

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 956 034**

51 Int. Cl.:

E21B 47/10 (2012.01)

E21B 49/08 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **29.03.2017** **E 17382158 (8)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **12.07.2023** **EP 3382142**

54 Título: **Método implementado por ordenador para caracterizar un fluido objetivo de un yacimiento de hidrocarburos en condiciones de incertidumbre**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
12.12.2023

73 Titular/es:

REPSOL, S.A. (100.0%)
Méndez Álvaro 44
28045 Madrid, ES

72 Inventor/es:

PEÑA DÍEZ, JOSÉ LUÍS;
MERINO GARCÍA, DANIEL;
BENITO IGLESIAS, VERÓNICA y
SANZ SANZ, PAULA

74 Agente/Representante:

ARIAS SANZ, Juan

ES 2 956 034 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 implementado por ordenador para caracterizar un fluido objetivo de un yacimiento de hidrocarburos en condiciones de incertidumbre

Campo de la invención

- 5 La presente invención se refiere a un método implementado por ordenador para caracterizar un fluido objetivo de un yacimiento de hidrocarburos en condiciones de incertidumbre proporcionando un conjunto de propiedades de fluido a partir de una cantidad limitada de información.

Técnica anterior

- 10 Uno de los campos técnicos con un desarrollo más intensivo es el procedimiento de caracterización de yacimientos de hidrocarburos definiendo propiedades físicas y químicas, entre otras, y otros parámetros de la roca y los fluidos de dichos yacimientos que son relevantes para evaluar la cantidad de recursos de hidrocarburos recuperables del yacimiento y para determinar posteriormente las instalaciones que deben desplegarse en el campo.

- 15 Deben diseñarse instalaciones según las propiedades del fluido que va a recuperarse ya que el flujo a lo largo de los conductos desde el yacimiento hasta la superficie evoluciona con las variaciones de presión y temperatura que pueden provocar cambios de fase apareciendo sólidos que pueden dificultar o incluso obstruir el conducto impidiendo el procedimiento de producción normal.

- 20 En la mayoría de los casos, los recursos de hidrocarburos y, específicamente, los fluidos ubicados dentro del yacimiento, no pueden recuperarse fácilmente impidiendo el posterior análisis de las muestras que proporciona la caracterización de propiedades del fluido almacenado en el yacimiento.

- 25 Incluso cuando se obtienen muestras de pruebas de pozo o tras operaciones de perforación, las muestras que llegan al laboratorio se encuentran en condiciones muy diferentes de las que están en el yacimiento. En algunos otros casos, las muestras se ven contaminadas, aumentando la incertidumbre de las propiedades medidas en el laboratorio.

- 30 En la mayoría de los casos, con el fin de predecir las propiedades de fluido cuando no se dispone de ninguna muestra, el experto lleva a cabo un trabajo previo de modelización de la cuenca usando programas comerciales aplicados para predecir la evolución de la cuenca a lo largo de periodos de tiempo prolongados. Estos programas simulan la generación de hidrocarburos a alta presión y temperatura en la roca madre y la migración del fluido desde la roca madre hasta la roca de formación o yacimiento.

- 35 Estos programas también tienen en cuenta procesos que se producen durante la migración que pueden modificar las propiedades de fluido finales.

- 40 En muchos casos, como resultado de este trabajo se obtienen datos de gravedad API (gravedad del Instituto Americano del Petróleo, que es una variable de densidad bien conocida) y GOR (razón de gas-petróleo cuando se lleva el fluido del yacimiento a condiciones ambientales) del fluido del yacimiento.

Según la técnica anterior, el experto asocia las propiedades de API y GOR con otros fluidos conocidos en la bibliografía, estimando el resto de las propiedades.

- 45 La publicación "An Innovative Approach for Formation Fluid Typing with API and GOR Assessments in real Time from Mud Gas Data", 76th EAGE Conference & Exhibition, 19 June 2014, páginas 16-19, divulga una metodología que incluye un modelo matemático con dos parámetros (alfa y beta) para describir la composición de los fluidos de hidrocarburos, excepto los alterados por procesos secundarios.

- 50 La solicitud de patente nº WO2011/007268A1 divulga un método mejorado que realiza un análisis de fluidos de fondo de pozo de las propiedades de los fluidos de un yacimiento de interés y que caracteriza el yacimiento de interés basándose en dicho análisis de fluidos de fondo de pozo.

- 55 El solicitante desconoce un procedimiento que caracteriza de manera automática las propiedades de fluido permitiendo proporcionar valores de propiedades no sometidos a la interpretación subjetiva del experto.

Descripción de la invención

La presente invención resuelve el problema planteado proporcionando un método que puede implementarse en un ordenador que proporciona un conjunto de propiedades caracterizadoras definidas por sus funciones de densidad.

60

Por tanto, la presente invención es un método implementado por ordenador para caracterizar un fluido objetivo de un yacimiento de hidrocarburos en condiciones de incertidumbre por medio de m propiedades de fluido predeterminadas. Entre dichas m propiedades de fluido el método comprende al menos una primera propiedad fluidica (p_1) referida a una de las fases del fluido objetivo, o bien líquida o bien gaseosa, y una segunda propiedad fluidica (p_2) referida a la razón de gas/líquido del fluido objetivo.

En una realización preferida, la primera propiedad fluidica (p_1) es la gravedad API de una de las fases y la GOR del fluido objetivo, siendo el fluido objetivo el fluido que va a caracterizarse usando la cantidad limitada de datos obtenidos a partir del yacimiento.

El método comprende las etapas según la reivindicación 1.

Para la primera propiedad fluidica (p_1) y para la segunda propiedad fluidica (p_2) se imponen funciones de densidad de probabilidad (f_1 y f_2 respectivamente). Una función uniforme o una función gaussiana es una función de densidad de probabilidad apropiada en la mayoría de los casos. En algunas realizaciones, la función de densidad de probabilidad se define únicamente por medio de un conjunto discreto de valores tales como tres percentiles, un percentil p_{bajo} , un percentil p_{medio} y un percentil p_{alto} . En una realización preferida p_{bajo} es p_{10} , p_{medio} es p_{50} y p_{alto} es p_{90} respectivamente. En una realización preferida la etapa de muestreo aleatorio es un método de Montecarlo.

El método requiere proporcionar una correlación c_i por cada propiedad p_i , $i = 3, \dots, m$ que depende al menos de p_1 y/o p_2 . Para cada propiedad p_i , las propiedades de fluido que están implicadas en la dependencia de c_i , es decir, la primera propiedad fluidica p_1 , la segunda propiedad fluidica p_2 o ambas, se someten a muestreo aleatorio ($\tilde{p}_1, \tilde{p}_2$) según su función de densidad de probabilidad. Se genera una nueva función de densidad de probabilidad f_i a partir de los valores tomados como muestras $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2)$.

En otra realización, las correlaciones c_i dependen de propiedades adicionales p_i $i > 3$. En tales casos las propiedades de fluido p_i , $i = 3, \dots, m$ se clasifican de tal manera que la dependencia de las correlaciones es $c_3 = c_3(p_1, p_2)$, $c_4 = c_4(p_1, p_2, p_3)$, $\dots$, $c_i = c_i(p_1, p_2, \dots, p_{i-1})$ en las que no necesariamente todas las propiedades $p_3, \dots, p_{i-1}$ aparecen explícitamente como parámetros dependientes. En estos casos las funciones de densidad de probabilidad f_i correspondientes a la propiedad p_i $i > 3$ cuando se determina p_j , $j > i$ están disponibles ya que se han determinado en etapas anteriores.

En otra realización, se corrigen de manera automática las correlaciones c_i mediante el sistema informático que lleva a cabo el método antes de usarlas para determinar una determinada propiedad p_i usando el conocimiento proporcionado por una base de datos análoga. Tras esta corrección, las correlaciones c_i representan correctamente las propiedades almacenadas en la base de datos análoga y por tanto el fluido objetivo.

Las bases de datos análogas comprenden propiedades de fluido obtenidas a partir de yacimientos que ya se han explotado. Entre los datos disponibles los registros de bases de datos análogas comprenden variables binarias, variables binarias múltiples, variables cuantitativas o cualquier combinación de las mismas.

Ejemplos de variables binarias son indicadores de evidencia de TSR, evidencia de lavado o evidencia de mezclado de fluidos.

Ejemplos de variables binarias múltiples son variables que representan el tipo de kerógeno (I, II o III) o el tipo de roca madre (carbonato, margá, esquisto, etc.).

