de la figura 5 constituyen un segundo bucle de optimización interior que es nuevo con respecto al método 100 de la figura 1. Dentro del bucle de optimización interior, hay M búsquedas independientes para un plan mejor de t_H a T , y por lo tanto hay M planes que se mejoran para cada uno de los M conjuntos de M modelos. Mientras tanto, en el bucle de optimización exterior, se está mejorando un único plan de 0 a t_H para todos los M conjuntos de M modelos.

Después de la etapa 520, el método 500 continúa con la etapa 525, en la que se generan M conjuntos de mediciones sintéticas futuras utilizando información relacionada con los sensores de campo 510. Estas mediciones sintéticas futuras representan lecturas del sensor de campo desde el tiempo 0 (ahora) hasta el tiempo t_H en cada uno de los pozos.

En la etapa 530, se generan M conjuntos nuevos, que contienen cada uno M modelos de yacimientos basados, al menos en parte, en las mediciones sintéticas futuras. Más particularmente, para cada uno de los M conjuntos de mediciones sintéticas futuras generadas en la etapa 525, se produce un conjunto nuevo de M modelos de yacimientos. Esto puede implicar, por ejemplo, resolver un problema de estimación de parámetros basado en las mediciones sintéticas futuras. Los nuevos modelos de yacimientos no deben generarse basándose únicamente en las mediciones sintéticas futuras, sino que pueden generarse de manera que sean compatibles con toda la información disponible, incluyendo tanto la información previamente disponible (antes $t=0$) como las mediciones sintéticas futuras (después $t=0$). En la etapa 535, los M conjuntos nuevos de M modelos de yacimientos se utilizan para generar un conjunto de M planes de desarrollo de campo de t_H a T . El conjunto de M planes de desarrollo de campo de t_H a T generados en la etapa 535 corresponde al desarrollo de campo único de 0 a t_H generados en la etapa 515.

La etapa 540 genera un conjunto de M previsiones de producción para cada uno de los M planes de desarrollo de campo P de t_H a T . Como se ha indicado anteriormente con referencia a las etapas 120 y 520, para un plan de desarrollo de campo P , se generan M predicciones numéricas de producción/inyección (cada una de ellas asociada con una respectiva de las M configuraciones de parámetros), y cada previsión va hasta T . La etapa 540 genera M conjuntos de M previsiones de producción de t_H a T (correspondientes a los M planes de t_H a T generados en la etapa 535), mientras que la etapa 520 genera un conjunto de M previsiones de producción de 0 a t_H (correspondientes al plan de 0 a t_H generado en la etapa 515).

En la etapa 545, cada una de las M previsiones de producción generadas en la etapa 540 se utilizan para calcular M valores métricos de rendimiento. Debido a que se generaron M conjuntos de M previsiones de producción en la etapa 540, se generan M conjuntos de M valores de métrica de rendimiento en la etapa 545. De una manera similar a la indicada anteriormente con referencia a 180 y 175 de la figura 1, la etapa 545 puede implicar el uso del modelo de utilidad 575 si el rendimiento se mide en términos de utilidad. Más particularmente, si los términos de utilidad en los que se mide el rendimiento comprenden términos económicos, el modelo de utilidad 575 puede comprender un modelo económico.

En la etapa 545, se calculan M métricas de rendimiento para cada uno de los M planes de desarrollo. Sin embargo, para que los planes se clasifiquen entre sí, cada uno de los M planes de desarrollo debe tener un único número (métrica optimizada) asociado al mismo. Por tanto, la etapa 550 implica calcular una métrica optimizada, basada en las M métricas de rendimiento para uno de los M planes de desarrollo de campo determinado (de t_H a T , generado en la etapa 535), que cuantifica el potencial de dicho plan de desarrollo de campo determinado mediante un único número. Debido a todas las incertidumbres implicadas, esta medida optimizada puede definirse como una función (por ejemplo, una medida estadística) del conjunto de realizaciones de los parámetros inciertos (por ejemplo, promedio, percentiles,...). Esta función también puede incluir algunas restricciones prácticas/operativas potenciales (por ejemplo, distancia mínima permitida entre pozos y cantidad máxima de agua que se puede utilizar en la producción). En particular, la etapa 550 calcula M métricas optimizadas: una métrica optimizada para cada uno de los M conjuntos de M métricas de rendimiento generadas en la etapa 545, o en otras palabras, una métrica optimizada para cada uno de los M planes de desarrollo de campo de t_H a T generados en la etapa 535.

La etapa 555 determina si uno o más de los planes de desarrollo de campo de t_H a T cumple con los criterios de

suficiencia. Si no los cumple, el proceso vuelve de manera iterativa a la etapa 535 para repetir el bucle de optimización interior 560 para un proceso de optimización que genera progresivamente planes de desarrollo de campo utilizando información de los planes de desarrollo de campo anteriores hasta que la métrica de rendimiento de utilidad y, por lo tanto la medida optimizada, sea satisfactoria. Si los cumple, el método procede a la etapa 585 y vuelve al bucle de optimización exterior.

Como se ha indicado anteriormente, la etapa 550 implica el cálculo de M métricas optimizadas: una métrica optimizada para cada uno de los M conjuntos de M métricas de rendimiento generados en la etapa 545, o en otras palabras, una métrica optimizada para cada uno de los M planes de desarrollo de campo de t_H a T generados en la etapa 535. Sin embargo, el conjunto de M planes de desarrollo de campo de t_H a T generado en la etapa 535 corresponde al plan de desarrollo de campo único hasta que t_H se genera en la etapa 515. Por lo tanto, la etapa 585 implica tomar una medida estadística de estas M métricas, tales como el promedio o el percentil, con el fin de obtener un valor que cuantifique el potencial de uno de los planes de desarrollo de campo determinado hasta t_H generado en la etapa 515. Por lo tanto, la etapa 585 implica tomar una medida estadística de las M métricas optimizadas que resultan del bucle de optimización interior 560. Esto también puede incluir algunas restricciones prácticas/operativas potenciales (por ejemplo, distancia mínima permitida entre pozos y cantidad máxima de agua que se puede utilizar en la producción).

La etapa 590 utiliza la medida estadística de la etapa 585 para determinar si el plan de desarrollo de campo cumple con los criterios de suficiencia. Si no los cumple, el proceso vuelve de manera iterativa a la etapa 515 y repite el bucle de optimización exterior para un proceso de optimización que genera progresivamente planes de desarrollo de campo utilizando información de los planes de desarrollo de campo anteriores hasta que la métrica de rendimiento de utilidad y, por lo tanto la medida optimizada, sea satisfactoria. Si los cumple, el método emite el plan completo de desarrollo de campo con incertidumbre en la etapa 595.

La figura 6 muestra un método 600 para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención. El método 600 utiliza la optimización de desarrollo de campo informado (IFDO). El método 600 puede considerar un plan de desarrollo de campo petrolero P donde el plan para los pozos W1 tiene que definirse ahora y el plan para los pozos W2 tendrá que definirse en el futuro. La incertidumbre geológica asociada con el campo se puede cuantificar utilizando M diferentes configuraciones de parámetros de modelo, como se ha indicado anteriormente con referencia a la etapa 505 de la figura 5.

En la etapa 610, el técnico superior diseña el mejor plan P posible según una métrica de rendimiento mediante el uso de la optimización explicando las M configuraciones de parámetros de modelo diferentes, suponiendo que el problema de estimación de parámetros puede resolverse eficientemente (por ejemplo, mediante la optimización). X1 se utiliza para indicar los parámetros que corresponden al plan para los pozos W1. La etapa 610 corresponde a las etapas 515 y 520 de la figura 5.

En la etapa 620, se utiliza una de las M configuraciones de parámetros de modelo para simular la producción del campo para los parámetros del plan X1 hasta el tiempo t_H cuando se necesita perforar el primero de los pozos W2. (Como se indica a continuación con referencia a la etapa 630, se repite la etapa 620 para cada m de las M configuraciones de los parámetros de modelo.) Las etapas 620 y 630 corresponden a la etapa 525 de la figura 5.

En la etapa 621, las M diferentes configuraciones de los parámetros de modelo se actualizan con el resultado de la simulación resolviendo un problema de estimación de parámetros basado en mediciones sintéticas futuras. Téngase en cuenta que el resultado de la simulación puede incluir más información que los datos de producción (por ejemplo, registros de pozos y datos de exploraciones sísmicas), como se ha indicado anteriormente con referencia a la etapa 510 de la figura 5. La etapa 621 corresponde a la etapa 530 de la figura 5.

En la etapa 622, el plan para los pozos W2 se optimiza bajo incertidumbre cuantificada mediante las M configuraciones actualizadas de los parámetros de modelo. Los parámetros del plan actualizado para pozos W2 bajo una (m) determinada de las M configuraciones de los parámetros de modelo se indican por X2(m). La etapa 622 corresponde a las etapas 535 a 545 de la figura 5.

La etapa 630 comprueba si se han procesado todas las M configuraciones de los parámetros de modelo. Si no se han procesado, el método vuelve a la etapa 620 para procesar otra (m) de las M configuraciones de los parámetros de modelo. De lo contrario, el método continúa hasta la etapa 640, que calcula una estadística basada en las M métricas de rendimiento optimizadas determinadas en la etapa 622. La etapa 640 corresponde a la etapa 585 de la figura 5.

La etapa 650 determina si la estadística es satisfactoria. En caso afirmativo, el método finaliza y emite el plan de desarrollo de campo en la etapa 655. En caso negativo, el proceso vuelve de manera iterativa a la etapa 610 para un proceso de optimización que modifica X1 progresivamente, utilizando opcionalmente información de los planes de desarrollo de campo anteriores, hasta que la estadística (por ejemplo, la métrica de rendimiento de utilidad) sea satisfactoria. La etapa 650 corresponde a la etapa 590 de la figura 5.

La figura 7 muestra un método 700 simplificado para calcular un plan de desarrollo de campo según una realización de la presente invención. El método 700 utiliza el desarrollo de campo en bucle cerrado (CLFD). De nuevo, el método

700 puede considerar un plan de desarrollo de campo petrolero P donde el plan para los pozos W1 tiene que definirse ahora y el plan para los pozos W2 tendrá que definirse en el futuro. La incertidumbre geológica asociada con el campo se puede cuantificar utilizando M diferentes configuraciones de parámetros de modelo, como se ha indicado anteriormente con referencia a la etapa 505 de la figura 5.

En la etapa 710, el técnico superior diseña el mejor plan P posible según una métrica de rendimiento mediante el uso de la optimización explicando las M configuraciones de parámetros de modelo diferentes, suponiendo que el problema de estimación de parámetros puede resolverse eficientemente (por ejemplo, mediante la optimización). X1 se utiliza para indicar los parámetros que corresponden al plan para los pozos W1, y X2(m) se utiliza para indicar los parámetros que corresponden al plan para los pozos W2 bajo una (m) determinada de las M configuraciones de los parámetros de modelo.

En la etapa 720, se utiliza una (m) de las M configuraciones de parámetros de modelo para simular la producción del campo para los parámetros de plan X1 hasta el tiempo t_H cuando se necesita perforar el primero de los pozos W2. (Como se indica a continuación con referencia a la etapa 730, la etapa 720 se repite para cada m de las M configuraciones de los parámetros de modelo).

En la etapa 721, las M diferentes configuraciones de parámetros de modelo se actualizan con el resultado de la simulación resolviendo un problema de estimación de parámetros basado en mediciones sintéticas futuras. Téngase en cuenta que el resultado de la simulación puede incluir más información que los datos de producción (por ejemplo, registros de pozos y datos de exploraciones sísmicas), como se ha indicado anteriormente con referencia a la etapa 510 de la figura 5. La etapa 721 corresponde a la etapa 530 de la figura 5.

En la etapa 722, el plan para los pozos W2 se vuelve a optimizar bajo incertidumbre cuantificada mediante las M configuraciones actualizadas de los parámetros del modelo. Los parámetros del plan actualizado para los pozos W2 bajo una (m) determinada de las M configuraciones de los parámetros de modelo se indican por X2(m).

La etapa 730 comprueba si se han procesado todas las M configuraciones de los parámetros de modelo. Si no es así, el método vuelve a la etapa 720 para procesar otra (m) de las M configuraciones de los parámetros de modelo. De lo contrario, el método finaliza y emite el plan de desarrollo de campo en la etapa 755.

