

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 699 089**

51 Int. Cl.:

E21B 47/04 (2012.01)

E21B 47/10 (2012.01)

F15D 1/02 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **15.06.2009 PCT/US2009/047355**

87 Fecha y número de publicación internacional: **17.12.2009 WO09152498**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **15.06.2009 E 09763786 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **22.08.2018 EP 2286062**

54 Título: **Modelos de uso para distribuciones de equilibrio de Asfaltenos en la presencia de gradientes GOR para determinar procedimientos de muestreo**

30 Prioridad:
13.06.2008 US 61319

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:
07.02.2019

73 Titular/es:
**PRAD RESEARCH AND DEVELOPMENT LTD
(100.0%)
P.O. Box 71 Craigmuir Chambers
Road Town, Tortola, VG**

72 Inventor/es:
**FREED, DENISE E.;
INDO, KENTARO;
MULLINS, OLIVER C.;
RATULOWSKI, JOHN y
ZUO, YOUXIANG**

74 Agente/Representante:
CARPINTERO LÓPEZ, Mario

ES 2 699 089 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

Modelos de uso para distribuciones de equilibrio de Asfaltenos en la presencia de gradientes GOR para determinar procedimientos de muestreo

1. Campo de la invención

5 La presente invención está dirigida a un método que tiene relación con datos de composición medidos de petróleo recogidos de perforación por una herramienta de registro con datos de composición predichos del petróleo, así como para determinar si los Asfaltenos están en una distribución de equilibrio con los depósitos en términos de una descripción termodinámica y ninguna influencia exterior, por ejemplo, sin interrupciones de procesos de depósito dinámicos. Más particularmente, la invención se refiere a proporcionar un método para determinar la distribución de equilibrio de Asfaltenos en petróleo en una columna de un depósito en términos de gravedad y poder de solvencia usando herramientas de registro de perforación, donde el petróleo está caracterizado como que contiene gases disueltos en una solución que pueden ser liberados de la solución (petróleo) en condiciones de superficie, por ejemplo, petróleo vivo.

2. Antecedentes de la invención

15 A lo largo de los años, se creía que existía homogeneidad fluida en un depósito de hidrocarburos. Sin embargo, hay un conocimiento creciente de que los fluidos son a menudo deterioro genios en el depósito. Los fluidos del depósito a menudo demuestran composiciones de fluido complicadas, propiedades, y comportamientos de fase en columnas individuales debido al impacto de gravedad, gradientes térmicos, biodegradación, carga activa, lavado con agua, cierres herméticos con fugas, etc. Además, la compartimentación del depósito conduce a distribuciones de la composición discontinuas. La identificación de estas discontinuidades puede proporcionar ahorros de costes significativos en la exploración de petróleo total y costes de perforación si se ha determinado pronto en el proceso de extracción de petróleo desde el depósito. Por lo tanto, la recogida de información en estas propiedades de fluido en la perforación puede ser un proceso difícil que puede requerir un mayor número de muestras de fluido y análisis de laboratorio relacionado. Actualmente, no hay un formalismo o método teórico en la industria que pruebe o verifique la sensibilidad de los datos medidos recogidos en el depósito antes de comenzar las operaciones de perforación. En particular, no existe un método que compare la relación gas-petróleo (GOR) y/o datos de composición y color y/o datos de asfalto del petróleo crudo como de los basados en los primeros principios de las propiedades de asfalto para ver si los datos tienen sentido o si son incluso exactos.

30 Algunos métodos conocidos para recoger datos medidos en un depósito incluyen mediciones de análisis de fluido de Perforación (DFA) que proporcionan una herramienta útil para determinar los gradientes de composición en condiciones de perforación en tiempo real. Sin embargo, como se ha señalado por Mullins y col. (XXX), para cuerpos de arena grandes en el Golfo de México, por ejemplo, gradientes de composición de fluido puede no ser obvios a partir de propiedades, por ejemplo, CO₂, C₁, C₂, C₃-C₅ y C₆⁺, y la relación gas-petróleo (GOR) medida por herramientas DFA (véase Oliver C. Mullins, Soraya S. Betancourt, Myrt E. Cribbs, Jefferson L. Creek, Francois X. Dubost, A. Ballard Andrews, Lalitha Venkataramanan, Asphaltene Gravitational Gradient in a Deeperwater Reservoir as Determined by Donwhole Fluid Analysis, SPE 106375, Houston 2007). Según los datos de composición y GOR obtenidos por las herramientas DFA, la colectividad de flujo en el depósito puede no ser identificada. Sin embargo, el análisis de perforación y laboratorio detallado de contenidos de asfalto (los componentes más densos de petróleos crudos) muestran gradientes de asfalto aparentes con profundidad (aunque los gradientes de resina no son evidentes). Esta información proporciona un método que puede determinar la conectividad de flujo en el depósito midiendo contenidos de asfalto con profundidad en condiciones de perforación, especialmente cuando otra propiedad de fluido y gradientes de composición no son observables. Sin embargo, este método no determina la distribución de asfaltenos en petróleo vivo en una columna de un depósito en términos de impulso termodinámico del poder de solvencia, donde el petróleo vivo es definido como que contiene gases disueltos en solución que pueden ser liberados de la solución (petróleo) en condiciones de superficie. Además, este método no es un modelo primer modelo de principios basado en distribución de equilibrio y no está basado en una composición de fase líquida conocida, así como para predecir un contenido de asfalto disuelto en el petróleo vivo. También, las herramientas DFA actuales no pueden medir directamente el contenido de asfalto distinto de la coloración de fluidos de depósito que está asociado con el contenido de asfalto.

50 Con referencia a los aspectos de los gradientes de composición, se han utilizado Ecuaciones de modelado de estado (EoS) para modelar los gradientes de composición debido a los efectos de la gravedad en los depósitos. Los EoS estándares que se pueden utilizar en el negocio del petróleo derivan de una ley de gas ideal modificada. Por ejemplo, la popular ecuación de estado de Peng-Robinson que es ubicua en el modelado de petróleo es una ecuación de estado modificada de Van Ver Waals. En estas ecuaciones la desviación de la ley de gas ideal se explica en gran medida por 1) la introducción de un volumen molecular finito (distinto de cero) y 2) la introducción de alguna atracción intermolecular. Estos parámetros están entonces relacionados con las constantes críticas de diferentes componentes químicos. Los EoS estándares se utilizan de principio a fin para modelar la relación gas-petróleo y los gradientes de composición en depósitos de petróleo extremos ligeros, alcanos y aromáticos pequeños. Sin embargo, este formalismo no está diseñado para modelar extremos pesados tales como asfaltenos. Más generalmente, el tratamiento de extremos pesados está más asociado con una ecuación constitutiva que se puede

utilizar para ajustar la distribución de los asfaltenos basándose en parámetros que pueden no ser explicables a partir de los primeros principios. Sin embargo, hasta la fecha la industria ha manejado el tratamiento de los asfaltenos de esta manera principalmente debido a que no ha habido acuerdo sobre la naturaleza química de los asfaltenos. Si esta química es desconocida, entonces se excluye una primera aproximación de principios.

5 Recientemente, se han establecido varias propiedades químicas fundamentales de los asfaltenos. Sus pesos moleculares son ahora conocidos. (hace una década, hubo órdenes de un debate de magnitud sobre esto). Además, la arquitectura molecular del asfalteno es ahora ampliamente comprendida. Finalmente, la existencia de nano-agregados de asfaltenos de tamaño muy pequeño se ha establecido ahora en disolventes modelo y en petróleos crudos. Además, los asfaltenos son mucho más simples de lo que se pensaba lo que hace que el tratamiento de los
10 asfaltenos a partir de los primeros principios sea mucho más manejable.

Sin embargo, no existen industrias conocidas o técnica anterior conocida que aborde los gradientes de composición de los asfaltenos (y nano-agregados de asfalteno) dentro del marco de la teoría de la solución de polímeros (teoría de Flory-Huggins). Además, no existen industrias conocidas o técnica anterior conocida que intenten utilizar las aproximaciones indicadas anteriormente de una manera diseñada para manejar los extremos pesados. Además, la
15 aproximación mencionada anteriormente no se utiliza con el modelado de Ecuación de Estado (EoS) porque el modelado EoS está diseñado para manejar extremos ligeros mientras los asfaltenos son el extremo más pesado de petróleo crudo.

Los laboratorios generalmente no tratan gradientes de composición porque las columnas de fluido de laboratorio típicas tienen menos de un pie de altura por lo que no existen gradientes. En el depósito, no es poco común tener
20 una columna de petróleo de 3.000 pies en un depósito inclinado, así con una columna tan grande, aparecen gradientes. Además, debido a que el depósito está bajo una presión elevada, puede haber gas disuelto sustancial, a diferencia de una columna en un laboratorio. Debería observarse que el gas disuelto aumenta la compresibilidad del fluido lo que aumenta los gradientes de gran densidad lo que a su vez aumenta a grandes gradientes de composición. La razón por la que estos gradientes son tratados en gas disuelto con métodos EoS estándar es
25 porque estos métodos manejan las distribuciones de extremo ligero. Sin embargo, ya que es muy difícil crear grandes alturas de columna de fluido bajo una presión elevada en el laboratorio, había poca necesidad (ya sea por industrias o inventores) para modelos gradientes de composición de extremos ligeros, por no hablar de extremos pesados.