Ejemplos de variables cuantitativas son "ID de fluido" (que adopta valores enteros), edad promedio del periodo de roca madre, el nivel de maduración o la biodegradación por ejemplo usando el índice de Moldowan (valor entero).

Según esta realización, al menos un registro de la base de datos análoga comprende la primera propiedad fluidica (p_1), la segunda propiedad fluidica (p_2) o ambas; siendo estas propiedades la propiedad común que permite extraer información relevante de fluidos análogos. Estas propiedades comunes que permiten la selección se identificarán como propiedades clave.

Un módulo de similitud está encargado de la comparación de propiedades de fluido del fluido objetivo y propiedades de fluido de registros de la base de datos análoga, proporcionando el módulo un valor de similitud como resultado de dicha comparación. Este módulo puede implementarse en un sistema informático como función que devuelve el valor de similitud o incluso un indicador a un registro más complejo que proporciona información adicional obtenida en el procedimiento de comparación.

Se considera que dos valores de propiedades clave son similares si el valor absoluto de la diferencia es inferior a un parámetro umbral predeterminado (sim). Se considera que se seleccionan estos registros que tienen valores clave similares en comparación con un fluido objetivo, a la vista del parámetro umbral.

La selección de registros análogos puede comprender restricciones adicionales que tienen en cuenta propiedades relacionadas con las propiedades físicas, químicas y geológicas del yacimiento, y también con propiedades que tienen un impacto sobre el transporte del fluido de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, principalmente las propiedades tenidas en cuenta para garantizar el flujo durante la explotación del yacimiento.

Una vez identificados los registros seleccionados, se modifica la correlación c_i desplazándola mediante un primer valor constante C y ajustándola a escala mediante un segundo valor constante Δc_i . Se toman muestras de los registros seleccionados y se determinan las constantes $C, \Delta c_i$ imponiendo que la suma de errores entre el valor proporcionado por la nueva correlación $c'_i = c_i * C + \Delta c_i$ y el valor de propiedad proporcionado por las muestras de los registros seleccionados de la base de datos análoga sea mínima.

Entonces, en la etapa c) del método según la invención, se usa la correlación modificada c'_i cuando se calculan los r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2)$.

Tal como se identificó anteriormente, las bases de datos análogas pueden implicar al menos tres clases de variables, variables binarias, variables binarias múltiples, variables cuantitativas cuando se comparan el fluido objetivo y los fluidos análogos por medio del módulo de similitud con el fin de determinar los registros seleccionados. En este procedimiento de comparación cada clase de variable tiene un valor de contribución para el valor de similitud que es parte del valor de similitud total. Este valor de contribución se determina según reglas específicas que ponderan la relevancia de la propiedad.

Si el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad binaria, entonces, según una realización, cada tipo de las propiedades binarias se establece a 0 ó 1 y comprende un valor de ponderación.

En este caso particular la propiedad binaria se establece a 0 ó 1, pero pueden usarse otros dos valores ponderando el valor resultante mediante un valor escalar sensible de manera correspondiente a los dos valores seleccionados de manera arbitraria. Es decir, se considera que el uso de otros dos valores cualesquiera es equivalente a los valores usados según esta realización.

En el caso particular de variables binarias el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad binaria, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad binaria:

- si el fluido objetivo no tiene la propiedad binaria y/o el registro no tiene la propiedad binaria, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad binaria;
- si el fluido objetivo y el registro tienen la propiedad binaria pero el valor de fluido objetivo es diferente del valor de registro, el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 de modo que no representa el valor de ponderación de la propiedad;
- si el fluido objetivo y el registro tienen la propiedad binaria y el valor de fluido objetivo es igual al valor de registro, el valor de ponderación se establece a 1 de modo que el valor de ponderación de la propiedad completo es el valor de contribución para el valor de similitud.

Si el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad binaria múltiple, entonces, según una realización, cada tipo de las propiedades binarias múltiples se establece a 0 ó 1 y comprende un valor de ponderación.

En este caso particular la propiedad binaria múltiple se establece a 0 ó 1, pero también pueden usarse otros dos valores ponderando el valor resultante mediante un valor escalar sensible de manera correspondiente a los dos valores seleccionados de manera arbitraria. Es decir, se considera que el uso de otros dos valores cualesquiera es equivalente a los valores usados según esta realización.

En el caso particular de variables binarias cada tipo de la propiedad binaria múltiple comprende un valor de ponderación y el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad binaria múltiple, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad binaria múltiple:

- si el fluido objetivo no tiene la propiedad binaria múltiple y/o el registro no tiene la propiedad binaria múltiple, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad binaria múltiple;
- si el fluido objetivo y el registro no tienen en común ninguno de la combinación múltiple de valores enteros, el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad;
- si el fluido objetivo y el registro tienen en común al menos uno de la combinación múltiple de valores enteros, el valor de ponderación se establece a 1 de modo que el valor de ponderación de la propiedad completo es el valor de contribución para el valor de similitud.

Si el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad cuantitativa, dicha propiedad cuantitativa se representa mediante un número entero o mediante un número real.

En el caso particular de propiedades cuantitativas cada una de las propiedades cuantitativas tiene un valor continuo y comprende un valor de ponderación y, el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad cuantitativa, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad cuantitativa:

- si el fluido objetivo no tiene la propiedad de valor continuo y/o el registro no tiene la propiedad de valor continuo, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad cuantitativa;
- si el fluido objetivo y el registro tienen la misma propiedad cuantitativa, se pondera el valor de contribución para el valor de similitud mediante el valor de ponderación:
-

$$\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h}\right)$$

donde

$V_{c_{ih}}$ es la $h^{\text{ésima}}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_i} del fluido objetivo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo, siendo V_c el número de variables cuantitativas del fluido objetivo;

$V_{c_{jh}}$ es la $h^{\text{ésima}}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_j} del registro análogo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo; y

G_h es el intervalo común de las $h^{\text{ésimas}}$ variables cuantitativas V_{c_i} y V_{c_j} .

Según una realización, valor de similitud s_{ij} entre un fluido objetivo y un registro de la base de datos análoga puede implicar propiedades binarias, propiedades binarias múltiples y propiedades cuantitativas. En este caso particular el valor de similitud s_{ij} puede expresarse en una expresión única que implica las tres clases de propiedades y en la que si cualquier clase de las propiedades no existe, los términos de contribución son cero. En tal caso, la expresión única puede expresarse como:

$$s_{ij} = \frac{\sum_{h=1}^{V_c} \left(\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h}\right) P_{c_h} \right) + \sum_{k=1}^{V_b} (V_{b_k} * P_{b_k}) + \sum_{l=1}^{V_{mb}} (V_{mb_l} * P_{mb_l})}{P_{c_t} + P_{b_t} + P_{mb_t}}$$

donde, además de las definiciones anteriores:

P_{c_h} es un valor de ponderación de la $h^{\text{ésima}}$ variable cuantitativa;

V_b es el número de variables binarias del fluido objetivo;

V_{b_k} es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $k^{\text{ésima}}$ variable binaria del fluido objetivo;

P_{b_k} es un valor de ponderación para la $k^{\text{ésima}}$ variable binaria

V_{mb} es el número de variables binarias múltiples del fluido objetivo;

V_{mb_l} es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $l^{\text{ésima}}$ variable binaria múltiple del fluido objetivo;

P_{mb_l} es un valor de ponderación de la $l^{\text{ésima}}$ variable binaria múltiple;

P_{c_t} es el peso total de las variables cuantitativas;

P_{b_t} es el peso total de las variables binarias;

P_{mb_t} es el peso total de las variables binarias múltiples.

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 proporcionada únicamente a modo de ejemplo ilustrativo y no limitativo con referencia a los dibujos adjuntos.

Figura 1: Esta figura muestra un ejemplo de un sistema de estimación preferido para seleccionar de manera automática un fluido objetivo con miembros análogos existentes almacenados en una base de datos análoga según una realización preferida de la presente invención.

Figura 2: Esta figura muestra un ejemplo de tabla con un registro que almacena las propiedades de un fluido, un fluido objetivo o un fluido análogo. La propiedad se da a conocer por medio del nombre del "parámetro", columna 1, y el valor de propiedad se muestra en la columna 2.

Figura 3: Esta figura muestra un diagrama de flujo con las etapas principales de una realización de la presente invención.

Figura 4: Esta figura muestra tres propiedades binarias que se definen como valor booleano, (sí o no, verdadero o falso, por ejemplo) y, en la columna 2, el valor asignado en esta realización específica.