De este modo, una realización ilustrativa de la presente invención puede incluir una herramienta para determinar una ubicación de perforación de pozos nuevos en el desarrollo de un campo de interés de hidrocarburos, comprendiendo dicha herramienta capacidades de visualización, en la que dichas ubicaciones se obtienen mediante optimización anidada de un plan de desarrollo de campo en el que: los pozos que se van a perforar en el futuro se pueden dividir en los pozos W1 cuyo(s) plan(es) debe(n) definirse ahora y los pozos W2 cuyo(s) plan(es) tendrá(n) que definirse en el futuro; el uno o más planes asociados con los pozos W2 se optimizan en un bucle de optimización interior una vez que se mejoran los modelos físicos con la información futura recogida en los pozos W1 utilizando la salida de simulación de los pozos W1 resolviendo al menos un problema de estimación de parámetros; y el uno o más planes asociados con los pozos W1 se optimizan en un bucle de optimización exterior una vez que se haya resuelto la optimización del plan para los pozos W2. En una realización ilustrativa, las ubicaciones pueden obtenerse mediante una solución aproximada de esta optimización anidada. Un ejemplo de esta aproximación comprende primero optimizar los planes para los pozos W1 y W2 sin considerar la información futura recogida en los pozos W1, mejorando luego los modelos físicos con la información futura recogida en los pozos W1 utilizando la salida de simulación de los pozos W1 resolviendo al menos un problema de estimación de parámetros y optimizar finalmente el plan para los pozos W2 con los modelos de física mejorados.

Como se ha indicado anteriormente, las realizaciones ilustrativas de la presente invención explican la disponibilidad de información futura: a medida que se desarrolla el campo (por ejemplo, comienza la producción y se perforan pozos nuevos) se recogerán nuevas mediciones. En la práctica, esta información suele ser imperfecta: hay algún error asociado a las mediciones. Por ejemplo, los datos adquiridos por sensores y/o instrumentos normalmente son ruidosos. Además, las mediciones disponibles son a menudo demasiado limitadas para describir con precisión todo el sistema de principio a fin. Debido a la naturaleza de un sistema de petróleo, las mediciones disponibles se limitan a menudo a datos de producción y registros de pozos, que son útiles para caracterizar el sistema únicamente en la vecindad de los pozos. Los métodos descritos anteriormente con referencia a las figuras 5-7 implican la solución del problema de estimación de parámetros para incorporar el impacto de las mediciones imperfectas en el análisis.

Una alternativa para simplificar todavía más estos procedimientos implica sustituir mediciones futuras imperfectas (por ejemplo, en las etapas 620 y 720) con mediciones capaces de eliminar todas las incertidumbres asociadas con el yacimiento. Puesto que nos referimos a la información futura, podemos considerar una situación (que indica "clarividencia") que supone que podemos de alguna manera obtener la información futura perfecta, por ejemplo, a través de un gran avance tecnológico. Después de lograr la clarividencia, sabríamos cuál de los casos previamente considerados es el correcto que corresponde al verdadero yacimiento. Esto nos permitiría rechazar casos erróneos y, en consecuencia, diseñar planes de desarrollo más adecuados al verdadero yacimiento.

Es importante señalar que la clarividencia quizás no sea siempre una solución práctica por que muchos problemas de ingeniería del mundo real no tienen mediciones perfectas disponibles. Incluso cuando la clarividencia es una

suposición poco realista, los mapas de resultados resultantes pueden usarse para representar los resultados y obtener conocimiento valioso de ellos, al tiempo que reducen significativamente los costos informáticos asociados con la metodología. La clarividencia puede utilizarse para evaluar cuál sería el "límite técnico" de un enfoque dado (asociado al hecho de que la incertidumbre geológica se elimina por completo debido a mediciones futuras), lo que nos permite motivar (y también cuantificar) la búsqueda de tal medición perfecta. Además, la clarividencia puede ser útil para determinar "límites de rendimiento", que suele ser una propiedad deseable en problemas de ingeniería y que puede considerarse en cualquier proceso de toma de decisiones relacionado con el plan de desarrollo de campo bajo análisis.

De este modo, una realización ilustrativa de la presente invención puede incluir una herramienta para determinar una ubicación de perforación de pozos nuevos en el desarrollo de un campo de interés de hidrocarburos, comprendiendo dicha herramienta capacidades de visualización, en la que dichas ubicaciones se obtienen mediante optimización anidada de un plan de desarrollo de campo en el que: los pozos que se van a perforar en el futuro se pueden dividir en los pozos W1 cuyo plan tiene que definirse ahora y los pozos W2 cuyo plan tendrá que definirse en el futuro; el plan asociado a los pozos W2 se optimiza en un bucle de optimización interior una vez que se mejoran los modelos de física con una revelación perfecta de los modelos de física o "clarividencia" y el plan asociado a los pozos W1 se optimiza en un bucle de optimización exterior una vez que se haya resuelto la optimización del plan para los pozos W2. En una realización ilustrativa, las ubicaciones pueden obtenerse mediante una solución aproximada de esta optimización anidada. Un ejemplo de esta aproximación comprende primero optimizar los planes de los pozos W1 y W2 sin considerar la información futura recogida en los pozos W1, mejorando después los modelos físicos con perfecta revelación de los modelos físicos o "clarividencia" y finalmente optimizando el plan para los pozos W2 con los modelos de física mejorados.

La figura 8 muestra una pantalla gráfica de salida de interfaz de usuario 800 ejemplar que puede estar asociada a una realización ilustrativa de la presente invención. Específicamente, la pantalla 800 está asociada a una realización en la que ya hay un primer pozo de producción P1 y un primer pozo de inyección I1, un segundo pozo de producción P2 se está perforando ahora y un segundo pozo de inyección I2 se va a perforar más tarde. Más particularmente, en la realización asociada con la pantalla 800, t_H equivale a 300 días y T equivale a 1400 días.

La pantalla 810 identifica el campo de petróleo y da su ubicación, tanto por su nombre como por sus coordenadas (es decir, latitud y longitud). La pantalla 820 es un mapa que muestra las ubicaciones de perforación de pozos para P1, I1 y P2, así como todas las ubicaciones posibles para I2. Se ha destacado y seleccionado una de las ubicaciones posibles de I2, con coordenadas (280, 820).

La pantalla 830 muestra los modelos originales de una manera similar a la mostrada en la figura 9A, y pueden corresponder a los mostrados en la figura 2. El modelo destacado es el que es más probable que esté asociado con P2. La pantalla 840 muestra los modelos más probables para $I2_{(280, 820)}$ de una manera similar a la mostrada en la figura 9B.

La pantalla 850 muestra la medición sintética en P2 utilizada para $I2_{(280, 820)}$, como se ha indicado anteriormente con referencia a la etapa 525 de la figura 5. Específicamente, la pantalla 850 muestra la cantidad de producción del pozo P2 desde el presente (0 días) hasta t_H (300 días) tanto para el petróleo como para el agua. La pantalla 860 muestra el petróleo promedio producido en el campo completo cada día desde el presente (0 días) hasta T (1400 días) para los planes de desarrollo en los que el I2 seleccionado es $I2_{(280, 820)}$. La pantalla 870 muestra el petróleo promedio producido en el campo completo cada día desde el presente (0 días) hasta T (1400 días) para los planes de desarrollo con todos los inyectores posibles I2.

La pantalla 880 es un período secuencial que muestra la perforación de pozos. P2 se perfora el día 0, el 1 de enero de 2016. t_H se perfora el día 300, el 30 de octubre de 2016. Téngase en cuenta que t_H es meramente el día en que se debe tomar la decisión con respecto al lugar de perforación I2, no el día en que I2 se perfora. De hecho, I2 normalmente se perforará en algún momento después de t_H , con la fecha exacta dependiendo de la ubicación optimizada. Por ejemplo, si se elige la ubicación $I2_{(280, 820)}$, se perforará el 1 de marzo de 2018, que es el día 790. La pantalla 880 finaliza en T, día 1400, el 1 de noviembre de 2019.

Puede ser válido analizar una aplicación en la que una realización ilustrativa de la presente invención puede ser útil y/o válida. En general, en una compañía petrolera, el ingeniero del yacimiento no decide el lugar en que perforar los pozos o, al menos, no toma esta decisión solo, pero su aportación puede ser crucial en lo que concierne a la decisión real. De este modo, un ingeniero de yacimientos puede necesitar proporcionar apoyo de decisión a una persona responsable de tomar decisiones con respecto a dónde y cuándo se debe perforar un número (N) de pozos (este número puede determinarse también por el sistema) desde ahora hasta el tiempo t_H (por ejemplo, algunos meses); el ingeniero sabe que el desarrollo del campo continuará después de t_H meses hasta el tiempo T (por ejemplo, algunos años), pero no necesita proporcionar información precisa con respecto al desarrollo del campo desde t_H hasta T (por ejemplo, no tiene que hacer esto por las unidades de negocio respectivas, o quienquiera que sea la verdadera persona responsable de tomar decisiones). Sin embargo, quiere encontrar dónde y cuándo perforar hasta t_H teniendo en cuenta que se perforarán más pozos después de t_H de manera que la decisión actual incluya la producción completa del campo hasta el tiempo T. Una realización ilustrativa de la invención se aprovecha del hecho de que en el futuro podremos aprender de la producción de campo hasta el tiempo t_H (por ejemplo, la perforación o la producción de

pozos), e incluirla en la decisión global (es decir, todo el plan de desarrollo de campo desde el tiempo 0 hasta el tiempo T).

Como se ha indicado anteriormente, se debe tomar inminentemente una decisión para la ubicación del pozo W1 puesto que tiene que perforarse cuanto antes posible. La decisión real para la ubicación de perforación del pozo W2 se puede tomar más tarde, pero se incluye en la decisión para W1. La práctica actual de la industria consiste en que a pesar de utilizar múltiples modelos de yacimientos para caracterizar el yacimiento de interés, las ubicaciones de perforación se especifican unívocamente para cada pozo, independientemente de si la decisión (dónde perforar el pozo) tiene que tomarse ahora o en el futuro. Por el contrario, una realización ilustrativa de la presente invención idea estrategias de producción con ubicaciones de perforación de pozos que i) se especifican unívocamente para aquellos pozos cuya decisión de perforación correspondiente tiene que tomarse ahora, ii) y que se adaptan para cada modelo de yacimiento posible para aquellos pozos cuya decisión de perforación correspondiente puede tomarse en el futuro (cuando se recoja información adicional sobre el yacimiento). En este ejemplo, la práctica actual en la industria sería la emisión de una ubicación de perforación para W1 y una ubicación de perforación para W2. Una realización ilustrativa de la presente invención puede emitir en cambio una ubicación de perforación para W1 (tiene que perforarse ahora mismo) y M ubicaciones de perforación generalmente diferentes para W2, cada una de estas M ubicaciones de perforación asociadas a cada uno de los M modelos de yacimientos posibles.

En una realización ilustrativa, un ingeniero de yacimiento (u otro usuario) puede proporcionar como entrada lo siguiente:

Parámetros de modelo conocidos. El ingeniero del yacimiento puede ser capaz de generar previsiones de producción utilizando, por ejemplo, un modelo de simulación de yacimiento, que se caracteriza por una serie de parámetros. Algunos de estos parámetros no tienen la incertidumbre asociada con ellos; y se denominan parámetros de modelo conocidos. Los ejemplos de tales parámetros pueden incluir la geometría del yacimiento y la profundidad del contacto agua-petróleo si el ingeniero puede determinar estos parámetros con un grado aceptable de certidumbre utilizando mediciones existentes tales como exploraciones sísmicas.

Parámetros de modelo inciertos. Si el ingeniero no puede determinar con certeza algunos de los parámetros necesarios para obtener previsiones de producción, un enfoque común consiste en generar un conjunto de M configuraciones posibles (comúnmente conocidas como realizaciones) que caracterizan la incertidumbre alrededor de estos parámetros. Un ejemplo habitual de estos parámetros es la distribución espacial heterogénea de propiedades de roca relevantes para el flujo del yacimiento, tales como la porosidad y permeabilidad.

Datos de medición. Puesto que una realización ilustrativa de la invención puede considerar la disponibilidad de observaciones futuras, el ingeniero del yacimiento tiene que proporcionar información sobre las mediciones planeadas para ser recogidas, por que se deben generar mediciones sintéticas para determinar ubicaciones de perforación de pozos y tiempos después del tiempo t_H . Normalmente, esta información que se va a proporcionar sería: tipo de medición (por ejemplo, núcleos y registros de pozos en las ubicaciones de perforación, cantidades de producción y presiones medidas en ubicaciones de pozo, datos sísmicos de tiempo transcurrido, ...), tiempo/frecuencia de medición (para el caso de producción y datos sísmicos de tiempo transcurrido), precisión/fiabilidad de medición (por ejemplo, el nivel de ruido) y las propias mediciones (es decir, conexión física a dispositivos de medición o a mediciones almacenadas). El ingeniero también necesita indicar el modo en que se utilizan los datos futuros para actualizar, también en el futuro, los parámetros de modelo inciertos (hay múltiples métodos para hacer eso; el ingeniero puede usar su método favorito). Téngase en cuenta que las mediciones futuras son también inciertas; estas se pueden asociar con cada una de las realizaciones de parámetros inciertos.

