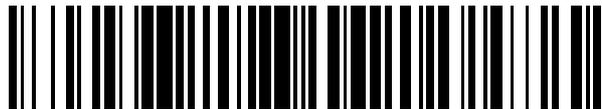


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 660 432**

51 Int. Cl.:

E21B 43/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **06.06.2013** **E 13382215 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.11.2017** **EP 2811108**

54 Título: **Método para evaluar planes de estrategia de producción**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
22.03.2018

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

72 Inventor/es:
EMBID DROZ, SONIA;
RODRÍGUEZ TORRADO, RUBÉN;
HEGAZY, MOHAMED;
ECHEVARRIA CIAURRI, DAVID y
MELLO, ULISSES

74 Agente/Representante:
ARIAS SANZ, Juan

ES 2 660 432 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 evaluar planes de estrategia de producción

5 Objeto de la invención

La invención se refiere a un método que genera planes de estrategia de producción y planes de desarrollo de campo, evaluando y clasificando el potencial de los diferentes planes con un pequeño número de parámetros o condiciones iniciales, reduciendo considerablemente el tiempo de decisión para adoptar una estrategia particular en comparación con las técnicas descritas en la técnica.

Técnica anterior

Una estrategia de producción de yacimientos de hidrocarburos del estado de la técnica habitual proporciona decisiones de producción, para un determinado horizonte de planificación en un programa de perforación, para maximizar la producción. Un horizonte de planificación habitual puede ubicar pozos de producción e inyección. El programa de perforación puede indicar qué pozos han de perforarse y cuándo, y la tasa de producción a la cual deberán operar los pozos. Variar la posición, el programa y/o control de cada uno de los pozos puede variar la producción a niveles multimillonarios. Así, resulta crucial evaluar el potencial de producción del yacimiento y el rendimiento económico mediante una amplia gama de estrategias alternativas de producción de petróleo y gas. Además, debido a que existe una gran cantidad de variables a la hora de seleccionar la estrategia, es una actividad que requiere mucho tiempo. Con frecuencia, la información disponible es limitada, y se basa en propiedades geológicas y petrofísicas de yacimientos inciertos. Habitualmente, la decisión de hacer grandes inversiones deberá efectuarse basándose en esta información limitada, en especial cuando las inundaciones subterráneas (por ejemplo, con agua) son la principal estrategia de producción.

En el pasado, los ingenieros experimentados en el campo de los yacimientos definían y clasificaban heurísticamente planes de desarrollo de producción complejos, utilizando la técnica de prueba y error para lidiar con los componentes de un problema, por separado y secuencialmente. Después de seleccionar las ubicaciones de perforación, por ejemplo, los ingenieros definían heurísticamente un programa de perforación de pozos. Sin embargo, estas soluciones heurísticas ad hoc, con frecuencia solo tienen aplicación dentro del marco limitado para el que se desarrollaron. Adicionalmente, en lugar de llegar a la mejor realización general o a la realización óptima, puede ser que al lidiar con los componentes por separado y secuencialmente se descarten las soluciones más atractivas u óptimas.

La publicación "Exploitation Plan Design Base don Opportunity Index Analysis in Numeral Simulations Models", de A. Molina y otros, Society of Petroleum Engineers, SPE, da a conocer el Análisis del Índice de Oportunidades como un método inteligente que utiliza modelos de simulaciones numéricas, para identificar las zonas con alto potencial de producción.

Así, existe la necesidad de reducir drásticamente el número de configuraciones de perforación a considerar de cara a una estrategia integral de producción de yacimientos, y, más en particular, de cara a generar y clasificar rápidamente varios planes de desarrollo representativos, cuando haya incertidumbre, para aunar rápidamente planes que abarquen conjuntamente todos los aspectos de producción disponibles.

Descripción de la invención

La presente invención resuelve los problemas anteriormente identificados, al proporcionar un método de generación de estrategias de producción adecuadas para la explotación de un yacimiento de hidrocarburo en un entorno natural, en el que dicho entorno natural esté limitado en su superficie por un dominio (Ω). Cabe señalar que, si el yacimiento de hidrocarburos está rodeado por agua, entonces el dominio (Ω) puede definirse de tal manera que el yacimiento de hidrocarburos esté completamente ubicado dentro del dominio (Ω). El método comprende las siguientes etapas:

- determinar un sistema de referencia en el dominio (Ω),
- determinar un índice de oportunidad IO como una función definida en el dominio (Ω), proporcionando el potencial de producción local en función de la ubicación y las propiedades locales;
- determinar un radio de drenaje rd, proporcionando el radio de drenaje del hidrocarburo al final de la vida útil de un pozo de producción, en función del índice de oportunidad $rd=rd$ (IO);
- identificar el conjunto o conjuntos de zonas de comportamiento de producción como ubicaciones con un comportamiento de producción local similar;
- para cada conjunto a explotar:
 - o determinar un valor representativo del índice de oportunidad IO y su correspondiente radio de drenaje $rd=rd$ (IO);
 - o proporcionar un ángulo α ;

- generar una discretización del conjunto de acuerdo con una cuadrícula con un patrón regular, en la que la distancia entre los nodos más cercanos del patrón es $2 \cdot r_d$, y la orientación de la cuadrícula en el sistema de referencia, seleccionando una línea de referencia en la cuadrícula, es el ángulo α ; determinar las ubicaciones de los pozos de producción (P1, P2) en el conjunto (C1, C2) como las coordenadas de los nodos de la cuadrícula ubicados dentro del conjunto (C1, C2).

La determinación de la ubicación de los pozos de producción como la estrategia de producción de acuerdo con este método reduce el número de planes de desarrollo potenciales, en un cierto dominio (Ω), necesarios para lograr una simulación de yacimiento precisa.

Para tal fin, se define un índice de oportunidad como una función que cuantifica el potencial de producción de hidrocarburos, para cada ubicación, teniendo en cuenta las propiedades locales de cada ubicación, por ejemplo como una función proporcional a la cantidad de hidrocarburos atrapados en esa ubicación, e inversamente proporcional a la capacidad de los hidrocarburos para fluir a través de las rocas en tal ubicación. La información relativa a las propiedades locales de cada ubicación, recuperada a partir de los datos recopilados, puede obtenerse promediando un conjunto de modelos geológicos, denominados "realizaciones de yacimiento", teniendo en cuenta la incertidumbre y pudiendo simularse cada modelo utilizando códigos CFD (dinámica de fluidos computacional). Partiendo de datos deterministas, las herramientas tales como la interpolación, el diseño de experimentos y otras, proporcionan un conjunto de realizaciones de yacimiento teniendo en cuenta la incertidumbre. Las variables estadísticas, como valores promedio o medidas de dispersión, pueden evaluarse para todo el conjunto de realizaciones de yacimiento. En el caso particular del índice de oportunidad, el valor captado en una ubicación predeterminada es el promedio medido en todo el conjunto de realizaciones de yacimiento, calculado por medio de simulaciones.