La Patente de los EE.UU. 7.081.615 B2, describe una herramienta de DFA utilizada para adquirir una muestra de fluido a partir de la formación. La herramienta es capaz de determinar datos de composición para cuatro o cinco
30 componentes y algunas propiedades básicas de fluido, tales como densidad, viscosidad, y coloración de fluido vivo. En la solicitud de Patente Provisional de los EE.UU. relacionada 61/023.135 titulada "Methods of Downhole Fluid Characterization Using Equations of State" (en lo sucesivo "135") se han descrito los métodos para interpretar datos de DFA, que incluyen cómo delump C_3 - C_5 (o C_2 - C_5), para caracterizar componentes C_{6+} , para obtener un modelo de
35 EoS representativo, y para predecir propiedades de PVT. Sin embargo, la Solicitud de Patente Provisional de los EE.UU. '135 aborda columnas sin equilibrio donde el contenido de asfalteno es controlado por mecanismos muy diferentes. De hecho, la Solicitud de Patente Provisional '135 utiliza EOS (ecuación de estado) que está basada en los primeros principios para los extremos ligeros y no está diseñada para ser una primera aproximación de principios para la distribución de extremos pesados. También, la Solicitud de Patente provisional '135 no utiliza una teoría de la
40 solución de polímero, que está diseñada para ser una primera aproximación de principios para componentes como los asfaltenos y componentes coloreados. Además, la Solicitud de Patente Provisional '135 no aborda una distribución de equilibrio ni predice la distribución de los asfaltenos en petróleo crudo vivo de composiciones de fase líquida conocidas en cualquier profundidad o ubicación dada, en términos de accionamiento termodinámico del poder de solvencia. Además, aún, la Solicitud de Patente Provisional '135 requiere una base de datos de color frente
45 al contenido de asfalteno, así como requiere determinar el contenido real de asfalteno. Sería beneficioso desarrollar un nuevo método que no requiera tener una base de datos de color frente al contenido de asfalteno ni tener que determinar el contenido real de asfalteno.

Debido a los impactos de la gravedad, las fuerzas químicas, la difusión molecular y térmica, la convección natural, la biodegradación, la absorción, y los flujos externos, puede existir frecuentemente distribución de hidrocarburo sin
50 equilibrio en el depósito. La determinación de los gradientes de composición y propiedad, y la conectividad del depósito, puede ser de importancia para la industria del petróleo y del gas. Las herramientas de DFA son útiles y potentes para determinar los gradientes de composición y propiedad con profundidad en condiciones de perforación en tiempo real. Donde los gradientes de composición y propiedad con profundidad en el depósito no se pueden observar por medio de herramientas de DFA, se puede requerir un método para asociar la coloración medida por
55 herramientas de DFA con contenido en asfalteno, y entonces determinar la distribución de asfaltenos y componentes de color solvatados en la fase líquida de petróleo vivo, en términos de accionamiento termodinámico de gravedad y solvencia.

En la referencia de Buckley, el modelo de Flory-Huggins se aplica a mezclas homogéneas de petróleos con asfaltenos, con el fin de predecir el inicio de la floculación. No aborda el comportamiento de equilibrio de los
60 asfaltenos sometidos a los efectos de la gravedad en petróleos con gradientes de composición (véase Jill Buckley es J. X. Wang y J. S. Buckley, "A Two-Component Solubility Model of the Onset of Asphaltene Flocculation in Crude

Oils”, Energy & Fuels 2001, 15, 1004-1012).

- 5 Mullins, y Betancourt consideran gradientes en los asfaltenos debido a los efectos de la gravedad en columna de petróleo (véase Oliver C. Mullins, Soraya S. Betancourt, Myrt E. Cribbs, Francois X. Dubost, Jefferson L. Creek, A. Ballard Andrews, and Lalitha Venkataramanan, “The Colloidal Structure of Crude Oil and the Structure of Oil Reservoirs”, Energy & Fuels 2007, 21, 2785-2794) (véase Soraya S. Betancourt, Francois X. Dubost, Oliver C. Mullins, Myrt E. Cribbs, Jefferson L. Creek, Syrizc G. Mathews, “Predicting Downhole Fluid Analysis Ligs to Investigate Reservoir Connectivity”, Conferencia de Tecnología del Petróleo Internacional, IPTC 11488, Dubai, UAE, 4-6 Dic., 2007). Las columnas en estos papeles no tienen grandes cantidades de gas disuelto, por lo que no se abordan los efectos de solubilidad (y entropía).
- 10 Fujisawa y col. y Dubost y col. consideran una columna de petróleo donde existe un gradiente tanto en los extremos ligeros como en el color (véase F. Dubost, A. Carnegie, O.C. Mullins, M.O. Keefe, S. Betancourt, J. Y. Zuo, y K. O. Eriksen, “Integration of In-Situ Fluid Measurements for Pressure Gradients Calculations”, SPE 108494, 2007). La de Fujisawa y col. no proporcionan un modelo para algunos de los gradientes de composición, incluyendo los gradientes de asfalteno (véase G. Fujisawa, S.S. Betancourt, O.C. Mullins, T. Tøgersen, T. Terabatashi, C. Dong, K. O. Eriksen, “Large Hydrocarbon Compositional Gradient Revealed by In-Situ Optical Spectroscopy”, SPE 89704, SPE ATCE Houston, Sept. de 2004). Solo dice que, si hay una variación en la composición, deben tomarse muestras adicionales.

El papel de Dubost y col. (indicado anteriormente) utiliza un modelo de EoS para el fluido para encontrar un método para ajustar de forma apropiada los datos de presión y que no aborda el gradiente de asfalteno o de color.

- 20 Las referencias estándar sobre clasificación de composición en columnas de petróleo, tales como Whitson y col., (véase Lars Høier, SPE, Statoil y Curtis H. Whitson, “Compositional Grading – Theory and Practice”, NTNU/Pera, SPE 63085, 2000 SPE Conferencia y Exhibición Técnica Anual, Dallas, Texas, 1-4 de Octubre de 2000), Model y col. (véase F- Montel y P.L. Gouel, Elf, “Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column”, SPE 14410, presentación en la Wth Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo mantenida en Las Vegas, NV, 22-25 de Septiembre, 1995) y Firoozabadi y col. (véase Carlos Lira-Galeana, Abbas Firoozabadi, y John M. Prausnitz, “Computation of Compositional Grading iin Hydrocarbon Rservoirs, Application of Continuous Thermodynamics”, Fluid Phase Equilibria, 102 (1994), 143-158) utilizan una ecuación de métodos de estado.
- 25 WO 2009/142873 que tiene una fecha de prioridad de 22 de Mayo de 2008 está relacionado con la medición de características de formación durante la perforación. Este documento menciona que, en algunas implementaciones, se pueden utilizar modelos de distribuciones sin equilibrio de hidrocarburos para analizar los fluidos reales del depósito. El documento también menciona que en otras implementaciones se pueden realizar mediciones para detectar los niveles de concentración de asfalteno en muestras de fluido y desarrollar modelos de fluido basándose en tales niveles de concentración de asfalteno. En la perforación de un nuevo pozo, se pueden utilizar mediciones
- 30 en tiempo real para determinar si el petróleo negro encontrado en cualquier unidad de flujo o segmento tiene el contenido de asfalteno predicho por un modelo de fluido del depósito previamente desarrollado. El documento US 2008/0040086 A1 describe un método y sistema con características similares a las de las reivindicaciones independientes 1 y 17, sin embargo, no está relacionado con verificar si un fluido tiene una distribución de equilibrio.

RESUMEN DE LA INVENCION

- 40 La presente invención se refiere a un método de caracterización de un fluido en un depósito para determinar si el fluido tiene una distribución de equilibrio o sin equilibrio en términos de gravedad y de poder de solvencia como una función de profundidad, donde el método incluye comparar al menos una medición de contenido de asfalteno o de componente de color a una profundidad en el depósito con el contenido de asfalteno o de componente de color predicho a partir del modelo en el que esa profundidad para predecir si el fluido en el depósito está en una
- 45 distribución de equilibrio o en una distribución sin equilibrio. El método comprende:
- adquirir datos de herramienta, por ejemplo, recogidos utilizando una herramienta de registro de perforación, en cada profundidad o ubicación en el depósito y comunicar los datos de herramienta a un procesador;
- (b) determinar las propiedades de formación para cada muestra de fluido de al menos dos muestras de fluido del fluido en el depósito para obtener datos de propiedad de formación;
- 50 (c) determinar propiedades de fluido para cada muestra de fluido de al menos muestras de fluido para obtener datos de propiedad de fluido;
- (d) en el procesador, utilizar un modelo matemático basándose en la gravedad o poder de solvencia para determinar un contenido predicho de asfalteno o componente de color como una función de profundidad en el depósito, en donde el modelo matemático usa al menos uno de entre los datos de herramienta, los datos de propiedad de
- 55 formación, los datos de propiedad de fluido, los datos de depósito de fluido conocidos o alguna combinación de los mismos, para determinar el contenido de asfalteno componente de color predichos; y

(e) comparar al menos uno de entre el contenido medido de asfalteno y el componente de color a una profundidad en el depósito con el contenido predicho de asfalteno o componente de color desde el modelo a la profundidad para predecir si el fluido en el depósito está en una distribución de equilibrio o una distribución de sin equilibrio

5 Esta puede ser una distribución de equilibrio dentro del depósito en los términos de una descripción termodinámica y sin ninguna influencia exterior, por ejemplo, interrupciones de procesos geo-mercado. Más particularmente, las formas de la invención proporcionan un método para determinar si la distribución de asfaltenos o de componentes de color en petróleo vivo en una columna del depósito que es solvatada en la fase líquida, en términos de gravedad y de poder de solvencia en cualquier profundidad o ubicación dada utilizando herramientas de registro de perforación. Los datos de coloración medidos pueden tener relación con datos de contenido predicho de asfalteno, para determinar si el Asfalteno fue distribuido mediante una progresión natural dentro del depósito en términos de una descripción termodinámica sin interrupciones de procesos de geo-mercado. La invención también se ha definido en un sistema de acuerdo con la reivindicación 17.

Otras características y ventajas de la invención resultarán evidentes a partir de la siguiente descripción detallada cuando son tomadas en combinación con los Dibujos adjuntos,

15 BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

La presente invención se ha descrito adicionalmente en la descripción detallada que sigue, en referencia a pluralidad de dibujos a modo de ejemplos no limitativos de realizaciones ejemplares de la presente invención, en los que números de referencia similares representan partes similares a lo largo de las distintas vistas de los dibujos, y en los que:

20 Las figs. 1a, 1b y 1c ilustran un diagrama de flujo de trabajo general, de acuerdo con al menos una realización de la invención; y

Las figs. 2a, 2b y 2c ilustran un diagrama de flujo de trabajo general, de acuerdo con al menos una realización de la invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS REALIZACIONES PREFERIDAS

25 Los detalles mostrados en este documento son a modo de ejemplo y con propósitos de exposición ilustrativa de las realizaciones de la presente invención solamente y son presentados para proporcionar lo que se cree que es la descripción más útil y fácil de comprender de los principios y aspectos conceptuales de la presente invención. A este respecto, no se ha realizado ningún intento por mostrar detalles estructurales de la presente invención en más detalle de lo que es necesario para la comprensión fundamental de la presente invención, la descripción tomada con los dibujos hace evidente para los expertos en la técnica cómo las distintas formas de la presente invención pueden ser realizadas en la práctica. Además, números de referencia y designaciones similares en las distintas figuras indican elementos similares.

