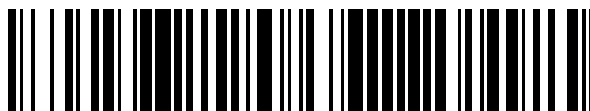


19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 787 707**

51 Int. Cl.:

G01N 33/24 (2006.01)

G01V 9/00 (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **13.01.2016** **PCT/US2016/013196**

87 Fecha y número de publicación internacional: **11.08.2016** **WO16126396**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.01.2016** **E 16708472 (2)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **19.02.2020** **EP 3254100**

54 Título: **Aplicaciones de geoquímica isotópica avanzada de hidrocarburos y gases inertes a la ingeniería de producción de petróleo**

30 Prioridad:

03.02.2015 US 201562111482 P

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

16.10.2020

73 Titular/es:

**EXXONMOBIL UPSTREAM RESEARCH
COMPANY (100.0%)
22777 Springwoods Village Parkway E2.4A 296
Spring, Texas 77389, US**

72 Inventor/es:

**LAWSON, MICHAEL;
PETERSON, BRIAN, K.;
DAVIS, CARA, L.;
CONVERSE, DAVID, R. y
ELLISON, TIMOTHY, K.**

74 Agente/Representante:

LEHMANN NOVO, María Isabel

ES 2 787 707 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

Aplicaciones de geoquímica isotópica avanzada de hidrocarburos y gases inertes a la ingeniería de producción de petróleo

Referencia cruzada a solicitudes relacionadas

- 5 La presente solicitud reivindica el beneficio de la solicitud provisional de los Estados Unidos núm. 62/111.482 presentada el 3 de febrero de 2015, titulada APPLICATIONS OF ADVANCED ISOTOPE GEOCHEMISTRY OF HYDROCARBONS AND INERT GASES TO PETROLEUM PRODUCTION ENGINEERING.

Campo de la invención

- 10 La presente descripción se refiere generalmente al campo de la geoquímica que incluye geoquímica de isotopólogos con múltiples sustituciones e isótopos específicos de posición. Más particularmente, la presente descripción describe la aplicación de características de isótopos agrupados e isótopos específicos de posición, junto con gas inerte y otras características isotópicas estables, para mejorar la monitorización del rendimiento del pozo y la estimulación.

Antecedentes

- 15 En esta sección se pretende presentar varios aspectos de la técnica, que se pueden asociar con realizaciones ilustrativas de la presente descripción. Se cree que esta descripción ayuda a proporcionar un marco para facilitar una mejor comprensión de aspectos particulares de la presente invención. Por consiguiente, se deberá entender que esta sección debe leerse en este sentido y no necesariamente como admisiones de técnica anterior.

- 20 Los hidrocarburos se generan en la capa subsuperficial de rocas madre ricas en materia orgánica. Después del depósito inicial, las rocas madre se sepultan y someten a temperatura y presión crecientes con sepultamiento creciente. Los hidrocarburos se generan cuando las rocas madre alcanzan temperaturas suficientes para la conversión térmica del material orgánico en kerógeno y después en las fases de hidrocarburo líquido y/o gaseoso libres, que es un proceso denominado maduración de rocas madre. Después de la generación, los hidrocarburos posteriormente pueden expulsarse de la roca madre y migrar en la capa subsuperficial a rocas de yacimiento (tales como areniscas y calizas) que tienen suficiente porosidad, estructura y un sello adecuado que las hace capaces de
- 25 atrapar la(s) fase(s) del hidrocarburo y posibilitar que los hidrocarburos se acumulen. Alternativamente, los hidrocarburos pueden migrar a una ubicación superficial (p. ej., denominada a veces rezumadero). Cualesquiera hidrocarburos presentes en la capa subsuperficial se pueden conservar o se pueden someter a diferentes formas de alteración. Por ejemplo, la biodegradación es el proceso de degradación o consumo de hidrocarburos mediante microorganismos. De manera similar, los hidrocarburos se pueden alterar térmicamente por exposición a
- 30 temperaturas por encima de su estabilidad térmica. Alternativamente, los hidrocarburos se pueden oxidar o consumir en procesos, tales como reducción de sulfato termoquímica. Además de hidrocarburos, también puede haber compuestos distintos de hidrocarburos (p. ej., dióxido de carbono CO₂, monóxido de carbono CO, nitrógeno N₂, sulfuro de hidrógeno H₂S, helio He, neón Ne, argón Ar, kriptón Kr y xenón Xe) presentes junto con los hidrocarburos en las acumulaciones subsuperficiales. La concentración y la característica isotópica de estos compuestos pueden
- 35 ser herencia del contacto con aguas de formación, de la mezcla e interacción con otros fluidos en la capa subsuperficial (p. ej., fluidos hidrotérmicos, fluidos magmáticos) o de procesos que liberan estos compuestos de rocas y minerales en la capa subsuperficial. Cada uno de estos procesos desde la generación hasta el almacenamiento y la alteración influye sobre la característica geoquímica de estos hidrocarburos y compuestos distintos de hidrocarburos asociados y da lugar a características geoquímicas combinadas que registran una historia de dónde se originaron estos compuestos y qué procesos experimentaron.
- 40

- 45 Evaluar y monitorizar el rendimiento del pozo, la eficacia de la fracturación y la estimulación, el drenaje del yacimiento y la eficacia de producción general puede ser desafiante. Las herramientas convencionales incluyen pruebas de registro de producción, que pueden ser costosas; monitorización de la presión, que puede no capturar el flujo de fluido completo; y operaciones de adición de trazadores, que pueden ser ineficaces para yacimientos estrechos. Se puede usar la monitorización de variaciones geoquímicas en una escala de tiempo de producción (p. ej., geoquímica de intervalo de tiempo), pero generalmente no proporciona ventajas al análisis si la variación geoquímica entre fluidos de diferentes yacimientos es ligera o si hay pocos componentes geoquímicos para monitorizar (p. ej., yacimientos de gas).

- 50 La patente estadounidense US2014/0250999 describe un método y sistema relacionados para producir hidrocarburos al usar datos de isótopos agrupados y geoquímica isotópica en una muestra.

- 55 Permanece la necesidad en la industria de aparatos, métodos y sistemas para identificar y mejorar las operaciones con hidrocarburos. En particular, las técnicas convencionales no distinguen y/o proporcionan adecuadamente estimaciones cuantitativas precisas entre la cantidad de compuestos hidrocarburo (p. ej., gas o líquido) que se adsorbe en los sedimentos en la capa subsuperficial y la cantidad de compuestos hidrocarburo presentes como una fase libre o entre fluidos derivados de la fractura y matriz. Además, las técnicas convencionales no proporcionan herramientas eficaces que pueden resolver cuestiones

relacionadas con la extensión de la penetración de fractura, identificar problemas de integridad de la perforación y determinar de manera precisa el área de alcance de producción para un pozo productor dado.

Compendio

- Según los aspectos y metodologías descritos, se proporcionan un sistema y método según las reivindicaciones independientes adjuntas 1 y 15 para mejorar la producción y recuperación de hidrocarburos. El método y sistema incluyen el uso de geoquímica que incluye geoquímica de isotopólogos con múltiples sustituciones e isótopos específicos de posición. Además, las presentes técnicas implican el uso de características de isótopos agrupados e isótopos específicos de posición, junto con gas inerte y otras características isotópicas estables, tales como características de gas noble, para mejorar la monitorización del rendimiento del pozo y la estimulación.
- En una realización, se proporciona un método para mejorar la producción de hidrocarburos. El método comprende: obtener una pluralidad de muestras de hidrocarburo de un intervalo de capa subsuperficial diana; analizar cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopos agrupados e/o isótopos específicos de posición; convertir cada una de la geoquímica de isótopos agrupados e/o isótopos específicos de posición a temperatura para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo; comparar la temperatura de al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburos; determinar si se ha originado gas a partir del intervalo diana o a partir de un intervalo diferente; y ajustar una estrategia de recuperación en función de la determinación.
- En otra realización, se describe un sistema para mejorar la producción de hidrocarburos. El sistema incluye un procesador; un dispositivo de entrada en comunicación con el procesador y configurado para recibir datos de entrada asociados con una formación de capa subsuperficial; memoria en comunicación con el procesador, la memoria tiene un conjunto de instrucciones. El conjunto de instrucciones, cuando se ejecuta, está configurado para: obtener datos de muestra de hidrocarburo para cada una de una pluralidad de muestras de hidrocarburo de un intervalo de capa subsuperficial diana; analizar cada uno de los datos de muestra de hidrocarburo para determinar una característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopos agrupados e/o isótopos específicos de posición; convertir cada una de la geoquímica de isótopos agrupados e/o isótopos específicos de posición a temperatura para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo; comparar la temperatura de al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburos; determinar si se ha originado gas a partir del intervalo diana o a partir de un intervalo diferente; y ajustar una estrategia de recuperación en función de la determinación. El sistema comprende, además, un dispositivo de salida que presenta la estrategia de recuperación ajustada.
- Breve descripción de los dibujos
- Las ventajas anteriores y otras de la presente descripción pueden volverse evidentes después de analizar la siguiente descripción detallada y los dibujos de ejemplos no limitantes de realizaciones.
- La Figura 1A es una vista en elevación lateral de la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales o no convencionales. La Figura 1B es una vista ampliada que ilustra gases libres en el intervalo de producción de la Figura 1A. La Figura 1C es una vista ampliada que ilustra gases que se adsorben en superficies en la matriz del intervalo de producción de la Figura 1A.
- La Figura 2 es un diagrama de flujo de un método ilustrativo para identificar y cuantificar contribuciones de intervalos no previstos para producción en la corriente de flujo al usar las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas de cualquier hidrocarburo dado según una realización ilustrativa de las presentes técnicas.
- La Figura 3 es un diagrama de flujo de un método ilustrativo para identificar y cuantificar contribuciones relativas de gas de flujo de fractura y gas de matriz en la corriente de producción a partir de las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas para cuantificar los hidrocarburos totales en el lugar y desarrollar estrategias de agotamiento óptimas para la producción de hidrocarburos según una realización ilustrativa de las presentes técnicas.
- La Figura 4 es un diagrama de flujo de un método ilustrativo para determinar el origen de gases sueltos en anillos y acuíferos de pozos a partir de las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas para desarrollar estrategias de mitigación, si corresponden, para la producción a largo plazo de hidrocarburos según una realización ilustrativa de las presentes técnicas.
- La Figura 5 es un diagrama de flujo de un método ilustrativo para identificar rápidamente filtración de intervalos de producción, tuberías y o pozos a partir de las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopos específicos de posición medidas para desarrollar estrategias de mitigación adecuadas, si corresponden, según una realización ilustrativa de las presentes técnicas.
- La Figura 6 es un diagrama de bloques de un sistema informático según una realización ilustrativa de las presentes técnicas.

