

DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR INFLUENCIADO POR MICROORGANISMOS (MiSAGD)

CAMPO TÉCNICO

[0001] La presente invención está relacionada con el campo de la producción de petróleo desde yacimientos de petróleo subterráneos.

ANTECEDENTES

[0002] Los yacimientos de petróleo son unidades geológicas dentro del subsuelo de la Tierra que contienen una acumulación de petróleo. El petróleo de los yacimientos se extrae o recupera para su uso por medio de un proceso comúnmente conocido como producción petrolera. La producción petrolera convencional habitualmente involucra dos etapas: recuperación primaria y recuperación secundaria. La recuperación primaria involucra el uso de fuerzas de alta presión naturales en yacimiento para llevar el flujo de petróleo a los pozos de producción de petróleo. La recuperación secundaria normalmente involucra el mantenimiento de esta alta presión al bombear fluidos hacia el interior del yacimiento de manera que la producción petrolera pueda continuar.

[0003] En yacimientos de petróleo que contienen petróleo pesado o arenas petrolíferas (también conocidas como arena de alquitrán, bitumen o arena bituminosa), el petróleo es demasiado viscoso para fluir libremente a los pozos de extracción a través de métodos convencionales. Así, se deben emplear otros medios de producción petrolera, tales como estrategias de

recuperación térmica. Las estrategias de recuperación térmica involucran el calentamiento de los yacimientos de petróleo para mejorar la movilidad del petróleo y por tanto la facilidad de su posterior extracción. El calor aplicado reduce la viscosidad del aceite, permitiéndole fluir a los pozos de producción. Un ejemplo de una estrategia de recuperación térmica comúnmente usada en la recuperación de petróleo pesado es el método de drenaje gravitacional asistido con vapor (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD).

[0004] El método SAGD implica el uso de pares de pozo de inyección de vapor 5 y pozo de producción 7, según ilustrado en la **FIGURA 1** y la **FIGURA 2** del arte previo. El pozo de inyección de vapor introduce vapor dentro de un área arenosa limpia 8 de un yacimiento de petróleo. El vapor inyectado migra de forma ascendente hasta llegar a unidades geológicas que impiden una migración mayor del vapor. El vapor inyectado calienta el yacimiento hasta temperaturas de aproximadamente 200 °C, reduciendo la viscosidad del petróleo y permitiendo que este fluya hacia los pozos de producción de petróleo. Esto se conoce como cámara de vapor 10, mostrado en la **FIGURA 2**. El vapor se inyecta constantemente para disminuir la viscosidad del petróleo, facilitando el flujo continuo de petróleo hacia los pozos de producción, y para ayudar a desplazar el petróleo de la arena.

[0005] Hay muchos inconvenientes con el proceso SAGD. Un problema fundamental es que el proceso de generación de vapor SAGD tiene un impacto ambiental negativo. Por ejemplo, el proceso SAGD es un gran contribuyente de las emisiones de gases de efecto

invernadero. Esto se debe a que se deben quemar grandes cantidades de gas natural para proporcionar la energía para calentar el agua para crear el vapor. La quema de gas natural no solo contribuye significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también representa un costo adicional para la producción de bitumen. Adicionalmente, el proceso SAGD también consume grandes cantidades de recursos hídricos para la creación de vapor.

[0006] Como la producción de vapor es el contribuyente principal para el impacto económico y ambiental del método SAGD, la eficiencia ambiental de las operaciones SAGD se puede expresar en términos de relación vapor-a-petróleo (Gates & Larter, 2014, incorporado en el presente documento por referencia). La relación vapor-a-petróleo comprende los costos económicos y ambientales de la generación de vapor con respecto a la cantidad de recurso de petróleo crudo que se recupera. Una relación más baja de vapor-a-petróleo implica menos emisiones de gases de efecto invernadero y un mayor rendimiento ambiental por unidad de producción.

[0007] Los costos de energía y de emisión de gases de efecto invernadero asociados con la extracción y producción no convencional de arena petrolífera, como las operaciones SAGD, son aproximadamente 100-200 % mayores que para la producción petrolera convencional ("The Truth About Dirty Oil: Is CCS the Answer?", Bergerson & Keith, Environmental Science & Technology, 2010, 44, 6010-6015, incorporado en el presente documento por referencia). Por tanto, nuevas estrategias y tecnologías para mejorar el

rendimiento económico y ambiental en la extracción de arenas petrolíferas se debe desarrollar para disminuir la relación vapor-a-petróleo asociada a las operaciones SAGD.