Función de mérito (métrica de rendimiento). Esto es lo que el ingeniero utiliza en el sistema/herramienta para clasificar/comparar posibles planes de desarrollo. Los ejemplos son el valor actual neto asociado con la producción de campo, el flujo de efectivo acumulativo o la producción de petróleo acumulativa. Debido a todas las incertidumbres involucradas, esta función se define como una medida estadística para el conjunto de realizaciones de los parámetros inciertos (por ejemplo, promedio, percentiles,...). Esta función también puede incluir algunas restricciones prácticas/operativas potenciales (por ejemplo, distancia mínima permitida entre pozos y cantidad máxima de agua que se puede utilizar en la producción).

Los parámetros económicos se refieren al modelo de utilidad explicado anteriormente. Como se ha indicado anteriormente, el modelo de utilidad puede ser una fórmula para calcular una métrica de rendimiento de la utilidad, tal como una métrica de rendimiento económica (por ejemplo, valor actual neto o flujo de efectivo acumulativo), de una previsión de producción (por ejemplo, series de cantidades volumétricas predichas). La fórmula puede utilizar uno o más parámetros económicos que pueden incluir, a modo de ejemplo, uno o más de: precio del petróleo (en \$/barril, para indicar los ingresos obtenidos con la producción de una unidad volumétrica de petróleo); costo de producción de agua (en \$/barril, para indicar el costo asociado con la producción de una unidad volumétrica de agua; el agua producida tiene que tratarse antes de colocarse, lo que representa un costo); costo de inyección de agua (también en \$/barril, para indicar el costo asociado con la inyección de una unidad volumétrica de agua; inyectar agua en el yacimiento requiere el uso de bombas, que tienen un costo para ser manejadas); y/o factor de descuento (en %/año, para indicar la cantidad de corrección del flujo de efectivo a lo largo del tiempo para expresarlo en términos de valor

actual).

Variables de diseño. La selección de las variables que se van a considerar en el análisis es la elección del ingeniero del yacimiento. Los ejemplos de variables podrían ser ubicaciones de perforación de pozos y tiempos de perforación de pozos (el usuario puede considerar cada uno de estos grupos por separado o conjuntamente; este último caso, es decir, la determinación de ubicaciones y tiempos de perforación de pozos, se representa en la pantalla 880).

Parámetros de diseño. El sistema puede requerir la introducción de otros parámetros conocidos y que no están sujetos al diseño. Los ejemplos de estos parámetros de diseño son características de los pozos (por ejemplo, diámetro, número de perforaciones,...), ajustes de control de pozos (presiones/cantidades operativas prescritas y restricciones) y tiempos t_H y T indicados anteriormente.

Método de diseño. El usuario debe seleccionar un procedimiento de búsqueda/diseño específico en el sistema. Los ejemplos de estos procedimientos son los métodos de optimización local y global y las técnicas de diseño experimental. El usuario puede modificar los ajustes predeterminados para el procedimiento seleccionado o introducir algunos ajustes específicos de su elección. Téngase en cuenta que esto incluye los criterios para decidir cuándo parar la búsqueda (es decir, cuando es aceptable la métrica de rendimiento de utilidad con respecto a la decisión en cuestión).

El ingeniero de yacimiento (u otro usuario) recibe como salida lo siguiente:

Solución que debe decidirse ahora. La información específica para las decisiones en cuestión que deben tomarse ahora, antes de que cualquier medición de información/futura adicional planeada esté disponible. Esta información para las decisiones en cuestión se tomará de una manera precisa (es decir, única). En la pantalla 820 de la figura 8, se da una ubicación de perforación de pozos única para el segundo productor P2 por que esta ubicación tiene que determinarse ahora.

Solución que se puede decidir más tarde. Para aquellas decisiones (relevantes para la producción del campo) que no necesitan tomarse ahora y para las que más información se hace disponible más tarde, una realización ilustrativa puede proporcionar ventajosamente información de solución incluyendo incertidumbre/flexibilidad. En las pantallas 820 y 880 de la figura 8, para el segundo inyector I2, se proporciona una colección de ubicaciones y tiempos de perforación potencialmente buenos. Téngase en cuenta que cada uno de los tiempos y ubicaciones de perforación posibles están asociados con cada uno de los "modelos originales" que cuantifican la incertidumbre de modelo. La persona responsable de tomar decisiones puede no necesitar seleccionar ahora mismo una de estas opciones para I2, pero el sistema proporciona M casos que describen posibilidades futuras (incluyendo mediciones futuras) y el modo en que la persona responsable de tomar decisiones debe actuar en el futuro frente a esos casos. Además, se anticipan e incluyen en el análisis todos estos casos y mediciones posibles con el fin de hacer una elección mejor para la ubicación de P2. La GUI de la figura 8 puede ayudar al ingeniero de yacimiento a comunicar mejor este plan de desarrollo de campo a las personas responsables de tomar decisiones propiamente dichas.

Datos simulados relevantes. El volumen de datos generados puede proporcionar conocimientos muy valiosos para el ingeniero para analizar más a fondo la solución encontrada. Estos datos se muestran en la figura 8 así como la colección de mediciones futuras, los perfiles de producción correspondientes y las actualizaciones de los "modelos originales" inciertos (pantallas 840-860) o perfiles de producción generales para todo el campo que corresponden a la solución completa encontrada por el sistema (pantalla 870).

Los inventores redujeron realmente una realización de la presente invención a la práctica, y descubrieron que produjo resultados inesperados cuando se comparó con la técnica anterior más cercana. Específicamente, se diseñó un ejemplo de una aplicación de desarrollo de campo basada en la producción de petróleo por las inundaciones de agua. El yacimiento en este ejemplo es de 1 000 m×1 000 m×10 m, y contiene petróleo y agua (es decir, no contiene gas). Se supone que dos pozos ya están perforados en el yacimiento, un productor P1 y un inyector I1. Se planea perforar dos pozos adicionales: otro productor P2 y otro inyector I2. Se quieren encontrar las mejores ubicaciones de perforación para estos dos pozos. El productor P2 tiene que perforarse lo más pronto posible (en los próximos días) y el inyector I2 se perforará en 300 días. El intervalo de tiempo de producción asociado con estos cuatro pozos es de 3 000 días a partir de ahora. Los pozos se manejan mediante una presión constante en el fondo del agujero y los productores se cierran una vez que no son rentables (es decir, cuando los ingresos que corresponden al petróleo producido son iguales a los costos de producción, por ejemplo, elevación de fluidos, separación de agua, etc.).

Las rocas del yacimiento se distribuyen de manera heterogénea formando canales de arena, cuya geometría y posición son inciertas, sobre un fondo de esquisto. Estas heterogeneidades tienen un impacto importante en el flujo de fluido del yacimiento y, a su vez, en el rendimiento de producción del campo petrolero. En este ejemplo hay M=30 modelos de yacimientos posibles. La figura 2 muestra 15 de 30 modelos de yacimientos considerados. Como se ha indicado anteriormente, los tonos más oscuros corresponden a la roca de esquisto y los tonos más claros corresponden a la arena.

Con el fin de comparar diferentes estrategias de producción se utiliza la siguiente métrica de rendimiento que se considera frecuentemente en la industria para evaluar estrategias de producción bajo incertidumbre. Para una

estrategia de producción determinada, se determinan 30 previsiones de producción diferentes, cada una de ellas asociada a cada uno de los 30 modelos de yacimientos. La métrica de rendimiento es una medida estadística calculada para las 30 previsiones de producción. Los ejemplos de medidas estadísticas son el promedio del total de petróleo producido en las 30 previsiones y, como es el caso en esta memoria, el promedio del 25 % de las peores previsiones (3 000 días) del valor actual neto (VAN) de flujo de efectivo de las 30 previsiones. Esta última medida también se conoce como valor en riesgo condicional al nivel del 25 %, CVaR (25).

Esta métrica de rendimiento es atractiva en casos prácticos ya que puede interpretarse como una estimación de lo que podría ocurrir en el futuro para el yacimiento actual de interés (que es desconocido). Si se consideran 30 casos hipotéticos diferentes en los que el verdadero yacimiento es uno de los 30 modelos de yacimientos, entonces las estadísticas mencionadas anteriormente cuantifican lo bueno que puede ser un sistema determinado para generar estrategias de producción.

Las Figuras 10A-10D demuestran los resultados a partir de la aplicación de diferentes técnicas para determinar ubicaciones de perforación que maximizan el CVaR (25) de flujo de efectivo de VAN durante un intervalo de tiempo de producción de 3 000 días. Cada una de las figuras 10A-10D tiene un fondo que representa el promedio de los 30 modelos de yacimientos considerados. Los productores se representan como círculos, y los inyectores se representan como triángulos. Los pozos cuyas ubicaciones ya se han determinado (por ejemplo, pozos que ya han sido perforados) se muestran en blanco. Los pozos cuyas ubicaciones todavía no se han determinado (por ejemplo, pozos que todavía no se han perforado) se muestran en negro. Como se ha indicado anteriormente, se supone que ya se han perforado dos pozos en el yacimiento, un productor P1 y un inyector I1. De este modo, P1 se muestra como un círculo blanco, e I1 se muestra como un triángulo blanco. Se planea perforar dos pozos adicionales: otro productor P2 y otro inyector I2. Por lo tanto, P2 se muestra como un círculo negro, e I2 se muestra como un triángulo negro. Múltiples triángulos negros representan múltiples ubicaciones de perforación potenciales para I2, y múltiples círculos negros representan múltiples ubicaciones de perforación potenciales para P2.

La figura 10A muestra resultados experimentales obtenidos con la técnica anterior más cercana utilizando optimización sólida en bucle abierto. La figura 10A refleja la aplicación de técnicas similares a las indicadas anteriormente con referencia a la figura 1. Se aplica tecnología de estado de la técnica para determinar las ubicaciones de perforación para P2 e I2 que maximizan el CVaR (25) de flujo de efectivo asociado con la explotación del campo durante los siguientes 3 000 días. Se reitera que la ubicación de perforación para P2 tiene que decidirse ahora y que la ubicación de perforación para I2 se puede decidir más tarde (I2 se perforará en 300 días) y que P1 e I1 ya se han perforado. La estrategia resultante se muestra en la figura 10A y produce un CVaR (25) de valor actual neto (VAN) de entre 119,4 y 120,1 millones de dólares y un VAN promedio sobre los 30 modelos de yacimientos de 128,9 millones de dólares.

Después, se utilizan realizaciones ilustrativas de la presente invención para determinar la/las ubicación(es) de perforación de P2 y 30 ubicaciones de perforación potenciales para I2 que maximizan la misma métrica tomada anteriormente para el sistema del estado de la técnica (es decir, el CVaR (25) del VAN asociado con la explotación del campo durante los próximos 3 000 días). La estrategia resultante en algunas realizaciones incluye una ubicación de perforación para P2, que tiene que decidirse ahora, y 30 ubicaciones posibles para I2, cuya ubicación de perforación se puede decidir más tarde.

La figura 10B muestra resultados experimentales obtenidos mediante una realización de la presente invención utilizando el desarrollo de campo en bucle cerrado (CLFD). La figura 10B refleja la aplicación de técnicas similares a las indicadas anteriormente con referencia a la figura 7. La figura 10B muestra una ubicación para P2 y 30 ubicaciones posibles para I2. Aunque la ubicación para P2 es similar en la figura 10B como en la figura 10A, algunas ubicaciones para I2 de la figura 10B están a más de 200 m de distancia de la ubicación para I2 determinada por el sistema del estado de la técnica y mostrada en la figura 10A. La estrategia de producción mostrada en la figura 10B produce un CVaR (25) de VAN de 128,2 millones de dólares, lo que representa un aumento del 6,7 % con respecto a la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A. La estrategia de producción mostrada en la figura 10B también tiene un VAN promedio sobre los 30 modelos de yacimientos de 135,1 millones de dólares, lo que representa un aumento del 4,9 % sobre la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A.

La figura 10C muestra resultados experimentales obtenidos mediante una realización de la presente invención utilizando la optimización de desarrollo de campo informado (IFDO). La figura 10C refleja la aplicación de técnicas similares a las indicadas anteriormente con referencia a la figura 6. La figura 10C muestra una ubicación para P2 y 30 ubicaciones posibles para I2. Una vez más, algunas ubicaciones para I2 de la figura 10C están a más de 200 m de distancia de la ubicación para I2 determinada por el sistema del estado de la técnica y mostrada en la figura 10A. Además, la ubicación para P2 está a unos 80 m al sur de la ubicación obtenida mediante la tecnología del estado de la técnica y mostrada en la figura 10A. La estrategia de producción mostrada en la figura 10C produce un CVaR (25) de VAN de 128,5 millones de dólares, lo que representa un aumento del 7,4 % con respecto a la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A. La estrategia de producción mostrada en la figura 10C también tiene un VAN promedio sobre los 30 modelos de yacimientos de 137,1 millones de dólares, lo que representa un aumento del 6,4 % sobre la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A.