Descripción detallada

En la siguiente sección, se describen realizaciones específicas de las presentes técnicas en relación con los aspectos y rasgos descritos. Sin embargo, en la medida que la siguiente descripción es específica para un aspecto, una técnica o un uso particular, está prevista para fines ilustrativos solamente.

- 5 Diversos términos, según se usan en la presente memoria, se definen a continuación. En la medida que un término usado en una reivindicación no se define a continuación, se le debe dar la definición que las personas en la técnica pertinente le han dado a dicho término en el contexto en el que se usa.

Según se usan en la presente memoria, los términos "que comprende/n", "comprende", "comprenden", "comprendía/n", "que contiene/n", "contiene", "contienen", "que tiene/n", "tiene", "tienen", "que incluye/n", "incluye" e "incluyen" son términos de transición abiertos usados para hacer la transición desde un sujeto mencionado antes del término a uno o más elementos mencionados después del término, donde el elemento o elementos indicados después del término de transición no son necesariamente los únicos elementos que componen el sujeto.

Según se usa en la presente memoria, el término "ilustrativo/a" significa exclusivamente "que sirve como un ejemplo, instancia o ilustración". Cualquier realización descrita en la presente memoria como ilustrativa no debe interpretarse como preferida ni ventajosa con respecto a otras realizaciones.

Según se usa en la presente memoria, el término "flujo de fractura" se refiere al movimiento de fluidos de yacimiento a través de fracturas o redes de fractura naturales o inducidas en la roca.

Según se usa en la presente memoria, el término "hidrocarburos" se define generalmente como moléculas formadas principalmente por átomos de carbono e hidrógeno tales como aceite y gas natural. Los hidrocarburos también pueden incluir otros elementos o compuestos, tales como, pero que no se limitan a, halógenos, elementos metálicos, nitrógeno, oxígeno, azufre, sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). Los hidrocarburos se pueden producir a partir de yacimientos de hidrocarburos a través de pozos que penetran una formación que contiene hidrocarburos. Los hidrocarburos derivados de un yacimiento de hidrocarburo pueden incluir, pero no se limitan a, petróleo, kerógeno, betún, pirobetún, asfaltenos, alquitranes, aceites, gas natural o combinaciones de estos. Los hidrocarburos pueden estar ubicados dentro o adyacentes a matrices minerales dentro de la tierra, denominadas yacimientos. Las matrices pueden incluir, pero no se limitan a, roca sedimentaria, arenas, silicilitos, carbonatos, diatomitas y otros medios porosos.

Según se usa en la presente memoria, "producción de hidrocarburos" se refiere a cualquier actividad asociada con la extracción de hidrocarburos de un pozo u otra abertura. La producción de hidrocarburos normalmente se refiere a cualquier actividad llevada a cabo en o sobre el pozo después de que se completa el pozo. Por consiguiente, la producción o extracción de hidrocarburos incluye no solo la extracción de hidrocarburos primaria, sino también las técnicas de producción secundarias y terciarias, tales como la inyección de gas o líquido para aumentar la presión de impulsión, la movilización del hidrocarburo o el tratamiento con, por ejemplo, sustancias químicas o la fracturación hidráulica de la perforación para promover un mayor flujo, para el mantenimiento del pozo, para el registro del pozo y otros tratamientos del pozo y la perforación.

Según se usa en la presente memoria, el término "isótopo" se refiere a uno de dos o más átomos con el mismo número atómico, pero con diferentes cantidades de neutrones. Las moléculas de hidrocarburo pueden contener una variedad de isótopos. Las moléculas de hidrocarburo contienen átomos de carbono e hidrógeno. El carbono puede estar presente en la molécula como uno de dos isótopos estables: ^{12}C , que tiene 6 protones y 6 neutrones (en la presente memoria se muestra como C); y, en concentraciones mucho más bajas, ^{13}C , que tiene 6 protones y 7 neutrones. De manera similar, el hidrógeno puede estar presente en una molécula como uno de dos isótopos estables: H, que tiene 1 protón, pero ningún neutrón; y, en concentraciones mucho más bajas, Deuterio (D), que tiene 1 protón y 1 neutrón.

Según se usa en la presente memoria, el término "características" se refiere a las abundancias, concentraciones y/o relaciones relativas de varios elementos, isótopos, posiciones dentro de un compuesto e isotopólogos de una especie dada.

Según se usa en la presente memoria, el término "isotopólogo" se refiere generalmente a moléculas que tienen la misma composición química, pero tienen una característica isotópica diferente. Por ejemplo, el metano contiene un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno. Cada átomo en la estructura del metano puede contener uno de los dos isótopos estables de dicho átomo y, de este modo, hay diez isotopólogos de metano.

Según se usa en la presente memoria, el término "flujo de matriz" se refiere al movimiento de fluidos de yacimiento a través de la estructura de la roca.

Según se usa en la presente memoria, el término "isotopólogo con múltiples sustituciones" se refiere generalmente a un isotopólogo que contiene al menos dos isótopos raros en su estructura. Por ejemplo, un isotopólogo de metano con múltiples sustituciones contiene un átomo de ^{13}C y un átomo de D, o al menos 2 átomos de D en la ausencia de un átomo de ^{13}C .

Según se usa en la presente memoria, el término "isotópologo agrupado" se refiere generalmente a un isotópologo que contiene al menos dos isótopos raros que comparten una unión química común en su estructura. Por ejemplo, un isotópologo agrupado de metano contiene un átomo de ^{13}C que comparte una unión química con al menos un átomo de D.

Según se usa en la presente memoria, el término "característica de isótopo específico de posición" se refiere generalmente a un compuesto que tiene múltiples posiciones químicamente o estructuralmente distintas para que resida un isótopo raro. Por ejemplo, una característica de isótopo específico de posición en propano podría hacer referencia a la posición del átomo de ^{13}C , que puede estar posicionado en el centro del compuesto o en una de las posiciones terminales, o la posición del átomo de D, que puede estar acoplado a un carbono central o en una posición terminal.

Según se usa en la presente memoria, el término "distribución estocástica" se refiere generalmente a un sistema donde los isótopos estables en una población de moléculas dada se distribuyen aleatoriamente entre todos los isotópologos posibles de una especie dada. Esta distribución estocástica es el marco de referencia a partir del cual se miden las desviaciones y se usa para proporcionar un valor de referencia para identificar anomalías que se pueden asociar con procesos de intercambio de isótopos secundarios.

Según se usa en la presente memoria, el término "adición" se refiere generalmente a agregar un compuesto que tiene una característica exótica que no se produce naturalmente en concentraciones tan altas en la naturaleza. Por ejemplo, una adición podría tener la forma de $^{13}\text{CD}_4$ puro, el isotópologo agrupado menos abundante del metano que se cree que no se puede medir en su abundancia natural, pero que podría medir si está presente a concentraciones altas.

Las presentes técnicas se refieren a la geoquímica y, más particularmente, a geoquímica de isotópologos con múltiples sustituciones e isótopos específicos de posición. En ciertos aspectos, las presentes técnicas implican la aplicación y el uso de características de isótopos agrupados e isótopos específicos de posición, junto con gas inerte y otras características isotópicas estables, para mejorar la monitorización del rendimiento del pozo y la estimulación. La tecnología se basa en la identificación de estas características para proporcionar una caracterización única de fluidos derivados de diferentes unidades de yacimiento y/o diferentes porciones de un yacimiento, y determinar cuándo y cuánta mezcla se podría producir entre dichos fluidos. Una característica única de isótopo agrupado y específico de posición para un fluido de yacimiento se podría relacionar con diferentes fuentes, madurez, alteración, propiedades del yacimiento y/o asociación física con un yacimiento (adsorbido frente a espacio de poro); una característica única de gas inerte de yacimiento se podría relacionar con diferentes proporciones de hidrocarburo con respecto a agua. Al integrarla con otros datos geoquímicos, dicha información puede proporcionar más limitaciones cuantitativas a la fuente de hidrocarburos (gaseoso y líquido) para mejorar las soluciones de ingeniería para garantizar una producción a largo plazo de hidrocarburos.

Según aspectos de las metodologías y técnicas descritas, los efectos o características de isotópologo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición de un único o numerosos isotópologos coexistentes de hidrocarburos se pueden integrar con resultados de otras estrategias geoquímicas que incorporan la concentración relativa o absoluta y la característica isotópica de otros compuestos hidrocarburo y distintos de hidrocarburo (p. ej., dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), nitrógeno (N_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), helio (He), neón (Ne), argón (Ar), kriptón (Kr) y xenón (Xe)) para mejorar la monitorización del rendimiento del pozo y la estimulación. La tecnología se basa en la identificación de estas características para proporcionar una caracterización única de fluidos derivados de diferentes unidades de yacimiento y/o diferentes porciones de un yacimiento, y determinar cuándo y cuánta mezcla se podría producir entre dichos fluidos. Una característica única de isótopo agrupado y específico de posición para un fluido de yacimiento se podría relacionar con diferentes fuentes, madurez, alteración, propiedades del yacimiento y/o asociación física con un yacimiento (adsorbido frente a espacio de poro). Una característica única de gas inerte de yacimiento se podría relacionar con, entre otras cosas, diferentes proporciones relativas de hidrocarburo con respecto a agua, contribuciones de la descomposición radiogénica de minerales de la corteza o fluidos magmáticos, modos de transporte o movimiento de fluidos (p. ej., transporte advectivo en la matriz frente a transporte difusivo en rocas estrechas), procesos de fraccionamiento físico tales como sorción y cambios de fase (p. ej., pérdida de líquido y formación de casquete de gas). En cambio, una característica única de gas distinto de hidrocarburo podría surgir de contribuciones de compuestos, tales como CO_2 , N_2 y H_2S , a partir de maduración orgánica o alteración térmica de minerales (relacionada con la temperatura), de fluidos magmáticos u otras fuentes.

Las técnicas capaces de proporcionar esta información pueden proporcionar limitaciones cuantitativas al gas sorbido frente al libre o fluidos de fractura frente a de matriz y resolver problemas relacionado con la penetración de fractura, integridad de perforación y área de alcance de producción para estrategias de producción de hidrocarburos a largo plazo óptimas, para desarrollar soluciones de ingeniería mejoradas para una penetración de fractura más efectiva y eficaz en yacimientos convencionales y no convencionales, para proporcionar una identificación y mitigación rápidas de fallas o problemas en la integridad de la perforación relacionados con la presencia de gas suelto en acuíferos y pronosticar el área de alcance de producción y, de este modo, cuantificar de manera más precisa la recuperación de hidrocarburos definitiva estimada para cualquier pozo productor dado.

En una o más realizaciones, las presentes técnicas pueden incluir combinar características de isotópologo con múltiples sustituciones y geoquímica de isótopo específico de posición de compuestos hidrocarburo (p. ej., CH_4 , C_2H_6 y C_3H_8) y compuestos distintos de hidrocarburo (p. ej., H_2S , CO_2 , N_2 , He, Ne, Ar, Kr y Xe) con características elementales, moleculares e isotópicas obtenidas de muestras de inclusión de gas, aceite, agua y fluido.