[0008] La producción a partir de yacimientos convencionales de petróleo normalmente es ineficiente en la extracción de todo el petróleo disponible desde la región objetivo. Por tanto, hay muchas estrategias que apuntan a aumentar la recuperación de petróleo. Algunas de estas estrategias incluyen el uso de microorganismos en el subsuelo.

[0009] Los entornos subterráneos son hábitats microbianos e incluyen una gran variedad de taxones microbianos. La **FIGURA 3** del arte previo muestra un histograma de la abundancia del orden de clasificación de diferentes taxones microbianos en una muestra ambiental subsuperficial; adaptado de Pedrós-Alió (2006) "Marine microbial diversity, can it be determined?", Trends in Microbiology, Vol 14, No 6, pp 257-263. Las barras del histograma son indistinguibles ya que están muy cerca la una a la otra. El área ligeramente sombreada 1 a la izquierda del histograma representa los taxones abundantes, y el área más oscura 2 a la derecha representa los taxones raros. Por consiguiente, en una muestra ambiental dada, a menudo hay una gran proporción de microorganismos abundantes y activos junto con una variedad de microorganismos en abundancia y/o inactivos. Por ejemplo, en algunas comunidades microbianas, una especie podría comprender hasta 20 % de las células totales presentes, mientras cientos de especies raras pueden constituir colectivamente menos del 1 % del total.

[0010] La Recuperación Microbiana de Petróleo Mejorada (Microbially Enhanced Oil Recovery, MEOR) es un término usado para describir estrategias para la producción petrolera convencional cuyo objetivo es el uso de comunidades microbianas para mejorar e incrementar la recuperación de petróleo desde los yacimientos convencionales de petróleo. MEOR normalmente se utiliza después de la extracción primaria y secundaria. Con MEOR, los microbios se utilizan en las zonas objetivo convencionales del yacimiento para mejorar la producción de petróleo. Se cree que MEOR ocurre por una variedad de mecanismos relacionados con el metabolismo microbiano en yacimientos petrolíferos, que incluyen la producción de biosurfactantes, el metabolismo del petróleo y la producción de gas como un derivado metabólico. Cada uno de los procesos mencionados anteriormente ayuda a incrementar la movilidad del petróleo, lo que lleva a la producción de petróleo residual aún presente en el yacimiento después de las estrategias de recuperación primaria y secundaria.

[0011] Normalmente se intenta MEOR como una estrategia de recuperación terciaria en yacimientos petrolíferos convencionales. No obstante, debido a la naturaleza no convencional del bitumen de arena petrolífera pesado, y a los métodos de producción no convencionales para producir este petróleo, las estrategias MEOR no se aplican frecuentemente en arenas de petróleo pesado.

[0012] Se puede aplicar MEOR en la región comúnmente focalizada de una unidad de petróleo pesado o de bitumen antes o después de la aplicación de

estrategias tales como el método SAGD. MEOR involucra ya sea (1) bioestimulación, es decir, la inyección de nutrientes para estimular los taxones nativos predominantes y abundantes, o (2) bioaumentación, es decir la inyección de bacterias foráneas que se cree son apropiadas para las condiciones del yacimiento.

[0013] La alta temperatura de la cámara de vapor de SAGD esteriliza la región objetivo convencional del yacimiento de arena petrolífera. Por lo tanto, cuando se utiliza MEOR para mejorar la recuperación de petróleo desde la cámara de vapor del SAGD de un yacimiento de arena petrolífera pesado, solo se puede aplicar MEOR antes de aplicar el calor en el yacimiento, o después de que el método SAGD se complete y el yacimiento se haya enfriado a bajas temperaturas. La Solicitud de Patente de Estados Unidos con No. de Serie 14/070,095, incorporada en el presente documento como referencia, describe un método de inyección de bacterias foráneas antes de la inyección de vapor como parte de SAGD para aumentar la movilidad del fluido de petróleo en un yacimiento de petróleo pesado. En este método, los microorganismos se introducen al yacimiento tanto por el pozo de inyección como por el de producción, antes de inyectar el vapor, para preparar con antelación al yacimiento para el inicio mejorado (más corto) del proceso SAGD.