Figura 5: Esta figura muestra dos propiedades binarias múltiples en las que la columna 2 muestra el valor asignado en esta realización específica.

Figuras 6A-6D: Estas figuras muestran ejemplos de valores cuantitativos, ID de fluido, periodo de roca madre, nivel de maduración o la biodegradación (índice de Moldowan). La columna 2 muestra el valor cuantitativo para un conjunto de los estados del parámetro continuo.

Figura 7: Esta figura muestra un gráfico que presenta el peso molecular obtenido en tres registros análogos identificados, el peso molecular obtenido usando la correlación y el peso molecular obtenido mediante la correlación una vez modificada mediante desplazamiento y ajuste a escala.

Descripción detallada de la invención

Tal como apreciará un experto en la técnica, aspectos de la presente invención pueden implementarse como un sistema, método o producto de programa informático. Por consiguiente, aspectos de la presente invención pueden adoptar la forma de una realización totalmente de hardware, una realización totalmente de software (incluyendo firmware, software residente, microcódigo, etc.) o una realización que combina aspectos de software y de hardware todas las cuales pueden denominarse aquí de manera general "circuito", "módulo" o "sistema". Además, aspectos de la presente invención pueden adoptar la forma de un producto de programa informático implementado en uno o más medios legibles por ordenador que tienen código de programa legible por ordenador implementado en los mismos.

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

Un medio de señales legible por ordenador puede incluir una señal de datos propagada con un código de programa legible por ordenador implementado en la misma, por ejemplo, en banda base o como parte de una onda portadora. Una señal propagada de este tipo puede adoptar cualquiera de una variedad de formas, incluyendo, pero sin limitarse a, electromagnética, óptica o cualquier combinación adecuada de las mismas. Un medio de señales legible por ordenador también puede ser cualquier medio legible por ordenador que no es un medio de almacenamiento legible por ordenador y que puede comunicar, propagar o transportar un programa para su uso por o en conexión con un sistema, aparato o dispositivo de ejecución de instrucciones.

El código de programa implementado en un medio legible por ordenador puede transmitirse usando cualquier medio apropiado, incluyendo, pero sin limitarse a, inalámbrico, por cable, por cable de fibra óptica, RF, etc., o cualquier combinación adecuada de los anteriores.

El código de programa informático para llevar a cabo operaciones para aspectos de la presente invención puede escribirse en cualquier combinación de uno o más lenguajes de programación, incluyendo un lenguaje de programación orientado a objetos tal como Java, Smalltalk, C++ o similares y lenguajes de programación por procedimientos convencionales, tales como el lenguaje de programación "C" o lenguajes de programación similares. El código de programa puede ejecutarse totalmente en el ordenador del usuario, parcialmente en el ordenador del usuario, como paquete de software independiente, parcialmente en el ordenador del usuario y parcialmente en un ordenador remoto o totalmente en el servidor u ordenador remoto. En esta última situación, 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 ancha (WAN), o la conexión puede realizarse con un ordenador externo (por ejemplo, a través de Internet usando un proveedor de servicios de Internet).

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

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

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

Pasando ahora a los dibujos y, más particularmente, la figura 1 muestra un ejemplo de un sistema de estimación (100) que determina las propiedades de fluido de un fluido objetivo (por ejemplo, en un yacimiento de hidrocarburos recién descubierto), basándose en emparejamiento automático con miembros de fluidos análogos de población existente catalogados y caracterizados según una realización preferida de la presente invención. El sistema de estimación (100) incluye ordenadores (102, 104, 106) (3 en este ejemplo) acoplados, por cable o de manera inalámbrica a, y se comunican entre sí a través de, una red 108, por ejemplo, una red de área local (LAN), Internet, una intranet o una combinación de las mismas. Normalmente, los ordenadores (102, 104, 106) incluyen uno o más procesadores, por ejemplo, unidad de procesamiento central (CPU) (110), memoria (112) y almacenamiento local (114) con un catálogo que indica miembros de fluidos análogos conocidos o existentes y propiedades de fluido o yacimiento por ejemplo, una base de datos de yacimientos.

En este ejemplo, la generación de propiedades de fluido se basará en las correlaciones propuestas y el conocimiento proporcionado por la base de datos análoga almacenada en el almacenamiento local (114) que se usará para corregir las correlaciones propuestas c_i con el fin de cumplir lo más posible con las propiedades de fluido almacenadas dentro de la base de datos análoga almacenada.

Las propiedades de fluido objetivo (116) y las propiedades de base de datos análoga (114) pueden comprender propiedades binarias, propiedades binarias múltiples o propiedades cuantitativas.

La figura 2 presenta una tabla que muestra un único registro, abreviado con unas pocas propiedades para este ejemplo, con dos columnas, una primera columna con los parámetros de un fluido, el fluido objetivo (116) o un fluido análogo (114), y una segunda columna con el valor del parámetro.

Entre los parámetros del registro representado en la figura 2 están la ID de fluido, la ID de yacimiento, que usan valores enteros para identificar el fluido y el yacimiento respectivamente, el valor de gravedad API que es un valor cuantitativo, el valor de GOR que es un valor cuantitativo, el tipo de kerógeno que es un valor binario múltiple, la roca madre que es un valor binario múltiple, el periodo de roca madre que es una variable binaria múltiple, el nivel de maduración que es un valor cuantitativo y una variable binaria que indica si hay una evidencia de mezclado de fluidos y una variable binaria que indica si existe evidencia de lavado. Estas dos últimas variables binarias pueden representarse mediante un valor booleano y también usando un valor entero, normalmente 1 y 0 según un convenio preestablecido.

El nivel de maduración muestra un signo de interrogación ya que el registro mostrado no contiene el valor de nivel de maduración. Los registros de la base de datos análoga pueden contener uno o más parámetros que identifican una propiedad específica sin ningún valor. Debido a esto, las reglas para comparar un fluido objetivo (116) y un fluido análogo requieren en primer lugar identificar si existe un parámetro común determinado en ambos fluidos.

Aunque a lo largo de toda la descripción el conjunto de propiedades de fluido se identifiquen como tales, propiedades de fluido, dichas propiedades deben interpretarse de una forma general en la que algunas de estas variables no son necesariamente propiedades físicas de un fluido sino propiedades del yacimiento en el que está ubicado el fluido o la roca que almacena el fluido ya que todos estos parámetros permiten la caracterización del fluido.

Según esta definición, la caracterización del fluido mediante generación de las propiedades de fluido tiene en cuenta la geoquímica.

En este ejemplo y pasando ahora a la figura 3, el sistema preferido (100) determina en primer lugar una primera propiedad fluidica (p_1), la gravedad API de la fase líquida del fluido objetivo (116), y una segunda propiedad

fluidica (p_2) referida a la razón de gas/líquido del fluido objetivo (116), la propiedad de GOR. En una realización, la gravedad API de la fase líquida del fluido objetivo (116) y la propiedad de GOR se obtienen a partir de la información proporcionada por la modelización de la cuenca o cualquier otro modelo de predicción.

5 Tal como se muestra en la primera etapa (1000), el sistema (100) también comprende las siguientes etapas:

a) Tal como se muestra en la figura 3, en la primera etapa (1000) se identifica el fluido objetivo (1000) con los datos de entrada disponibles (1001), la ID de fluido, la ID de yacimiento, y otros parámetros con propiedades que pueden obtenerse por ejemplo mediante ensayos en laboratorio o a partir de muestras obtenidas cuando se perfora un pozo en el yacimiento.

10 b) En una segunda etapa (1002) y en esta realización el sistema (100) determina una función de densidad de probabilidad (f_1) para la gravedad API (p_1) y una función de densidad de probabilidad (f_2) para la propiedad de GOR (p_2) que caracterizan estas dos primeras propiedades del fluido objetivo.

En este caso particular, se usa una función uniforme de densidad de probabilidad para f_1 y f_2 .