5 El uso de geoquímica de isotópologo con múltiples sustituciones e isótopo específico de posición puede proporcionar limitaciones a la temperatura en que se producen procesos particulares en los sistemas de hidrocarburos. Cuando se combinan e integran con técnicas de geoquímica tradicionales, tales como geoquímica molecular (p. ej., metano, etano, dióxido de carbono, nitrógeno), a granel (p. ej., mezclas de gases), de isótopos estables (p. ej., carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre) de gases hidrocarburo y distintos de hidrocarburo, 10 geoquímica molecular de aceites (p. ej., compuestos saturados y aromáticos), mediciones físicas (p. ej., presión, volumen y temperatura (PVT)) y resultados de pruebas de ingeniería (p. ej., prueba de registro de producción (PLT, por sus siglas en inglés) o registro de temperatura), estas técnicas proporcionan mejoras a las tecnologías existentes para determinar cuantitativamente el origen de los hidrocarburos (p. ej., producidos o filtrados). Por ejemplo, al usar estas tecnologías se puede distinguir entre la producción dominada por el flujo de fractura y la 15 dominada por hidrocarburos de fase libre o desorción de hidrocarburos de superficies minerales u orgánicas. Además, se pueden identificar y cuantificar las contribuciones de hidrocarburos que se originan a partir de múltiples formaciones de yacimiento. Por ejemplo, cuando las fracturas artificiales penetran a través de estratos de sellado y en otras formaciones que tienen hidrocarburos, o cuando las fracturas artificiales se cruzan con fracturas naturales que resultan en contribuciones de otros yacimientos. Además, estas tecnologías se pueden usar para limitar la 20 fuente de hidrocarburos dentro de perforaciones cuando se está investigando la integridad de la perforación o en acuíferos cuando están presentes en concentraciones anormalmente altas y se sospecha una contaminación. Por lo tanto, la tecnología proporciona un mecanismo para alterar las prácticas de ingeniería y las estrategias de producción para maximizar el volumen y la calidad del hidrocarburo producido en última instancia y también para mitigar cualquier problema asociado con la producción de hidrocarburos si se muestra que provoca la filtración de 25 hidrocarburos en el área de perforación cercana.

La geoquímica de isotópologo con múltiples sustituciones se basa en la variación en la distribución de los isótopos dentro de la molécula que da lugar a moléculas que son idénticas en su composición elemental, pero que pueden 30 diferir en la composición isotópica de átomos de individuales dentro de dicha molécula. Estas especies se denominan isotópologos. Por ejemplo, hay tres isotópologos del nitrógeno (p. ej., $^{14}\text{N}_2$, $^{15}\text{N}^{14}\text{N}$ y $^{15}\text{N}_2$). Un isotópologo en el que están presentes dos o más isótopos raros en estrecha proximidad («agrupaciones» isotópicas) se denomina isotópologo con múltiples sustituciones o isótopo agrupado (p. ej., $^{15}\text{N}_2$). Los isotópologos de hidrocarburo implican compuestos hidrocarburo que tienen isótopos naturales de ^{12}C , ^{13}C , ^1H o H (es decir, deuterio o D). ^{12}C representa aproximadamente 98,93 de porcentaje molar (%mol.) del carbono total en la Tierra, mientras que ^{13}C 35 forma el restante 1,07 %mol. De manera similar, la abundancia isotópica de ^1H en la tierra es 99,985 %mol., mientras que D tiene una abundancia de 0,015 %mol. Los hidrocarburos volátiles comunes tienen grandes cantidades de isotópologos, incluso tomando en cuenta solo los isótopos estables (p. ej., el metano tiene 10; el etano tiene 36; el propano tiene 216). Los isotópologos comunes del metano, por ejemplo, incluyen $^{13}\text{C}^1\text{H}_3\text{D}$ o $^{12}\text{C}^1\text{H}_4$. Además de la cantidad de isótopos raros, la distribución de los isótopos en la molécula también puede proporcionar información. Por ejemplo, en un compuesto hidrocarburo lineal con tres átomos de carbono, el isótopo 40 raro puede tomar una posición central o terminal (el extremo de la molécula). De manera similar, los isótopos raros del hidrógeno pueden ocupar posiciones diferentes. A medida que aumenta el tamaño del compuesto hidrocarburo, aumenta la cantidad de posiciones en las que pueden estar ubicados estos isótopos raros. Este efecto se denomina la característica o efecto de isótopo específico de posición o geoquímica de isotópologo.

La característica de isotópologo con múltiples sustituciones e isótopo específico de posición de cualquier molécula 45 es una función de (i) procesos introducidos aleatoriamente independientes de la temperatura (p. ej., distribución estocástica) y (ii) otros procesos de fraccionamiento de masa no aleatorios. La distribución estocástica de cualquier conjunto de isotópologos se puede determinar a partir de las características isotópicas a granel de las especies de las cuales deriva. Por ejemplo, determinar la distribución estocástica de isotópologos para metano implica conocimiento de las características de ^{13}C y D del metano. En equilibrio, una distribución no estocástica puede surgir 50 de diferencias termodinámicas entre los diferentes isotópologos. En condiciones de desequilibrio, los procesos no aleatorios pueden ser reacciones de intercambio isotópico dependientes de temperatura-tiempo en algunos hidrocarburos. Por ejemplo, las características de isotópologo con múltiples sustituciones en el metano parecen proporcionar temperaturas de generación de gas en equilibrio *Ver, p. ej., Stolper et al., Formation temperatures of thermogenic and biogenic methane, Science, 344, p. 1500-1503 (2014)*. Procesos de intercambio isotópico cinéticos en equilibrio o desequilibrio también pueden influir sobre las características en algunas especies de hidrocarburo. Estos procesos pueden incluir, pero no se limitan a, biodegradación, fisura térmica secundaria de hidrocarburos, 55 reacciones de oxidación o reducción termoquímicas, mezcla o difusión, procesos físicos como sorción o desorción, o procesos de transporte tales como difusión y advección. Estos procesos pueden diferir en su magnitud relativa del impacto sobre las características de isotópologo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición. Estos procesos provocan cambios en la concentraciones y características isotópicas de compuestos distintos de 60 hidrocarburos. Al medir las características de isótopo agrupado y específico de posición de múltiples compuestos hidrocarburo que pueden ser sensibles a diferentes parámetros, y a través de la integración de esta información con otros sistemas geoquímicos complementarios (tales como, los gases nobles que registran procesos químicos; tales

como, difusión, advección y procesos de mezcla entre otras cosas), se pueden determinar los procesos que controlan estas características y cuantificar la extensión de este efecto sobre la muestra. Dicha información después se puede usar para cuantificar la producción de gas a partir de diferentes fuentes de gas (p. ej., sorbido, gas libre, gas de matriz, gas de fractura) y determinar el origen de gases sueltos en las proximidades inmediatas de un pozo productor. Además, la introducción de una adición geoquímica con una característica de isótopo agrupado exótico se puede usar para detectar más rápidamente filtraciones hacia estas ubicaciones. Varios aspectos de las presentes técnicas se describen adicionalmente en las Figuras 1 a 6.

La Figura 1A es un diagrama en elevación lateral 100 de la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales o no convencionales, que está ubicada debajo de la superficie 101. En este diagrama 100, se muestran diferentes fuentes de fluidos de hidrocarburo, flujo indicado por las flechas 130, 132, 134, 136 y 138, que se producen en la perforación 102 hacia la superficie y tuberías 103. Estas fuentes de hidrocarburos incluyen hidrocarburos que llegan a la perforación a través de fracturas inducidas artificialmente 107 en los estratos o intervalo productores 104, o a través de fracturas que se extienden por un intervalo o estrato que contiene hidrocarburo diferente 105. Los gases inicialmente pueden estar presentes como una fase gaseosa libre en el intervalo productor, como se muestra en el área ampliada 108 ilustrada en la Figura 1B, o se pueden sorber inicialmente en superficies en la matriz, como se muestra en el área ampliada 110 ilustrada en la Figura 1C, hasta que las condiciones cambian y se liberan. La producción de gas puede estar dominada por el flujo desde esta matriz en las áreas ampliadas 108 y 110, o puede estar dominada por el flujo desde las fracturas 107. Los hidrocarburos también pueden filtrarse desde la perforación productora 102 hacia el anillo del pozo 114. Entender la fuente y el flujo de los hidrocarburos es útil para evitar el movimiento hacia los acuíferos, tales como el acuífero 116, que puede estar a mil pies o más del intervalo productor 104.

Entender la profundidad de penetración y la eficacia de las fracturas propagadas durante la fracturación en yacimientos estrechos de aceite y gas puede proporcionar la información necesaria que se puede usar para mejorar la producción del hidrocarburo. Por ejemplo, algunas fracturas pueden penetrar demasiado lejos y fisurar así los horizontes de sellado y penetrar en unidades con escasos hidrocarburos, ricas en agua y/o penetrar en unidades ricas en hidrocarburos diferentes. Estas fracturas se pueden detectar en fluidos producidos mediante un cambio en la característica de isótopo agrupado, isótopo específico de posición y/o gas inerte debido a la mezcla con fluidos fuera del yacimiento principal. Dicha fisura puede reducir la eficacia de producción e incluso podría conducir a la contaminación de intervalos cercanos. Las presentes técnicas proporcionan un mecanismo para el reconocimiento temprano y la monitorización de la extensión de la fisura del sello para posibilitar así operaciones de fracturación optimizadas. Incluso si no se fisura una unidad de sellado, si existen suficientes diferencias en las características a lo largo del yacimiento diana, un desplazamiento en las características de fluidos producidos después de la fracturación puede proporcionar un mecanismo para monitorizar y optimizar la penetración de la fractura, así como modelar el drenaje del yacimiento. Las aplicaciones relacionadas con la penetración o fisura de sellos o deflectores también pueden mejorar la eficacia de producción y la monitorización de yacimientos con alta permeabilidad (convencionales).

La Figura 2 es un diagrama de flujo 200 de un método ilustrativo para identificar y cuantificar contribuciones de gases de intervalos que tienen gases diferentes a partir de las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas de cualquier hidrocarburo dado según una realización ilustrativa de las presentes técnicas. En este diagrama 200, esta estrategia se puede usar para identificar compuestos cuyas características de isotopólogo con múltiples sustituciones y/o características de isótopo específico de posición se controlan solamente o principalmente por la temperatura (p. ej., una característica de equilibrio que se puede predecir a partir de modelado molecular). Es decir, esta estrategia puede identificar y cuantificar contribuciones de gases de intervalos que tienen gases diferentes.