[0014] La Solicitud de Patente de Estados Unidos No. 4,475,590, incorporada en el presente documento como referencia, provee un ejemplo de bioestimulación en un yacimiento de petróleo convencional en conjunto con tecnología de inyección de agua. La inyección de

agua apunta a desplazar el petróleo residual en el yacimiento con agua, en lugar del vapor que se aplica durante el método SAGD. Asimismo, las Solicitudes de Patente Estadounidense No. 4,971,151, y 5,083,611, incorporadas en el presente documento por referencia, describen métodos que involucran la inyección de nutrientes en los yacimientos petrolíferos convencionales para mejorar la recuperación de petróleo.

[0015] Sin embargo, todos estos métodos se enfocan en los taxones activos presentes en abundancia relativa alta y las comunidades microbianas que están adaptadas a condiciones predominantes *in situ* (temperatura, geoquímica, salinidad, mineralogía, etc.) y que son fácilmente investigadas por métodos microbiológicos. Con todo, en casi cualquier entorno se encuentran bancos de semillas microbianas que incluyen muchas especies o taxones de microorganismos presentes en abundancia relativa baja. Estos taxones microbianos pueden estar inactivos o latentes, y pueden incluir endósporas bacterianas latentes. Los bancos de semillas microbianas pueden constituir significativamente menos del 0,01 % del total de células presentes, y a menudo existen en un estado latente. Como tal, normalmente no son detectadas o resaltadas por la mayoría de los estudios ambientales de extracción de ADN, y otros métodos más tradicionales para la caracterización microbiana de entornos de yacimientos petrolíferos.

[0016] Adicionalmente, las regiones subsuperficiales más allá de los límites de la cámara de vapor SAGD, tal como la estratificación heterolítica inclinada

(IHS), puede contener hasta dos veces más en recursos de arena petrolífera que la región de la cámara de vapor focalizada. Sin embargo, la producción de petróleo en la región IHS durante SAGD es limitada. Este petróleo IHS está intercalado con capas de lutita delgadas pero lateralmente amplias de baja permeabilidad a través de las cuales el vapor no puede penetrar. Por consiguiente, no se suministra el mecanismo impulsor de la presión de vapor necesario para desplazar el petróleo. El petróleo en la IHS se considera de alta calidad y más valioso que el petróleo en la región de la cámara de vapor ya que es menos biodegradado y viscoso ("Impact of oil-water contacts, reservoir (dis)continuity, and reservoir characteristics on spatial distribution of water, gas, and high-water" Fustic et al., 2013, Heavy Oil/Bitumen Petroleum Systems in Alberta & Beyond, Eds. F. J. Hein, J. Sutter, D. A. Leckie, and S. Larter, AAPG Memoir, p. 163-205., incorporado en el presente documento en su totalidad por referencia).

[0017] La **FIGURA 4** muestra un esquema de un ejemplo de una unidad geológica que es un blanco común en el subsuelo de las arenas petrolíferas de Athabasca. La región baja representa el objetivo de la ubicación de la cámara de vapor 10, que es la región objetivo para SAGD. La región superior representa la región IHS 20, la cual contiene petróleo al que no es fácil acceder por medio de métodos actuales. La recuperación limitada de petróleo se documenta desde la IHS. Las líneas diagonales en la región de IHS representan los estratos de lodo lateralmente extensos 30 intercalados con petróleo pesado a

escala decimétrica o arenas porosas lateralmente extensas saturadas de bitumen. Arriba y debajo de estas regiones se encuentran el **sello 25 y el sello inferior 22 de baja permeabilidad no en yacimiento.**

[0018] La **FIGURA 5** muestra una fotografía de un afloramiento de arena petrolífera de Athabasca cerca de Fort McMurray en Alberta, Canadá tomada de Strobl et al. (1997) de la *Canadian Society of Petroleum Geologists*, Memoir 18, pp 375-391. La unidad geológica que se muestra en la **FIGURA 4** representa la unidad geológica en las arenas petrolíferas de Athabasca. Haciendo referencia nuevamente a la **FIGURA 5**, las líneas blancas sustancialmente paralelas a lo largo de la mitad superior de la unidad geológica representan los estratos de lodo 30 lateralmente extensos de la región IHS 20, y tienen una pendiente de aproximadamente seis (6) a diez (10) grados. La capa de lutita 35 lateralmente extensa más baja, como muestra la flecha, define la barrera superior esperada de la cámara de vapor 10 SAGD (como se demuestra en estudios de subsuelo, Strobl et al., 1997, Strobl, 2013).