Las ubicaciones con un índice de oportunidad similar se agrupan en zonas denominadas conjuntos, cada uno de los cuales tiene un comportamiento similar en términos de potencial de producción de hidrocarburos. Por "ubicaciones con un IO similar" deben entenderse ubicaciones cuyo IO se encuentre dentro de un cierto intervalo de valores. Es posible proporcionar solo un grupo si todo el dominio tiene un comportamiento similar, en términos de potencial de producción de hidrocarburos.

Se determina una nueva función, el radio de drenaje, a partir del IO y, en algunos casos, también en función de otras variables que se explicarán en la descripción detallada de la invención. El radio de drenaje es una medida del radio óptimo de extracción para cada pozo, ya que proporciona para cada pozo el radio de extracción al final de la vida de extracción en condiciones ideales, de tal manera que las circunferencias determinadas por dicho radio con centro, en cada pozo, sean tangentes entre sí.

Esta asociación entre una función de la potencialidad de una ubicación para la producción de hidrocarburos, y el radio de extracción de cada pozo, es una forma ventajosa de generar un plan de ubicación de pozos, con una serie de parámetros lo suficientemente bajos como para no necesitar recursos computacionales importantes.

Para cada grupo se toma un valor representativo del IO (por ejemplo, la media aritmética de los extremos del intervalo que define un grupo), y luego se calcula el r_d subsiguiente.

El número de parámetros para generar un plan de ubicación de pozos es relativamente pequeño, y por lo tanto cada plan puede obtenerse rápidamente, a partir de un conjunto de parámetros. Algunos de estos parámetros, como se ha indicado, relacionan el IO y el r_d , como una función de las propiedades locales. Otros definen un sistema de referencia y la ubicación planificada de pozos con referencia a este sistema, tal como la ubicación de un primer punto de cada cuadrícula con patrón, así como el ángulo de una línea de referencia de dicha cuadrícula.

Una vez que se define el sistema de referencia, dado que los radios de drenaje son tangentes entre sí, deberá ubicarse el pozo a una distancia $2r_d$, para cumplir con esta condición. Manteniendo esta condición, y comenzando en el origen del primer punto, se genera la cuadrícula para discretizar el conjunto - los nodos son la ubicación posible de los propios pozos, separados como se ha dicho por una distancia $2r_d$. Por lo tanto, la cuadrícula es una cuadrícula con patrón, y su orientación con respecto al sistema de referencia viene dada por un ángulo α , y es uno de los parámetros del plan de ubicación de pozos que adopta una línea de referencia de la cuadrícula. Una vez que se proporciona este ángulo α , la ubicación de los pozos vendrá dada por la posición de los nodos de la cuadrícula con patrón, con respecto al sistema de referencia.

Descripción de los dibujos

Estas y otras características y ventajas de la invención se observarán más claramente a partir de la siguiente descripción detallada de una realización preferida, que se proporciona solo a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo, en referencia a los dibujos adjuntos.

Figura 1 Esta figura muestra un dominio en el que se desarrolla un campo petrolífero.

- Figura 2 Esta figura muestra un dominio discretizado en celdas, de acuerdo con una cuadrícula normal en un sistema cartesiano de referencia.
- 5 Figuras 3a, 3b Estas figuras muestran varios nodos de la cuadrícula donde se ubican los pozos de producción, y el radio de drenaje de estos pozos de producción al final de sus vidas productivas. La figura 3a muestra una cuadrícula con patrón cuadrados, y la figura 3b muestra una cuadrícula con patrón de triángulo equilátero.
- 10 Figura 4 Esta figura muestra la ubicación de los pozos de producción, separados entre sí por una distancia que es dos veces el radio de drenaje, para una cuadrícula definida con respecto a un sistema de referencia por un ángulo α .
- 15 Figura 5 Esta figura muestra un dominio dividido en dos conjuntos, cada uno de ellos con un índice de oportunidad, radio de drenaje y ángulo α asociados.
- Figura 6 Esta figura muestra la posición de los pozos de inyección cuando se encuentran dentro de cierto conjunto, cuando un patrón cuadrado de cuatro pozos de producción está dentro del dominio, y cuando al menos uno de los pozos de producción del patrón está más allá del límite.
- 20 Figura 7 Esta figura muestra un dominio dividido en dos zonas - una con hidrocarburo y otra con agua, en la que se ha definido una región en forma de tira a lo largo del límite entre ambas zonas, en la zona de agua.
- 25 Figura 8 Esta figura muestra una región en forma de tira, correspondiente a un dominio con inyección periférica, estando dividida la región en conjuntos de inyección, cada uno con sus correspondientes índice de inyectividad y radio de inyección.
- Figura 9 Esta figura muestra un método para determinar el primer pozo de inyección, en un plan de desarrollo con inyección periférica.
- 30 Figura 10 Esta figura muestra un diagrama de flujo de un plan de desarrollo, con n parámetros como condición inicial y N planes de desarrollo a clasificar.

Descripción detallada de la invención

- 35 La presente invención propone un plan de ubicación de pozos que es ventajoso con respecto a los del estado de la técnica, ya que proporciona soluciones heurísticas precisas que necesitan menos parámetros de diseño y, por lo tanto, un pronóstico menos complejo (y que precisa menos tiempo).
- 40 El índice de oportunidad define el potencial de producción de hidrocarburos de cierta ubicación de un dominio (Ω), y luego se define el radio de drenaje rd para dicha ubicación como una función del IO, de modo que cuanto mayor sea el IO mayor será el rd .
- 45 En una realización particular de la invención, la relación entre IO y rd es $rd=a*IO^b$. En este ejemplo, a y b, que son constantes positivas basadas en las propiedades locales de cada conjunto, son dos de los parámetros utilizados para calcular los posibles planes de ubicación de los pozos.
- 50 En una realización particular adicional, el plan de ubicación de los pozos está controlado por cinco parámetros por conjunto, un número lo suficientemente pequeño como para permitir que pueda explorarse el dominio (Ω) por medio de técnicas de diseño experimentales, de manera relativamente exhaustiva en cuestión de pocas horas. Además de a y b, en una realización particular, otros parámetros son parámetros espaciales referidos al sistema de referencia (las coordenadas del primer punto de la cuadrícula con patrón, i y j, y el ángulo α anteriormente mencionado de cada conjunto).
- 55 Como se muestra en la figura 2, el dominio (Ω) se discretiza en celdas con fines computacionales. En la figura 2 se ha optado por una cuadrícula computacional muy gruesa y regular, intencionalmente, en pos de la claridad. Para cada celda, deberá estimarse o calcularse el IO. Este es el caso cuando las simulaciones numéricas del flujo llevadas a cabo sobre el dominio se basan en métodos de volumen finito, o en métodos de elementos finitos, solo a modo de ejemplo. En esta etapa solo se precisan las propiedades geológicas y petrofísicas del yacimiento.
- 60 El dominio (Ω) se divide en conjuntos (C1, C2), como en la figura 5, cuyas ubicaciones tienen un índice de oportunidad comprendido dentro de un intervalo particular. Se asocia un IO representativo a cada conjunto (C1, C2), por ejemplo el valor promedio del conjunto y, como ya se ha explicado, se calcula un rd representativo, por ejemplo de acuerdo con la fórmula $rd=a*IO^b$.
- 65

Como se muestra en la figura 3a y 3b, una vez que se ha calculado r_d , se determina el espaciado de la cuadrícula. Los nodos de la cuadrícula se adoptan como ubicaciones de pozos de producción y, por lo tanto, el espaciado de cuadrículas se elige como $2 \cdot r_d$ para optimizar las ubicaciones de los pozos, ya que, al final de su vida de producción, se habrá drenado el área máxima de cada pozo de producción sin solapar las áreas de drenaje circundantes de los pozos de producción contiguos. La figura 3a muestra un patrón del centro de las circunferencias, compuesto por cuadrados, y la figura 3b muestra un patrón compuesto por triángulos equiláteros. Ambos están representados en un sistema de referencia (x, y) , y orientados de acuerdo con el ángulo $\alpha=0$, seleccionando una línea de referencia de la cuadrícula.