El método comienza en el bloque 202. En el bloque 202, se obtiene una muestra de hidrocarburos del(de los) intervalo(s) de la capa subsuperficial diana. El intervalo de la capa subsuperficial diana puede incluir un intervalo o región de producción específica dentro de la formación de la capa subsuperficial. La muestra se puede obtener durante las operaciones de perforación o en un primer período de tiempo antes de las muestras posteriores indicadas a continuación. Esta muestra puede estar en forma de aceite y/o gas obtenido de dentro de la perforación o durante la surgencia del pozo (p. ej., la surgencia inicial del pozo). Alternativamente, se podría recolectar una muestra de gas a partir del lodo que circula en la perforación.

En el bloque 204, la muestra se analiza para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición. La característica geoquímica de la(s) muestra(s) puede incluir información geoquímica de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición. Si se usa metano, el principal componente químico de los gases naturales, como ejemplo, se puede investigar el potencial de formación del isotopólogo doblemente sustituido agrupado $^{13}\text{CH}_3\text{D}$ y el isotopólogo doblemente sustituido $^{12}\text{CH}_2\text{D}_2$. Este análisis también puede incluir una variedad de características geoquímicas que comprenden la composición a granel, características isotópicas de grupos de elementos, tales como, los gases nobles, la geoquímica molecular, que se puede usar para proporcionar información adicional, tal como la masa de agua que ha interactuado con el fluido o identificar procesos, tales como la mezcla. La muestra se puede analizar para determinar su característica de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición. La medición de la abundancia absoluta de isotopólogos o posición de interés para cualquier hidrocarburo dado implica conocer la masa molecular o los

espectros de absorción en los que están presentes y, por lo tanto, implica conocer la identidad real de cada isotópologo posible para dicha especie. La medición de la abundancia de cada isotópologo o fragmento se puede llevar a cabo con el uso de múltiples técnicas, tales como, espectrometría de masas y/o espectroscopía basada en láser.

- 5 A continuación, en el bloque 206, la característica de isotópologo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición se convierte en temperatura. La temperatura es una característica de equilibrio que se puede predecir mediante modelado molecular de concentraciones en equilibrio de efectos de isotópologo con múltiples sustituciones o de posición, o se puede determinar empíricamente mediante mediciones de características de un compuesto hidrocarburo dado a diferentes temperaturas en presencia o ausencia de un catalizador para acelerar el equilibrio.
- 10 Las diferentes especies de hidrocarburo tienen diferentes tasas de equilibrio de sus efectos de isotópologo con múltiples sustituciones y específicos de posición. Por ejemplo, el isotópologo $^{13}\text{CH}_3\text{D}$ en el metano puede registrar la temperatura de generación de metano (*ver, p. ej., Stolper et al., Science (2014)*, que se incorpora a la presente por referencia) y conserva la característica incluso cuando se expone a diferentes temperaturas durante la migración o el levantamiento de sedimentos en los que está contenido el metano.
- 15 En el bloque 208, se obtiene otra muestra de hidrocarburos. Esta muestra se puede obtener durante la producción de hidrocarburos o en un momento posterior a la primera muestra en el bloque 202. Esta muestra puede estar en forma de aceite y/o gas obtenido de dentro de la perforación o en una ubicación superficial, tal como una boca o separador de pozo.

- 20 En el bloque 210, la característica geoquímica de las muestras, que puede incluir información geoquímica de isotópologo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición, se puede analizar.

A continuación, en el bloque 212, la característica de isotópologo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición se convierte en temperatura como en el bloque 206 anterior.

- 25 En el bloque 214, las temperaturas de gas producido se comparan con la determinada para el intervalo diana. Por ejemplo, la temperatura basada en el isotópologo con múltiples sustituciones o específico de posición del gas producido determinada en el bloque 212 se compara con la del intervalo de capa subsuperficial diana determinada en el bloque 206.

- 30 En el bloque 216, se lleva a cabo una determinación de si el gas se originó en el intervalo productor previsto o si hay contribuciones de fuentes más profundas o más superficiales. A continuación, se determina a través de la comparación de temperaturas en el bloque 214 si un componente del gas presente en la corriente de producción se origina a partir de un único o múltiples intervalos que tienen gas. En esta instancia, una muestra de gas tomada de un intervalo donde la temperatura ambiente es 100 °C podría dar lugar a una característica de isótopo agrupado de 100 °C si es exclusiva de dicho intervalo. En cambio, una característica significativamente por encima o por debajo de 100 °C sugiere una contribución de estratos que tienen gas por encima o por debajo.

- 35 En el bloque 218, se pueden desarrollar o refinar estrategias de desarrollo y producción. Las estrategias se pueden usar para mitigar la contribución en la corriente o futuros pozos al disminuir la penetración de la fractura, por ejemplo.

- 40 En el bloque 220, las estrategias se pueden usar para producir hidrocarburos. Es decir, en función de la comparación, se puede llevar a cabo la perforación de un pozo para proporcionar acceso a la acumulación de hidrocarburo. Además, la producción puede incluir instalar o modificar una instalación de producción para la producción de hidrocarburos a partir de intervalos de producción que proporcionan acceso a los hidrocarburos en la formación de la capa subsuperficial. La instalación de producción puede incluir una o más unidades para procesar y gestionar el flujo de fluidos de producción, tales como hidrocarburos y/o agua, desde la formación. Para acceder a los intervalos de producción, la instalación de producción puede acoplarse a un árbol de conexiones y diversas válvulas de control a través de un cable umbilical de control, tubería de producción para pasar los fluidos desde el
- 45 árbol de conexiones a la instalación de producción, tubería de control para dispositivos hidráulicos o eléctricos y un cable de control para la comunicación con otros dispositivos dentro de la perforación. La estrategia puede ajustar las ubicaciones de los pozos, las profundidades y patrones de la fractura, etc.

- 50 Además, como ejemplo adicional, es útil para la estimación de las reservas y la predicción del rendimiento del pozo entender el origen físico de los hidrocarburos. Tanto los fluidos de matriz como de fractura pueden contribuir a la producción, así como los fluidos sorbidos y libres. Las estrategias de producción pueden diferir significativamente para estos fluidos diferentes y, por lo tanto, es útil poder reconocer y monitorizar las contribuciones de cada uno. Las características de isótopo agrupado e isótopo específico de posición pueden verse afectadas por la sorción y, por lo tanto, pueden reflejar la contribución del gas adsorbido con respecto al libre. Las características de hidrocarburos producidos predominantemente a partir de fracturas pueden reflejar más mezcla que los fluidos producidos predominantemente a partir de hidrocarburos de matriz.
- 55

De manera beneficiosa, este método proporciona una mejora en la producción y exploración de hidrocarburos. En particular, el método se puede usar para mejorar las operaciones de perforación y/o producción para proporcionar más información sobre la presencia y ubicación de fuentes de hidrocarburo. Además, la integración de esta

información con datos sísmicos con datos de gravedad, magnética y acústica de otras mediciones, modelo de capa subsuperficial u otra información pueden proporcionar perspectivas adicionales para mejorar las operaciones.

Esta característica geoquímica combinada que comprende gases nobles e isótopos agrupados también se puede usar para proporcionar una mejora en la producción y exploración de hidrocarburos al posibilitar la distinción entre regímenes de flujo dominados por fractura y matriz. En particular, el método se puede usar para mejorar las operaciones de producción. Además, la integración de esta información con datos sísmicos con datos de gravedad, magnética y acústica de otras mediciones, modelo de capa subsuperficial u otra información pueden proporcionar perspectivas adicionales para mejorar las operaciones.

La Figura 3 es una diagrama de flujo 300 de un método ilustrativo para identificar y cuantificar contribuciones relativas de gas de flujo de fractura y gas de matriz en la corriente de producción a partir de las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas para cuantificar los hidrocarburos totales en el lugar y desarrollar estrategias de agotamiento óptimas para la producción de hidrocarburos, determinar el tiempo de carga de hidrocarburos en una acumulación según una realización ilustrativa de las presentes técnicas. En este diagrama 300, el método se puede usar para convertir las características de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopos específicos de posición medidas en una característica asociada con un flujo de fractura, que es probable que sea una característica de equilibrio que no sufre un efecto de isótopo cinético, o un flujo de matriz, que puede exhibir un efecto de isótopo cinético debido al fraccionamiento difusivo que se puede producir durante la producción de gas dominado por flujo de matriz. Esto se debe a que los compuestos más ligeros (menos sustituciones de isótopos raros) se pueden mover más rápido a través de la matriz en comparación con compuestos más pesados (p. ej., isótopos agrupados). Estas diferentes fuentes de gas también pueden exhibir una diferencia en la característica de gas noble asociada con diferencias de fraccionamiento físico, relacionadas con el transporte entre el flujo de fractura y el flujo de matriz. Además, este método se puede usar para identificar cambios en las contribuciones relativas de estas fuentes diferentes de gas en el transcurso de la producción y un desplazamiento desde, por ejemplo, producción dominada por flujo de fractura durante las etapas iniciales de la producción a más dominada por gas de matriz a medida que la presión se reduce en el yacimiento y ya se ha producido la mayoría del gas de fractura al que se accede más fácilmente. Es decir, el método determina las contribuciones relativas del flujo de fractura con respecto al flujo de matriz en la corriente de producción y cambios durante la producción.

El método comienza en el bloque 302. En el bloque 302, se recogen muestras de hidrocarburos en diferentes etapas de la producción. De manera similar al bloque 202, esta muestra puede estar en forma de aceite y/o gas obtenido de la capa subsuperficial o aceite y/o gas en una ubicación superficial.

En el bloque 304, se analizan las muestras para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado/isótopo específico de posición y geoquímica de gas noble. La característica geoquímica de las muestras, que puede incluir información geoquímica de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición, se puede analizar como en el bloque 204. Este análisis también puede comprender el análisis del gas noble.

A continuación, en el bloque 306, se puede determinar la diferencia en la característica de gas noble y característica de isótopo agrupado/específico de posición para al menos un compuesto hidrocarburo de interés asociado con el flujo de fractura con respecto al flujo de matriz en la muestra de gas producido. Es decir, la característica de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición de al menos un compuesto hidrocarburo de interés y/o característica de gas noble de la muestra se interpreta en el contexto de que es probablemente representativa de dominada por gas de fractura o gas de matriz. Esto se puede hacer a través de la comparación de los datos de muestra con los obtenidos por el experimento, donde una característica de gas de matriz está inicialmente limitada. Esto se puede hacer, por ejemplo, al tomar una mezcla de gas que contiene hidrocarburos y otros compuestos e introducirla en un recipiente de muestra que contiene un sólido con una baja porosidad o permeabilidad y aumentar la presión en el recipiente de muestra. A continuación, se analizan alícuotas de la muestra a medida que se reduce la presión para determinar la huella de los efectos de isótopos agrupados/específicos de posición y otros compuestos tales como los gases nobles a medida que el gas se libera progresivamente desde la matriz. Por ejemplo, se ha demostrado que los gases nobles ligeros, tales como el helio, tienen un tamaño molecular suficientemente pequeño que pueden acceder a poros muy pequeños dentro de una matriz. Por lo tanto, se espera que los gases de fractura se pueden agotar relativamente en estos gases nobles ligeros y que la concentración de helio pueda aumentar con la contribución creciente de gas de matriz al gas producido.