[0019] Aunque se han investigado ampliamente los medios para incrementar la recuperación de petróleo de regiones accesibles, tales como la cámara de vapor SAGD, el acceso al petróleo en la capa de IHS sigue siendo un desafío con el uso de las tecnologías existentes. Hay muchas iniciativas para tratar de acceder a este petróleo, tal como tratar de romper la lutita en la IHS por procesos geomecánicos, eléctricos, Extracción por Solventes Mejorada al Incorporar Calentamiento Electromagnético (Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic

Heating, ESEIEH), o termoquímicos para acceder al petróleo. No obstante, hasta el momento estos métodos han tenido un éxito limitado.

[0020] Por lo tanto, hay una necesidad de mitigar, si no de superar, las deficiencias del arte previo y, preferiblemente, de desarrollar un método para producir petróleo o incrementar la producción de petróleo desde las regiones de IHS de los yacimientos petrolíferos que actualmente constituyen un desafío.

RESUMEN

[0021] La presente invención proporciona un método y un sistema para recuperar petróleo desde unidades geológicas actualmente inaccesibles que contienen petróleo mediante la activación del banco de semillas microbianas de la biósfera profunda. La mejora de los nutrientes y de la temperatura de los microorganismos en unidades geológicas que contienen petróleo permite la estimulación de microorganismos inactivos y/o latentes de manera que estos proliferan y producen gas. La viscosidad del petróleo que disminuye por el calor, junto con la presión de gas producida por microbios activados hace posible que la producción de petróleo previamente inaccesible fluya hacia los pozos de producción.

[0022] Uno de los objetivos de la presente invención es utilizar el calor conductivo generado por SAGD, combinado con la inyección de nutrientes, para facilitar la producción del petróleo atrapado en

estratos geológicos como la IHS. Cuando se utilizan en conjunto con tecnología SAGD, se puede hacer referencia a la presente invención como método o sistema SAGD influenciado por microorganismos (MiSAGD, por sus siglas en inglés).

[0023] Otro objetivo de la presente invención es acceder a yacimientos petrolíferos que no son accesibles por métodos de producción convencional ni por SAGD, tales como en unidades que contienen petróleo normalmente con menos de 8 metros de espesor. Estas capas delgadas de sedimento pueden ser tratadas térmicamente con agua caliente (hasta 70 °C) para reducir la viscosidad, así como los nutrientes para recuperación microbiana (por ejemplo, de termófilos latentes), para facilitar la producción de petróleo. En tales circunstancias, se puede hacer referencia a la presente invención como método o sistema Recuperación Térmica Mejorada de Petróleo Asistida por Microbios Microbially Enhanced Thermal Oil Recovery, METeoR).

[0024] En un primer aspecto, la presente invención proporciona un método de recuperación de petróleo en un yacimiento de petróleo bajo la superficie, en el que el método comprende los pasos de: (a) utilizar al menos un pozo de inyección dentro del subsuelo; (b) utilizar una fuente de calor para calentar continuamente el subsuelo; (c) inyectar al menos un nutriente al subsuelo a través del al menos un pozo de inyección; (d) estimular la actividad de al menos un microorganismo productor de gas localizado en el subsuelo para producir una presión de gas; y (e) recuperar el petróleo a través de un pozo de producción para recuperación.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0025] A continuación se describirán las modalidades de la presente invención por referencia a las siguientes figuras, en las que numerales de referencia idénticos en diferentes figuras indican elementos idénticos y en las que:

La **FIGURA 1** muestra un esquema de un ejemplo de una unidad geológica de arenas petrolíferas en el subsuelo de la Tierra con un par de pozos de inyección y de producción para SAGD típico del arte previo;

La **FIGURA 2** muestra un esquema de un ejemplo de una unidad geológica de arenas petrolíferas en el subsuelo de la Tierra con un par de pozos de inyección y de producción para SAGD típico, y la cámara de vapor resultante del arte previo;

La **FIGURA 3** muestra un histograma del orden de clasificación de abundancia de todos los taxones microbianos en una muestra subsuperficial ambiental del arte previo;

La **FIGURA 4** muestra un esquema de una unidad geológica de arenas petrolíferas conocida en el subsuelo de la Tierra;

La **FIGURA 5** muestra una fotografía de un afloramiento de arenas petrolíferas de Athabasca cercano a Fort McMurray en Alberta, Canadá;

La **FIGURA 6** muestra un gráfico de barras que representa el metabolismo bacteriano para muestras

de sedimento del lecho marino del Océano Ártico en varias condiciones de temperatura y nutrientes en el arte previo;