15 c) En una tercera etapa (1003), se proporcionan $m - 2$ correlaciones $c_3, \dots, c_m$, dependiendo dichas correlaciones al menos de las propiedades p_1 y/o p_2 , en el que pueden existir dependencias adicionales, es decir, $p_i = c_i(p_1, p_2, \dots, p_{i-1})$; $i = 3, \dots, m$. La figura 3 muestra un valor de iteración i que oscila entre 3 y m en el que para cada valor de iteración se ejecutan tres subetapas (1004, 1005):

- una primera subetapa (1004) en la que se proporcionan las correlaciones identificadas $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1})$,
- una segunda subetapa (1005) que genera, de manera automática mediante el sistema informático (100), r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1})$ en los que $\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1}$ son muestras aleatorias según sus correspondientes funciones de densidad de probabilidad $f_1, f_2, \dots, f_{i-1}$. Es decir, cada propiedad p_j , entre estas propiedades $\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1}$ que aparecen explícitamente en la dependencia de c_i , se muestrea usando la correspondiente función de densidad de probabilidad f_j . Estas muestras se introducen en la correlación c_i para calcular cada muestra de $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1})$ y,
- una tercera subetapa (1006) que genera, de manera automática mediante el sistema informático (100), una función de densidad de probabilidad f_i para la propiedad p_i a partir de los r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1})$. En este caso particular, los r valores de muestra permiten calcular frecuencias de subintervalos según una discretización del dominio para los valores de propiedad que proporciona una aproximación numérica de la función de densidad de probabilidad.

30 d) En una cuarta etapa (1007) el método pone a disposición las propiedades caracterizadoras $p_i, i = 1, \dots, m$ del fluido como las funciones de densidad de probabilidad ($f_1, f_2, \dots, f_m$) que se determinan en la etapa b) (1002) y la tercera subetapa (1006).

35 En este ejemplo las correlaciones $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2, \dots, \tilde{p}_{i-1})$ dependen de $\tilde{p}_1$ y/o $\tilde{p}_2$ y pueden existir otras dependencias $\tilde{p}_j, j = 3, \dots, i - 1$.

Según esta realización preferida, las correlaciones c_i proporcionadas en la primera subetapa (1004) se modifican mediante un valor de desplazamiento y un valor de ajuste a escala con el fin de forzar a que la correlación sea una buena representación de los fluidos análogos.

40 En una primera etapa, dado el fluido objetivo (116), se identifica un conjunto de fluidos análogos y se selecciona implementando un módulo de similitud que selecciona aquellos registros de la base de datos análoga almacenada (114) que cumplen con unos criterios de similitud, es decir, dado un valor umbral (sim).

45 Una vez seleccionado un subconjunto de registros de la base de datos análoga, expresándose la correlación modificada c'_i como $c'_i = c_i * C + \Delta c_i$, siendo C y Δc_i valores constantes, se determinan dichos valores constantes imponiendo que la suma de los errores entre el valor proporcionado por la nueva correlación c'_i y el valor de propiedad proporcionado por cada uno de los registros seleccionados de la base de datos análoga sea mínima.

50 En este procedimiento de ajuste el criterio de selección es muy relevante ya que permite determinar únicamente aquellos registros que proporcionan información valiosa del fluido objetivo (116). Una determinada correlación c_i implica propiedades $p_j, j = 1..i$, pero los registros seleccionados de las bases de datos análogas, cuando se calcula la correlación modificada c'_i , comprenden propiedades adicionales tales como propiedades geológicas, químicas y físicas. Estas propiedades adicionales proporcionan una contribución al procedimiento de ajuste que mejora la expresión final $c'_i = c_i * C + \Delta c_i$ debido a la influencia de estos parámetros adicionales al seleccionar los registros análogos.

55 En este procedimiento de selección, se evalúan propiedades geológicas, químicas y físicas del fluido y el yacimiento identificando propiedades binarias, propiedades binarias múltiples y propiedades cuantitativas. Cada una de estas tres clases de propiedades proporciona un valor de contribución, y todos los valores de contribución se ponderan para calcular el valor de similitud que está usándose para evaluar la distancia entre el fluido objetivo y cada uno de los registros del fluido de la base de datos análoga.

Una vez calculadas todas las distancias identificadas como un índice de similitud se clasifican los fluidos análogos mediante dicho índice de similitud. Los fluidos análogos seleccionados son aquellos que satisfacen que el valor absoluto del índice de similitud sea superior al valor umbral (*sim*).

- 5 En este ejemplo particular el valor de similitud s_{ij} entre un fluido objetivo y un registro de la base de datos análoga, teniendo en cuenta la contribución de las tres clases de propiedades, se calcula como

$$s_{ij} = \frac{\sum_{h=1}^{V_c} \left(\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h} \right) P_{c_h} \right) + \sum_{k=1}^{V_b} (Vb_k * Pb_k) + \sum_{l=1}^{V_{mb}} (Vmb_l * Pmb_l)}{P_{c_t} + P_{b_t} + P_{mb_t}}$$

donde

V_c es el número de variables cuantitativas del fluido objetivo;

- 10 $V_{c_{ih}}$ es la $h^{ésima}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_i} del fluido objetivo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo;

$V_{c_{jh}}$ es la $h^{ésima}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_j} del registro análogo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo;

P_{c_h} es un valor de ponderación de la $h^{ésima}$ variable cuantitativa;

- 15 G_h es el intervalo común de las $h^{ésimas}$ variables cuantitativas V_{c_i} y V_{c_j} ;

V_b es el número de variables binarias del fluido objetivo;

Vb_k es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $k^{ésima}$ variable binaria del fluido objetivo;

Pb_k es un valor de ponderación para la $k^{ésima}$ variable binaria

- 20 V_{mb} es el número de variables binarias múltiples del fluido objetivo;

Vmb_l es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $l^{ésima}$ variable binaria múltiple del fluido objetivo;

Pmb_l es un valor de ponderación de la $l^{ésima}$ variable binaria múltiple;

P_{c_t} es el peso total de las variables cuantitativas;

- 25 P_{b_t} es el peso total de las variables binarias;

P_{mb_t} es el peso total de las variables binarias múltiples.

La figura 4 muestra una tabla con tres variables binarias, una propiedad que indica si hay evidencia de TSR, una propiedad que indica si hay evidencia de lavado y una propiedad que indica si hay evidencia de mezclado de fluidos.

- 30 A cada tipo de variable binaria se le asigna un valor entero, 0 ó 1, que identifica cada valor booleano que permite calcular la propiedad en comparación con otras propiedades tales como las propiedades cuantitativas.

Estas tres propiedades binarias se comparan con registros que tienen un parámetro que identifica dichas propiedades.

- 35 El numerador de la expresión usada para el cálculo del valor de similitud s_{ij} muestra el término $\sum_{k=1}^{V_b} (Vb_k * Pb_k)$ como el valor de contribución binario. Este valor de contribución se pondera mediante Pb_k , el valor de ponderación para la $k^{ésima}$ variable binaria.

- 40 La figura 5 muestra una tabla con dos variables binarias múltiples, una propiedad que indica el tipo de kerógeno del fluido y una propiedad que indica la roca madre.

A cada tipo de variable binaria múltiple se le asigna un valor entero, 0 ó 1, que identifica cada tipo que permite calcular la propiedad en comparación con otras propiedades tales como las propiedades cuantitativas.

- 45 El mismo numerador de la expresión usada para el cálculo del valor de similitud s_{ij} muestra el término $\sum_{l=1}^{V_{mb}} (Vmb_l * Pmb_l)$ como el valor de contribución binario múltiple. Este valor de contribución se pondera mediante Pmb_l , el valor de ponderación de la $l^{ésima}$ variable binaria múltiple.

Y finalmente, el mismo numerador de la expresión usada para el cálculo del valor de similitud s_{ij} muestra el término

$$\sum_{h=1}^{V_c} \left(\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h} \right) P_{c_h} \right)$$

como el valor de contribución cuantitativo. Este valor de contribución se pondera mediante P_{c_h} , el valor de ponderación de la $h^{\text{ésima}}$ variable cuantitativa.

- 5 Las figuras 6A-6D muestran cuatro tablas con cuatro propiedades cuantitativas respectivamente, sólo como ejemplo, la ID de fluido, el periodo de roca madre y el nivel de maduración. La columna derecha muestra el valor de cada parámetro.

El valor de similitud calculado s_{ij} se divide entre tres pesos totales,

$$P_{c_t} + P_{b_t} + P_{mb_t}$$

que normalizan el valor de similitud s_{ij} .

En cada tipo de variable el valor de ponderación se penaliza si no hay ningún dato en el registro análogo o para el fluido objetivo.

- 15 Cada propiedad tiene un valor asociado (que es 0 ó 1 para propiedades binarias y propiedades binarias múltiples) que después se multiplica por un valor de ponderación.

Para valores cuantitativos, el valor de cada variable cuantitativa se determina mediante el siguiente factor:

$$\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h} \right)$$

y se pondera mediante el valor de ponderación P_{c_h} resultante del término

$$\sum_{h=1}^{V_c} \left(\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h} \right) P_{c_h} \right)$$

ya indicado anteriormente.