La figura 10D muestra resultados experimentales obtenidos mediante una realización de la presente invención

utilizando clarividencia inicial. La figura 10D muestra 30 ubicaciones posibles para I2 que son similares a las 30 ubicaciones posibles para I2 mostradas en la figura 10C. Sin embargo, mientras que las figuras 10A-10C muestran, cada una, una única ubicación para P2 situada cerca de la esquina inferior izquierda, la figura 10D también muestra 30 ubicaciones posibles para P2 dispersas ampliamente en todo el campo: la figura 10D incluye posibles ubicaciones para P2 no solo cerca de la esquina inferior izquierda del campo sino también cerca del límite superior del campo. La estrategia de producción mostrada en la figura 10D produce un CVaR(25) de VAN de 130,7 millones de dólares, lo que representa un aumento del 8,8 % respecto a la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A. La estrategia de producción mostrada en la figura 10D también tiene un VAN promedio sobre los 30 modelos de yacimientos de 137,8 millones de dólares, lo que representa un aumento del 7 % respecto a la técnica anterior más cercana mostrada en la figura 10A.

Finalmente, en la figura 11 comparamos el CVaR(25) del VAN en función del tiempo para las estrategias de producción mostradas en las figuras 10A y 10C, es decir, una determinada con la tecnología de estado de la técnica y una obtenida mediante una realización de la presente invención. Una realización de la presente invención produjo un aumento en la métrica de rendimiento de 8,8 millones de dólares o 7,4 % con relación a la técnica anterior más cercana; los valores correspondientes para el VAN promedio son de 8,2 millones de dólares y 6,4 %. Se pueden esperar aumentos relativos similares para yacimientos más complejos que, a su vez, se traducirán en términos monetarios absolutos mucho más altos.

Recapitulación

Las realizaciones de la presente invención incluyen métodos para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento. Cada método incluye categorizar la pluralidad de pozos nuevos en al menos un primer pozo nuevo y en un segundo pozo nuevo, de manera que se deba determinar inminentemente una ubicación de perforación para al menos el primer pozo nuevo, pero se puede determinar una ubicación de perforación para al menos el segundo pozo nuevo en un tiempo posterior.

En una realización ilustrativa descrita en el párrafo [0039] con referencia a la figura 5, "el conjunto de pozos que se van a perforar se puede dividir en dos conjuntos, W1 y W2 (téngase en cuenta que el número de pozos en cada conjunto no se conoce y tiene que determinarse/optimizarse). W1 se refiere a aquellos pozos cuyo plan correspondiente necesita determinarse inmediatamente, puesto que esa es la siguiente acción que debe llevarse a cabo y tienen que asignarse los recursos asociados a la perforación de estos pozos (por ejemplo, torres de perforación). W2 son los pozos cuyo plan no necesita conocerse ahora."

En una realización ilustrativa descrita en el párrafo [0066] anterior con referencia a la figura 7, "los pozos que se van a perforar en el futuro se pueden dividir en los pozos W1 cuyo(s) plan(es) debe(n) definirse ahora y los pozos W2 cuyo(s) plan(es) deberá(n) definirse en el futuro". Asimismo, en una realización descrita en el párrafo [0071] con referencia a la figura 8, "ahora se está perforando un segundo pozo de producción P2, y más tarde se perforará un segundo pozo de inyección I2."

Un método, conocido como "esquema de retroceso", incluye la determinación de una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo, y la determinación de la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo basado, al menos en parte, en la pluralidad determinada de ubicaciones de perforaciones potenciales para el segundo pozo nuevo. En una realización ilustrativa descrita en el párrafo [0066] con referencia a la figura 7, el uno o más planes asociados con los pozos W2 se optimizan en un bucle de optimización interior y el uno o más planes asociados con los pozos W1 se optimizan en un bucle de optimización exterior una vez que se haya resuelto la optimización del plan para los pozos W2. Véase también el párrafo [0089] con referencia a la figura 8: "En las pantallas 820 y 880 de la figura 8, para el segundo inyector I2, se proporciona una colección de ubicaciones y tiempos de perforación potencialmente buenos... La persona responsable de tomar decisiones quizás no necesite seleccionar ahora mismo una de estas opciones para I2, pero el sistema proporciona M casos que describen posibilidades futuras (incluyendo mediciones futuras) y el modo en que la persona responsable de tomar decisiones debe actuar en el futuro frente a esos casos. Además, se anticipan e incluyen en el análisis todos estos posibles casos y mediciones con el fin de hacer una mejor elección para la ubicación de P2".

Otro método, conocido como "esquema de adelanto", incluye la determinación de la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo y la determinación de una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo basándose, al menos en parte, en la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo. En una realización ilustrativa descrita en el párrafo [0039] con referencia a la figura 5, "después de perforar los pozos W1 el conocimiento del yacimiento mejorará y con ello se podrá tomar una decisión más sólida con respecto al plan para los pozos W2. El plan para los pozos W1 se optimiza teniendo en cuenta que la nueva información se asimila después de su perforación y se utiliza para mejorar iterativamente las estimaciones para M diferentes configuraciones de parámetros de modelo que describen el flujo del yacimiento y a su vez para optimizar el plan para los pozos W2 restantes con estas M configuraciones de parámetros mejoradas." Véanse también los párrafos [0054] a [0057] con referencia a la figura 6: "En la etapa 610... X1 se utiliza para indicar los parámetros que corresponden al plan para los pozos W1... En la etapa 622, el plan para los pozos W2 se optimiza bajo incertidumbre cuantificada mediante las M configuraciones actualizadas de los parámetros de modelo. Los parámetros del plan actualizado para los pozos W2

bajo una (m) determinada de las M configuraciones de los parámetros de modelo se indican por X2(m)."

Cada uno de estos métodos (por ejemplo, tanto el "esquema de retroceso" como el "esquema de adelanto") incluye la emisión del plan de perforación que comprende la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo. Esto proporciona efectos técnicos beneficiosos con respecto a las técnicas convencionales en las que el plan de perforación incluye una única ubicación de perforación determinada para cada pozo nuevo, tal como las técnicas convencionales indicadas en el párrafo [0002]. Véanse, por ejemplo, los párrafos [0026] ("Las realizaciones de la presente invención permiten ventajosamente que se definan planes de desarrollo que incorporen cierto grado de flexibilidad que permita la adaptación basada en nueva información, en oposición a las prácticas actuales basadas en un plan determinista que no proporciona flexibilidad para ubicaciones y/o trayectorias de pozos nuevos a pesar de la incertidumbre en los parámetros de campo.") y [0039] ("El resultado de esta optimización es un plan para los pozos W1 y M planes para los pozos W2. El plan para W1 se especifica unívocamente y (en general) se dan M diferentes planes para los pozos W2. Por lo tanto, la incertidumbre se incluye en los planes para los pozos cuya perforación no es necesaria de inmediato").

Se pueden implementar una o más realizaciones de la invención, o elementos de la misma, al menos en parte, en forma de un aparato que incluye una memoria y al menos un procesador que se acopla a la memoria y es operativo para realizar etapas de métodos ejemplares.

Una o más realizaciones pueden hacer uso de un *software* que se ejecuta en un ordenador de uso general o estación de trabajo. Haciendo referencia a la figura 12, tal implementación podría emplear, por ejemplo, un procesador 1202, una memoria 1205 y una interfaz de entrada/salida formada, por ejemplo, por una pantalla 1206 y un teclado 1208. El término "procesador", tal como se utiliza en el presente documento, pretende incluir cualquier dispositivo de procesamiento, tal como, por ejemplo, uno que incluye una CPU (unidad central de procesamiento) y/u otras maneras de circuito de procesamiento. Además, el término "procesador" puede referirse a más de un procesador individual. El término "memoria" pretende incluir memoria asociada a un procesador o CPU, tal como, por ejemplo, RAM (memoria de acceso aleatorio), ROM (memoria de solo lectura), un dispositivo de memoria fijo (por ejemplo, disco duro), un dispositivo de memoria extraíble (por ejemplo, un disquete), una memoria flash y similares. Además, la expresión "interfaz de entrada/salida", tal como se utiliza en el presente documento, pretende incluir, por ejemplo, uno o más mecanismos para ingresar datos en la unidad de procesamiento (por ejemplo, ratón) y uno o más mecanismos para proporcionar resultados asociados con la unidad de procesamiento (por ejemplo, impresora). El procesador 1202, la memoria 1205 y la interfaz de entrada/salida tal como la pantalla 1206 y el teclado 1208 pueden estar interconectados, por ejemplo, a través del bus 1210 como parte de una unidad de procesamiento de datos 1212. También pueden proporcionarse interconexiones adecuadas, por ejemplo a través del bus 1210 a una interfaz de red 1215, tal como una tarjeta de red, que puede proporcionarse para interactuar con una red informática, y a una interfaz de medios 1216, tal como un disquete o lector de CD-ROM, que puede proporcionarse para interactuar con los medios 1218.

Por consiguiente, el *software* informático que incluye instrucciones o código para realizar las metodologías de la invención, como se ha indicado en el presente documento, puede almacenarse en uno o más de los dispositivos de memoria asociados (por ejemplo, en la ROM, memoria fija o extraíble) y, cuando está listo para utilizarse, se carga en parte o en su totalidad (por ejemplo, en la RAM) y se implementa por una CPU. Dicho *software* podría incluir, pero no se limita a, *firmware*, *software* residente, instrucción elemental y similar.

Un sistema de procesamiento de datos adecuado para almacenar y/o ejecutar un código de programa incluirá al menos un procesador 1202 acoplado directa o indirectamente a elementos de memoria 1205 a través de un bus de sistema 1210. Los elementos de memoria 1205 pueden incluir memoria local empleada durante la implementación real del código de programa, almacenamiento masivo y memoria caché que proporcionan almacenamiento temporal de al menos algún código de programa con el fin de reducir el número de veces que el código debe recuperarse del almacenamiento masivo durante la implementación.

Los dispositivos de entrada/salida o E/S (incluyendo pero no limitados a teclados 1208, pantallas 1206, dispositivos de puntero y similares) pueden acoplarse al sistema directamente (tal como a través del bus 1210) o a través de controladores intervinientes de E/S (omitidos por razones de claridad).

Los adaptadores de red tales como la interfaz de red 1215 también pueden acoplarse al sistema para permitir que el sistema de procesamiento de datos se acople a otros sistemas de procesamiento de datos o a impresoras o dispositivos de almacenamiento remotos a través de redes privadas o públicas intervinientes. Los módems, módems por cable y tarjetas Ethernet son solo algunos de los tipos de adaptadores de red disponibles actualmente.

Como se utiliza en el presente documento, incluyendo las reivindicaciones, un "servidor" incluye un sistema de procesamiento de datos físicos (por ejemplo, el sistema 1212 como se muestra en la figura 12) que ejecuta un programa de servidor. Se entenderá que tal servidor físico puede incluir o no una pantalla y un teclado.

Debe observarse que cualquiera de los métodos descritos en el presente documento puede incluir una etapa adicional de proporcionar un sistema que comprende módulos de *software* distintos incorporados en un medio de

almacenamiento legible por ordenador; los módulos pueden incluir, por ejemplo, cualquiera o todos los elementos representados en los diagramas de bloques u otras figuras y/o descritos en el presente documento. Las etapas del método pueden entonces llevarse a cabo utilizando los distintos módulos de *software* y/o submódulos del sistema, como se ha indicado anteriormente, que se ejecutan en uno o más procesadores de *hardware* 1202. Además, un producto de programa informático puede incluir un medio de almacenamiento legible por ordenador con un código adaptado para ser implementado para llevar a cabo una o más etapas de método descritas en el presente documento, incluyendo la provisión del sistema con los distintos módulos de *software*.

Sistema ejemplar y artículo de detalles de fabricación

La presente invención puede ser un sistema, un método y/o un producto de programa informático. El producto de programa informático puede incluir un medio (o medios) de almacenamiento legible por ordenador que tenga instrucciones de programa legibles por ordenador sobre el mismo para hacer que un procesador lleve a cabo aspectos de la presente invención.

El medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser un dispositivo tangible que puede retener y almacenar instrucciones para su uso por un dispositivo de ejecución de instrucciones. El medio de almacenamiento legible por ordenador puede ser, por ejemplo, pero no está limitado a un dispositivo de almacenamiento electrónico, un dispositivo de almacenamiento magnético, un dispositivo de almacenamiento óptico, un dispositivo de almacenamiento electromagnético, un dispositivo de almacenamiento de semiconductores o cualquier combinación adecuada de lo anterior. Una lista no exhaustiva de ejemplos más específicos del medio de almacenamiento legible por ordenador incluye lo siguiente: un disquete de ordenador portátil, un disco duro, una memoria de acceso aleatorio (RAM), una memoria de solo lectura (ROM), una memoria solo de lectura, programable y borrrable (EPROM o memoria flash), una memoria estática de acceso aleatorio (SRAM), una memoria de solo de lectura en disco compacto portátil (CD-ROM), un disco versátil digital (DVD), un dispositivo de memoria flash, un disco flexible, un dispositivo codificado mecánicamente tal como tarjetas perforadas o estructuras elevadas en una ranura con instrucciones grabadas sobre la misma y cualquier combinación adecuada de lo anterior. Un medio de almacenamiento legible por ordenador, como se utiliza en el presente documento, no debe interpretarse como señales transitorias *per se*, tales como ondas de radio u otras ondas electromagnéticas de propagación libre, ondas electromagnéticas que se propagan a través de una guía de ondas u otros medios de transmisión (por ejemplo, impulsos de luz que pasan a través de un cable de fibra óptica), o señales eléctricas transmitidas a través de un alambre.