En el bloque 308, las características de isótopo agrupado y/o específico de posición y las características de gas noble durante la producción se monitorizan para determinar cambios en la contribución relativa de gas originado en matriz con respecto a fractura. Las muestras de gas producido se analizan de manera rutinaria en las escalas de tiempo de producción para monitorizar cambios en las contribuciones relativas de gas de fractura con respecto a gas de matriz y cómo esto cambia como una función del gas total producido u otras variables tales como la presión del yacimiento.

A continuación, en el bloque 310, se desarrollan o refinan estrategias de producción para mejorar la recuperación total de hidrocarburos. Esta información se usa para desarrollar o refinar estrategias de producción para cualquier pozo dado en el mismo o un sistema de hidrocarburo análogo cuando se conoce o se puede predecir alguna

estimación de la presión del yacimiento u otra variable de control. De este modo, se puede acceder a un gran volumen de hidrocarburos, por ejemplo, al reducir más lentamente la presión del yacimiento para acceder a una proporción más grande de gas de matriz con respecto a gas de fractura o viceversa.

5 En el bloque 312, esta información o estrategias se usan para producir hidrocarburos. El uso puede ser similar al indicado en el bloque 220 de la Figura 2.

10 Como ejemplo adicional, la monitorización de las características de isótopo agrupado y/o específico de posición también se puede usar para mejorar la identificación de la fuente del "gas suelto" cuando se hallan concentraciones inusualmente altas de hidrocarburos en ubicaciones inesperadas. Esto puede incluir ubicaciones tales como anillos de pozo o acuíferos. Si el entubado o el cemento para un pozo está comprometido, los fluidos del yacimiento pueden filtrarse hacia los anillos del pozo o hacia los estratos circundantes y/o hacia la superficie. Las características de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición pueden mejorar la identificación de la fuente de fluidos filtrados (p. ej., naturales con respecto a inducidos por pozo). Con la misma noción, la filtración en el anillo de un pozo posiblemente se puede rastrear a través de estas características hasta el yacimiento fuente (p. ej., yacimiento diana con respecto a yacimientos de gas biógeno superficiales).

15 Además de las aplicaciones descritas anteriormente, la característica geoquímica combinada que comprende gases nobles e isótopos agrupados también se puede usar para rastrear el origen del gas encontrado dentro o alrededor de los anillos del pozo. La integración de esta información con datos del pozo y otras mediciones puede ayudar a optimizar la producción actual, así como mejorar las operaciones de perforación futuras y mitigar las filtraciones, si corresponde.

20 La Figura 4 es un diagrama de flujo 400 de un método ilustrativo para determinar el origen de gases sueltos en anillos y acuíferos de pozos a partir de las características de efecto de isotopólogo con múltiples sustituciones o isótopo específico de posición medidas según una realización ilustrativa de las presentes técnicas. En este diagrama 400, esta información se puede usar para mejorar el desarrollo de estrategias de mitigación, si corresponde, para la producción a largo plazo de hidrocarburos.

25 El método comienza en el bloque 402. En el bloque 402, se obtiene una muestra de hidrocarburos de cada intervalo previsto que se va a producir durante la perforación o en la prueba de producción. Esta muestra puede estar en forma de hidrocarburos en la perforación, durante la prueba del pozo en una ubicación en la superficie o de hidrocarburos presentes en muestras de roca tomadas durante la perforación. Esta se puede obtener de manera similar a los bloques indicados anteriormente.

30 A continuación, en el bloque 404, las muestras se analizan para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado/isótopo específico de posición. El análisis de la muestra para determinar las características geoquímicas de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición de al menos un hidrocarburo de interés se puede llevar a cabo de la manera descrita anteriormente.

35 En el bloque 406, se recogen muestras de fluidos sueltos presentes en el acuífero y/o anillos de pozo, cuando están presentes. La muestra se recoge cuando se sospecha que existen o se encuentran concentraciones elevadas de hidrocarburos en los anillos del pozo u otros estratos (p. ej., en acuíferos) y el origen de este gas es desconocido.

En el bloque 408, la muestra se analiza para determinar las características geoquímicas de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición de al menos un hidrocarburo de interés. Este análisis puede ser similar al llevado a cabo en el bloque 404.

40 A continuación, en el bloque 410, las características geoquímicas del fluido suelto se comparan con las características del intervalo de producción. Es decir, la característica determinada en el bloque 408 se compara las obtenidas en el bloque 404.

45 En el bloque 412, se determina la probable fuente de los fluidos sueltos. Por ejemplo, la comparación de características en el bloque 410 se usa para determinar si las concentraciones elevadas de hidrocarburos presentes en ubicaciones inesperadas se originaron de intervalos productores caracterizados en 404. Esto se puede hacer a través de la comparación directa de características. Alternativamente, las características determinadas en 404 pueden haber sido alteradas como resultado de procesos bioquímicos que se producen en el nuevo entorno. La comparación debería tomar en cuenta posibles procesos, por ejemplo, la biodegradación y cómo se podrían producir para cambiar, en última instancia, la característica del intervalo productor. Si se muestra que los hidrocarburos de hecho se originaron a partir del intervalo productor, se debe determinar el mecanismo de escape. Esto se puede hacer al usar técnicas tradicionales tales como estrategias basadas en acústica, donde se baja un micrófono por la perforación y se usa para escuchar filtraciones de hidrocarburos a través de la perforación.

55 Alternativamente, se puede usar el registro de unión del cemento para examinar posibles áreas de escaso aislamiento del cemento en el espacio anular entre el entubado de producción y el orificio de perforación. Los registros de temperatura y diferencial de temperatura se pueden usar para buscar áreas de filtración. En algunos casos, se pueden usar levantamientos de trazadores radioactivos. Se pueden hacer pruebas de integridad de presión en el pozo. Se puede analizar el historial de tiempo-presión de diversos espacios anulares en el pozo para

determinar si se observó pérdida de presión (y en qué espacio anular). El pozo se puede equipar con cables de fibra óptica tales como Detección de temperatura distribuida (DTS, por sus siglas en inglés) o Detección acústica distribuida (DAS, por sus siglas en inglés) para rastrear ubicaciones a lo largo del pozo donde pueden estar fluyendo fluidos.

5 En el bloque 414, se usa la información para desarrollar estrategias de mitigación, si corresponde. Por ejemplo, la información de ubicación determinada en el bloque 412 después se usa en el bloque 414 para desarrollar estrategias de mitigación para evitar filtraciones adicionales de hidrocarburos en el pozo dado. Esta información también se puede usar para cambiar la infraestructura de la instalación en otros pozos para garantizar que no se produzca un proceso similar en otra parte.

10 En el bloque 416, esta información o estrategias se usan para producir hidrocarburos. El uso puede ser similar al indicado en el bloque 220 de la Figura 2.

Además de las aplicaciones descritas anteriormente, las diferencias en características de isótopo agrupado se pueden exagerar a través de la introducción de especies exóticamente agrupadas (que no se producen naturalmente). Esto posibilita la fácil identificación del flujo y procesos de reacción o físicos de hidrocarburos.

15 Debido a que, en algunos casos, las características de miembros terminales pueden no ser únicas en una ubicación dada, puede ser difícil determinar la fuente de hidrocarburos con cualquier confianza cuando se sospecha una filtración. Una estrategia alternativa puede ser introducir una adición exótica a los intervalos productores o a tuberías que posibilita la identificación rápida e inequívoca de filtraciones desde estos intervalos hacia el entorno circundante.

20 La Figura 5 es otro ejemplo de cómo las características de isotopólogo con múltiples sustituciones y las características de isótopo específico de posición para al menos un compuesto hidrocarburo de interés se pueden usar para identificar rápidamente filtraciones desde intervalos productores, tuberías y o pozos y desarrollar, en última instancia, estrategias de mitigación adecuadas, si corresponden. En este diagrama 500, la información sobre la presencia de características de isótopo agrupado exótico o efecto específico de posición en el entorno circundante que se introducen en intervalos productores se usa como un mecanismo para identificar rápidamente filtraciones hacia el entorno circundante.

25 El método comienza en el bloque 502. En el bloque 502, se introduce una adición de isótopo agrupado exótico o específico de posición en los intervalos productores, corrientes flujo y/o tuberías. Esta adición debería comprender características que no pueden observarse en dichas concentraciones altas en la naturaleza. Dichas adiciones podrían incluir isotopólogos tales como $^{13}\text{CD}_4$ para el metano que, sin la adición, tiene una abundancia natural de 10^{-17} a 10^{-19} , y no es detectable con el uso de las técnicas actuales.

30 A continuación, en el bloque 504, se recogen muestras de fluidos sueltos presentes en el acuífero/anillos de pozo, cuando están presentes. Por ejemplo, se puede recoger una muestra cuando se sospecha que existen o se encuentran concentraciones elevadas de hidrocarburos en los anillos del pozo u otros estratos (p. ej., en acuíferos) y el origen de este gas es desconocido como en el bloque 404.

35 En el bloque 506, las muestras de fluido suelto se analizan para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado/isótopo específico de posición. La muestra se analiza para determinar las características geoquímicas de isotopólogo con múltiples sustituciones e/o isótopo específico de posición de al menos un hidrocarburo de interés como en el bloque 404.

40 A continuación, en el bloque 508, se procede a determinar si hay presentes contribuciones de fluidos con adición con característica de isótopo agrupado exótico. Es decir, se determina si la característica determinada en el bloque 506 contiene evidencia de la presencia de la adición exótica introducida en el bloque 502.

45 En el bloque 510, la presencia o la ausencia de la adición determina si los hidrocarburos que recibieron la adición se han filtrado hacia el entorno circundante. Si se muestra que los hidrocarburos de hecho se originaron a partir del intervalo productor, se debe determinar el mecanismo de escape. Esto se puede hacer al usar técnicas tradicionales tales como estrategias basadas en acústica, donde se baja un micrófono por la perforación y se usa para escuchar filtraciones de hidrocarburos a través de la perforación. Alternativamente, se puede usar el registro de unión del cemento para examinar posibles áreas de escaso aislamiento del cemento en el espacio anular entre el entubado de producción y el orificio de perforación. Los registros de temperatura y diferencial de temperatura se pueden usar para buscar áreas de filtración. En algunos casos, se pueden usar levantamientos de trazadores radioactivos. Se pueden hacer pruebas de integridad de presión en el pozo. Se puede analizar el historial de tiempo-presión de diversos espacios anulares en el pozo para determinar si se observó pérdida de presión (y en qué espacio anular). El pozo se puede equipar con cables de fibra óptica tales como Detección de temperatura distribuida (DTS) o Detección acústica distribuida (DAS) para rastrear ubicaciones a lo largo del pozo donde pueden estar fluyendo fluidos.