Una vez que se han definido los diferentes conjuntos, con su IO y su r_d , se obtiene la ubicación de los pozos de producción (P) para este plan particular (que se calcula con un conjunto particular de parámetros iniciales), para cada conjunto que define una cuadrícula con patrón, en la que la distancia entre los nodos más cercanos es dos veces el radio de drenaje (r_d) - esto puede observarse en los ejemplos de las figuras 4 y 5, en los que se utilizan patrones cuadrados, siendo el último ejemplo un caso con dos conjuntos ($C1, C2$) con su correspondiente radio de drenaje ($rd1, rd2$); luego, se localiza el primer punto de la cuadrícula en una ubicación particular del conjunto, y se coloca la cuadrícula con referencia a este sistema proporcionando otro parámetro, un ángulo α , que relaciona uno de los ejes del sistema de referencia y la dirección de una línea preseleccionada de la cuadrícula. La ubicación del primer punto de la cuadrícula, con respecto al sistema de referencia en un dominio bidimensional (Ω) y el ángulo α , conforman un total de tres parámetros que, sumados a los parámetros a y b conforman, en un ejemplo particular, cinco parámetros por conjunto para caracterizar un plan de ubicación de pozos.

Dado que un número reducido de parámetros caracteriza cada plan de ubicación de pozos, y cada plan proporciona una buena propuesta para la explotación del yacimiento, basta un número bastante menor de planes de ubicación de pozos en comparación con los enfoques anteriores, los cuales, muy a menudo, requerían varios miles de planos o más. Como resultado, se requiere un número reducido de simulaciones de flujo computacional, reduciendo el esfuerzo computacional total.

En cuanto a seleccionar el conjunto de parámetros (cinco por grupo, en el ejemplo particular) que da como resultado un plan de ubicación de pozos (P) particular, en un ejemplo particular se utiliza la técnica que en la materia se conoce como Diseño de Experimentos. Cada conjunto de parámetros determina un plan de ubicación de pozos. El uso de Diseño de Experimentos proporciona una pluralidad de planes diferentes, de acuerdo con el método dado a conocer.

Algunos planes de desarrollo comprenden, aparte de los pozos de producción (P), pozos de inyección (I) a través de los cuales se añade agua, para hacer un barrido en las diferentes regiones del dominio (Ω). En un ejemplo particular, los pozos de inyección (I) están colocados en el centroide del patrón de la cuadrícula, por ejemplo, el patrón cuadrado formado por cada cuatro nodos colindantes, que establecen las ubicaciones de los pozos de producción (P) para determinado conjunto, como puede observarse en la figura 6. Cuando uno de los nodos (P) está fuera del conjunto, en el otro lado de su límite, el centroide (I) se calcula con los nodos restantes (P) dentro del conjunto.

Alternativamente, si el yacimiento es susceptible a inyección periférica, los inyectores (I) pueden ubicarse en una región (S) en forma de tira, que se extienda a lo largo de un límite (Γ) de la interfaz entre el agua (W) y las fases de hidrocarburos (O) del yacimiento, y ubicarse en el lado de agua de la interfaz, como se muestra en la figura 7. Para determinar la distancia entre los pozos de inyección (I) en la región en forma de tira, se define una nueva función, el índice de inyectividad (II). El II tiene en cuenta el potencial de barrido local como una función de la ubicación y sus propiedades locales, como lo hizo el IO con el potencial de producción de petróleo.

Al igual que en el caso del IO , las ubicaciones de la región (S) en forma de tira con II dentro de un intervalo determinado de valores, es decir las ubicaciones con un comportamiento relativamente similar, se agrupan en conjuntos de inyección ($S1, S2, S3$) en la región (S) en forma de tira. Se adopta un representante II para cada conjunto de inyección ($S1, S2, S3$), por ejemplo, el valor promedio del II en dicho grupo.

Del mismo modo, se calcula un radio de inyección (r_i) a partir del II para cada conjunto de inyección ($S1, S2, S3$), de modo que cuanto mayor sea el II mayor será el r_d , es decir, la superficie más grande sobre la que un único inyector ($I1, I2, I3$) de dicho conjunto ($S1, S2, S3$) podrá efectuar un barrido. En un ejemplo particular, el r_i se expresa como $r_i=c \cdot II^d$, donde c, d son constantes positivas dependiendo de las propiedades locales para cada conjunto de inyección.

La separación entre inyectores consecutivos ($I1, I2, I3$) en la región (S) en forma de tira, comenzando desde la ubicación del primer pozo de inyección ($I1$) de la región (S) en forma de tira, se calcula como el doble del radio de inyección (r_{i1}, r_{i2}, r_{i3}) del conjunto de inyección ($S1, S2, S3$) donde está el pozo de inyección ($I1, I2, I3$), como puede observarse en la figura 8. Cuando se alcanza un conjunto de inyección diferente ($S1, S2, S3$), el radio de inyección considerado será el del conjunto ($S1, S2, S3$) de la región (S) en forma de tira donde se encuentre el anterior pozo de inyección ($I1, I2, I3$). Los pozos de inyección ($I1, I2, I3$) adicionales se ubican de acuerdo con el presente conjunto de inyección ($S1, S2, S3$), hasta que se alcanza un nuevo conjunto ($S1, S2, S3$).

En un ejemplo particular se continúa de esta manera con la generación de pozos de inyección (I1, I2, I3), hasta que se agoten todos los conjuntos en las regiones en forma de tira o hasta que se alcance el primer pozo de inyección (I1) (cuando la región (S) en forma de tira sea una región cercana).

5 En un ejemplo adicional, la región (S) en forma de tira es el ancho de una celda del dominio discretizado (como las celdas de la figura 2) para fines de simulación computacional.

En un ejemplo adicional, el ancho de la región (S) en forma de tira es una fracción de la distancia entre un pozo productor (P) colindante y el centro de su correspondiente patrón.

10 Con respecto a la determinación del primer pozo de inyección (I1) de una región (S) en forma de tira para una inyección periférica, en un ejemplo se calcula esta primera ubicación como se muestra en la figura 9, es decir, definiendo un poliedro con los pozos de producción externos (P) de la región de petróleo, calculando el centro de masa (CM) de este poliedro y determinando la proyección ortogonal del centro de masa con respecto al límite entre el hidrocarburo (O) y el agua (W). En un ejemplo adicional, se calcula el centro de masa en todos los pozos de producción (P) de la región de petróleo del conjunto.