Las instrucciones de programa legibles por ordenador descritas en el presente documento pueden descargarse a dispositivos de informática/procesamiento respectivos desde un medio de almacenamiento legible por ordenador o a un ordenador externo o dispositivo de almacenamiento externo a través de una red, por ejemplo, Internet, una red de área local, una red de área amplia y/o una red inalámbrica. La red puede comprender cables de transmisión de cobre, fibras de transmisión óptica, transmisión inalámbrica, enrutadores, cortafuegos, conmutadores, ordenadores de pasarela y/o servidores *edge*. Una tarjeta adaptadora de red o interfaz de red en cada dispositivo de informática/procesamiento recibe instrucciones de programa legibles por ordenador desde la red y envía las instrucciones de programa legibles por ordenador para almacenarse en un medio de almacenamiento legible por ordenador dentro del dispositivo de informática/procesamiento respectivo.

Las instrucciones de programa legibles por ordenador para llevar a cabo las operaciones de la presente invención pueden ser instrucciones de ensamblador, instrucciones de arquitectura del conjunto de instrucciones (ISA), instrucciones de máquina, instrucciones dependientes de la máquina, instrucción elemental, instrucciones de *firmware*, datos de configuración del estado, o código fuente o código objeto escrito en cualquier combinación de uno o más lenguajes de programación, incluyendo un lenguaje de programación orientado a objetos tal como *Smalltalk*, C++ o similar, y lenguajes de programación procedural convencionales, tales como el lenguaje de programación "C" o lenguajes de programación similares. Las instrucciones del programa legibles por ordenador pueden ejecutarse por completo en el ordenador del usuario, parcialmente en el ordenador del usuario, como un paquete de *software* independiente, parcialmente en el ordenador del usuario y parcialmente en un ordenador remoto o completamente en el ordenador o servidor remoto. En este último caso, el ordenador remoto puede conectarse al ordenador del usuario a través de cualquier tipo de red, incluyendo una red de área local (LAN) o una red de área amplia (WAN), o la conexión puede hacerse a un ordenador externo (por ejemplo, a través de Internet utilizando un proveedor de servicios de Internet). En algunas realizaciones, los circuitos electrónicos que incluyen, por ejemplo, circuitos lógicos programables, matrices de puertas programables in-situ (FPGA) o matrices lógicas programables (PLA) pueden ejecutar las instrucciones de programa legibles por ordenador utilizando información de estado de las instrucciones de programa legibles por ordenador para personalizar los circuitos electrónicos, con el fin de realizar aspectos de la presente invención.

Se describen aspectos de la presente invención en el presente documento con referencia a ilustraciones de diagramas de flujo y/o diagramas de bloques de métodos, aparatos (sistemas) y productos de programas informáticos según realizaciones de la invención. Se entenderá que cada bloque de las ilustraciones de diagrama de flujo y/o diagramas de bloques, y combinaciones de bloques en las ilustraciones de diagrama de flujo y/o diagramas de bloques, pueden implementarse mediante instrucciones de programa legibles por ordenador.

Estas instrucciones de programa legibles por ordenador pueden proporcionarse a un procesador de un ordenador de uso general, un ordenador de uso especial u otro aparato de procesamiento de datos programable para producir una máquina, de 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/actos especificados en el bloque o bloques de diagrama de flujo y/o diagrama de bloques. Estas instrucciones de programa legibles por ordenador también pueden almacenarse en un medio de almacenamiento legible por ordenador que puede dirigir un ordenador, un aparato de procesamiento de datos programable y/u otros dispositivos para que funcione de una manera particular, de manera que el medio de almacenamiento legible por ordenador que tiene instrucciones almacenadas en el mismo comprenda un artículo de fabricación que incluye instrucciones que implementan aspectos de la función/acto especificados en el bloque o bloques de diagrama de flujo y/o diagrama de bloques.

Las instrucciones de programa legibles por ordenador también pueden cargarse en un ordenador, otro aparato de procesamiento de datos programable u otro dispositivo para hacer que se realice una serie de etapas operacionales en el ordenador, otro aparato programable u otro dispositivo para producir un proceso de implementación por ordenador de manera que las instrucciones que se ejecutan en el ordenador, otro aparato programable u otro dispositivo implementan las funciones/actos especificados en el bloque o bloques de diagrama de flujo y/o diagrama de bloques.

El diagrama de flujo y los diagramas de bloques de las figuras ilustran la arquitectura, la funcionalidad y la operación de posibles implementaciones de sistemas, métodos y productos de programas informáticos según diversas realizaciones de la presente invención. A este respecto, cada bloque del diagrama de flujo o diagramas de bloques puede representar un módulo, segmento o parte de instrucciones, que comprende una o más instrucciones ejecutables para implementar la/las función(es) lógica(s) especificada(s). En algunas implementaciones alternativas, las funciones indicadas en el bloque pueden ocurrir fuera del orden indicado en las figuras. Por ejemplo, dos bloques mostrados sucesivamente, de hecho, pueden ejecutarse sustancialmente al mismo tiempo, o los bloques a veces pueden ejecutarse en el orden inverso, dependiendo de la funcionalidad implicada. También se observará que cada bloque de la ilustración de diagramas de bloques y/o diagrama de flujo y las combinaciones de bloques en la ilustración de diagramas de bloques y/o diagrama de flujo, pueden implementarse mediante sistemas basados en *hardware* de uso especial que realizan las funciones o actos especificados o llevar a cabo combinaciones de *hardware* de uso especial e instrucciones informáticas.

La terminología utilizada en el presente documento sirve para describir únicamente realizaciones concretas y no pretende limitar la invención. Tal como se utilizan en el presente documento, las formas singulares "un/una" y "el/la" pretenden incluir también las formas plurales, a menos que el contexto indique claramente lo contrario. Además, se entenderá que los términos "comprende" y/o "comprendiendo", cuando se usan en esta memoria descriptiva, especifican la presencia de características indicadas, números enteros, etapas, operaciones, elementos y/o componentes, pero no excluyen la presencia o la adición de una o más características adicionales, números enteros, etapas, operaciones, elementos, componentes y/o grupos de los mismos.

REIVINDICACIONES

1. Un método para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento y perforar al menos un pozo, comprendiendo el método:

categorizar por un sistema informático la pluralidad de pozos nuevos en al menos un primer pozo nuevo y en un segundo pozo nuevo, de manera que se deba determinar inminentemente una ubicación de perforación para al menos el primer pozo nuevo, pero se puede determinar una ubicación de perforación para al menos el segundo pozo nuevo en un tiempo posterior;
determinar por un sistema informático una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo;
determinar por un sistema informático la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo basándose al menos en parte en la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo;
emitir por un sistema informático el plan de perforación que comprende la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo;
perforar al menos un pozo en el yacimiento en una ubicación de perforación determinada según el plan de perforación.

2. Un método según la reivindicación 1, en el que la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo corresponden a las respectivas de una pluralidad de modelos geológicos del yacimiento.

3. Un método según la reivindicación 2, en el que la pluralidad de modelos geológicos del yacimiento se utilizan al menos en parte para determinar la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo.

4. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la determinación de la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo comprende:

generar mediciones sintéticas futuras representativas de al menos un período entre la perforación del al menos primer pozo nuevo y el tiempo posterior;
determinar la pluralidad de ubicaciones de perforación para el segundo pozo basándose al menos en parte en las mediciones sintéticas futuras generadas.

5. Un método según la reivindicación 4, en el que las mediciones sintéticas futuras comprenden:

mediciones que representan datos de al menos un pozo existente en el yacimiento; y
mediciones que representan datos del al menos primer pozo nuevo.

6. Un método según la reivindicación 4 o 5, en el que la determinación de la pluralidad de ubicaciones de perforación para el segundo pozo basándose al menos en parte en las mediciones sintéticas futuras generadas comprende resolver un problema de estimación de parámetros.

7. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la etapa de determinar la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo comprende:

determinar una ubicación de perforación preliminar para el primer pozo nuevo; y
determinar la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo basándose al menos en parte en la ubicación de perforación preliminar para el primer pozo nuevo.

8. Un método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que:

la determinación del plan de perforación para la pluralidad de pozos nuevos comprende una optimización anidada;
la determinación de la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo comprende un bucle de optimización interior; y
la determinación de la ubicación de perforación para la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo comprende un bucle de optimización exterior.

9. Un método para determinar un plan de perforación para una pluralidad de pozos nuevos en un yacimiento y perforar al menos un pozo, comprendiendo el método:

categorizar por un sistema informático la pluralidad de pozos nuevos en al menos un primer pozo nuevo y en un segundo pozo nuevo, de manera que se deba determinar inminentemente una ubicación de perforación para al menos el primer pozo nuevo, pero se puede determinar una ubicación de perforación para al menos el segundo pozo nuevo en un tiempo posterior;
determinar por un sistema informático la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo;
determinar por un sistema informático una pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo

- pozo nuevo basándose al menos en parte en la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo; emitir por un sistema informático el plan de perforación que comprende la ubicación de perforación determinada para el primer pozo nuevo y la pluralidad determinada de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo;
- 5 perforar al menos un pozo en el yacimiento en una ubicación de perforación determinada según el plan de perforación.
10. Un método según la reivindicación 9, en el que la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo corresponden a las respectivas de una pluralidad de modelos geológicos del yacimiento.
- 10 11. Un método según la reivindicación 10, en el que la pluralidad de modelos geológicos del yacimiento se utilizan al menos en parte para determinar la ubicación de perforación para el primer pozo nuevo.
- 15 12. Un método según la reivindicación 10 u 11, en el que la determinación de la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo comprende, para cada una de la pluralidad de modelos geológicos del yacimiento, generar mediciones sintéticas futuras representativas de al menos un período entre la perforación del al menos primer pozo nuevo y el tiempo posterior; y actualizar la pluralidad de modelos geológicos del yacimiento basándose en las mediciones sintéticas futuras generadas.
- 20 13. Un método según la reivindicación 12, en el que la actualización de la pluralidad de modelos geológicos del yacimiento comprende resolver un problema de estimación de parámetros basándose en las mediciones sintéticas futuras generadas.
- 25 14. Un método según cualquiera de las reivindicaciones 9 a 13, en el que la determinación de la pluralidad de ubicaciones de perforación potenciales para el segundo pozo nuevo comprende:
- generar mediciones sintéticas futuras representativas de al menos un período entre la perforación del al menos primer pozo nuevo y el tiempo posterior;
- 30 determinar la pluralidad de ubicaciones de perforación para el segundo pozo basándose al menos en parte en las mediciones sintéticas futuras generadas.
15. Un método según la reivindicación 14, en el que las mediciones sintéticas futuras comprenden:
- mediciones que representan datos de al menos un pozo existente en el yacimiento; y
- 35 mediciones que representan datos del al menos primer pozo nuevo.