55 En el bloque 512, se usa la información para desarrollar estrategias de mitigación, si corresponde. Por ejemplo, la información de ubicación determinada en el bloque 510 después se usa para desarrollar estrategias de mitigación para evitar filtraciones adicionales de hidrocarburos en el pozo dado. Esta información también se puede usar para

cambiar la infraestructura de la instalación en otros pozos para garantizar que no se produzca un proceso similar en otra parte.

La Figura 6 es un diagrama de bloques de un sistema informático 600 según una realización ilustrativa de las presentes técnicas. Se acopla una unidad de procesamiento central (CPU, por sus siglas en inglés) 602 al bus de sistema 604. La CPU 602 puede ser cualquier CPU de uso general, aunque se pueden usar otros tipos de arquitecturas de CPU 602 (u otros componentes del sistema ilustrativo 600) siempre que la CPU 602 (y otros componentes del sistema 600) admita las operaciones de la invención como se describen en la presente memoria. La CPU 602 puede ejecutar las diversas instrucciones lógicas según las diversas realizaciones ilustrativas. Por ejemplo, la CPU 602 puede ejecutar instrucciones a nivel de máquina para llevar a cabo el procesamiento según el flujo operativo descrito anteriormente.

El sistema informático 600 también puede incluir componentes informáticos tales como una memoria de acceso aleatorio (RAM, por sus siglas en inglés) 606, que pueden ser SRAM, DRAM, SDRAM o similares. El sistema informático 600 también puede incluir memoria de solo lectura (ROM, por sus siglas en inglés) 608, que pueden ser PROM, EPROM, EEPROM o similares. La RAM 606 y la ROM 608 alojan datos del usuario y sistema y programas, como se sabe en la técnica. El sistema informático 600 también puede incluir un adaptador de entrada/salida (I/O, por sus siglas en inglés) 610, GPU(s) 614, un adaptador de comunicaciones 622, un adaptador de interfaz de usuario 624 y un adaptador de presentación 618. El adaptador de I/O 610, el adaptador de interfaz de usuario 624 y/o el adaptador de comunicaciones 622 pueden, en ciertas realizaciones, permitir que un usuario interactúe con el sistema informático 600 para ingresar información.

El adaptador de I/O 610 preferiblemente conecta un dispositivo(s) de almacenamiento 612, tal como uno o más de unidad disco duro, unidad de disco compacto (CD, por sus siglas en inglés), unidad de disco flexible, unidad de cinta, etc. a un sistema informático 600. El(los) dispositivo(s) de almacenamiento se puede(n) usar cuando la RAM 606 es insuficiente para los requisitos de memoria asociados con el almacenamiento de datos para las operaciones de las realizaciones de las presentes técnicas. El almacenamiento de datos del sistema informático 600 se puede usar para almacenar información y/u otros datos usados o generados según se describe en la presente memoria. El adaptador de comunicaciones 622 puede acoplar el sistema informático 600 a una red (no se muestra), que puede permitir que la información se ingrese y/o se presente desde el sistema 600 a través de la red (por ejemplo, la Internet u otra red de área amplia, una red de área local, una red de telefonía conmutada pública o privada, una red inalámbrica, cualquier combinación de las anteriores). El adaptador de interfaz de usuario 624 acopla los dispositivos de entrada de usuario, tales como un teclado 628, un dispositivo apuntador 626, y similares, al sistema informático 600. El adaptador de presentación 618 se acciona por medio de la CPU 602 para controlar, a través del accionador de presentación 616, la presentación en un dispositivo de presentación 620. La información y/o representaciones que corresponden a una porción de un diseño de cadena de suministro o una simulación de envío, tales como datos de presentación correspondientes a una propiedad física o económica de interés se pueden presentar de este modo, según ciertas realizaciones ilustrativas.

La arquitectura del sistema 600 se puede variar según se desee. Por ejemplo, se puede usar cualquier dispositivo basado en procesador adecuado, incluidos, sin limitación, ordenadores personales, ordenadores portátiles, estaciones de trabajo informáticas y servidores con múltiples procesadores. Además, se pueden implementar realizaciones en circuitos integrados específicos para la aplicación (ASIC, por sus siglas en inglés) o circuitos integrados a escala muy grande (VLSI, por sus siglas en inglés). De hecho, los expertos en la técnica pueden usar cualquier cantidad de estructuras adecuadas capaces de ejecutar operaciones lógicas según las realizaciones.

Como ejemplo, se puede usar o ejecutar lógica o código legible por máquina con un sistema informático, tal como el sistema informático 600 de la Figura 6. Se proporciona un código o un conjunto de instrucciones que mejora la producción de hidrocarburos, que puede incluir analizar muestras de hidrocarburo para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición y geoquímica de gas noble. Cuando se ejecuta o aplica con un sistema informático, tal como el sistema informático 600, el código o conjunto de instrucciones está configurado para: obtener datos de muestra de hidrocarburo para cada una de una pluralidad de muestras de hidrocarburo de un intervalo de capa subsuperficial diana; analizar cada una de las muestras de hidrocarburo para determinar una característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopos agrupados e/o isótopos específicos de posición; convertir cada una de la geoquímica de isótopos agrupados y/o específicos de posición a temperatura para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo; comparar la temperatura de al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburos; determinar si se ha originado gas a partir del intervalo diana o a partir de un intervalo diferente; y ajustar una estrategia de recuperación en función de la determinación; y presentar o almacenar la estrategia de recuperación ajustada.

REIVINDICACIONES

1. Un método (200) para mejorar la producción de hidrocarburos que comprende:
obtener una pluralidad de muestras de hidrocarburo de un intervalo de capa subsuperficial diana (202);
analizar cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición (204), en donde el método se caracteriza por;
convertir cada una de las características de geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición a temperatura para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo (206) por la cual dicha temperatura es una temperatura en la cual se produce un proceso particular en un sistema de hidrocarburo y la temperatura es una característica de equilibrio;
comparar dicha temperatura de al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo (214);
determinar si se ha originado gas a partir del intervalo diana o a partir de un intervalo diferente a través de la comparación de las temperaturas; y
ajustar una estrategia de recuperación en función de la determinación (216).
2. El método de la reivindicación 1, en donde analizar cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo para determinar la característica geoquímica comprende, además, determinar la geoquímica de gas noble.
3. El método de la reivindicación 2, que comprende, además, determinar diferencias entre una geoquímica de gas noble para al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
4. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 2 y 3, que comprende, además, determinar diferencias entre una geoquímica de gas noble y una geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición para al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
5. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 4, en donde la determinación implica analizar cada una de las al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo para identificar una contribución de fuente para cada una de las al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
6. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 5, que comprende monitorizar la característica geoquímica de la pluralidad de muestras de hidrocarburo durante la producción para detectar cambios en la contribución de fuente para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
7. El método de la reivindicación 6, en donde la contribución de fuente comprende determinar el flujo de fractura con respecto al flujo de matriz.
8. El método de la reivindicación 7, en donde el flujo de fractura es el movimiento de fluidos de yacimiento a través de fracturas o redes de fractura naturales o inducidas en la roca y el flujo de matriz es el movimiento de fluidos de yacimiento a través de la estructura de la roca.
9. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 8, que comprende, además, cuantificar los hidrocarburos totales en su lugar de la contribución de fuente de la respectiva muestra de hidrocarburo.
10. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 9, que comprende determinar una diferencia en una o más de las características de geoquímica de gas noble y geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición para al menos un compuesto hidrocarburo de interés en las al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
11. El método de la reivindicación 10, en donde la diferencia se asocia con el flujo de fractura con respecto al flujo de matriz en la muestra de gas producida para las al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo.
12. El método de una cualquiera de las reivindicaciones 1 a 11, que comprende, además:
obtener al menos una muestra externa de fluidos sueltos en uno de anillos de pozo y/o estratos circundantes;
analizar al menos una muestra externa para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición;
- comparar la característica geoquímica externa con una de las características geoquímicas de la pluralidad de muestras de hidrocarburo;
determinar un intervalo fuente para la al menos una muestra externa en función de la comparación; y

desarrollar una estrategia de mitigación en función de la determinación.

13. El método de la reivindicación 12, que comprende:

introducir una adición de isótopo agrupado exótico en el uno del intervalo diana o una perforación que proporciona comunicación continua para el intervalo diana;

- 5 analizar la al menos una muestra externa para determinar la adición de isótopo agrupado exótico; y
desarrollar una estrategia de mitigación de adición en función del análisis.

14. El método de la reivindicación 13, en donde la adición de isótopo agrupado exótico es una forma de $^{13}\text{CD}_4$ puro.

15. Un sistema (600) para mejorar la producción de hidrocarburos, que comprende:

un procesador (602);

- 10 un dispositivo de entrada en comunicación con el procesador y configurado para recibir datos de entrada asociados con una formación de capa subsuperficial;

memoria en comunicación con el procesador, la memoria tiene un conjunto de instrucciones, en donde el conjunto de instrucciones, cuando se ejecuta, está configurado para:

- 15 obtener datos de muestra de hidrocarburo para cada una de una pluralidad de muestras de hidrocarburo de un intervalo de capa subsuperficial diana;

analizar cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo para determinar la característica geoquímica que comprende geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición;

convertir cada una de las características de geoquímica de isótopo agrupado e/o isótopo específico de posición a temperatura para cada una de la pluralidad de muestras de hidrocarburo;

- 20 por la cual dicha temperatura es una temperatura en la cual se produce un proceso particular en un sistema de hidrocarburo y la temperatura es una característica de equilibrio;

comparar la temperatura de al menos dos de la pluralidad de muestras de hidrocarburo;

determinar si se ha originado gas a partir del intervalo diana o a partir de un intervalo diferente a través de la comparación de las temperaturas; y

- 25 ajustar una estrategia de recuperación en función de la determinación; y
un dispositivo de salida que presenta la estrategia de recuperación ajustada.