- 25 El factor $(1 - |V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|/G_h)$ es la diferencia del valor análogo y el valor objetivo en comparación con el intervalo total de la variable. Este intervalo de diferencia [0,1] multiplica el valor de ponderación de cada variable que proporciona parte del valor o el valor completo.

- 30 Por ejemplo, la biodegradación es una variable cuantitativa y tiene un peso del 13%. El intervalo G_h es de 9 porque oscila entre 1 y 10. Si el fluido objetivo tiene un valor de biodegradación de 1 y el fluido análogo tiene un valor de 3, la diferencia es el valor absoluto de $V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}$ lo que dará como resultado 2. Este resultado dividido entre G_h (9) da como resultado 0,222. La diferencia 1-0,222 es 0,788, el factor que multiplica el peso de la variable de biodegradación (13%). Por tanto, el resultado final de la contribución de la variable de biodegradación cuantitativa para este registro análogo específico es del 10,11%.

- 35 El denominador del valor de similitud s_{ij} tiene el peso de todas las variables siendo el valor máximo el 100%.

- 40 La figura 7 muestra una realización en la que se han identificado tres registros análogos diferentes con el fluido objetivo. Estos tres registros comprenden la propiedad de gravedad API (API) y la propiedad de peso molecular (PM), la $i^{\text{ésima}}$ propiedad que se genera según una realización de la invención. La correlación propuesta c_i para la propiedad de peso molecular es $PM = 630 - (10 * API)$.

La correlación modificada puede expresarse de la forma

$$PM = C[630 - (10 * API)] + \Delta c_i$$

- 45 siendo C y Δc_i constantes que van a determinarse minimizando la suma de errores relativos entre el resultado de la correlación modificada y los valores de las propiedades del fluido análogo.

En esta realización, C da como resultado 0,83 y Δc_i da como resultado 0 (no se necesita desplazamiento); es decir, la correlación modificada es $PM = 0,83 * [630 - (10 * API)]$

- 50 La figura 7 muestra tres resultados diferentes, el peso molecular calculado (rombos pequeños) usando la correlación original, el peso molecular de los fluidos análogos seleccionados (círculos) y el peso molecular calculado (cuadrados) usando la correlación modificada.

- 55 La correlación modificada depende en gran medida de la selección de registros análogos, llevándose a cabo esta selección usando el método dado a conocer dependiendo del tipo de propiedades y la definición del valor de similitud s_{ij} .

Después se usa la correlación modificada para PM en la etapa c) de la invención cuando se genera, de manera automática mediante un sistema informático, una función de densidad de probabilidad f_i para la propiedad p_i a partir de los r valores de muestra calculados a partir de $PM(API)$.

5 Una aplicación práctica del método de caracterización de un fluido objetivo es la generación de propiedades de fluido en un yacimiento de hidrocarburos para evaluar la viabilidad de la producción de fluido a partir de dicho yacimiento a través de arquitectura de campo predeterminada en condiciones de incertidumbre de las propiedades de fluido.

10 Cuando se diseñan las instalaciones que van a desplegarse en un campo, deben definirse parámetros como las dimensiones de las tuberías que van a usarse, el trayecto de dichas tuberías desde el yacimiento hasta la superficie, el grosor del aislamiento térmico. Tales parámetros se determinan según las propiedades de fluido ya que cuando el fluido fluye desde el yacimiento hasta la superficie, la temperatura y la presión disminuyen provocando la aparición de fases sólidas que pueden impedir el flujo normal del fluido.

15 En una realización de la invención, se propone un método para evaluar la viabilidad de producción de fluido en un yacimiento de hidrocarburos y para determinadas instalaciones que comprenden al menos una tubería que conecta un primer punto de extracción ubicado dentro del yacimiento y un punto de extremo final ubicado en instalaciones en la superficie. El método comprende las siguientes etapas:

20 - *determinar un dominio de temperatura y presión (T,P) para representar el comportamiento del fluido a lo largo de las tuberías de las instalaciones.*

25 El trayecto de las tuberías que va a evaluarse ya se ha determinado. Mediciones reales y modelos de producción son ejemplos de medios que proporcionan la temperatura y presión a lo largo de un dominio predeterminado, en particular a lo largo del sistema de producción de tuberías.

- *establecer regiones como regiones de riesgo en el dominio de (T,P) en las que las variables de temperatura y presión (T,P) son tales que el fluido muestra una transición de fase.*

30 Ejemplos de regiones que tienen un riesgo en el dominio de (T,P) son aquellas regiones en las que el fluido muestra un cambio de fase, por ejemplo, aparición de sólidos. Pueden establecerse regiones de riesgo adicionales, por ejemplo regiones en las que la viscosidad es demasiado alta como para garantizar el flujo.

35 - *determinar un fluido definido por un conjunto de propiedades $p_1, p_2, \dots, p_m$ en condiciones de incertidumbre según cualquiera de las realizaciones ya dadas a conocer, en el que cada propiedad $j \in [1, m]$ puede adoptar valores en un intervalo $[a_j, b_j]$ y se define a partir de al menos un valor discreto de su función de densidad de probabilidad, y en el que al menos una de las propiedades es la primera propiedad fluidica p_1 ;*

40 - *generar dos muestras de fluido, una primera muestra de baja densidad f^l y una segunda muestra de alta densidad f^h ;*

45 En esta etapa el fluido se caracteriza definiendo funciones de densidad de probabilidad de cada propiedad fluidica partiendo de dos propiedades (p_1, p_2) , en particular estas propiedades pueden ser la gravedad API y GOR lo que permite definir una baja densidad f^l y un flujo de alta densidad f^h .

- *proporcionar un módulo para la simulación en un sistema informático de la evolución de un fluido a lo largo de las tuberías de las instalaciones para una velocidad de flujo predeterminada, comprendiendo dichas tuberías una o más tuberías definidas al menos por el diámetro, longitud, grado de aislamiento térmico y temperatura ambiental;*

50 - *simular, por medio del módulo para la simulación, la evolución de la primera muestra de fluido f^l y la evolución de la segunda muestra de fluido f^h a lo largo de las tuberías de las instalaciones proporcionando un primer trayecto y un segundo trayecto respectivamente de la evolución en el dominio de (T,P) ;*

55 La evolución de la baja densidad f^l a lo largo de las tuberías de las instalaciones y la evolución del flujo de alta densidad f^h a lo largo de las mismas tuberías de las instalaciones proporciona dos trayectorias separadas del flujo en el dominio de temperatura y presión (T,P) y una región entre ambas trayectorias. La evolución de los dos fluidos (f^l, f^h) se calcula mediante el módulo para la simulación ya que las tuberías y otros parámetros de las instalaciones ya se han determinado, evaluándose las instalaciones.

60 - *si el primer trayecto y el segundo trayecto no se encuentran dentro de ninguna de las regiones de riesgo, entonces se determina que la arquitectura de campo es viable para cualquier fluido con densidades entre la baja densidad y la alta densidad elegidas en la etapa c), de lo contrario se determina que la arquitectura de campo no es viable.*

El método propuesto evita evaluar toda la región definida entre las dos trayectorias de los dos fluidos (f^l, f^h) y sólo se comprueban la primera trayectoria o trayecto en el dominio de (T,P) que tiene en cuenta la evolución de la primera muestra de fluido f^l y la segunda trayectoria o trayecto en el dominio de (T,P) que tiene en cuenta la evolución de la segunda muestra de fluido f^h , verificando si cualquiera de estas trayectorias o trayectos se encuentra dentro de cualquiera de las regiones de riesgo ya determinadas. Si es así, se determina que la arquitectura de campo no es viable.

Cuando se determina que una arquitectura de campo definida por las instalaciones diseñadas para desplegarse en el campo no es viable, entonces deben volver a diseñarse dichas instalaciones, por ejemplo, en las ubicaciones correspondientes al dominio de (T,P) que se encuentran dentro de una región de riesgo o, cambiando todas las condiciones de flujo tales como el sistema de bombeo.

Una vez que se ha vuelto a definir la arquitectura de campo puede volver a usarse el método propuesto para evaluar la viabilidad de producción de fluido con las nuevas instalaciones.