35 La presente invención está dirigida a un método como el que se ha definido en la reivindicación 1. Más particularmente, la invención se refiere a proporcionar un método para determinar la distribución de asfaltenos y componentes de color en petróleo vivo en una columna del depósito que es solvatada en la fase líquida, en términos de gravedad y poder de solvencia en cualquier profundidad o ubicación dada utilizando herramientas de registro de perforación, por lo que los datos de coloración medidos están relacionados con los datos de contenido de asfalteno predicho, para determinar si el Asfalteno fue distribuido mediante una progresión natural dentro del depósito en términos de una descripción termodinámica sin interrupciones de procesos de geo-mercado.

40 Por consiguiente, al menos una realización de un método de la invención proporciona la caracterización de la distribución de petróleo vivo en un depósito, en parte, la caracterización de los Asfaltenos solvatados por la fracción de líquido y cómo relacionar el poder de solvencia de las fracciones de líquido para los Asfaltenos y/o componentes de color para determinar si los petróleos crudos del depósito están en equilibrio termodinámico en el depósito.

45 Los depósitos de petróleos crudos están algunas veces presentes en equilibrio termodinámico en el depósito. Sin embargo, en muchos casos, estos fluidos no están en equilibrio debido a una variedad de factores. Por ejemplo, tanto la carga actual del depósito como la biodegradación pueden hacer que los fluidos exhiban gradientes de composición sin equilibrio mayores. Además, es plausible que algunos componentes químicos exhiban equilibrio mientras que otros no en un petróleo crudo. Los asfalteno si tienen constantes de difusión pequeñas y pueden ser los últimos componentes en alcanzar el equilibrio. Según aspectos de la invención, es posible medir la concentración relativa de asfaltenos o al menos la concentración relativa de especies coloreadas en un petróleo crudo. Por ejemplo, por coloreado, puede entenderse a los constituyentes químicos con bandas de absorción electrónica en el intervalo espectral de UV próximo, visible y/o de infrarrojos próximo.

55 Según un aspecto del método de la invención, es posible que una teoría de equilibrio pueda dirigir adecuadamente la mayor parte de la variación de asfaltenos o especies coloreadas en un depósito de petróleo crudo. En tal caso, se realizan fácilmente unas pocas muestras y estaciones de DFA que son necesarias como interpolación de propiedades de fluido. Sin embargo, si 1) la columna de fluido no está en equilibrio, 2) si la columna de fluido esta

compartimentada o 3) si la columna es sensible solamente a un formalismo teórico complejo, entonces resulta necesario adquirir más DFA y estaciones de muestra. Para abordar la pregunta anterior, es necesario desarrollar un formalismo un método teórico simple para petróleos crudos que pueden tratar aceites negros, donde aparte de concentración de asfalteno existe una pequeña variación en la fase líquida, así como petróleos crudos que exhiben grandes variaciones en la fase líquida.

Así, según un aspecto del método de la invención, es posible desarrollar una teoría de equilibrio para tratar la variación de asfaltenos o especies coloreadas (o componentes) petróleo crudo frente a una posición en el depósito. Además, un aspecto del método de la invención puede describir un protocolo de cómo puede ser utilizado un método evaluando si serían necesarias más DFA y estaciones de muestreo durante un trabajo con cables o LWD.

Se ha observado que al menos una realización de un método de la invención incluye una aproximación que trata asfaltenos (y nano-agregados de asfalteno) dentro del marco de la teoría de solución de polímero (teoría Flory-Huggins). Esta aproximación está designada para manejar extremidades pesadas. Esta teoría o método ha sido usada con éxito para tratar un comportamiento de fase de asfalteno en el laboratorio; en particular, la floculación de asfalteno ha sido tratada con teoría de solución de polímero. En esta aplicación, la Ecuación de Estado de modelado no es usada ya que el modelado EoS está designado para manejar extremidades ligeras mientras que los asfaltenos son la extremidad más pesadas del petróleo crudo. Nuestro enfoque es usar teoría de solución de asfalteno para manejar gradientes de asfalteno en la formación.

Como se ha observado anteriormente, los laboratorios generalmente no tratan gradientes de composición ya que las columnas de fluido de laboratorio son típicamente menores que un pie de alto de manera que no existen gradientes. En el depósito, no es poco conocido tener una columna de petróleo de 3000 pies en un depósito inclinado, de tal manera que, en una columna grande, aparecen gradientes. Además, ya que los depósitos de petróleos están bajo presión elevada, puede haber gas disuelto sustancial. Este gas disuelto aumenta la compresibilidad del fluido dando lugar a grandes gradientes de densidad que a su vez dan lugar a grandes gradientes de composición. Ya que es muy difícil crear grandes alturas de columna de fluido bajo alta presión en el laboratorio, existe una pequeña necesidad (dentro de la industria o de la técnica conocida) para modelar gradientes de composición de extremidades ligeras, dejando solas a las extremidades pesadas.

Según una realización de un método de la invención, el método es novedoso ya que aplica una teoría de solución de polímero, típicamente usada para transiciones de fase (floculación) de asfaltenos en soluciones de laboratorio homogéneas, para tratar gradientes de composición de extremidad pesada, donde el foco de la industria (técnica anterior) ha estado sobre el modelado de extremidad ligera. Un aspecto del modelo Flory-Huggins es que el parámetro de solubilidad y entropía juegan un papel importante en la determinación de la solvencia de los asfaltenos y su distribución de equilibrio en una columna de petróleo. Un aspecto importante de la invención es que usa el menor número posible de parámetros para ajustar los datos, y los parámetros están basados en propiedades fundamentales de los asfaltenos, tales como su tamaño. Con un número pequeño de parámetros, los datos de perforación pueden ser fácilmente ajustados al modelo, que puede hacer posible comprobar en tiempo real si los datos de perforación reflejan una distribución de equilibrio para la asfalteno.

En el petróleo crudo, el número de densidad de Asfalteno puede tener un gradiente como una función de altura debido al efecto de flotabilidad gravitacional (véase Fujisawa y col. Y Dubost y col.). El color del petróleo está relacionado con una cantidad de Asfalteno. Así, midiendo el color del petróleo, uno puede determinar si el petróleo está en equilibrio. Si el color del petróleo se encuentra a lo largo de la curva (o familia de curvas) predicha para una distribución de equilibrio, mientras que otras mediciones tales como GOR, presión, etc., indican también equilibrio, a continuación, no muchas de esas mediciones MDT pueden ser necesarias en esa zona específica. Si la medición de asfalteno no sigue el comportamiento predicho por el modelo de equilibrio, entonces muchas más mediciones pueden ser necesarias, bien debido a los compartimentos, condiciones sin equilibrio, o bien fluidos que requieren mayor complejidad con el fin de ser modelados.

Por consiguiente, una realización de un método de la invención proporciona para la caracterización de la distribución de petróleo vivo en un depósito, en parte, caracterizar los asfaltenos solvatados por la fracción del líquido y cómo relacionar el poder de solvatación de las fracciones del líquido para el Asfalteno y/o los componentes de color de modo que determine si los petróleos crudos de depósito están en equilibrio termodinámico en el depósito. En este caso, el contenido de metano (y otras extremidades ligeras) puede variar como una función de altura debido a la compresibilidad del fluido (o petróleo vivo) y la presión de cabeza hidrostática según el principio de Le Chatlier. El contenido cambiante de metano cambiará la solubilidad de las extremidades pesadas, donde las extremidades pesadas son los asfaltenos o componentes de color del petróleo. Éstas extremidades pesadas resultan menos solubles cuando aumenta el contenido de metano. En este caso, con el fin de predecir la concentración de asfalteno como una función de altura, una necesidad tener en cuenta no solamente los efectos gravitacionales, sino también el efecto de solvencia. Las ecuaciones detalladas para esto serán dadas a continuación.

En particular, según un aspecto del método de la invención, el método proporcionar para el uso de los componentes procedentes de IFA o (herramienta sim JK) tales como C_1 , C_2 , C_3 - C_5 y C_6^+ y CO_2 , predecir la soluble en los asfaltenos. Podrían utilizarse otras elecciones posibles para los componentes o pseudo-componentes, tales como gases disueltos, los saturados, los aromáticos y las resinas. A partir de esto, es posible predecir la distribución de

equilibrio del asfalteno en la fase continua. Vigilando también el color como una función de la altura, puede determinar si los asfaltenos están en equilibrio o no. Si no lo están, esto indica que se pueden requerir muestras MDT adicionales.

5 Además, los petróleos tales como los condensados tienen una pequeña cantidad o no tienen asfaltenos, pero pueden tener a un componentes coloreados o componentes con transiciones electrónicas en el intervalo espectral visible y de UV o próximo a UV. Se pueden usar también los componentes no coloreados o pseudo-componentes para determinar la distribución de equilibrio de estos componentes coloreados. Esto puede ser usado otra vez para determinar si las muestras MDT adicionales podrían ser requeridas.

10 Según una realización de un método de la invención esto puede ser un ejemplo de un modelo que puede ser usado para determinar la distribución de equilibrio de la asfalteno cuando se conoce la composición del resto del petróleo. Se asume que la concentración de asfalteno es lo suficientemente pequeña para que no tenga un efecto significativo sobre la composición del resto del petróleo. Para determinar la solubilidad del asfaltenos, el petróleo puede ser descrito por un modelo de tipo Flory-Huggins P2 componentes, similar al usado en referencia (véase Buckley preferencia de la sección de Antecedentes). Los asfaltenos son el primer componente, y el resto del petróleo, o el malteno, se agrupa para el segundo componente. Para cada altura h , hay $n_m(h)$ moléculas de malteno y n_a moléculas de asfalteno. Estos números son permitidos para variar con el fin de encontrar el mínimo de energía libre. El volumen promedio de una molécula de malteno es $v_m(h)$. Esto puede variar de algún modo como una función de h cuando cambia la composición del malteno. Los asfaltenos pueden estar en moléculas agregadas, agrupadas o individuales. Se tomará v_a como el tamaño medio de las partículas de asfalteno en el fluido, y se asumirá que es constante como una función de altura. El volumen total de fluido cada altura es

$$V_T(h) = v_m n_m + v_a n_a.$$

a diferencia del cálculo de inicio de habilidad de asfalteno, se asumirá que el fluido permanece en una sola fase en todas las alturas. Así, hay solamente un volumen de la única fase y tomará $V_T(h)$ para ser constante como una función de moles de asfalteno y disolvente.