15 En un ejemplo adicional, se calcula la ubicación del primer pozo de inyección (I1) de la región (S) en forma de tira, para una inyección periférica, determinando la proyección ortogonal del pozo de producción (P) que tenga un índice de oportunidad IO más alto con respecto al límite entre el hidrocarburo (O) y el agua (W).

20 De manera similar al plan de ubicación de pozos, se utilizan otros parámetros para controlar el programa de perforación de pozos. El programa de perforación comprende generar una lista que comprende los pozos de producción (P); o tanto los pozos de producción (P) como los pozos de inyección (I), clasificándose dicha lista de acuerdo con tres criterios. En un ejemplo particular, se utilizan tres parámetros de entrada para esta tarea, y la lista comprende tanto los pozos de producción (P) como los pozos de inyección (I). En un ejemplo adicional, dos de estos parámetros definen la secuencia de producción y la inyección que se sigue para completar la explotación del dominio (Ω) (por ejemplo, un patrón básico de perforación de dos productores (P) y posteriormente un inyector (I), que se repite hasta que se tengan en cuenta todos los pozos (P, I), y el parámetro restante indica el intervalo de tiempo entre la perforación de dos pozos consecutivos (suponiendo que es sea igual para toda la secuencia de perforación). El orden de perforación para los pozos de producción (P), así como para los pozos de inyección (I), se predetermina de acuerdo con diferentes criterios.

25 En un ejemplo particular, este criterio es el siguiente: el orden viene dado por una lista en la que los pozos (P, I) que aparecen primero en la lista son aquellos con un índice más alto (IO y II), aquellos más cercanos al límite exterior del dominio (Ω) o al límite de interfaz entre el hidrocarburo (O) y el agua (W) en el dominio (Ω), o aquellos que tengan una menor distancia promedio con los pozos precedentes o antecesores (P, I). Con este criterio, existe una elección adecuada en la explotación de los pozos (P, I), ya que los primeros en ser perforados serán los que tengan un mayor potencial de petróleo, los que sean más fácilmente accesibles desde el límite, y los que estén más cercanos entre sí. Las tres condiciones pueden tenerse en cuenta al mismo tiempo, si se asignan valores a cada una de ellas.

30 Para el ejemplo particular en el que se tienen en cuenta tanto el plan de ubicación de un pozo como la ubicación de perforación del pozo, se seleccionan los n parámetros (ocho, en este ejemplo particular) mediante una técnica, como por ejemplo el Diseño de experimentos, para obtener un plan de ubicación de pozos y un plan de perforación determinados. En un ejemplo adicional, se proporcionan también controles de pozo, basados en estimaciones del factor de recuperación potencial promedio del yacimiento, en procedimientos de inyección habituales, en restricciones económicas estándares, etc. Puede clasificarse entonces el número de planes de ubicación de pozos y de ubicaciones de perforación, es decir el número de planes de desarrollo (N) estimados de acuerdo con el método que es el aspecto inventivo principal de la invención, cada uno con un conjunto de (n) parámetros (por ejemplo, ocho), para seleccionar las opciones más adecuadas de acuerdo con técnicas tales como el valor actual neto (VAN).

35 La medida de clasificación es una medida promediada sobre todas las realizaciones de yacimiento, por ejemplo aquellas realizaciones de yacimiento que se utilicen para determinar el índice de oportunidad. Por ejemplo, si la medida de clasificación es el VAN, para cada plan de desarrollo de campo la medida de clasificación será el promedio de todos los VAN sobre todas las realizaciones. El costo computacional para la evaluación de un plan de desarrollo depende principalmente del costo computacional de la simulación de flujo. En este caso, el Diseño de Experimentos solo necesita un número reducido de planes, dado que cada plan proporciona distribuciones de pozos y programas de perforación seleccionados de manera eficiente gracias al método del aspecto principal de la presente invención y, por lo tanto, el Diseño de Experimentos no necesita explorar una gran cantidad de ubicaciones de pozos para dar con los más eficientes. En la técnica anterior, la distribución de los pozos depende del Diseño de Experimentos, por lo tanto, el número de propuestas deberá ser lo suficientemente elevado como para obtener un resultado razonable. Debido a que cada propuesta requiere una simulación de flujo, el costo computacional de la presente invención se reduce drásticamente. Para este ejemplo, el plan de desarrollo de campo con el VAN promedio más alto ocupa el primer lugar o el más elevado.

65

5 La figura 10 muestra un diagrama de flujo en el que se calculan N diferentes medidas de clasificación (105) -por ejemplo, VAN-, una para cada plan de desarrollo, que comienza con un conjunto de n parámetros (bloque 101), m de los cuales generan ubicaciones de pozos (102) y el resto, n-m, generan planes de programación de pozos (103), estando el plan de desarrollo provisto de controles de pozos (104). Una vez que se evalúa la medida de clasificación (105), se clasifican los diferentes N planes de desarrollo. El plan de desarrollo que tenga la mayor medida de clasificación se propondrá como resultado del método.