REIVINDICACIONES

1. Método implementado por ordenador para evaluar la viabilidad de la producción de fluidos de un yacimiento de hidrocarburos a través de instalaciones que tienen una arquitectura de yacimiento predeterminada utilizando características de un fluido objetivo dentro del yacimiento de hidrocarburos en condiciones de incertidumbre, las instalaciones incluyen al menos una tubería que conecta un primer punto de extracción situado dentro del yacimiento y un punto final situado en superficie, el método comprende las siguientes etapas:
 - a) establecer m propiedades de fluido predeterminadas ($p_1, p_2, \dots, p_m$) que comprenden al menos una primera propiedad fluidica (p_1) referida a una de las fases del fluido objetivo, o bien líquida o bien gaseosa, y una segunda propiedad fluidica (p_2) referida a la razón de gas/líquido del fluido objetivo, las dos propiedades medidas en el yacimiento o estimadas por un modelo de predicción
 - b) asignar una función de densidad de probabilidad (f_1) para la primera propiedad fluidica (p_1) y una función de densidad de probabilidad (f_2) para la segunda propiedad fluidica (p_2);
 - c) proporcionar $m - 2$ correlaciones $c_3, \dots, c_m$ dependientes al menos de las propiedades p_1 y/o p_2 de tal manera que $p_i = c_i(p_1, p_2)$; $i = 3, \dots, m$;
 - d) para cada propiedad $p_i, i = 3, \dots, m$
 - generar, de manera automática mediante un sistema informático, r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2)$ en los que $\tilde{p}_1$ es una muestra aleatoria según su función de densidad de probabilidad f_1 y $\tilde{p}_2$ es una muestra aleatoria según su función de densidad de probabilidad f_2 ;
 - generar, de manera automática mediante un sistema informático, una función de densidad de probabilidad f_i para la propiedad p_i a partir de los r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2)$;
 - e) basándose en las funciones de densidad de probabilidad ($f_1, f_2, \dots, f_m$) determinar las propiedades caracterizadoras $p_i, i = 1, \dots, m$ del fluido objetivo en el yacimiento de hidrocarburos;
 - f) utilizando las propiedades caracterizadoras del fluido objetivo determinadas en la etapa e), evaluar la viabilidad de la producción de fluidos del yacimiento simulando la evolución del fluido objetivo a lo largo de la tubería de la arquitectura de yacimiento predeterminada.
2. Método según la reivindicación 1, en el que la primera propiedad fluidica (p_1) referida a una de las fases del fluido objetivo es la gravedad API y la segunda propiedad fluidica (p_2) referida a la razón de gas/líquido del fluido objetivo es la razón GOR.
3. Método según la reivindicación 1 ó 2, en el que la correlación $c_i(p_1, p_2)$ también depende de al menos una propiedad fluidica adicional p_j , siendo $j < i$.
4. Método según la reivindicación 3, en el que las propiedades de fluido $p_i, i = 3, \dots, m$ se clasifican de tal manera que la dependencia de correlaciones es $c_3 = c_3(p_1, p_2)$, $c_4 = c_4(p_1, p_2, p_3), \dots, c_i = c_i(p_1, p_2, \dots, p_{i-1})$ en el que no todas las propiedades $p_3, \dots, p_{i-1}$ aparecen necesariamente como parámetros dependientes.
5. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que comprende además
 - proporcionar una base de datos análoga, pudiendo ejecutarse dicha base de datos análoga en un sistema informático, que comprende registros de fluidos con propiedades de fluido de yacimientos conocidos, en el que al menos un registro de la base de datos análoga comprende además la primera propiedad fluidica (p_1), la segunda propiedad fluidica (p_2) o ambas;
 - proporcionar un módulo de similitud para la comparación de propiedades de fluido del fluido objetivo y propiedades de fluido de registros de la base de datos análoga, proporcionando el módulo un valor de similitud como resultado de dicha comparación,
 en el que antes de determinar una propiedad p_i generando r valores de muestra en la etapa c), siendo i un valor entero en el intervalo $[3, m]$, se llevan a cabo las siguientes etapas:
 - i. determinar un parámetro umbral (sim);
 - ii. seleccionar el conjunto de registros de la base de datos análoga, por medio del módulo de similitud, que tiene un valor de similitud superior al parámetro umbral (sim) en comparación con un fluido objetivo,
 - iii. determinar una correlación modificada c'_i como $c'_i = c_i * C + \Delta c_i$, siendo C y Δc_i valores constantes, determinándose dichos valores constantes imponiendo que la suma de los errores entre el valor proporcionado por la nueva correlación c'_i y el valor de propiedad proporcionado por cada uno de los registros seleccionados de la base de datos análoga sea mínima;
 - iv. en la etapa c) usar la correlación modificada c'_i cuando se calculan los r valores de muestra $c_i(\tilde{p}_1, \tilde{p}_2)$.
6. Método según la reivindicación 5, en el que las propiedades comparadas entre el fluido objetivo y los registros de la base de datos análoga comprenden propiedades geoquímicas, propiedades termodinámicas o ambas, siendo dichas propiedades variables cuantitativas, binarias múltiples o binarias o cualquier combinación de las mismas.

7. Método según cualquiera de las reivindicaciones 5 a 6, en el que el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad binaria en el que
- cada tipo de las propiedades binarias se establece a 0 ó 1 y comprende un valor de ponderación y
 - el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad binaria, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad binaria:
- si el fluido objetivo no tiene la propiedad binaria y/o el registro no tiene la propiedad binaria, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad binaria;
 - si el fluido objetivo y el registro tienen la propiedad binaria pero el valor de fluido objetivo es diferente del valor de registro, el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 de modo que no representa el valor de ponderación de la propiedad;
 - si el fluido objetivo y el registro tienen la propiedad binaria y el valor de fluido objetivo es igual al valor de registro, el valor de ponderación se establece a 1 de modo que el valor de ponderación de la propiedad completo es el valor de contribución para el valor de similitud.

8. Método según cualquiera de las reivindicaciones 5 a 7, en el que el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad binaria múltiple en el que
- cada tipo de las propiedades binarias múltiples se establece a 0 ó 1 y comprende un valor de ponderación y
 - el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad binaria múltiple, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad binaria múltiple:
- si el fluido objetivo no tiene la propiedad binaria múltiple y/o el registro no tiene la propiedad binaria múltiple, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad binaria múltiple;
 - si el fluido objetivo y el registro no tienen en común ninguno de la combinación de valores enteros múltiples, el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad;
 - si el fluido objetivo y el registro tienen en común al menos uno de la combinación de valores enteros múltiples, el valor de ponderación se establece a 1 de modo que el valor de ponderación de la propiedad completo es el valor de contribución para el valor de similitud.

9. Método según cualquiera de las reivindicaciones 5 a 8, en el que el fluido objetivo y al menos un registro de la base de datos análoga comprenden al menos una propiedad cuantitativa en el que
- cada tipo de las propiedades cuantitativas tiene un valor continuo y comprende un valor de ponderación y,
 - el módulo de similitud comprende un valor de contribución de propiedad cuantitativa, ponderándose dicho valor de contribución con el valor de ponderación, determinándose dicho valor de ponderación según las siguientes reglas para cada propiedad cuantitativa:
- si el fluido objetivo no tiene la propiedad de valor continuo y/o el registro no tiene la propiedad de valor continuo, entonces el valor de contribución para el valor de similitud se establece a 0 y no se tiene en cuenta el valor de ponderación de la propiedad cuantitativa;
 - si el fluido objetivo y el registro tienen la misma propiedad cuantitativa, se pondera el valor de contribución para el valor de similitud mediante el valor de ponderación:

$$\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h}\right)$$

donde

$V_{c_{ih}}$ es la $h^{ésima}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_i} del fluido objetivo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo, siendo V_c el número de variables cuantitativas del fluido objetivo;

$V_{c_{jh}}$ es la $h^{ésima}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_j} del registro análogo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo; y

G_h es el intervalo común de las $h^{ésimas}$ variables cuantitativas V_{c_i} y V_{c_j} .