25 Las fracciones de volumen del malteno y asfalteno en cada altura son dadas por $\Phi_m(h) = n_m/V_T$ y $\Phi_a(h) = n_a/V_T$, respectivamente, y suman 1:

$$\phi_m(h) + \phi_a(h) = 1. \quad \text{Eq. (1)}$$

El parámetro de solubilidad del asfalteno es δ_a , y el parámetro de solubilidad de los maltenos, $\delta_m(h)$ depende de la composición del malteno tacada altura.

30 La energía libre a la altura (h) para el asfalteno y el petróleo disolvente es dada por

$$\Delta G(h) = \Delta G(h) + \Delta G_{\text{sol}}(h) + \Delta G_{\text{gravedad}}(h), \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde $\Delta G_{\text{entropía}}(h)$ es la energía libre debido a la entropía de la mezcla, $\Delta G_{\text{sol}}(h)$ es la energía libre debido a la solubilidad del asfalteno en el malteno, y $\Delta G_{\text{grav}}(h)$ es la energía libre debido a la gravedad. Cuando la diferencia en tamaños entre el soluto y el disolvente no se tienen en cuenta, la entropía de la mezcla es dada por

35
$$\Delta G_{\text{entropía}}(h) = kT (n_m(h) \ln n_m(h) + n_a(h) \ln n_a(h)). \quad \text{Ec. (3)}$$

una vez que hay una diferencia en tamaño entre el soluto y el disolvente, se han usado varios valores diferentes para la entropía de la mezcla, incluyendo el dado anteriormente para moléculas de igual tamaño. Alternativamente, con referencia a P.J. Flory (véase Paul J. Flory, "Thermodynamics of Hig Polymer Solutions", Journal of Chemical Physics Vol.10, Enero (1942)), en el límite de grandes monumentos con volumen v_a disuelto en un disolvente hecho de moléculas más pequeñas con volumen v_m Flory encontradas que la entropía de la mezcla está dada por

40

$$\Delta G_{\text{entropy}} = kT \left((v_m / v_a) n_m \ln \phi_m + n_a \ln \phi_a \right). \quad \text{Ec. (4)}$$

5 a menudo, en cambio, la relación v_m/v_a es omitida de la ecuación anterior. Sin embargo, esa versión se ha derivado para polímeros flexibles, y el asfalto es más como un segmento individual, de modo que usará la expresión dada en la Ec. (4). Es posible también usar la Ec. 4 con la relación v_m/v_a establecida a 1. En ese caso, el exponente en la Ec. (10) y en la Ec. (12) contendrá un término adicional debido a los efectos de entropía.

La parte de la energía libre debido a la solubilidad de los asfaltenos es dada por

$$\Delta G_{\text{sol}} = n_m(h) \phi_a(h) v_m (\delta_a - \delta_m(h))^2. \quad \text{Ec. (5)}$$

La energía libre debido a la gravedad destaca por

$$\Delta G_{\text{gravedad}}(h) = g (n_m(h) v_m(h) \rho_m(h) h + n_a(h) v_a \rho_a h), \quad \text{Ec. (6)}$$

10 Donde ρ_a y ρ_m son las densidades del asfalto y malteno, respectivamente, ya que la suma de las fracciones de volumen de asfalto y malteno a cada altura es igual a uno, con podemos eliminar ϕ_m y n_m de la expresión de la energía libre para obtener

$$\Delta G(h) = kT \left(n_a \ln \phi_a + \frac{n_a v_a}{v_a} \ln(1 - \phi_a) \right) + n_a v_a (1 - \phi_a) (\delta_a - \delta_m)^2 + g n_a v_a h (\rho_a - \rho_m) + g V_T \rho_m h. \quad \text{Ec. (7)}$$

La potencia química del asfalto a la altura h esa continuación la derivada de $\Delta G(h)$ con respecto a n_a :

$$\mu_a(h) = kT (\ln \phi_a - \ln(1 - \phi_a)) + (1 - 2 \phi_a) v_a (\delta_a - \delta_m)^2 + g v_a h (\rho_a - \rho_m). \quad \text{Ec. (8)}$$

15 la condición para el equilibrio es que las potencias químicas para el asfalto son las mismas en todas las alturas, de manera que

$$\mu_a(h_1) = \mu_a(h_2). \quad \text{Ec. (9)}$$

20 es toda la condición de

$$\frac{\phi_a(h_1) \phi_m(h_2)}{\phi_a(h_2) \phi_m(h_1)} = \exp(-v_a g [h_1 \Delta \rho(h_1) - h_2 \Delta \rho(h_2)] / kT - S(h_1, h_2) / kT),$$

Ec. (10)

donde

$$S(h_1, h_2) = v_a [(1-2 \phi_a(h_1))(\delta_a - \delta_m(h_1))^2 - (1-2 \phi_a(h_2))(\delta_a - \delta_m(h_2))^2],$$

Ec. (11)

5 e $\Delta p(h) = p_a(h) - p_m(h)$. Si la fracción de volumen de asfalteno es mucho menor de uno, entonces esto da como resultado

$$\frac{\phi_a(h_1)}{\phi_a(h_2)} = \exp(-v_a g [h_1 \Delta \rho(h_1) - h_2 \Delta \rho(h_2)] / kT)$$

$$\times \exp(-v_a [(\delta_a - \delta_m(h_1))^2 - (\delta_a - \delta_m(h_2))^2] / kT).$$

Ec. (12)

si la composición del petróleo disolvente no cambia como una función de altura, entonces esto se reduce a la expresión familiar

$$\frac{n_a(h_1)}{n_a(h_2)} = e^{-v_a (h_1 - h_2) \Delta \rho / kT}, \quad \text{Ec. (13)}$$

10 que se ha usado en Ref. (véase Fujiwasa y col. Y Dubots y col.) Para describir la variación en densidad de asfalteno cuando la composición del malteno no varía.

Encontrar las solubilidades del malteno y asfalteno

15 la ecuación para el equilibrio de asfalteno depende del parámetro de solubilidad δ_m del malteno. A menudo, toda la composición y propiedades del malteno no son conocidas. En cambio, se puede dar la masa con fracciones de mole de un conjunto de componentes o pseudo-componentes. Por ejemplo, las cantidades de los cinco componentes y un pseudo-componente, C₁, C₂, C₃-C₅ y C₆⁺, y CO₂, es determinada por la IFA. Otras elecciones para componentes y pseudo-componentes pueden ser usadas, tales como los gases disueltos, los saturados, los aromáticos y las resinas. Además, la cantidad de color se puede medir. Este componente coloreado puede consistir solamente de asfaltenos o puede ser un pseudo-componente sin asfaltenos, o puede ser una combinación de ambos.

20 El parámetro de solubilidad para una mezcla δ_m es un promedio de los parámetros de solubilidad δ_i para cada componente, dado por:

$$\delta_m = \left(\sum_i \phi_i \delta_i \right) / \sum_i \phi_i \quad \text{Ec. (14)}$$

Aquí, δ_i puede ser el parámetro de solubilidad conocido de los componentes reales del petróleo, como una estimación o ajuste a los datos (tales como los datos de centrifugación) para componentes o pseudo-componentes del petróleo. Estrictamente hablando, Φ_i se supone que es la fracción de volumen de cada componente o pseudo-componente, que puede ser estimado a partir de la masa o fracciones de mole, o a partir de una ecuación de estado. Con el fin de obtener una estimación para el parámetro de solubilidad del malteno, la fracción de masa o fracción de mole podría ser usada en vez de la fracción de volumen.

Las ecuaciones para el equilibrio de asfalteno dependen también de la densidad del malteno. Esto podría ser encontrado partir de los datos ópticos. Las mediciones por partir de una ecuación de estado. Por ejemplo, si las densidades parciales, p_i son conocidas, entonces la densidad del malteno es dada por $p_m = \sum p_i \Phi_i$.

Una vez que se conocen el parámetro de solubilidad y la necesidad del malteno, entonces la ecuación para el equilibrio de asfalteno, Ec. (10) o Ec. (12) puede ser vista como una función de los parámetros, el volumen y la solubilidad del asfalteno, si asumimos que el asfalteno tiene una densidad de aproximadamente 1,1 o 1,2 g/cc. entonces la Ec. (10) o Ec. (12) determina una familia de curvas para el contenido de asfalteno o el color como una función de altura. Esto puede ser ajustado a los datos para determinar los valores posibles de un v_a y δ . Si no es posible el ajuste, entonces el asfalteno podría no estar en equilibrio con un formalismo más complejo es necesario para describir el petróleo. De manera similar, si el petróleo es coloreado, pero no tiene asfalteno, entonces la Ec. (10) o Ec. (12) pueden ser usadas para encontrar la distribución del componente coloreado.

Flujo de trabajo

Es importante que la teoría pueda ser comparada en tiempo real con las mediciones. La teoría predice el gradiente del asfalteno gradiente en el color del petróleo. Estos gradientes esperados pueden ser comparados con datos del registro (que ya sea por cable o datos de perforación y de medición). Si la columna puede ser descrita por esta simple teoría, entonces no es razón para tomar muchos datos. Sin embargo, si el desajuste entre los datos del registro y la teoría es suficientemente grande, entonces el procedimiento sería seguir con la toma de más datos, ya que en este caso la columna requiere un formalismo más complejo para describirla. Por ejemplo, puede estar sin equilibrio, podría ser compartimentado a o es muy complejo en fluido que ha de ser descrito por un modelo simple.