La **FIGURA 7** muestra un gráfico lineal dispuesto en tiempo de los datos presentados en la **FIGURA 6** del arte previo;

La **FIGURA 8** muestra un gráfico lineal que rastrea el metabolismo bacteriano anaeróbico como una función de tiempo en muestras de arenas petrolíferas incubadas a 50C;

Las **FIGURAS 9A, 9B, y 9C** muestran tres fases de MiSAGD, que incluyen un esquema de un pozo de inyección de nutrientes largo y horizontal perforado en la región de IHS sobre la cámara de vapor SAGD de una modalidad de la presente invención;

Las **FIGURAS 10A, 10B** muestran esquemas de dos de las fases de una modalidad de la presente invención, en donde la energía térmica es proporcionada por la inyección de agua caliente y nutrientes, seguido por la recuperación de petróleo.

[0026] Las Figuras no están a escala y algunas características pueden estar exageradas o minimizadas para mostrar detalles de elementos particulares mientras que elementos relacionados se pudieron eliminar para prevenir que los aspectos nuevos se opacaran. Por consiguiente, los detalles específicos a nivel estructural y funcional divulgados en este documento no se deben interpretar como limitantes sino solamente como una base para las reivindicaciones y como una base representativa

para enseñarle a un experto en el arte a emplear de forma diversa la presente invención.

DESCRIPCIÓN DETALLADA

[0027] Este documento se refiere al petróleo como un término genérico. Sin embargo, el término petróleo puede ser usado intercambiabilmente con los términos petróleo pesado, petróleo extra pesado, bitumen natural, arenas de alquitrán, arenas petrolíferas, arenas bituminosas o petróleo. La presente invención proporciona un método para recuperar petróleo de unidades geológicas inaccesibles que contienen petróleo activando los bancos de semillas microbianas existentes presentes *in situ*. Al proveer nutrientes y un cambio de temperatura a microorganismos inactivos, latentes o de baja abundancia, incluyendo las endósporas bacterianas, que están situadas en unidades geológicas que contienen petróleo, los microorganismos pueden proliferar y producir gas para una recuperación mejorada de petróleo por medio de una presurización mejorada. El calor abastecido que reduce aún más la viscosidad del petróleo, junto con la presión de gas producida por las comunidades microbianas activadas que anteriormente estaban inactivas o latentes, se combinan para permitir que el petróleo previamente inaccesible fluya hacia un pozo de producción.

[0028] Los microorganismos con límites térmicos para crecimiento que son más altos que la temperatura *in situ* predominante son conocidos por vivir en sedimentos, tal como se muestra en las **FIGURAS 6 y 7**, y descritas más adelante en este documento. Estos

microorganismos existen típicamente como parte del banco de semillas inactivo o latente a menos o hasta que las condiciones ambientales cambien, por ejemplo, por calor o a través de la provisión de nutrientes. Antes de SAGD, un yacimiento de petróleo típico y suprayacente IHS será de aproximadamente 10 °C *in situ*.

[0029] Puesto que el petróleo de IHS y otras regiones menos accesibles se considera menos accesible debido a la naturaleza extensiva de las capas de lutita de baja permeabilidad, actualmente no hay tecnologías que recuperen de forma efectiva el petróleo de las capas de IHS.

[0030] En una modalidad, la presente invención utiliza el calor conductivo generado por los métodos de recuperación térmica existentes, como el SAGD. Aunque las altas temperaturas de 200 °C del vapor inyectado esterilizan efectivamente a la misma región de la cámara de vapor , el vapor no puede penetrar las capas de lutita de IHS. Por lo tanto, mientras que la cámara de vapor de 200 °C se esteriliza, las áreas vecinas del subsuelo no necesariamente se esterilizan porque estas experimentan una temperatura más baja. La presente invención utiliza el vapor inyectado, el cual fluye de forma conductiva a través de la lutita y de los estratos de las arenas petrolíferas saturadas de la región IHS en contacto con la cámara SAGD. Esto crea un gradiente de temperatura desde el borde de la cámara de vapor caliente (~200 °C) hasta las regiones que están a temperatura ambiente (~10 °C).