10. Método según cualquiera de las reivindicaciones 5 a 9, en el que el valor de similitud s_{ij} entre un fluido objetivo y un registro de la base de datos análoga se calcula como

$$s_{ij} = \frac{\sum_{h=1}^{V_c} \left(\left(1 - \frac{|V_{c_{ih}} - V_{c_{jh}}|}{G_h}\right) P_{c_h} \right) + \sum_{k=1}^{V_{b_b}} (V_{b_k} * P_{b_k}) + \sum_{l=1}^{V_{m_b}} (V_{m_l} * P_{m_l})}{P_{c_t} + P_{b_t} + P_{m_t}}$$

donde

V_c es el número de variables cuantitativas del fluido objetivo;

$V_{c_{ih}}$ es la $h^{ésima}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_i} del fluido objetivo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo;

$V_{c_{jh}}$ es la $h^{\text{ésima}}$ propiedad cuantitativa de fluido V_{c_j} del registro análogo entre las V_c propiedades cuantitativas del fluido objetivo;

P_{c_h} es un valor de ponderación de la $h^{\text{ésima}}$ variable cuantitativa;

G_h es el intervalo común de las $h^{\text{ésimas}}$ variables cuantitativas V_{c_i} y V_{c_j} ;

V_b es el número de variables binarias del fluido objetivo;

Vb_k es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $k^{\text{ésima}}$ variable binaria del fluido objetivo;

Pb_k es un valor de ponderación para la $k^{\text{ésima}}$ variable binaria

Vmb es el número de variables binarias múltiples del fluido objetivo;

Vmb_l es un valor de coincidencia, 1 si hay coincidencia o 0 de lo contrario, para la $l^{\text{ésima}}$ variable binaria múltiple del fluido objetivo;

Pmb_l es un valor de ponderación de la $l^{\text{ésima}}$ variable binaria múltiple;

Pc_t es el peso total de las variables cuantitativas;

Pb_t es el peso total de las variables binarias;

Pmb_t es el peso total de las variables binarias múltiples.

11. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la función de densidad de probabilidad que caracteriza una determinada propiedad se expresa como:

- una función de densidad de probabilidad por tramos,
- dos o más medidas percentiles o,
- ambas.

12. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores en el que f_1 y f_2 son distribuciones uniformes.

13. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores en el que al menos una correlación c_i comprende propiedades termodinámicas.

14. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la propiedad p_j se define mediante tres percentiles, un percentil p_{bajo} , un percentil p_{medio} y un percentil p_{alto} .

15. Método según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, que además comprende:

- determinar un dominio de temperatura y presión (T,P) para representar el comportamiento del fluido a lo largo de las tuberías de las instalaciones;
- establecer regiones como regiones de riesgo en el dominio de (T,P) en las que las variables de temperatura y presión (T,P) son tales que el fluido muestra una transición de fase;
- determinar un fluido definido por un conjunto de propiedades $p_1, p_2, \dots, p_m$ en condiciones de incertidumbre según cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que cada propiedad $j \in [1, m]$ puede adoptar valores en un intervalo $[a_j, b_j]$ y se define a partir de al menos un valor discreto de su función de densidad de probabilidad, y en el que al menos una de las propiedades es la primera propiedad fluidica p_1 ;
- generar dos muestras de fluido, una primera muestra de baja densidad f^l y una segunda muestra de alta densidad f^h ;
- proporcionar un módulo para la simulación en un sistema informático de la evolución de un fluido a lo largo de las tuberías de las instalaciones para una velocidad de flujo predeterminada, comprendiendo dichas tuberías una o más tuberías definidas al menos por el diámetro, longitud, grado de aislamiento térmico y temperatura ambiental;
- simular, por medio del módulo para la simulación, la evolución de la primera muestra de fluido f^l y la evolución de la segunda muestra de fluido f^h a lo largo de las tuberías de las instalaciones proporcionando un primer trayecto y un segundo trayecto respectivamente de la evolución en el dominio de (T,P);
- si el primer trayecto y el segundo trayecto no se encuentran dentro de ninguna de las regiones de riesgo entonces se determina que la arquitectura de campo es viable para cualquier fluido con densidades entre la baja densidad y la alta densidad elegidas en la etapa c), de lo contrario se determina que la arquitectura de campo no es viable.

16. Producto de programa informático que comprende instrucciones que, cuando se ejecuta el programa por un ordenador, hacen que el ordenador lleve a cabo un método según cualquiera de las reivindicaciones 1 a 15.

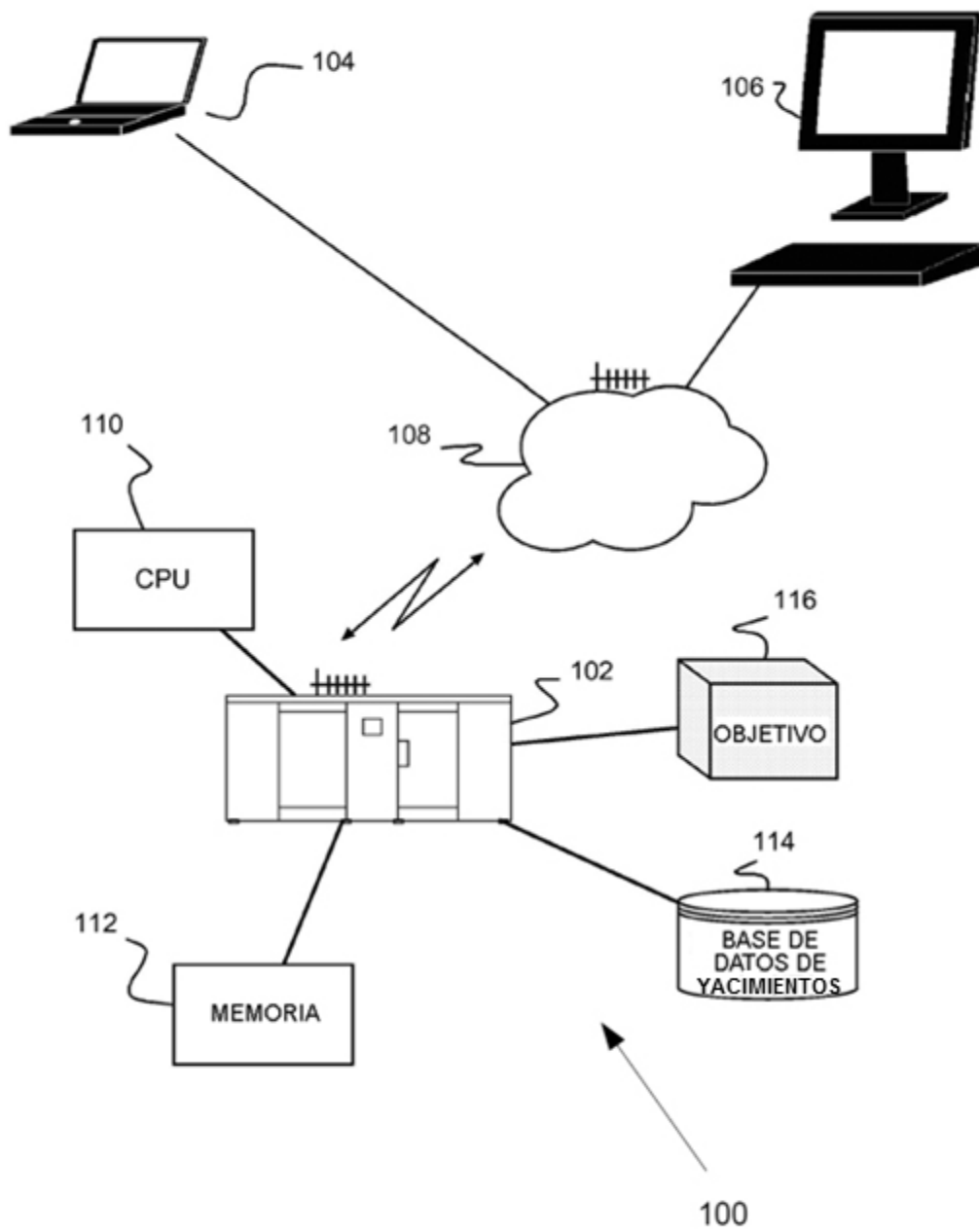


FIG. 1

PARÁMETRO	VALOR
ID de fluido	34
ID de yacimiento	63
Gravedad API	35
GOR	2
Tipo de kerógeno	2
Roca madre	3
Periodo de roca madre	380
Nivel de maduración	?
Evidencia de mezclado de fluidos	SÍ=1
Evidencia de lavado	NO=2
...	...