Un ejemplo de la complejidad del fluido es cuando el asfalteno se agrega o flocula. Si el asfalteno comienza formando agregaciones, entonces su volumen y posiblemente su parámetro de solubilidad efectivo podría variar. A concentraciones más elevadas de asfalteno, cuando la presión y temperatura del petróleo son cambiados, los asfaltenos pueden flocular y precipitar fuera. La estabilidad del asfalteno dependerá de los parámetros de solubilidad del malteno y el asfalteno y también sobre la concentración del asfalteno. Si estos están variando, para diferentes presiones de inicio de asfalteno a diferentes alturas de la columna. Determinar estas variaciones de solubilidades y concentraciones, ya sea usando el modelo de equilibrio o bien tomando mediciones adicionales, este cambio de estabilidad podría ser estimado.

Las figs. 1a y 1b describen un diagrama de flujo general según una realización de la invención. La etapa 1 incluye identificar uno o más estaciones en una columna dentro de una perforación, y una o más herramientas de recogida de datos tales como un dispositivo de tipo DFA, IFA, OFA o CFA. La etapa 1 alternativa proporciona para el uso de datos de laboratorio conocidos procedentes de muestras de petróleo del depósito por el uso de modelado de dársenas conocido para predecir una distribución espacial de extremidad ligera. El uso de esta variación ayuda predecir cómo varía el contenido de asfalteno o como varía el contenido de asfalteno relativo con profundidad. Opcionalmente, si las condiciones en la etapa 1 alternativa se cumplen, entonces es posible ir a la etapa 7. La etapa 2 proporciona unos datos de herramienta de entrada en una o más ubicaciones/estaciones y comunica los datos de herramienta recogidos a un procesador. La etapa 3 incluye determinar propiedades de formación para cada ubicación/estación, por ejemplo: T_{res} , P_{res} , profundidad, etc. La etapa 4 incluye determinar la composición de petróleo en términos de componentes o pseudo-componentes para cada estación. Por ejemplo: 1) calcular el % de peso de CO_2 , C_1 , C_2 , C_3 - C_5 y C_{6+} ; 2) usar parámetros de solubilidad conocidos para calcular el parámetro de solubilidad del petróleo vivo - o calcular el parámetro de solubilidad relativo con otras composiciones en la columna de petróleo; 3) determinar cantidades relativas (o cantidades absolutas) del asfalteno componentes coloreados; 4) determinar densidades ópticas; y 5) determinar relaciones de gas/petróleo (GOR). Es posible también en la etapa 4 comparar resultados con una base de datos de datos de depósito históricos para determinar si los datos medidos tienen sentido. Si lo tienen, ir a la etapa 5, si no tienen sentido, repetir las operaciones 2-4 con una o más ubicaciones/estaciones. La etapa 5 incluye determinar parámetros adicionales de la formación de fluido que usa datos procedentes de la etapa 3 y/o que la etapa 4, por ejemplo: 1) parámetro de solubilidad del malteno en cada ubicación/estación; 2) volumen medio del Malteno en cada ubicación/estación; y 3) densidad del malteno. La etapa 6 incluye la etapa 6(A) que incluye el uso del modelo o modelos de modo que identifique parámetros para determinar una curva o curvas de equilibrio de Asfalteno, tales como: 1) Modelo de Dos Componentes (o más de los

- componentes); 2) Modelo de los primeros principios hemodinámicos. La etapa 6(B) incluye también, usar los parámetros determinados de una de las operaciones 3, 4 y/o 5 para contener los parámetros de Asfalteno, tales como: 1) el parámetro de solubilidad de Asfalteno; y 2) el volumen molecular de asfalteno. La etapa 7 incluye lo siguiente: 1) Mediciones de Rendimiento a una nueva profundidad en el depósito (con nuevo punto lateral); 2)
- 5 comparar la predicción del contenido de asfalteno o el contenido de componente coloreado con el asfalteno componente coloreado medido. Basándose en hacer un análisis si es similar, entonces notificar al usuario. Sin embargo, si a partir del análisis es diferente, entonces sugerir al usuario realizar más mediciones DFA para revelar el origen de la discrepancia.
- Las figs. 2a, 2b y 2c prescriben un diagrama de flujo más detallado según una realización de la invención.
- 10 Con referencia a la fig. 2a, la Etapa 1 incluye identificar una o más estaciones en una columna dentro de una perforación, y una o más herramientas de recogida de datos tales como un dispositivo de tipo DFA, IFA, OFA, o CFA.
- Aún con referencia a la fig. 2a, la Etapa 2 incluye introducir datos de herramienta en una o más ubicaciones/estaciones y comunicar los datos de herramienta recogidos a un procesador.
- 15 Aún con referencia a la fig. 2a, la Etapa 3 incluye determinar propiedades de formación para cada ubicación/estación, por ejemplo: T_{res} , P_{res} , profundidad, etc.
- Aún con referencia a la fig. 2a, La etapa 4 incluye determinar una composición de petróleo en términos de componentes o pseudo-componentes para cada ubicación/estación. Por ejemplo, 1) calcular el % de peso de CO_2 , C_1 , C_2 , C_3 - C_5 y C_{6+} ; 2) Calcular el % de peso de gases disueltos, saturados, aromáticos y resinas; 3) Desagregar (C_3 - C_5) y caracterizar (C_{6+}) para encontrar C_1 , C_2 , C_3 , etc...; 4) determinar cantidades relativas de asfalteno o componentes coloreados; 5) determinar densidades ópticas; 6) determina relaciones de gas/petróleo (GOR); y 7) determinar (opcionalmente) el % de peso de asfalteno componentes de color. Opcionalmente, a partir de la etapa 7 es posible comparar resultados con la base de dato de datos de depósito históricos para determinar si los datos medidos tienen sentido. Si lo tienen ir a la etapa 5, si los datos no tienen sentido, repetir las operaciones 2-4 con una
- 20 o más ubicaciones/estaciones.
- Aún con referencia a la fig. 2a, la etapa 5 incluye determinar parámetros adicionales del fluido de formación usando datos de la etapa 3 y/o la etapa 4, por ejemplo: 1) parámetro de solubilidad del Malteno en cada localización/estación; 2) volumen medio del Malteno en cada localización/estación; y 3) densidad del malteno.
- Aún con referencia a la fig. 2a, la etapa 6 incluye ir a la etapa 6(A) que usa un modelo o modelos de modo que identifique parámetros para determinar una curva o curvas de equilibrio de Asfalteno, tales como 1) Modelo de dos componentes (o más de dos componentes); 2) modelo a partir de los primeros principios termodinámicos. A continuación, a la etapa 6(B) también, usando los parámetros determinados de una de las Operaciones 3, 4 y/o 5 para restringir los parámetros de Asfalteno, tales como 1) el parámetro de solubilidad de asfalteno; y 2) el volumen molecular de asfalteno.
- 30 Con referencia a la fig. 2b, A continuación, ir a la etapa 6(a), determinar si el volumen molecular del Asfalteno es conocido, después se puede determinar el parámetro de solubilidad del Asfalteno; y a continuación al paso (6b) determinar si la solubilidad del Asfalteno es conocida, entonces se puede determinar el volumen molecular del Asfalteno.
- Con referencia aún a la fig. 2b, la Etapa 7 hace el análisis de si se puede obtener un ajuste razonable entre el modelo de la Etapa 6 y las propiedades de fluido medidas de una de las Operaciones 3, 4 y/o 5. Si no se puede, entonces el depósito puede estar sin equilibrio o compartimentado, o la formación de fluido es compleja (Los Asfaltenos se están agregando), más ubicaciones/estaciones recomendadas. A continuación, se hace una determinación como de que estás satisfecho con el nivel de caracterización de fluido de la columna. Si no lo estás, entonces repetir las operaciones 2-7 con una o más estaciones o ir a la Etapa 8(a). Si lo estás, entonces repetir
- 45 opcionalmente las Operaciones 2-7 o ir a la Etapa 9 o a la Etapa 10 o PARAR y/o ir a la Etapa 8.
- Con referencia aún a la fig. 2b, la Etapa 8 incluye hacer una determinación de si el Asfalteno puede estar en equilibrio; a continuación, determinar las Curvas de Equilibrio de Asfalteno. Opcionalmente, la Etapa 8(a) incluye comparar los resultados con la base de datos de datos de depósito históricos para determinar si los datos medidos tienen sentido. Si lo tienen, ir a la etapa 5, si no tienen sentido, repetir las operaciones 2-4 con una o más
- 50 ubicaciones/estaciones.
- Con referencia a la fig. 2c, la Etapa 9 determina si hay problemas sin resolver que sugieran tomar más datos de una o más ubicaciones/estaciones. Si no los hay, entonces parar. Si los hay, entonces ir a la etapa 10.
- Con referencia aún a la fig. 2c, la Etapa 10 incluye repetir las Operaciones 1-5 con una o más ubicaciones/estaciones.
- 55 Con referencia aún a la fig. 2c, la Etapa 11 incluye calcular las Curvas de Equilibrio de Asfalteno con nuevas

ubicaciones/estaciones para predecir la coloración en nuevas ubicaciones/estaciones.

5 Con referencia aún a la fig. 2c, la Etapa 12 determina si existe gran diferencia entre la coloración PREDICHA (Etapa 11) con la coloración MEDIDA. Opcional, si es posible comparar los resultados con la base de datos de datos de depósito históricos, entonces determinar si existe gran diferencia. Si existe, entonces repetir las Operaciones 10-12 con al menos una estación más. Sin embargo, si no existe, entonces ir a la Etapa 12(b), donde la Etapa 12(b) determina si existe gran diferencia entre la coloración PREDICHA y MEDIDA, a continuación, el depósito puede estar en equilibrio o conectado. Opcionalmente, es posible ir a la Etapa 12(c) de modo que se repitan las Operaciones 10 a 12 con una o más estaciones.