REIVINDICACIONES

1. Un método para generar una estrategia de producción adecuada para la explotación de un yacimiento de hidrocarburos en un entorno natural, en el que dicho entorno natural está limitado en su superficie por un dominio (Ω), que comprende las siguientes etapas:
- determinar un sistema de referencia en el dominio (Ω);
 - determinar un índice de oportunidad IO como una función definida en el dominio (Ω), proporcionando el potencial de producción local como función de la ubicación y las propiedades locales;
 - determinar un radio de drenaje rd proporcionando el radio de drenaje del hidrocarburo al final de la vida de un pozo de producción, como función del índice de oportunidad $rd=rd(IO)$;
 - identificar un conjunto o conjuntos (C1, C2) de zonas de comportamiento de producción como ubicaciones con un comportamiento de producción local similar;
 - para cada grupo (C1, C2) a explotar:
 - o determinar un valor representativo del índice de oportunidad IO (IO1, IO2) y su correspondiente radio de drenaje $rd=rd(IO)$, (rd1, rd2);
 - o proporcionar un ángulo α ($\alpha1$, $\alpha2$);
 - o generar una discretización del conjunto de acuerdo con una cuadrícula con un patrón regular, en la que la distancia entre los nodos más cercanos del patrón sea $2*rd$, y la orientación de la cuadrícula en el sistema de referencia, seleccionando una línea de referencia en la cuadrícula, sea el ángulo α ;
 - o determinar las ubicaciones de los pozos de producción (P1, P2) en el conjunto (C1, C2) como las coordenadas de los nodos de la cuadrícula ubicados dentro del conjunto (C1, C2).
2. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que los conjuntos (C1, C2) de zona de comportamiento de producción se definen en respuesta al índice de oportunidad IO.
3. Un método de acuerdo con la reivindicación 1, en el que, tras generar ubicaciones de pozos de producción (P) en el dominio (Ω), el método comprende generar ubicaciones de pozos de inyección (I) de acuerdo con las siguientes etapas:
- para un grupo predeterminado (C1, C2) que tenga pozos de producción (P1, P2), definir un patrón en la cuadrícula con patrón de dicho conjunto (C1, C2), como un grupo de pozos de producción (P) colindantes en el que la ubicación de dichos pozos de producción (P1, P2) defina un patrón en la cuadrícula con patrón;
 - determinar la ubicación del pozo de inyección (I1, I2) en el grupo predeterminado como las coordenadas del centroide de los nodos del patrón que se encuentre dentro del grupo (C1, C2).
4. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en el que el patrón en la cuadrícula con patrón de al menos un conjunto tiene una forma cuadrada, cuyos vértices corresponden a cuatro ubicaciones colindantes de pozo de producción.
5. Un método de acuerdo con la reivindicación 3, en el que el patrón de la cuadrícula con patrón de al menos un conjunto tiene una forma de triángulo equilátero, cuyos vértices corresponden a tres ubicaciones colindantes de pozo de producción.
6. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 3 a 5, en el que la determinación de la ubicación de pozo de inyección (I1, I2) en el conjunto predeterminado se lleva a cabo para todos los patrones que tengan al menos dos pozos de producción dentro de dicho conjunto.
7. Un método de acuerdo con cualquier reivindicación anterior, en el que, tras generar ubicaciones de pozos de producción (P) en el dominio (Ω), el método comprende generar ubicaciones de pozos de inyección (I) de acuerdo con las siguientes etapas:
- determinar el límite del yacimiento entre la fase de hidrocarburo (O) y agua (W) en el dominio (Ω);
 - determinar una región (S) en forma de tira que se extienda a lo largo del límite y situada en el lado de agua (W);
 - identificar conjuntos (S1, S2, S3) de zona de comportamiento en la región (S) en forma de tira, como ubicaciones con un comportamiento similar sensible a un índice de inyectividad (II), proporcionando el potencial de barrido local como función de la ubicación y las propiedades locales;
 - determinar un radio de inyección (ri) para el agua, proporcionando el radio de inyección de un pozo de inyección como función del índice de inyectividad $ri=ri(II)$;
 - determinar la ubicación de un primer pozo de inyección (I1) en la región en forma de tira;
 - a partir de la ubicación del primer pozo de inyección (I1), generar ubicaciones de pozos de inyección (I1, I2, I3) adicionales en la región (S) en forma de tira, comenzando cada ubicación de pozos de inyección (I1, I2, I3) adicional a una distancia $2*ri(II)$, en la que el índice de inyectividad (II) se mide en el conjunto (S1, S2, S3) de la región (S) en forma de tira donde esté ubicado el anterior pozo de inyección (I1, I2, I3).

- 5 8. Un método de acuerdo con la reivindicación 7, en el que se generan ubicaciones del segundo pozo de inyección (I1, I2, I3), y posteriores, hasta que se agoten los conjuntos de zonas (S1, S2, S3) en la región (S) en forma de tira, o hasta que se alcance el conjunto (S1) que presente la ubicación del primer pozo de inyección (I1); de ambas condiciones, aquella que se cumpla primero.
- 10 9. Un método de acuerdo con las reivindicaciones 7 u 8, en el que la ubicación del primer pozo de inyección en la región en forma de tira se determina como una de las siguientes opciones:
- la proyección ortogonal del centro de masa de las ubicaciones de los pozos de producción, sobre el límite de interfaz calculado con respecto a todos los pozos de producción (P) de la región de petróleo del conjunto,
 - la proyección ortogonal del centro de masa de las ubicaciones de los pozos de producción, sobre el límite de interfaz calculado con respecto a los pozos de producción externos (P) de la región de petróleo del conjunto, o
 - la proyección ortogonal de la ubicación del pozo de producción (P) que tenga un índice de oportunidad IO más alto en el límite de la interfaz.
- 15 10. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 6 a 8, en el que el dominio (Ω) se discretiza en células y en el que el ancho de la región (S) en forma de tira es una de las siguientes opciones:
- 20 el ancho es de una célula,
el ancho es una fracción de la distancia entre un pozo de producción (P) colindante y el centro de su correspondiente patrón.
- 25 11. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 10, en el que el radio de drenaje de hidrocarburo al final de la vida de un pozo de producción, como función del índice de oportunidad IO, se expresa como $rd=a*IO^b$, donde a, b son constantes positivas que dependen de las propiedades locales.
- 30 12. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, en el que el radio de inyección r_i para agua, como función del índice de inyectividad II, se expresa como $r_i=c*II^d$, donde c, d son constantes positivas que dependen de las propiedades locales.
- 35 13. Un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que el método, tras haber determinado las ubicaciones de pozo de producción (P) y, en su caso, las ubicaciones de pozos de inyección (I), comprende adicionalmente generar un programa de perforación de pozos.
- 40 14. Un método de acuerdo con la reivindicación 13, en el que la generación de un programa de perforación de pozos comprende generar una lista que comprenda los pozos de producción (P); o tanto los pozos de producción (P) como los pozos de inyección (I), en el que dicha lista se clasifica de acuerdo con tres criterios:
- los primeros pozos (P, I) en la lista son aquellos que tienen un índice más alto,
 - los primeros pozos (P, I) en la lista son los más cercanos al límite del dominio (Ω), o al límite de interfaz entre el hidrocarburo (O) y el agua (W) en el dominio (Ω),
 - los primeros pozos (P, I) en la lista son aquellos que tienen una menor distancia promedio, con un número predeterminado de pozos precedentes y antecedentes (P, I).
- 45 15. Un método de acuerdo con la reivindicación 13 o 14, en el que el método, tras generar un programa de perforación de pozos, comprende adicionalmente generar controles de pozos de producción para controlar la producción de pozos.
- 50 16. Un método para evaluar estrategias de desarrollo de producción de energía de hidrocarburos para recuperar hidrocarburos desde su entorno natural, que comprende:
- generar una pluralidad de planes de desarrollo de producción, comprendiendo cada plan las siguientes etapas:
 - 55 ◦ generar una ubicación de pozo de producción (P) y, en su caso, una ubicación de pozo de inyección (I), de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 12;
 - generar un programa de perforación para pozos de producción (P) y, en su caso, para pozos de inyección (I), de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 13 a 14;
 - generar pozos de producción (P) y, en su caso, controles de pozos de inyección (I) para controlar la producción de pozos de acuerdo con la reivindicación 15;
 - 60 ◦ generar una medida de clasificación promedio para la producción de pozos; y,
 - hacer que la pluralidad clasificada de planes de desarrollo de producción esté disponible.
- 65 17. Un método de acuerdo con la reivindicación 16, en el que se aplica una técnica de Diseño de experimentos para generar la pluralidad de planes de desarrollo de producción.

18. Un método de acuerdo con la reivindicación 16 o 17, en el que la determinación de dicha medida de clasificación promedio comprende promediar la propiedad dinámica, tal como el valor actual neto (VPN), el factor de recuperación, etc., para cada uno de dichos planes de desarrollo de producción.

5 19. Un sistema de procesamiento de datos que comprende medios configurados para llevar a cabo un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18.

10 20. Un producto de tipo programa informático que comprende instrucciones que, al ejecutar el programa en un ordenador, hagan que el ordenador lleve a cabo un método de acuerdo con cualquiera de las reivindicaciones 1 a 18.