3200

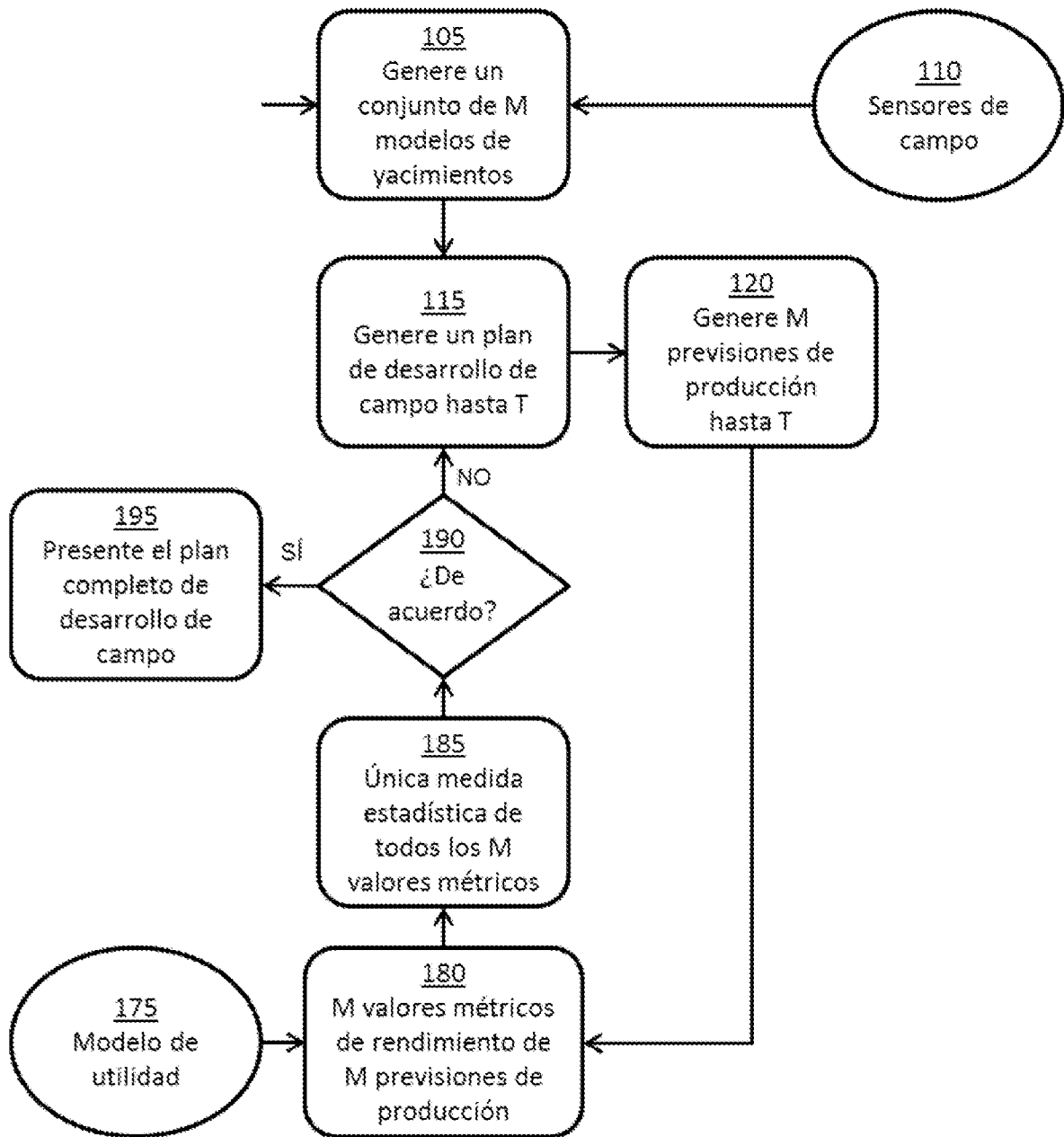


FIG. 1

FIG. 2

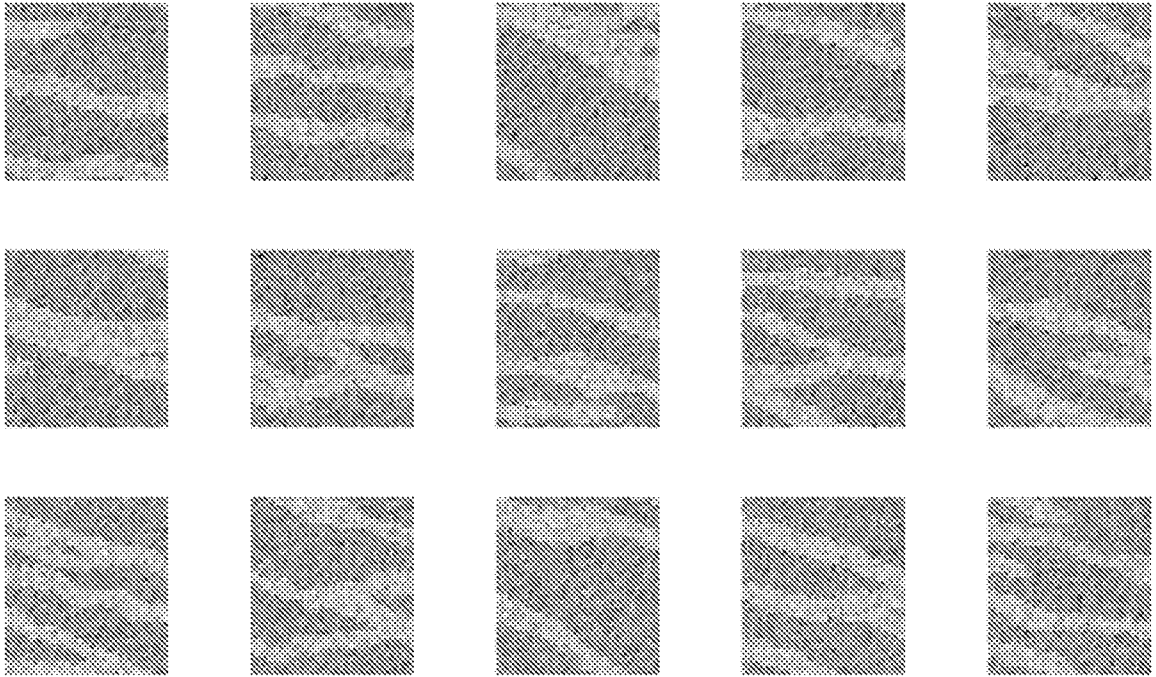


FIG. 3

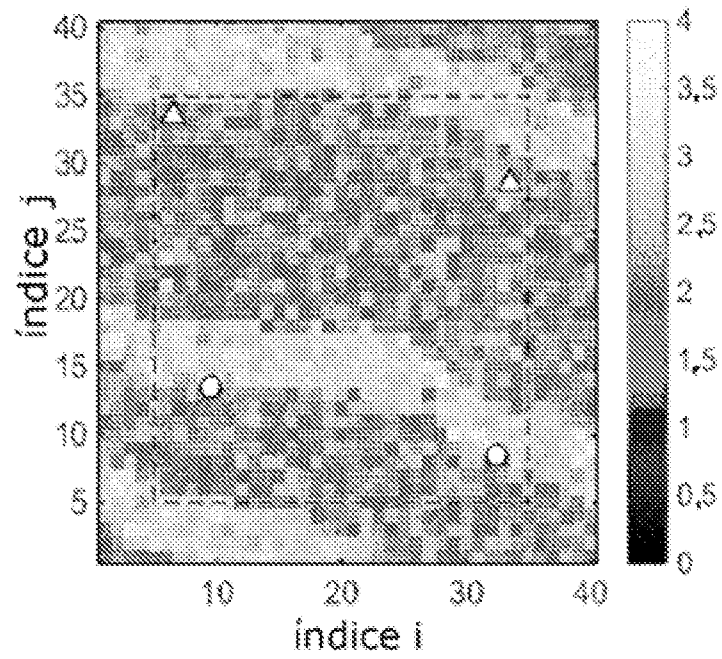


FIG. 4A

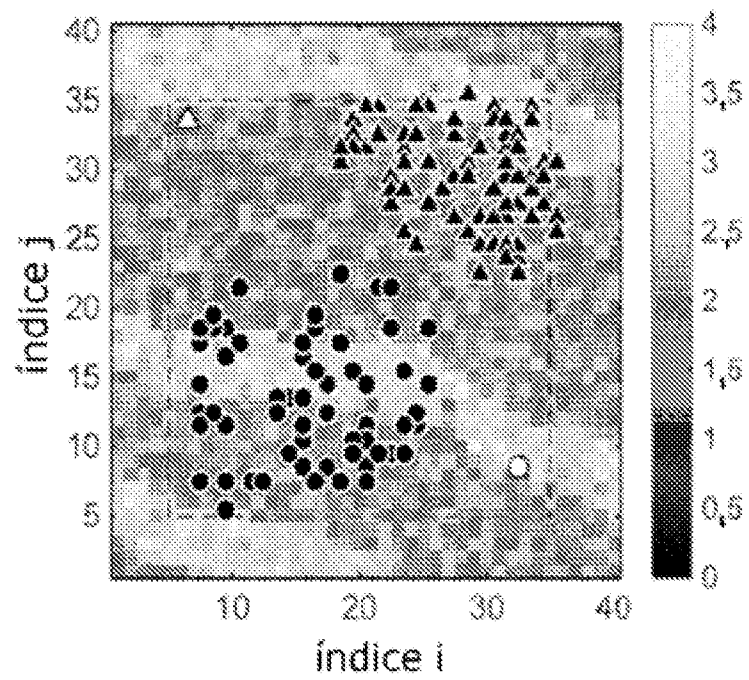


FIG. 4B

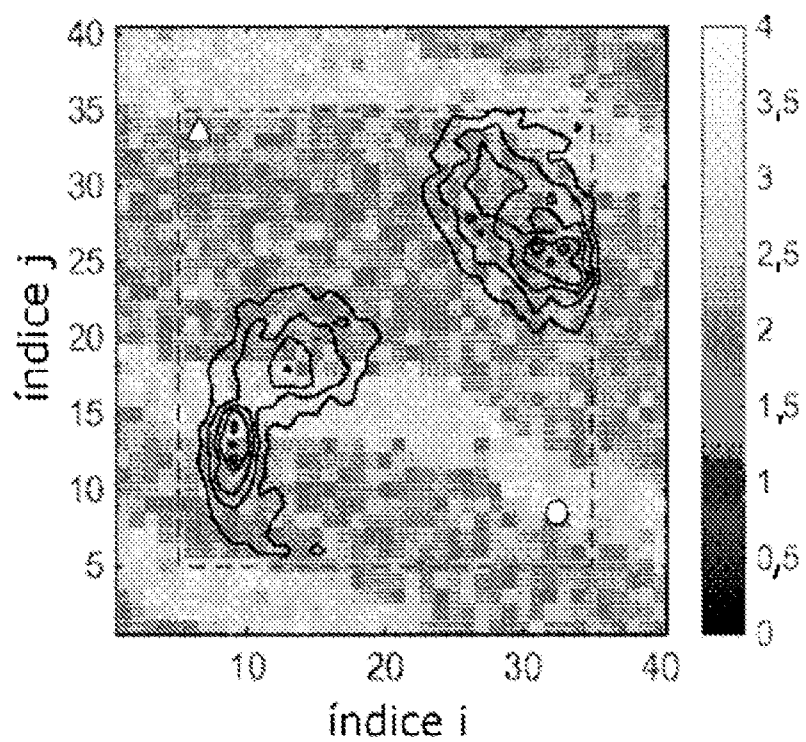


FIG. 4C

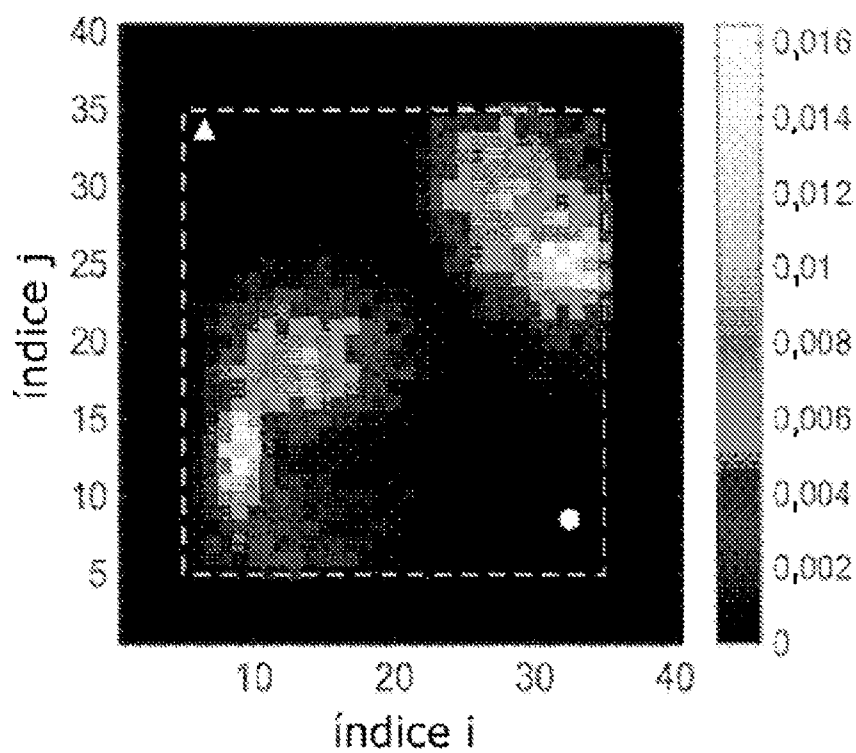