10 Aún con referencia a la fig. 2c la Etapa 13 incluye determinar si estás satisfecho con el nivel de caracterización de formación de fluido en la columna. Si no lo estás, ir a la Etapa (13a) y repetir las Operaciones 10 a 13 con una o más estaciones. Si lo estás, a continuación, PARAR:

15 Mientras que muchas alteraciones y modificaciones de la presente invención no dudarán en resultar evidentes a las personas expertas en la técnica después de haber leído la descripción precedente, se ha de comprender que las realizaciones particulares mostradas y descritas a modo de ilustración no han de ser consideradas de ningún modo como limitativas. Por ejemplo, se podrían usar modelos más complejos, por ejemplo, más componentes usados en el modelo, podrían añadirse correcciones no lineales al modelo, podría usarse SAFT para modelado. Es también posible que diferentes elecciones de los componentes o pseudo-componentes podrían usarse para calcular las curvas de equilibrio de asfalteno y el parámetro de solubilidad de malteno. Por ejemplo, las diferentes elecciones pueden incluir: 1) trata de malteno como dos componentes, tal como los gases disueltos y la fase líquida; 2) tratar los gases disueltos como más de un componente tal como dividiendo el gas disuelto a CO₂, C₁, C₂, C₃-C₅ y/o cualquier variación de los mismos; 3) dividir la fase líquida en más de un componente, tales como alcanos y aromáticos o alcanos y aromáticos y resinas o y/o cualquier combinación de los mismos. El asfalteno componente de color puede ser tratado como más de un componente, tal como un componente más soluble y un componente menos soluble.

25 Además, es posible que otras herramientas pueden ser usadas tales como OFA, CFA y/o IFA otras herramientas con cables o de perforación y de medición (D&M). Además, es posible que el parámetro de solubilidad para algunos componentes del malteno podrían ser parámetros de ajuste adicionales por el parámetro de solubilidad de malteno podría ser encontrado usando una Ecuación de Estado (EOS). Debería observarse que, si se identifican diferentes zonas o compartimentos, este método podría ser repetido con cada zona o compartimentos. También debería observarse que, si existe una gran cantidad de asfalteno, la teoría (que el método) podría modificarse para incluir el efecto de que el asfalteno está en el gradiente de composición del malteno. Si existe un gradiente de temperatura mayor, la teoría (el método) podrían modificarse para tener en cuenta con un gradiente de temperatura.

35 Además aún, mientras la presente invención ha sido descrita con referencia a una realización ejemplar, cabe comprenderse que las palabras, que han sido utilizadas en este documento, son palabras de descripción de ilustración, en vez de palabras de limitación. Se pueden hacer cambios, dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas, como se indicado actualmente y como se ha modificado, sin desviarse del alcance de la presente invención en sus aspectos, como se ha definido por las reivindicaciones adjuntas. Aunque la presente invención ha sido descrita en este documento con referencia a medios, materiales y realizaciones particulares, la presente invención no pretende estar limitada a las particularidades descritas en este documento; más bien, la presente invención se extiende a todas las estructuras, métodos y usos funcionalmente equivalentes, tales como los que están dentro del alcance de las reivindicaciones adjuntas.

REIVINDICACIONES

1. Un método de caracterización de un fluido en un depósito para determinar si el fluido tiene una distribución de equilibrio o sin equilibrio en términos de gravedad y poder de solvencia en función de la profundidad, comprendiendo el método:
 - 5 (a) adquirir datos de herramienta a cada profundidad o ubicación de cada muestra de fluido de al menos dos muestras de fluido que están a diferente profundidad o ubicación en el depósito y que comunican los datos de herramienta a un procesador;
 - (b) determinar las propiedades de formación para cada muestra de fluido de al menos dos muestras de fluido del fluido en el depósito para obtener datos de propiedad de formación;
 - 10 (c) determinar propiedades de fluido para cada muestra de fluido de al menos muestras de fluido para obtener datos de propiedad de fluido;
 - (d) en el procesador, utilizar un modelo matemático basándose en la gravedad o poder de solvencia para determinar un contenido predicho de asfalteno o componente de color como una función de profundidad en el depósito, en donde el modelo matemático usa al menos uno de entre los datos de herramienta, los datos de propiedad de formación, los datos de propiedad de fluido, los datos de depósito de fluido conocidos o alguna combinación de los mismos, para determinar el contenido de asfalteno componente de color predichos; y
 - 15 (e) comparar al menos uno de entre el contenido medido de asfalteno y el componente de color a una profundidad en el depósito con el contenido predicho de asfalteno o componente de color desde el modelo a la profundidad para predecir si el fluido en el depósito está en una distribución de equilibrio o una distribución sin equilibrio.
 - 20
2. El método de la reivindicación 1, en donde el modelo matemático es usado para determinar una concentración predicha de un componente de color relacionado con el contenido de asfalteno y el método comprende la comparación de una concentración medida del componente de color con la concentración predicha del componente de color.
- 25 3. El método de la reivindicación 2, en donde el componente de color comprende uno o más constituyentes químicos con bandas de absorción electrónica en uno de un intervalo de un ultravioleta (UV) aproximado, un intervalo visible, un intervalo aproximado un intervalo espectral infrarrojos o alguna combinación de los mismos.
4. El método de la reivindicación 1, en donde los datos de propiedad de formación incluyen uno de una temperatura de cada muestra de fluido, una presión para cada ubicación de las diferentes ubicaciones en el depósito donde cada muestra de fluido es recuperada, una profundidad de cada ubicación donde cada muestra de fluido es recuperada o alguna combinación de las mismas.
- 30 5. El método de la reivindicación 1, en donde los datos de propiedad de fluido para una muestra de fluido incluyen al menos uno de entre una densidad del fluido, un volumen molar del fluido, parámetros de solubilidad del fluido, concentración de asfalteno, color, densidad óptica, relación gas/petróleo (GOR), concentración de gases disueltos, concentraciones de saturados, concentraciones de aromáticos, concentraciones de resinas, concentraciones de al menos uno de entre CO₂, C₁, C₂, C₃-C₅ y C₆₊ o algunas combinaciones de las mismas.
- 35 6. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido es un petróleo vivo y el modelo matemático incluye caracterizar una distribución del fluido, de tal manera que al menos una propiedad de fluido es asfaltenos solvatados por una fracción de líquido y que tiene relación con un poder de solvencia de las fracciones líquidas para cualquiera de los asfaltenos, los componentes de color o ambos, para determinar si el petróleo vivo tiene un equilibrio termodinámico en el depósito.
- 40 7. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido es del grupo consistente en uno de un fluido de múltiples fases, un fluido de una sola fase, un petróleo, un petróleo pesado o un petróleo vivo.
8. El método de la reivindicación 1, en donde el modelo matemático tiene en cuenta variaciones de un componente ligero de fluido debido a la compresibilidad del fluido en diferentes profundidades del depósito.
- 45 9. El método de la reivindicación 1, en donde el modelo matemático utiliza una teoría de la solución de asfalteno para abordar los gradientes de asfalteno en una formación en el depósito.
10. El método de la reivindicación 1, en donde los datos de depósito conocidos son al menos uno de:
 - unos datos predichos de propiedades de fluido del fluido en al menos una ubicación en el depósito,
 - 50 una distribución predicha de equilibrio basada en unos datos predichos de propiedades de fluido del fluido en al menos una ubicación en el depósito,

una distribución predicha sin equilibrio basada en los datos predichos de propiedades de fluido del fluido en al menos una ubicación en el depósito,

unos datos predichos de propiedades de formación.

- 5 11. El método de la reivindicación 1, que comprende además la realización de un control de coherencia que utiliza los datos de depósito de fluido conocidos para determina la validez de al menos uno de los datos de herramienta, los datos de formación o los datos de propiedades de fluido.
12. El método de la reivindicación 1, en donde los datos de herramienta incluyen al menos uno de:
- los datos adquiridos en tiempo real de al menos una propiedad de fluido en cada profundidad o ubicación para cada muestra de fluido,
 - 10 los datos derivados de un control de formación de cableado y una herramienta de muestreo,
 - los datos de una herramienta de perforación,
 - los datos de una cadena de herramientas de registro de producción,
 - los datos de un dispositivo de muestreo de fondo de pozo encubierto, o
 - los datos recogidos de una herramienta de análisis óptico de fluido.
- 15 13. El método de la reivindicación 1, en donde el fluido está bajo una presión debido a una profundidad en el depósito de tal manera que existe una cantidad sustancial de gas disuelto en el fluido en donde el gas disuelto aumenta la compresibilidad del fluido lo que da como resultado un aumento de los gradientes de densidad y de los gradientes de composición.
- 20 14. El método de la reivindicación 1, en donde al menos una propiedad de fluido incluye uno de al menos un componente de color, al menos un componente sin color, al menos un pseudo-componente para determinar una de una distribución de equilibrio, una distribución sin equilibrio o ambas.
15. El método de la reivindicación 1, que comprende además las operaciones de:
- (f) si al menso uno de un parámetro de solubilidad de asfalteno o de un volumen molecular de asfalteno no es identificado en los datos de propiedades de fluidos, ajustar al menos un parámetro del modelo matemático basándose en al menos uno de:
 - los datos de propiedades de formación,
 - los datos de propiedades de fluido, o
 - los datos conocidos de propiedades de depósito
 para generar un modelo matemático ajustado; y
 - 30 (g) determinar si el fluido, basándose en el modelo matemático ajustado está en una distribución de equilibrio o sin equilibrio en el depósito.
16. El método de la reivindicación 15, en donde ajustar al menos un parámetro del modelo matemático incluye ajustar al menos uno de un parámetro de solubilidad, un parámetro de volumen molecular, o un parámetro de densidad.
- 35 17. Un sistema de caracterización de un fluido en un depósito para determinar si el fluido tiene una distribución de equilibrio o sin equilibrio en términos de gravedad y poder de solvencia como una función de profundidad, comprendiendo el sistema:
- (a) una herramienta configurada para obtener al menos dos muestras de fluido en diferentes ubicaciones en el depósito, y para adquirir datos de herramienta para cada muestra de fluido en donde cada muestra de fluido está a una profundidad o ubicación diferente en el depósito;
 - 40 (b) un procesador configurado para:
 - (i) determinar las propiedades de formación de cada muestra de fluido para obtener los datos de propiedades de formación;
 - (ii) determinar las propiedades de fluido para cada muestra de fluido para obtener los datos de propiedades de fluido;
- 45

5 (iii) utilizar un modelo matemático basado en la gravedad y en el poder de solvencia, para determinar un contenido predicho de asfalteno o de componente de color como una función de la profundidad en el depósito, en donde el modelo matemático utiliza uno de los datos de herramienta, los datos de propiedades de formación, los datos de propiedades de fluido, los datos conocidos de depósito de fluido o alguna combinación de los mismos, para determinar el contenido predicho de asfalteno o de componente de color; y

10 (iv) comparar al menos un contenido medido de asfalteno o de componente de color a una profundidad en el depósito con el contenido predicho de asfalteno o de componente de color del modelo en esa profundidad para predecir si el fluido en el depósito tiene una distribución de equilibrio o una distribución sin equilibrio.