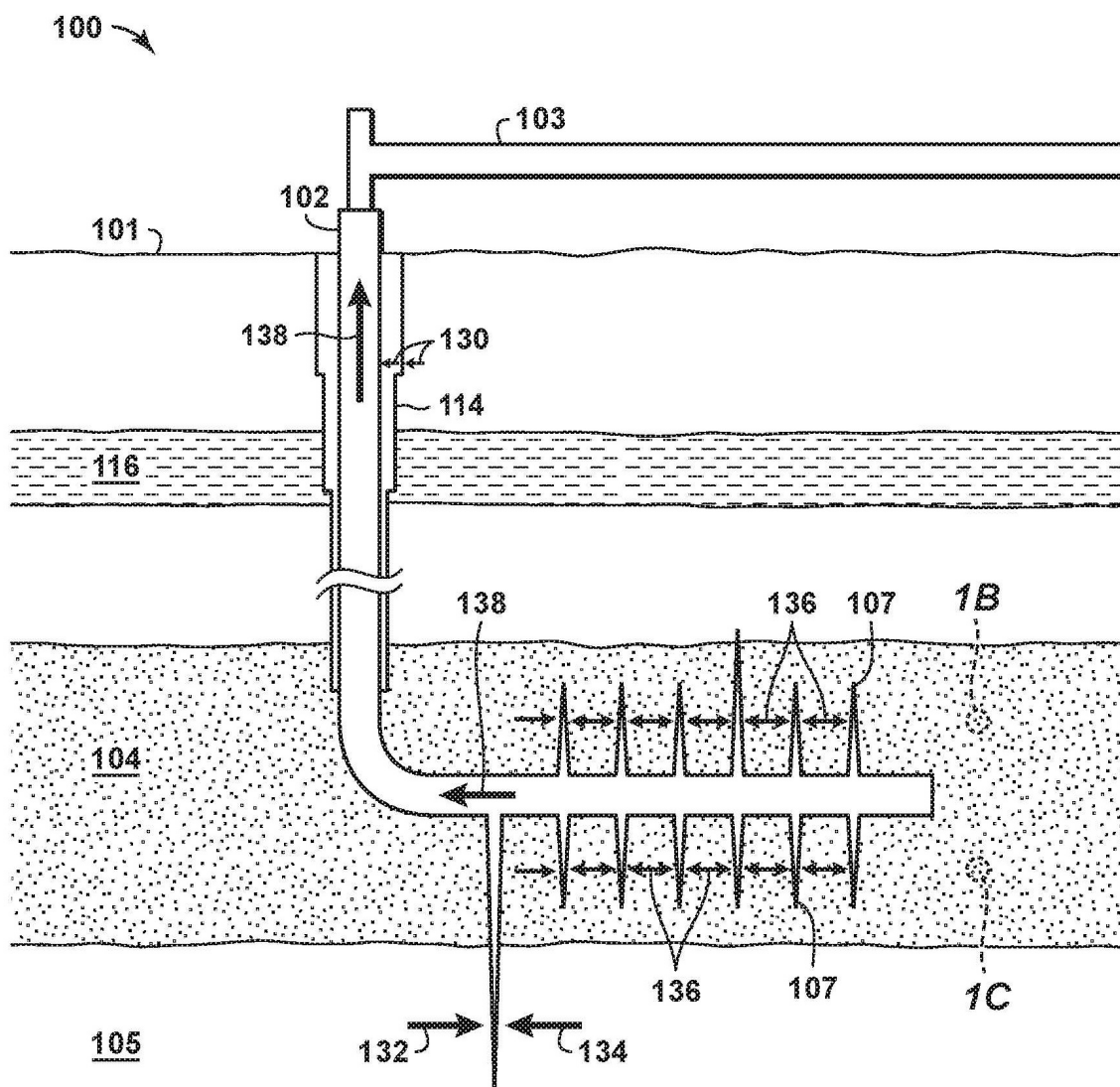


FIG. 1A

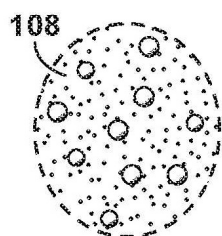


FIG. 1B

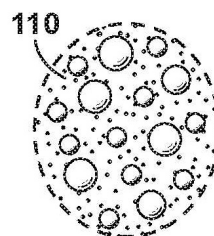


FIG. 1C

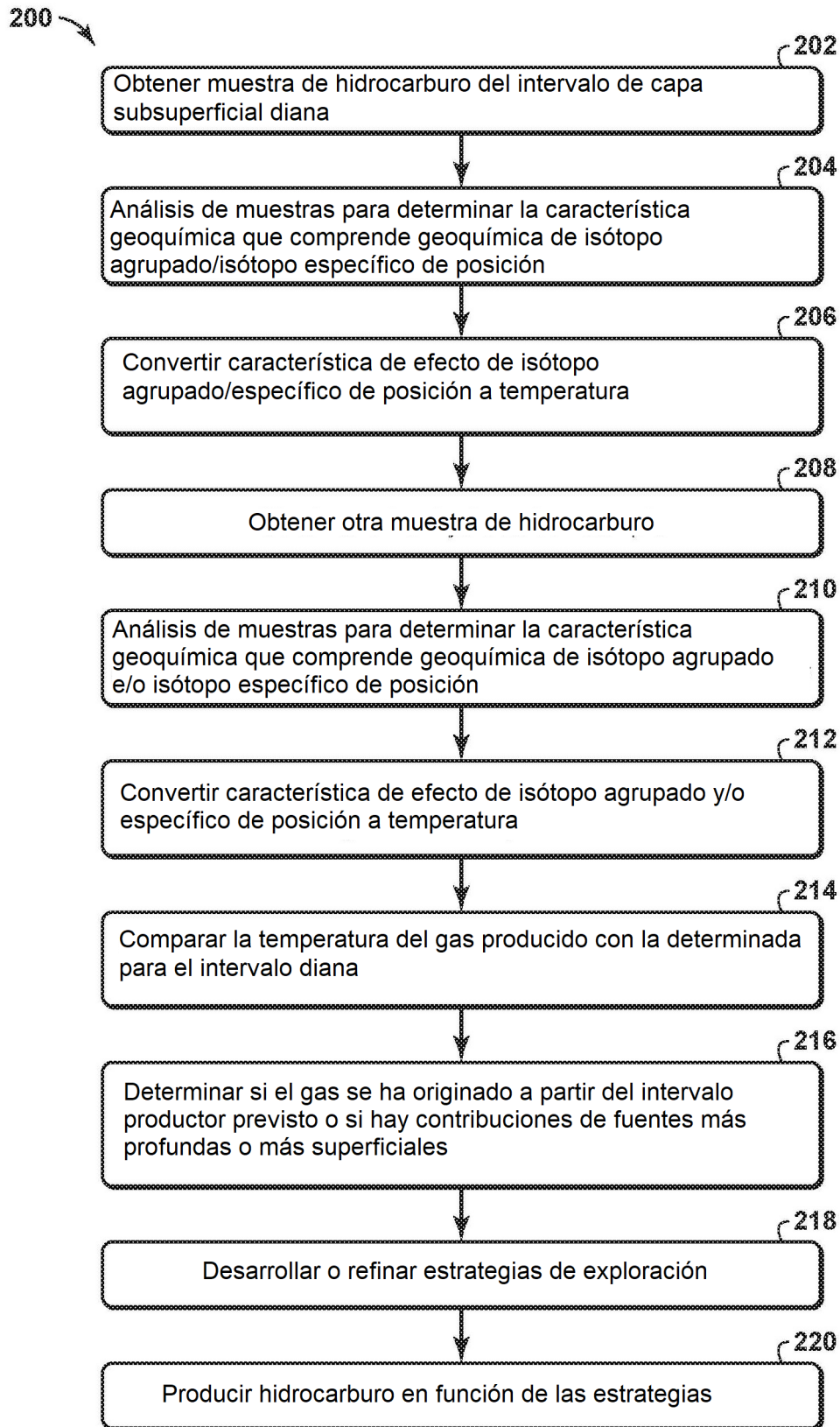


FIG. 2