FIG. 5

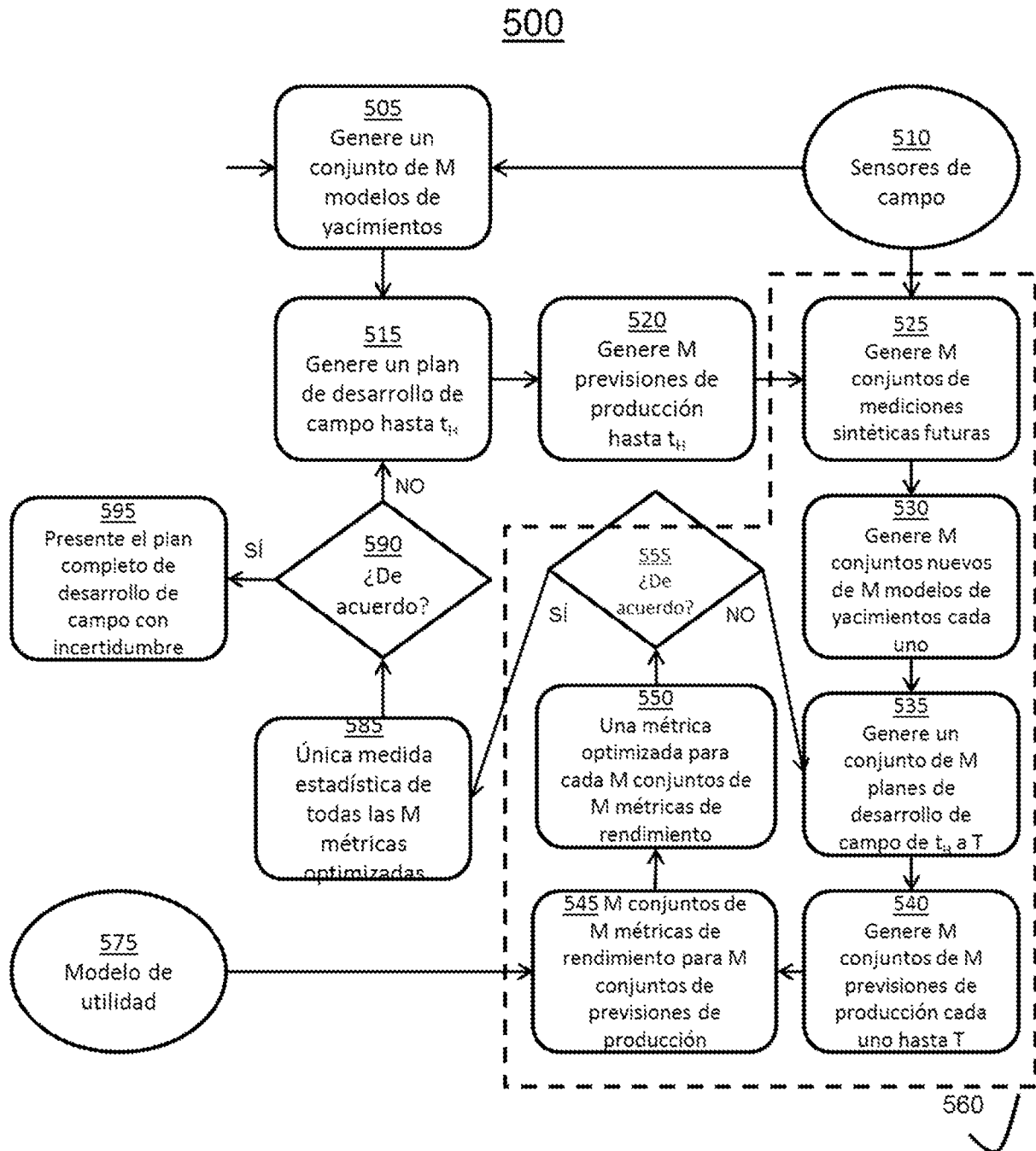


FIG. 6

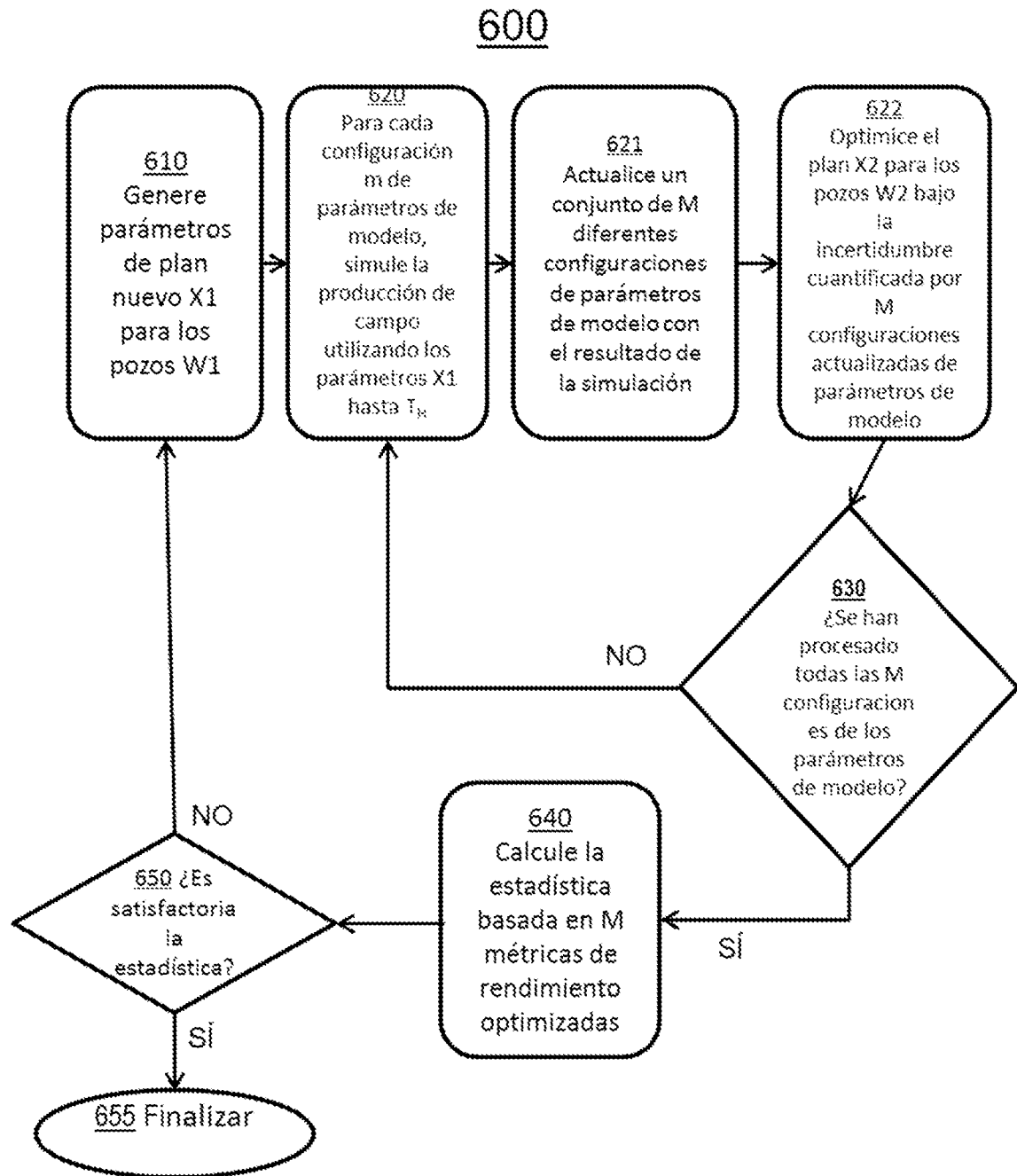


FIG. 7

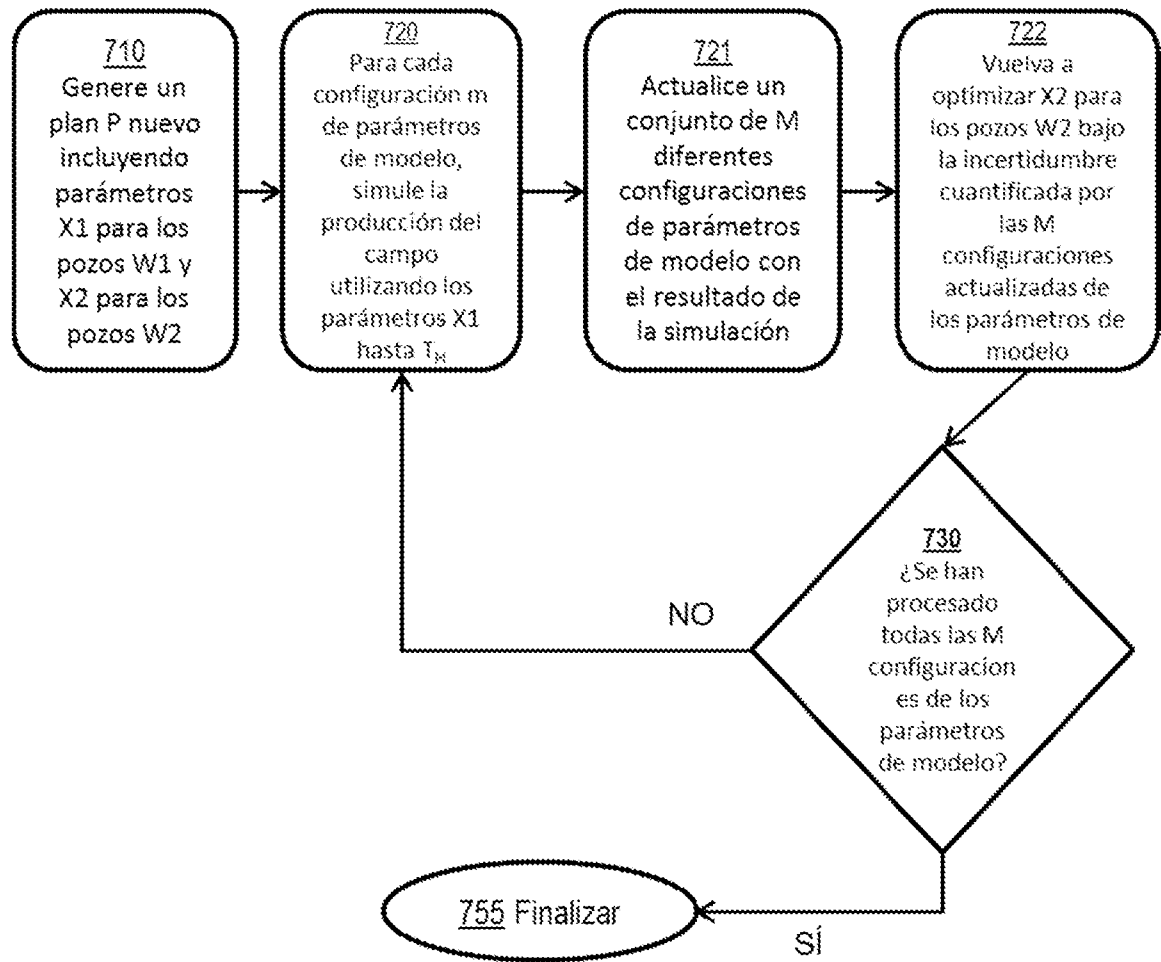
700

FIG. 8
800

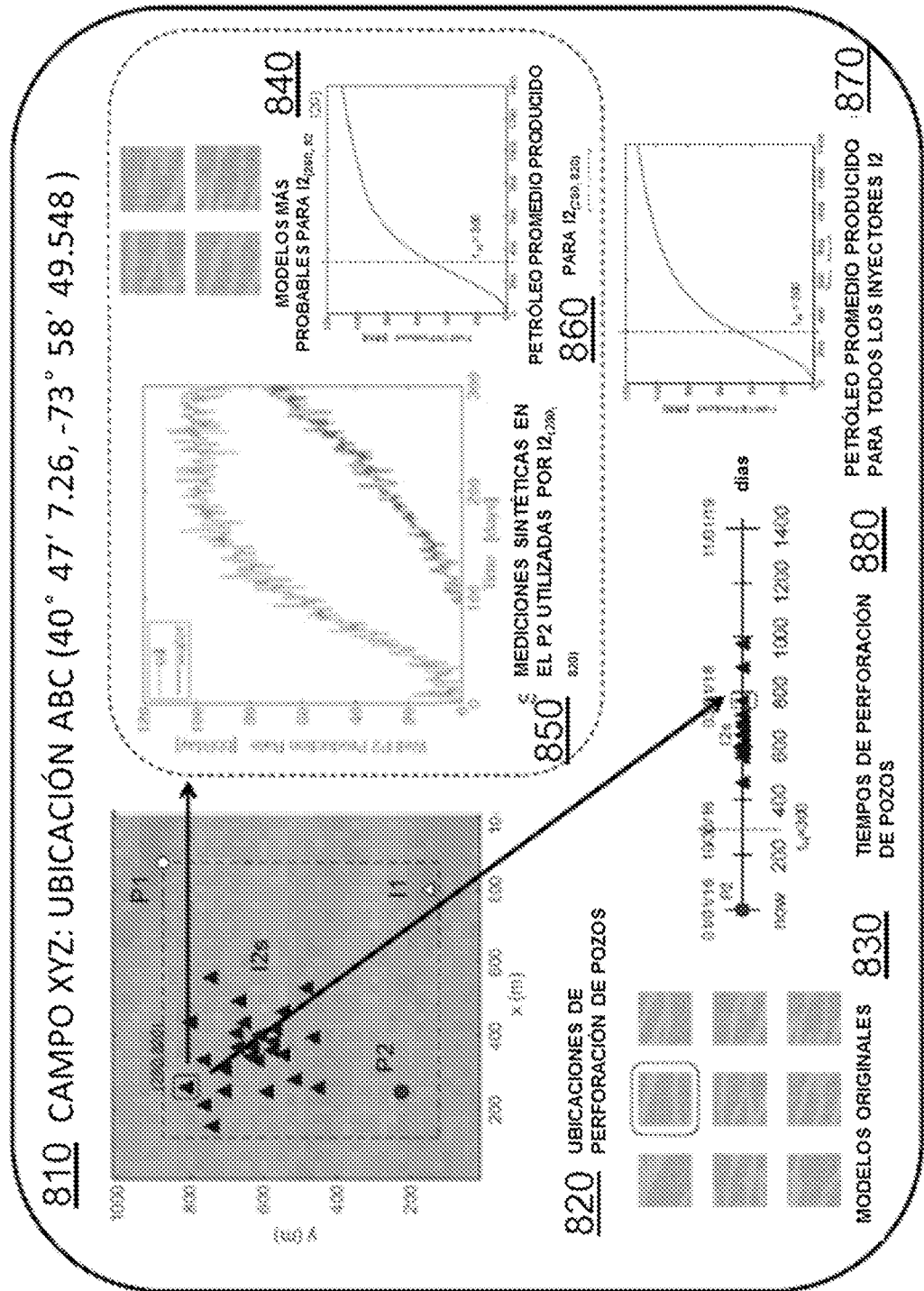


FIG. 9A

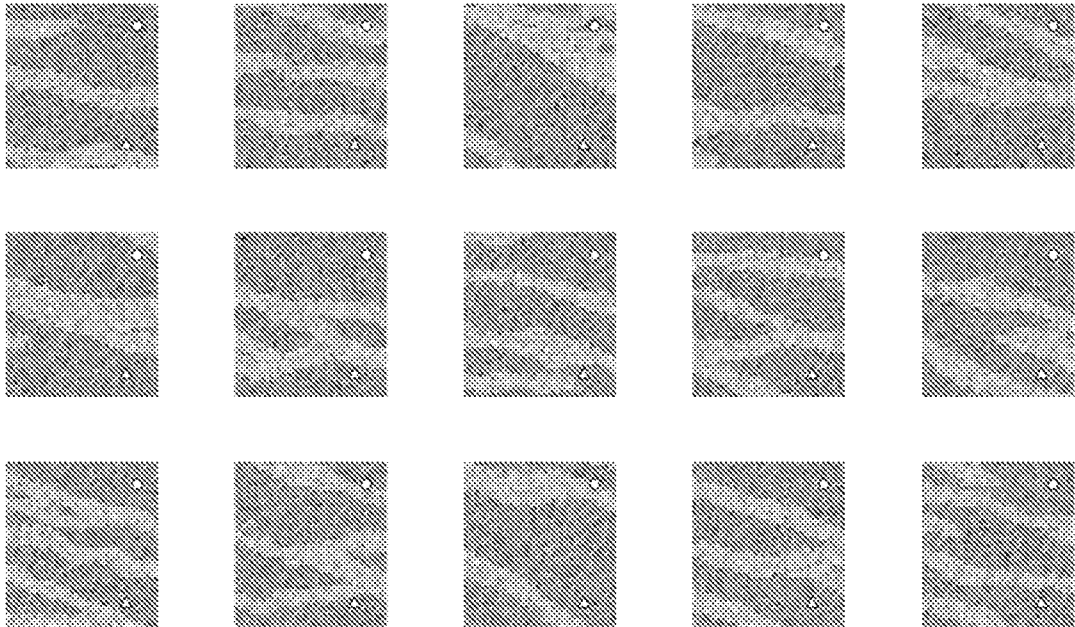


FIG. 9B