15 18. Un sistema según la reivindicación 17 en donde el procesador está configurado de tal manera que si un parámetro de solubilidad de asfalteno, un volumen molecular de asfalteno o ambos, no es identificado en los datos de propiedades de fluido, entonces el procesador ajusta al menos un parámetro del modelo matemático basándose en al menos una de las propiedades de formación, componentes de composición, datos conocidos del depósito, o algunas combinaciones de los mismos, para generar un modelo matemático ajustado; y compara al menos un contenido medido de asfalteno o de componente de color a una profundidad en el depósito para predecir si el fluido en el depósito está en una distribución de equilibrio o sin equilibrio.

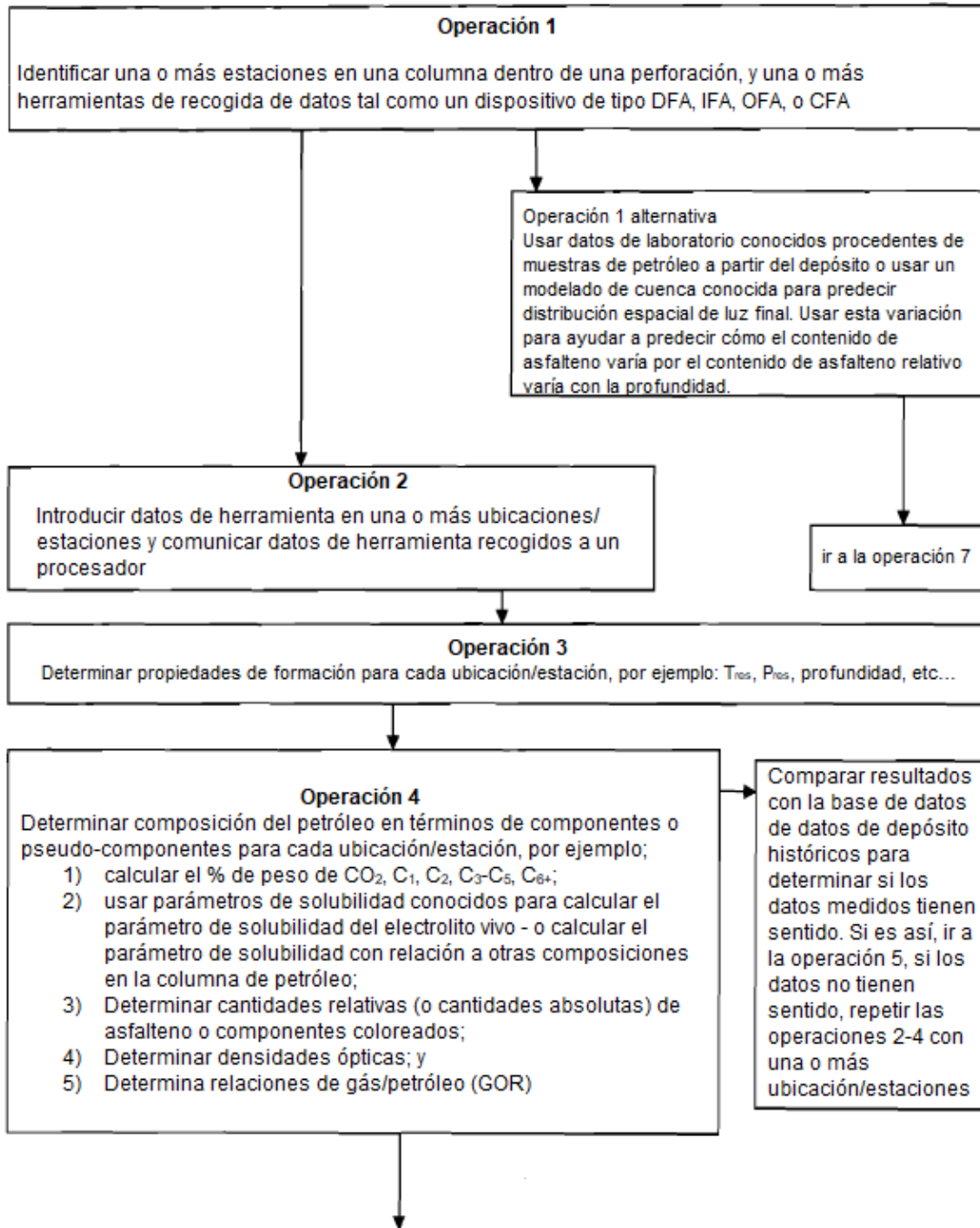


Figura 1a

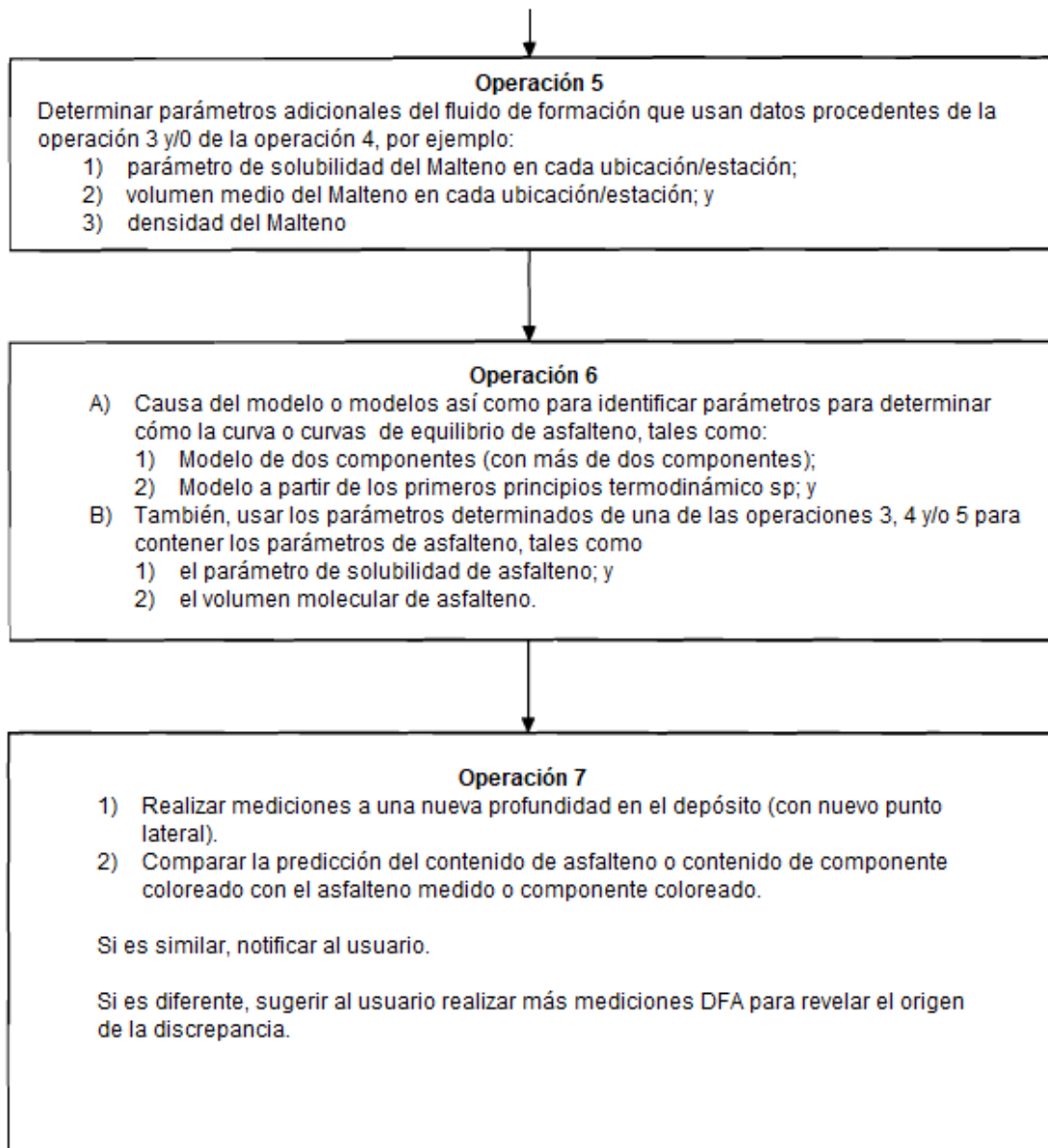


Figura 1b

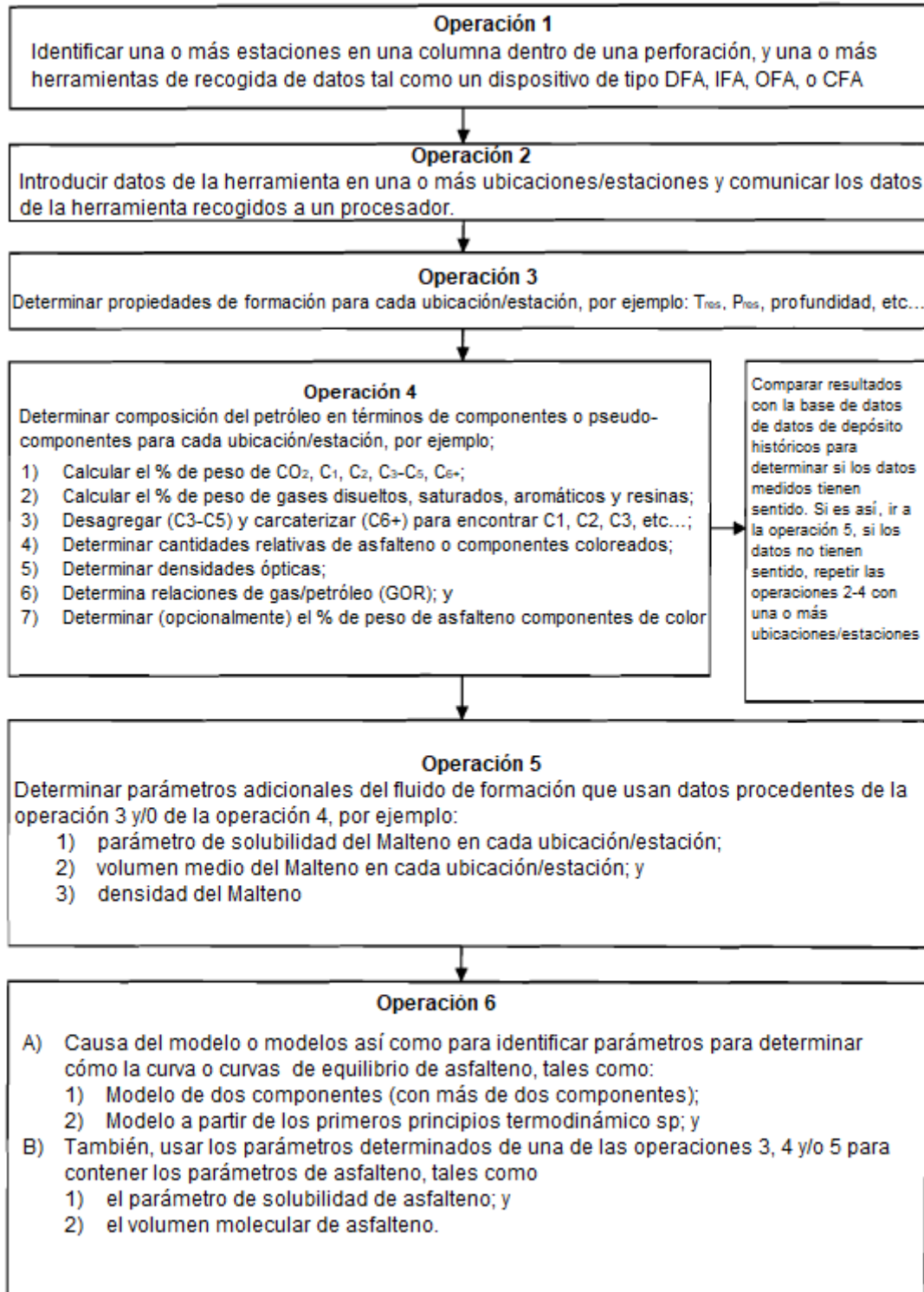


Figura 2a -

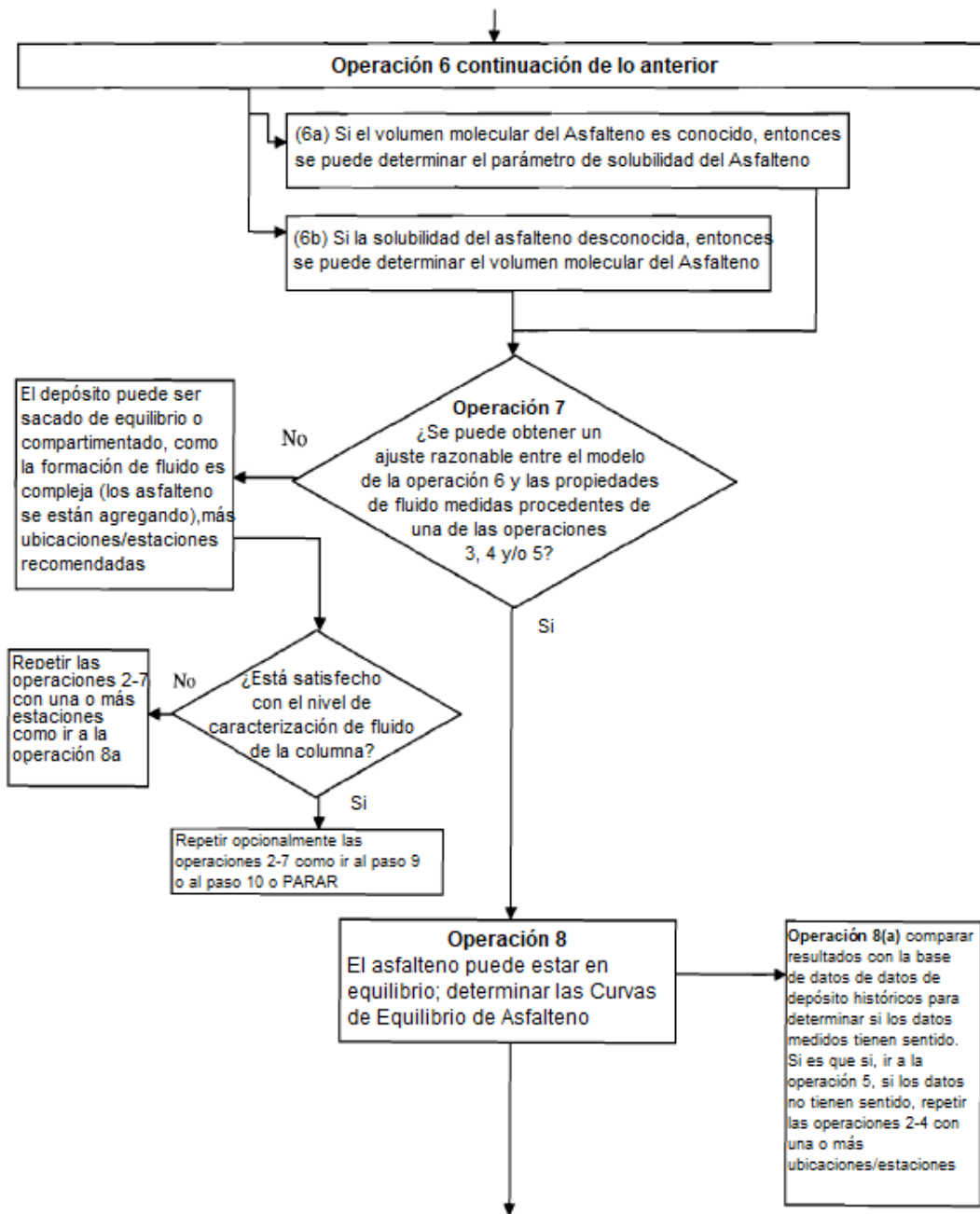


Figura 2b

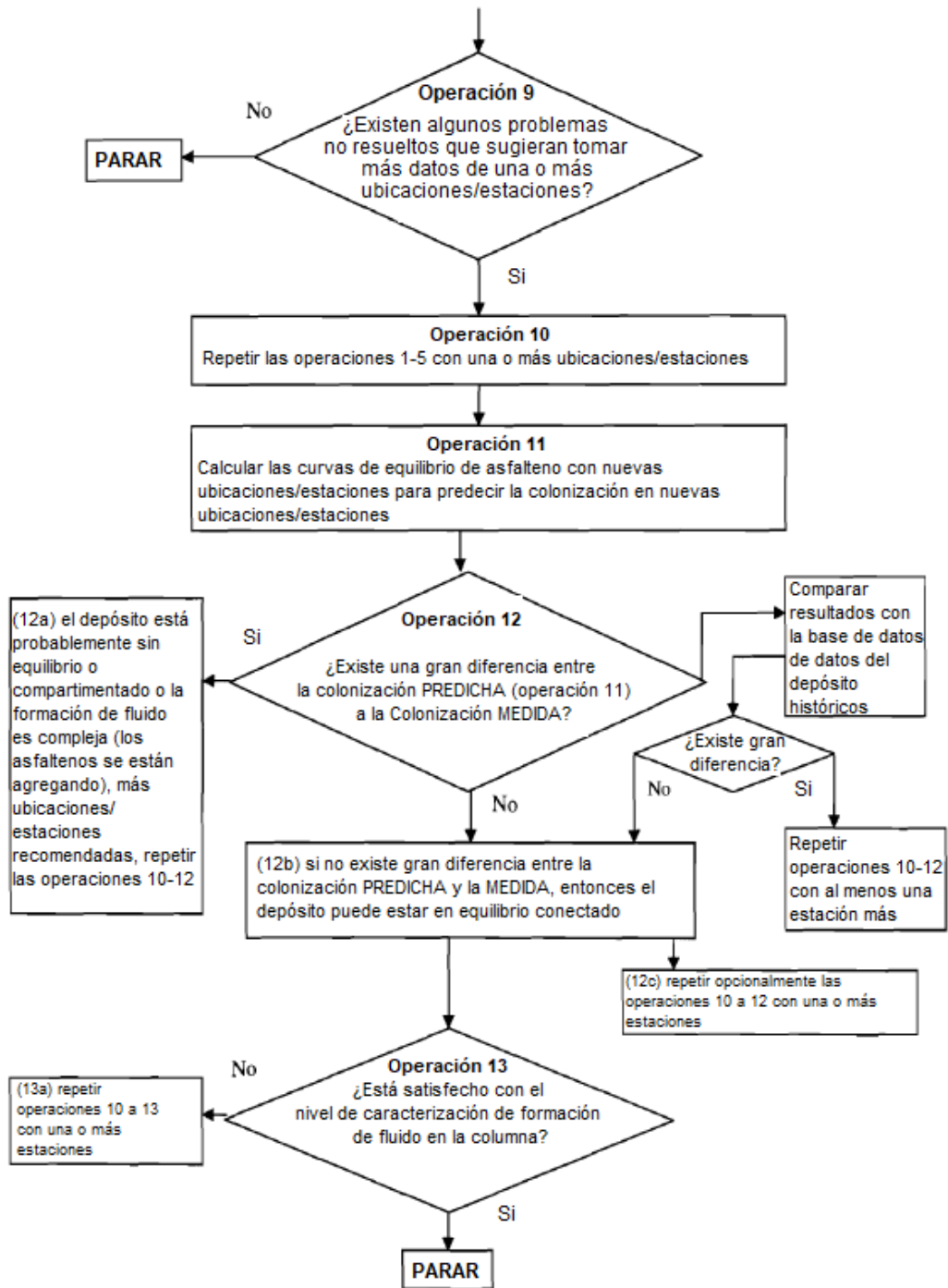


Figura 2c