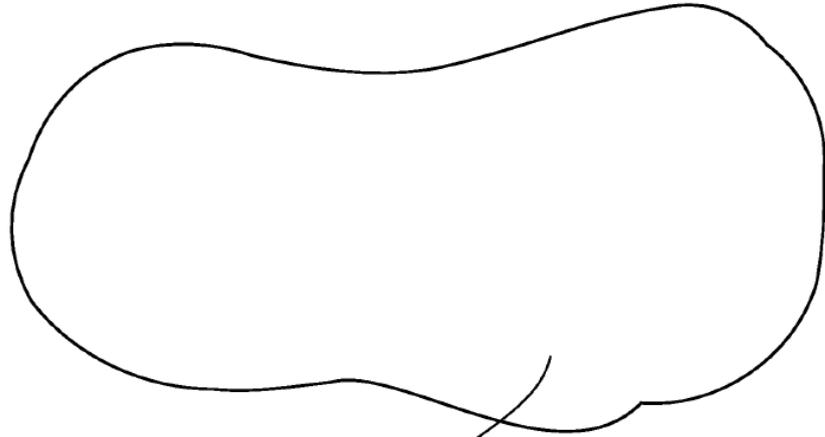


FIG. 1

Ω

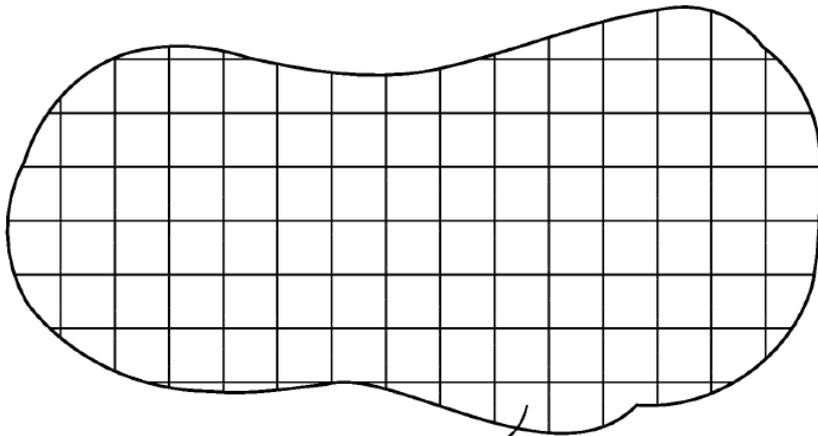
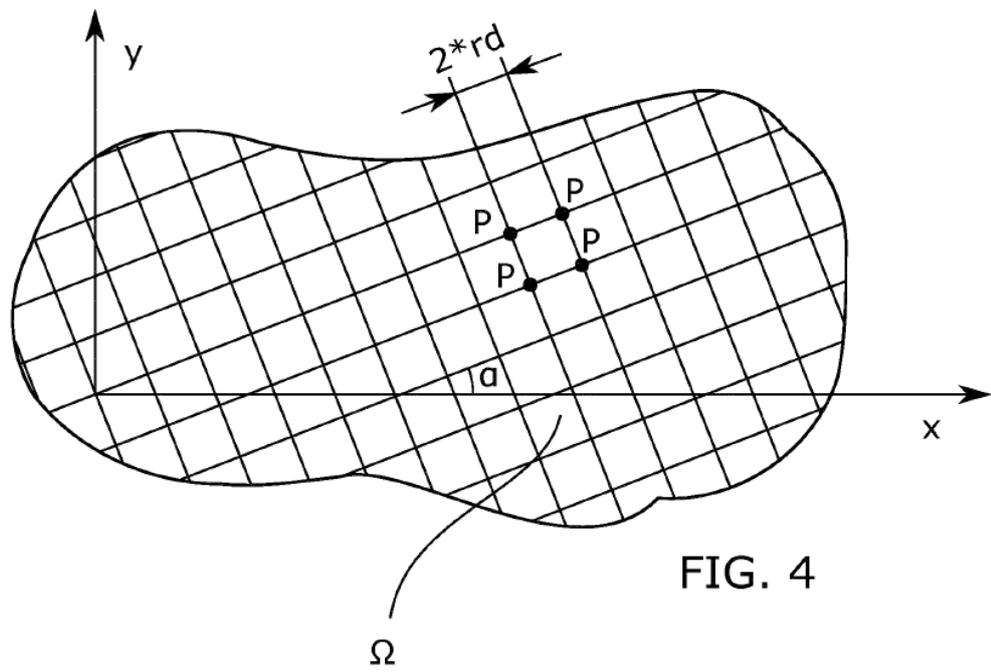
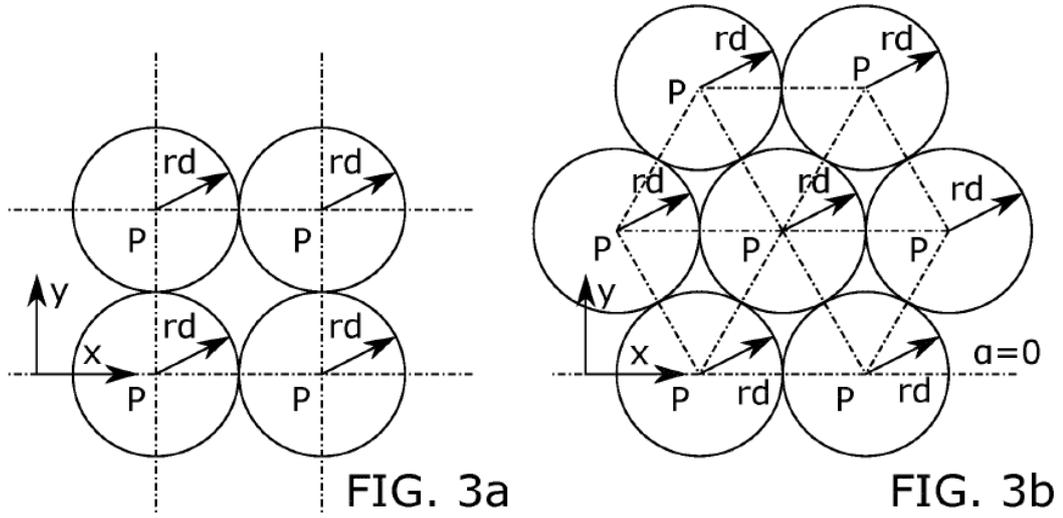