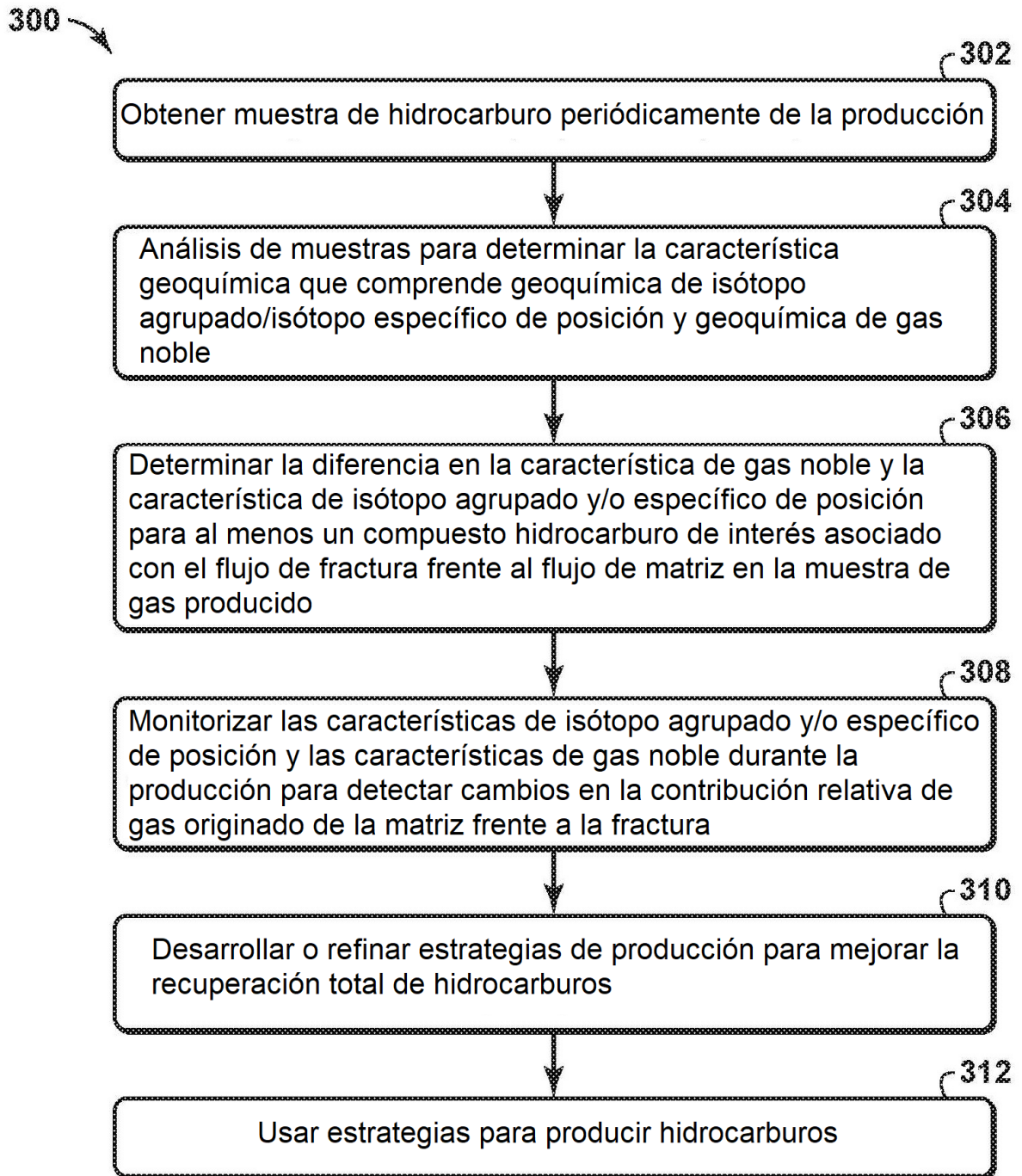


FIG. 3

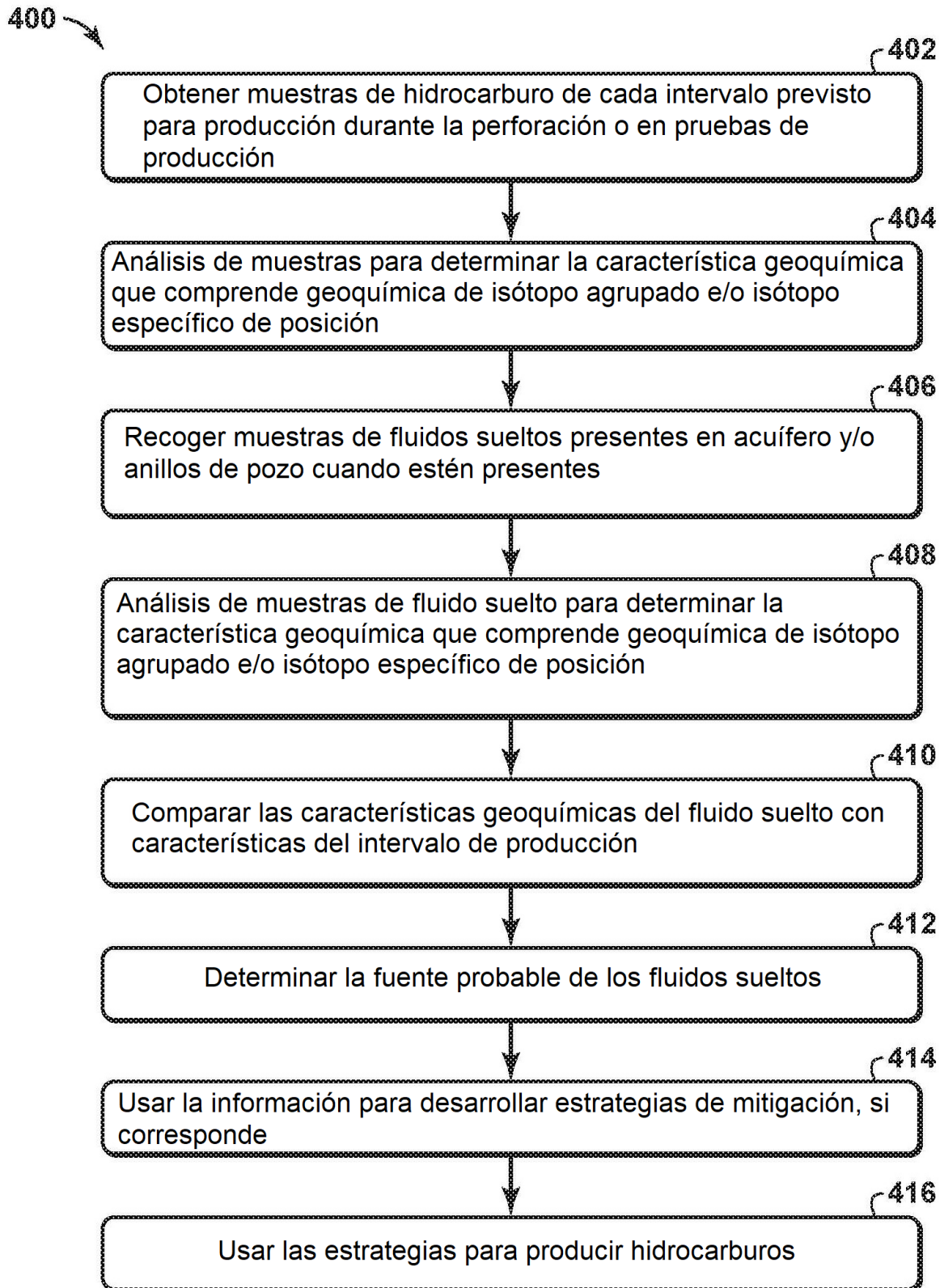


FIG. 4

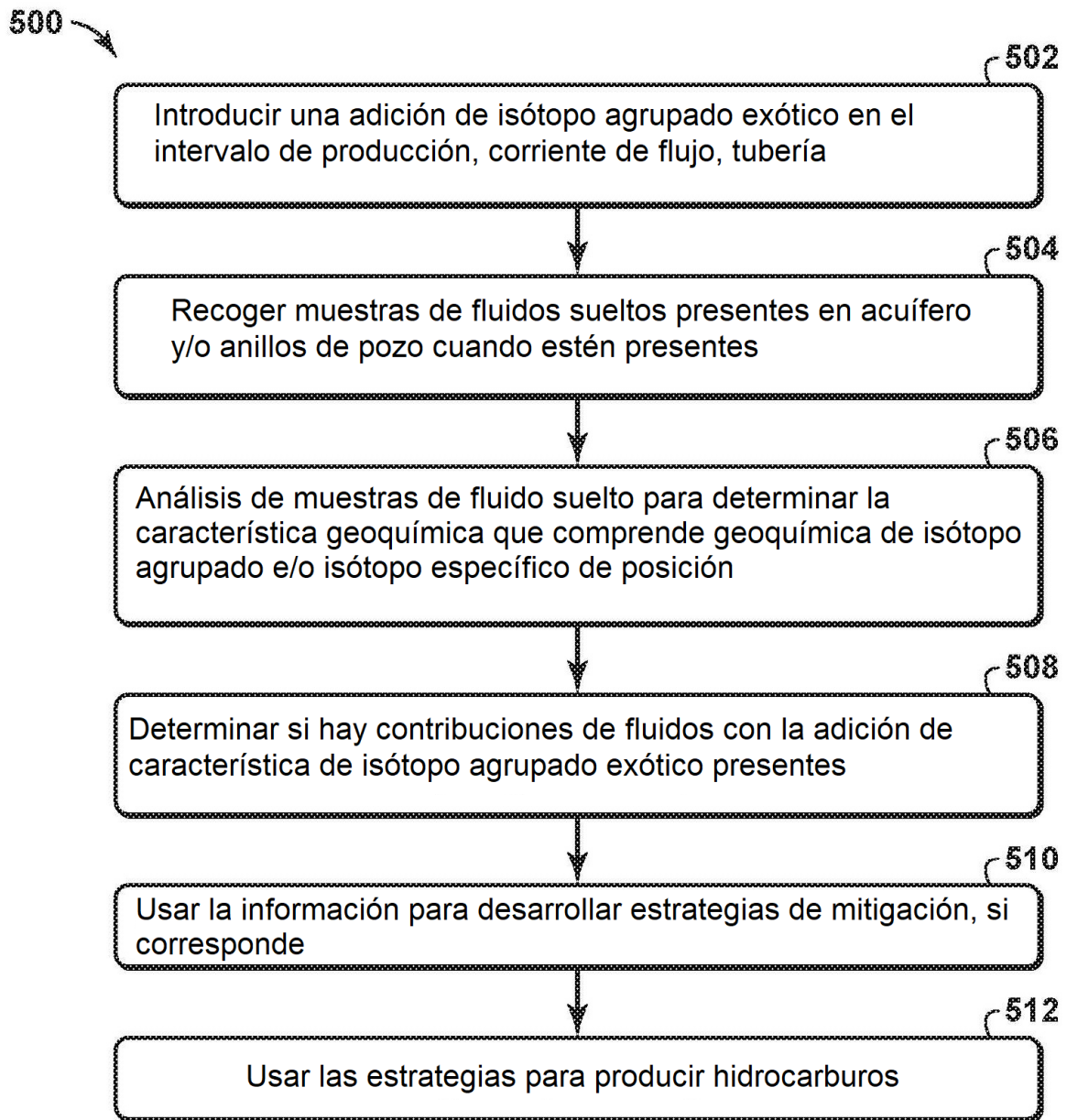


FIG. 5

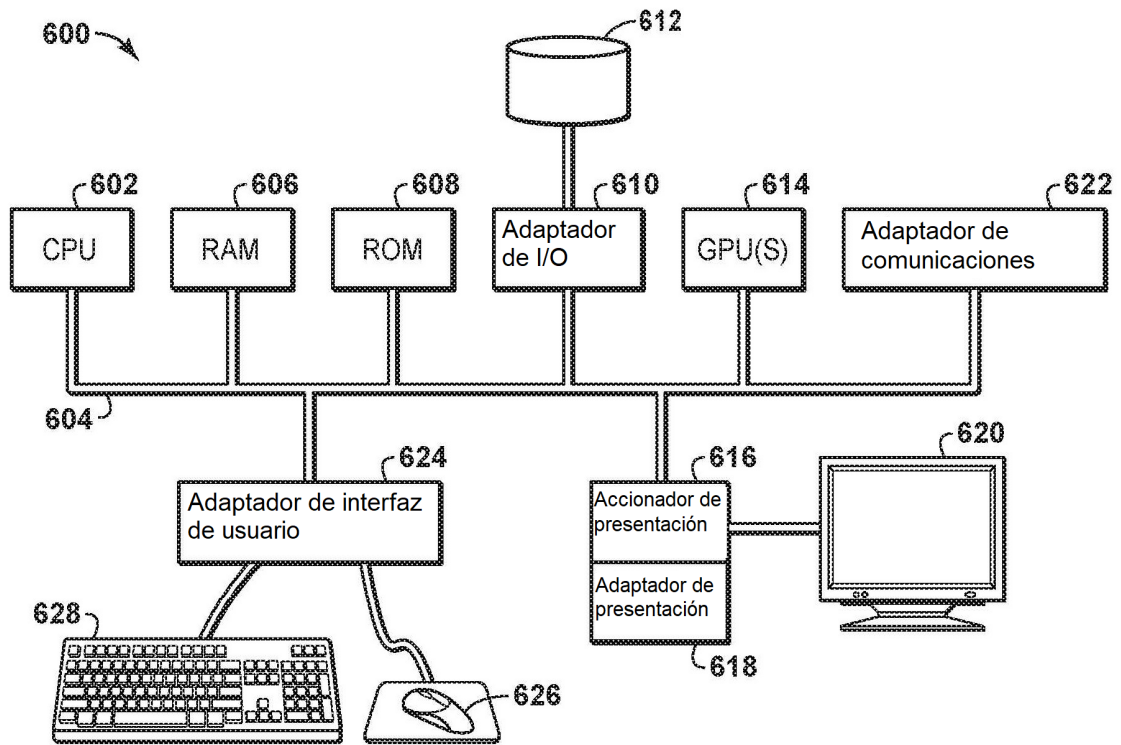


FIG. 6