FIG. 2

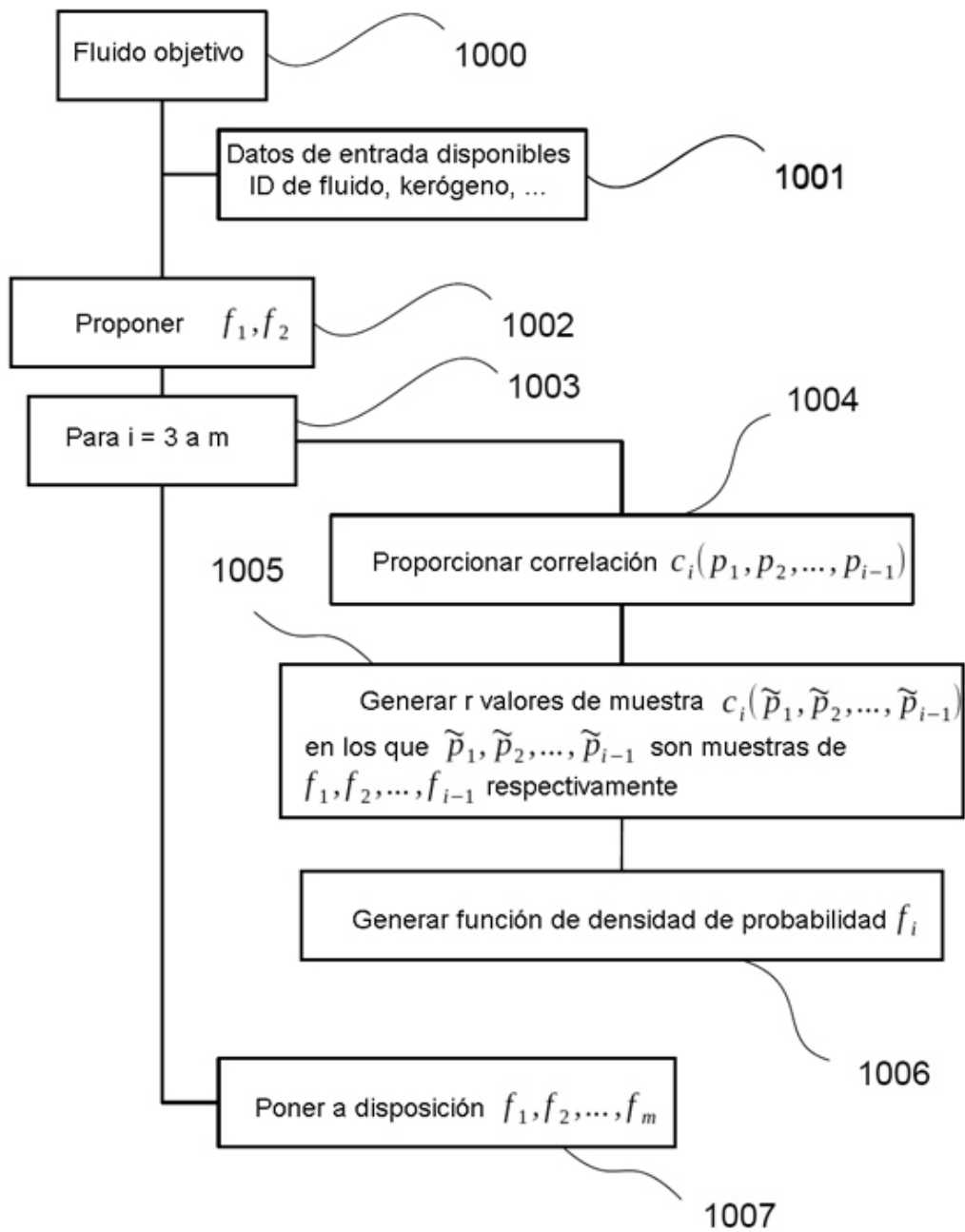


FIG. 3

Evidencia de TSR	Valor
SÍ	1
NO	0
Evidencia de lavado	Valor
SÍ	1
NO	0
Evidencia de mezclado de fluidos	Valor
SÍ	1
NO	0

FIG.4

Tipo de kerógeno	Valor
I	1
II	2
III	3
Tipo de roca madre	Valor
Carbonato	1
Marga	2
Esquisto	3

FIG.5

ID de fluido	Valor
Petróleo pesado	1
Petróleo negro	2
Petróleo volátil	3
Casi crítico	4
Condensado de gas	5
Gas húmedo	6
Gas seco	7

FIG.6A

Periodo de roca madre	Edad promedio
Precámbrico	540
Cámbrico	520
Ordovícico	460
Silúrico	422
Devónico	380
Carbonífero	325
Pérmico	272
Triásico	230
Jurásico	167
Cretácico	96
Paleógeno	37
Neógeno	11

FIG.6B

Nivel de maduración (Vreq)	Valor
Inmaduro	1
Temprano	2
Pico	3
Tardío	4
Gas húmedo	5
Gas seco	6

FIG.6C

Biodegradación (índice de Moldowan)	Valor
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	7
8	8
9	9
10	10

FIG.6D

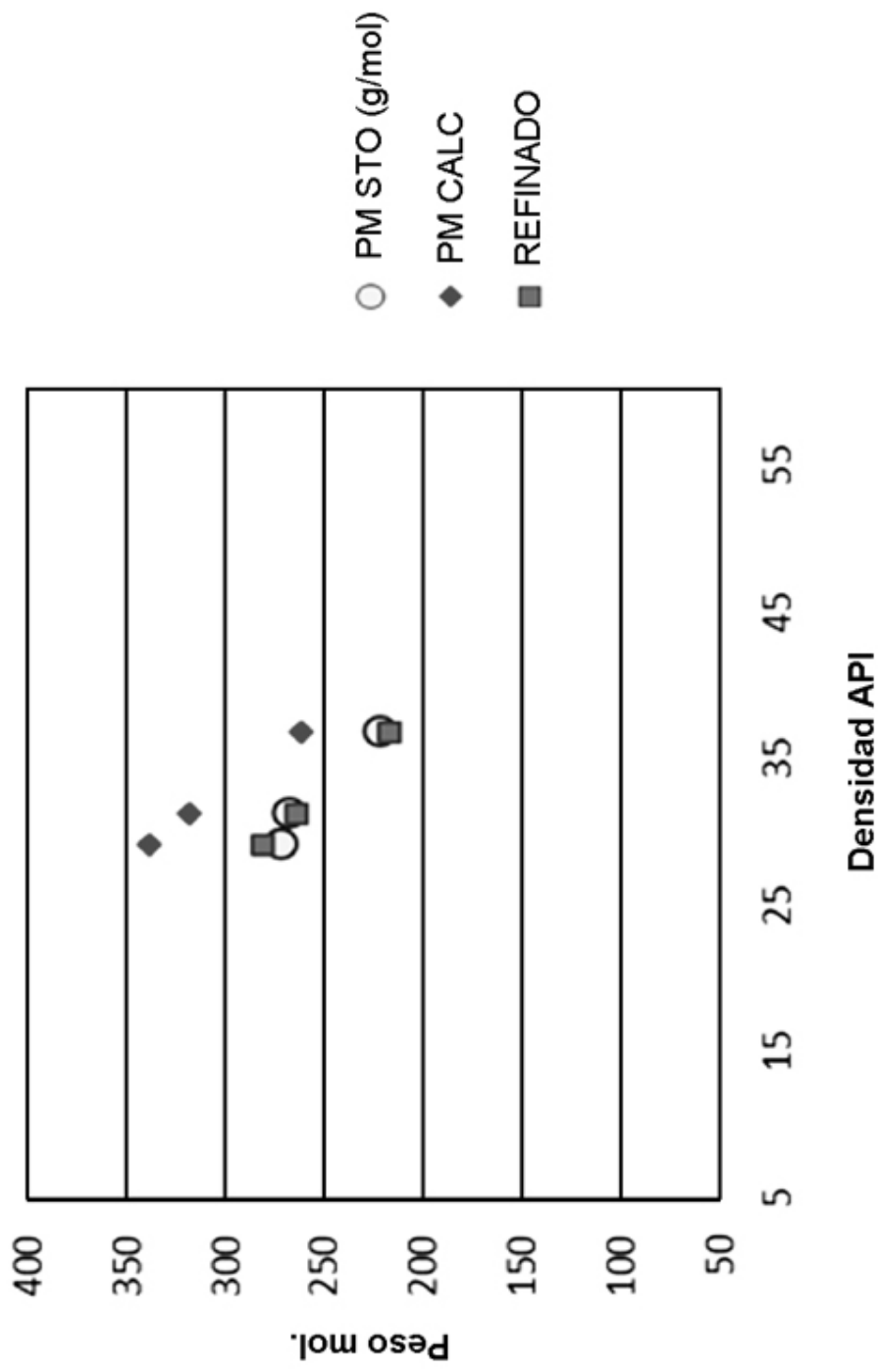


FIG.7