FIG. 2

Ω



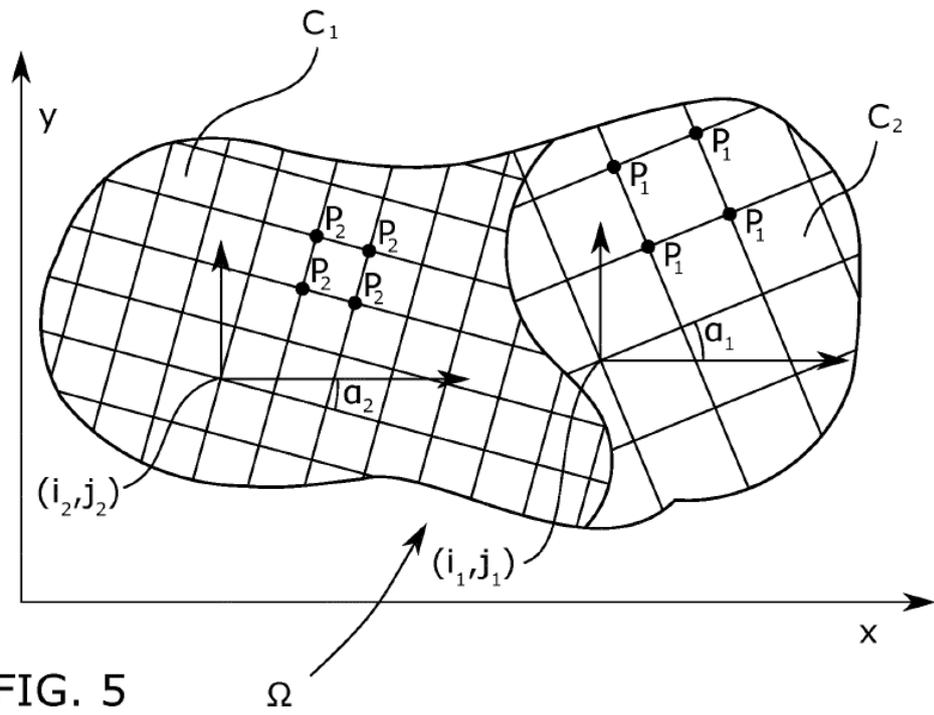


FIG. 5

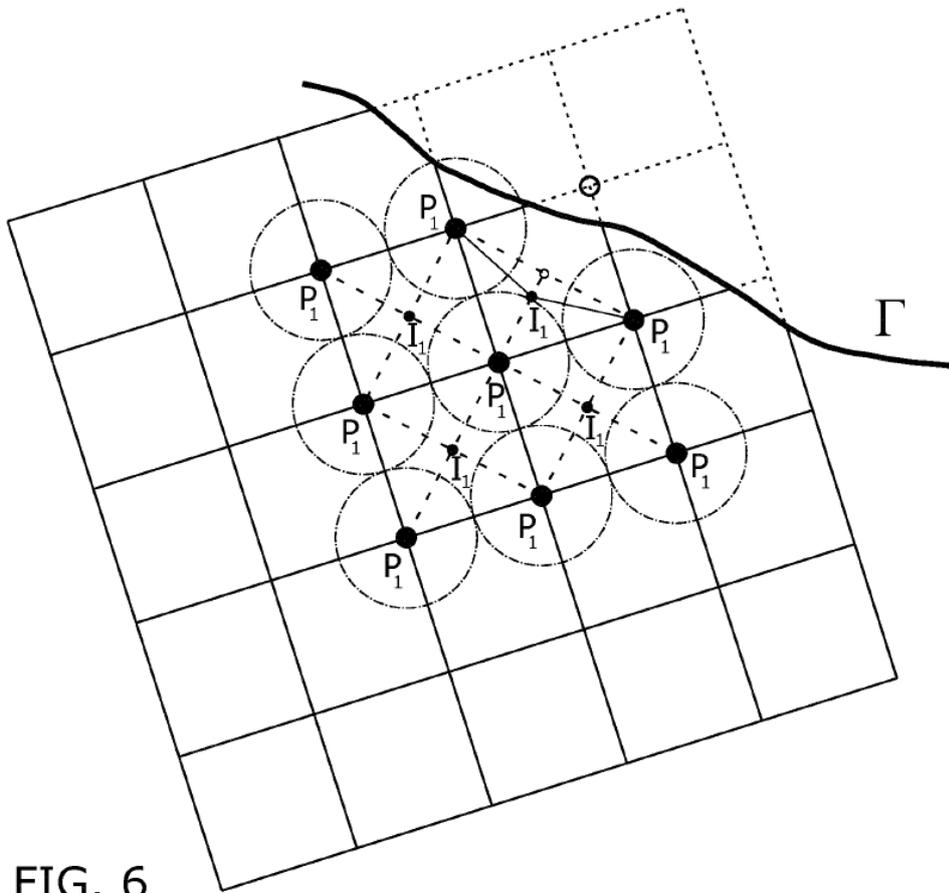
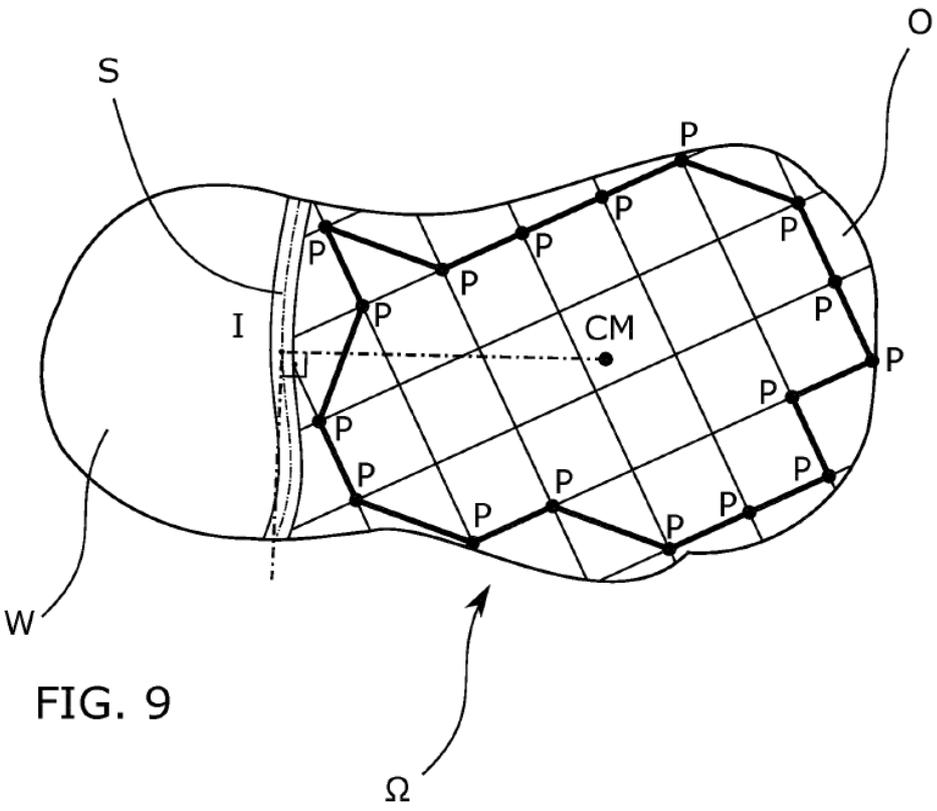
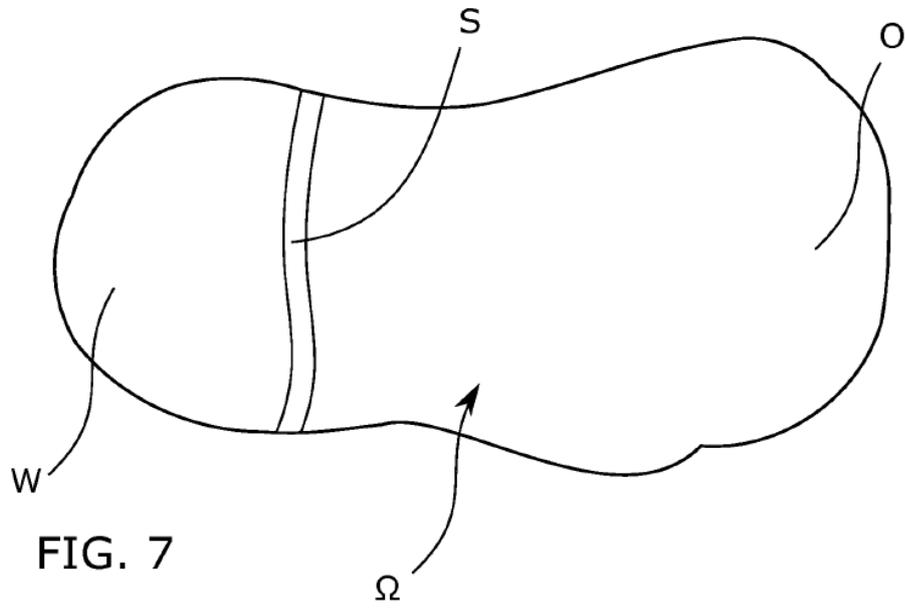