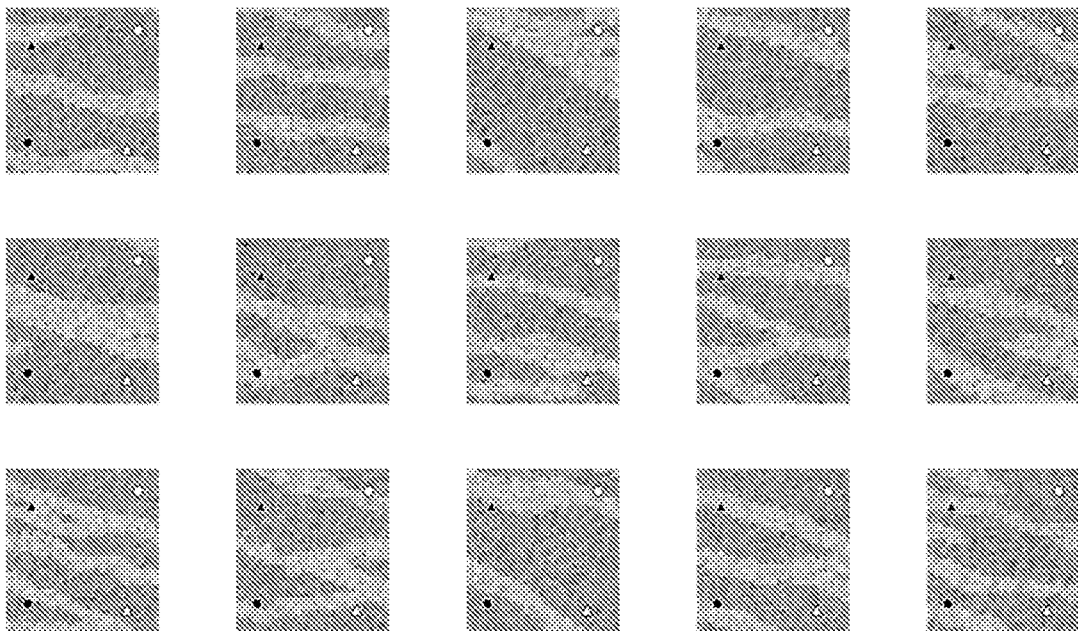


FIG. 10A

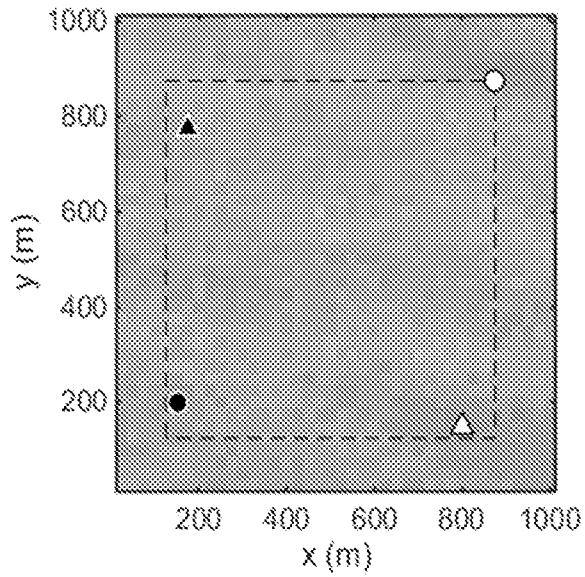


FIG. 10B

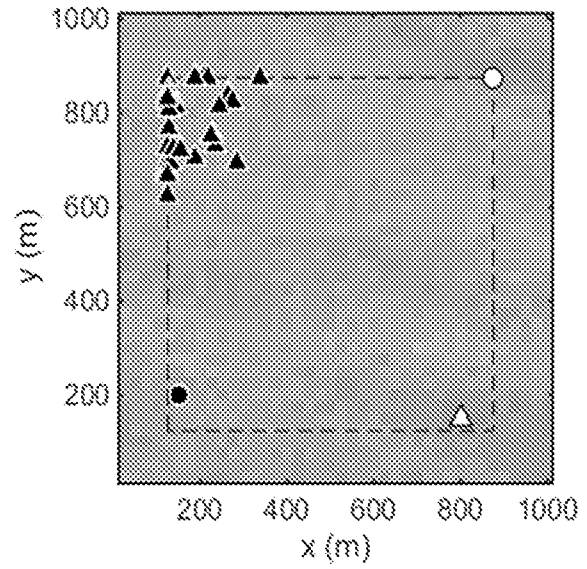


FIG. 10C

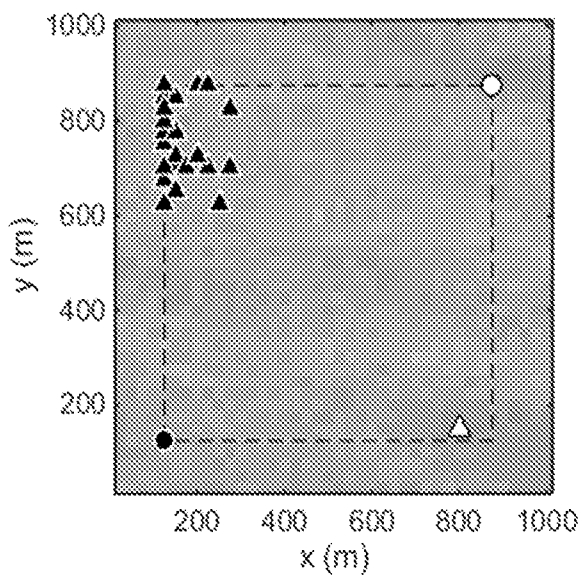


FIG. 10D

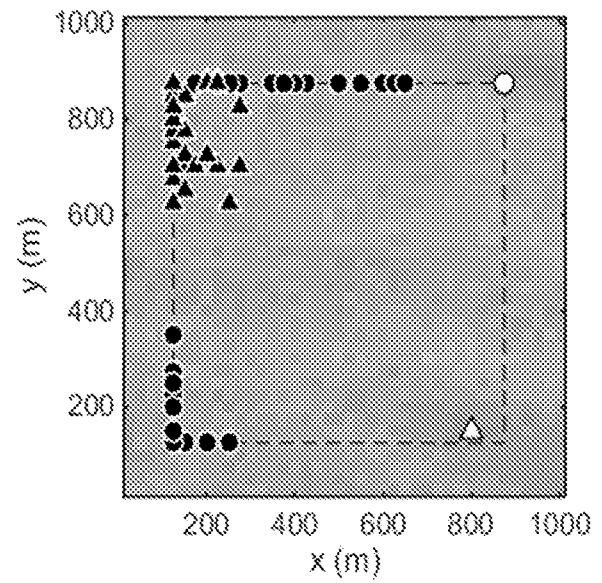


FIG. 11

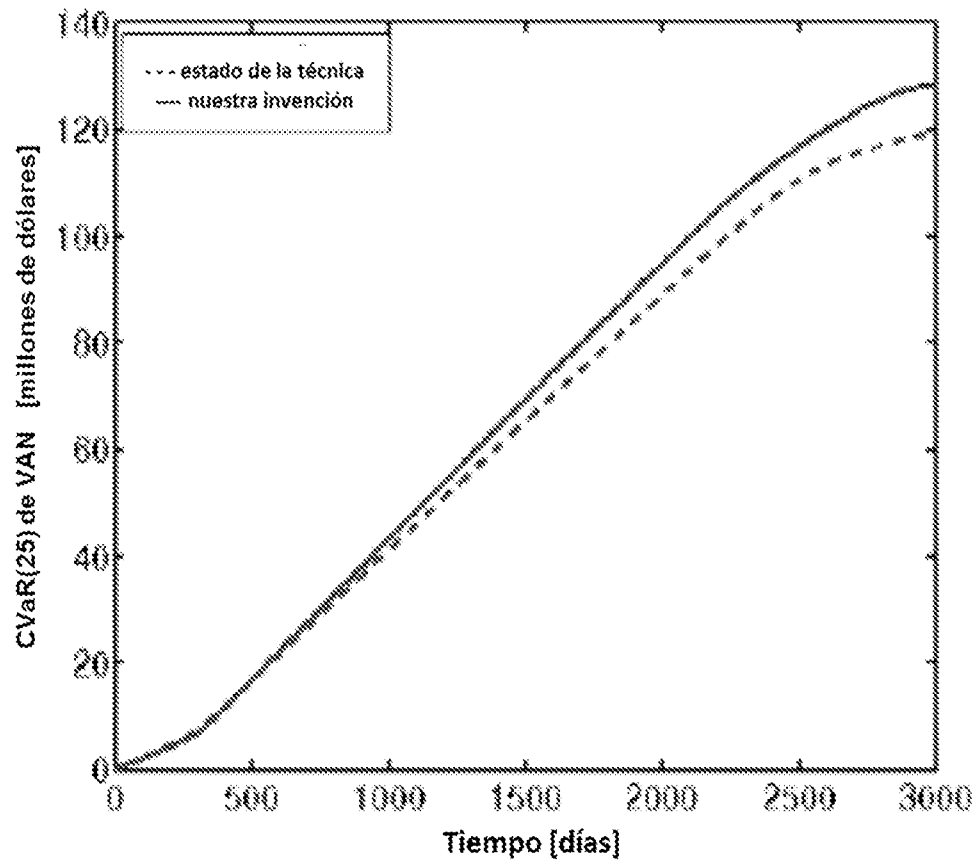


FIG. 12

1200