FIG. 6



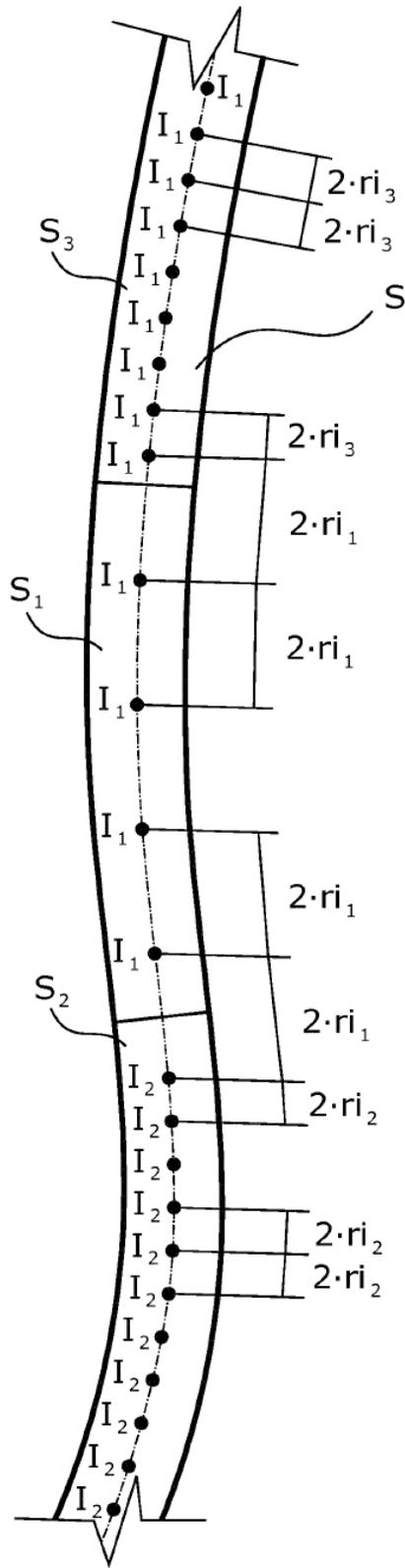


FIG. 8

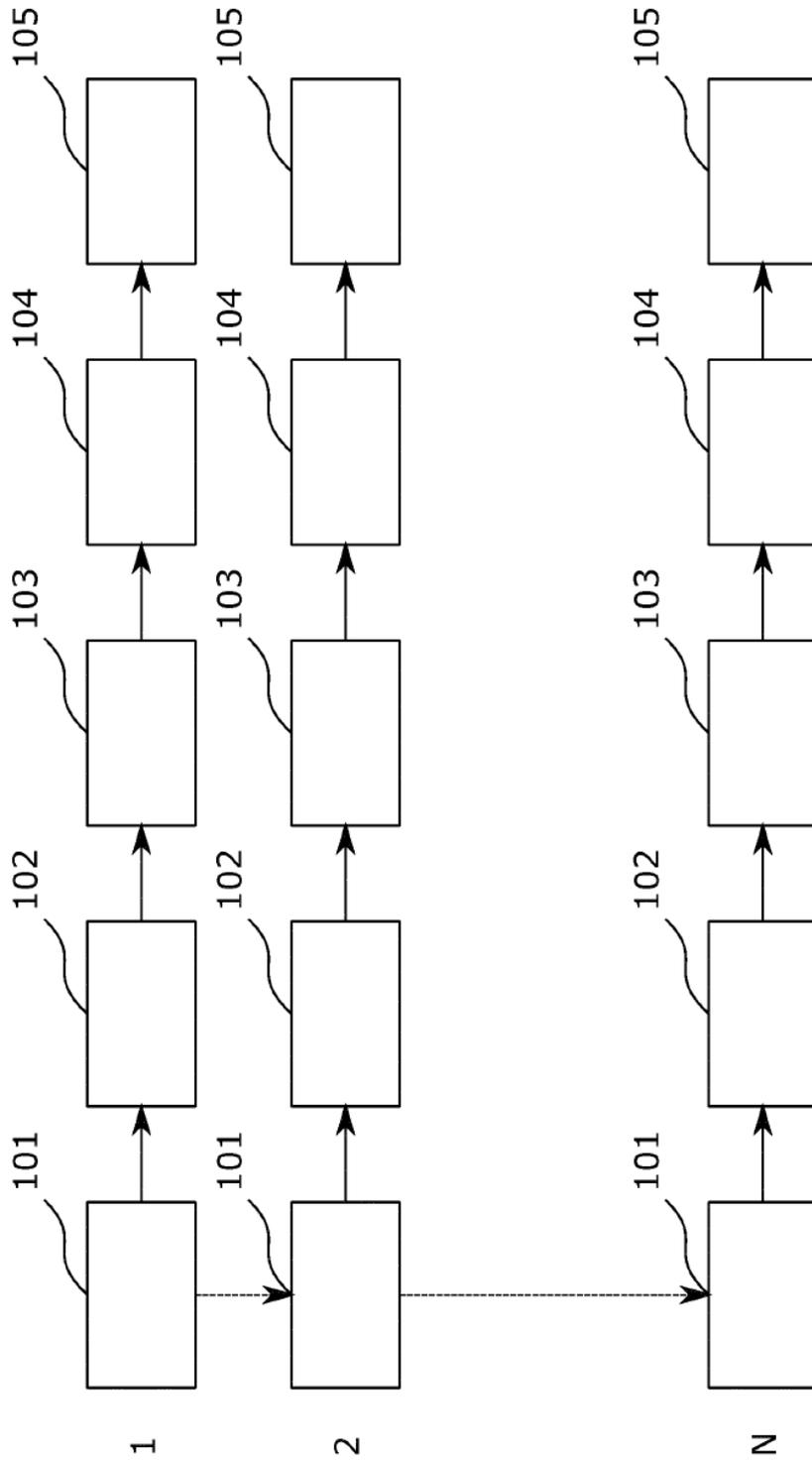


FIG. 10