- [0031] Por ejemplo, para una cámara de vapor SAGD que está ~400 metros debajo del subsuelo, el gradiente de temperatura se extenderá hacia arriba decenas de metros debido a la conducción de calor hasta una elevación en donde la temperatura subsuperficial ambiente no cambie. Por tanto, una gran porción de IHD tendrá temperaturas que son mucho más altas que las temperaturas *in situ* previas (<10 °C) pero por debajo de lo que se entiende como la temperatura superior límite para la vida microbiana (~121 °C). Estas temperaturas son condiciones favorables para activar a los miembros latentes del banco de semillas microbianas, tales como endósporas de bacterias termofílicas que germinan y crecen en respuesta al aumento de temperatura.
- [0032] Adicionalmente, en esta modalidad, ya que los sedimentos y el petróleo de la IHS se calientan sin una entrada adicional, no necesariamente se incrementan las emisiones de gas de efecto invernadero y los costos de energía asociados a la extracción de petróleo de una operación determinada. Por consiguiente, la emisión general de gases de efecto invernadero por barril de petróleo disminuye y la relación de vapor a petróleo puede disminuir.
- [0033] La conducción por calor también reduce la viscosidad del petróleo y moviliza el petróleo que de otra forma sería inaccesible al vapor en las regiones más allá de y/o sobre las cámaras de vapor. Sin embargo, aunque el petróleo caliente en la IHS tiene una viscosidad reducida a un nivel tan bajo que puede fluir (cerca de los 10cP), hay una presión limitada para llevarlo a través de las capas de lodo extensivas laterales más inferiores hacia la cámara

de vapor SAGD lugar donde está ubicado el pozo de producción (véanse las **FIGURAS 1 y 2**).

[0034] En otra modalidad, la presente invención fomenta la producción de gas por medio de microorganismos en la IHS. La producción de gas a su vez proporciona una presión de propulsión para producir el petróleo.

[0035] En una modalidad de la presente invención, la proliferación de estos microorganismos microbianos del banco de semillas se incrementa mediante la optimización de las condiciones ambientales para un grupo o grupos determinados de microbios. Esta optimización puede ser proporcionada por nutriente y/o mediante la inyección de células microbianas en la IHS. En un aspecto, el gas producido por los microbios proliferantes proporciona presión para transportar el petróleo a un pozo de producción a través de los intervalos saturados de petróleo atrapados entre las capas de lodo lateralmente extensas inclinadas levemente (frecuentemente entre 6 y 10 grados).

[0036] La **FIGURA 6** muestra una gráfica de barras que representa el metabolismo bacteriano para muestras de sedimento del fondo del Océano Ártico en varias condiciones de temperatura y nutrientes. Esta gráfica se adapta de Hubert et al. (2010) *Environmental Microbiology* 12:1089-1104 en combinación con datos no publicados. Las muestras analizadas son representativas de sedimentos de regiones del subsuelo en frío constante (~4 °C). Como tal, estas muestras incluyen comunidades microbianas heterogéneas que incluyen varias cepas.

Las muestras se incubaron por 5 días bajo cuatro conjuntos de condiciones:

- (1) ~4°C sin nutrientes,
- (2) ~50°C sin nutrientes,
- (3) ~50°C con nutrientes de prueba (1 mM de siete ácidos orgánicos diferentes, compuestos C2-C4, en cada uno), y
- (4) ~50°C con nutrientes complejos (2,5 mg·cm⁻³ de alga liofilizada).

El metabolismo microbiano, una medida de la proliferación microbiana, se determinó mediante la medición de la reducción de sulfato en los experimentos. A temperatura *in situ* (~4°C) y sin nutrientes, se observa un metabolismo o actividad microbiana mínima. Por lo tanto, los microorganismos termofílicos en la muestra pueden ser considerados latentes a una temperatura *in situ*. Cuando se elevó la temperatura a 50° C, el metabolismo por medio de microorganismos termofílicos se hizo evidente, indicando así una activación de endósporas bacterianas inactivas sujeta a la temperatura.

[0037] Haciendo todavía referencia a la **FIGURA 6**, la adición de nutrientes simples a 50 °C incrementó el metabolismo microbiano hasta dos veces y hasta cinco veces con nutrientes más complejos. Por lo tanto, la activación de microorganismos de sedimentos latentes puede ser promovida e incrementada mediante la adición de calor y nutrientes, con nutrientes más complejos que proporcionan un ambiente significativamente más favorables para el crecimiento y el metabolismo. La **FIGURA 7** muestra los tres grupos a 50 °C presentados en la **FIGURA 6** como una gráfica lineal que muestra el metabolismo

microbiano conforme avanza el tiempo. Adicionalmente a la proliferación relativa de los microorganismos bajo diferentes condiciones, esta gráfica muestra además que los microorganismos latentes se activan hasta 50 horas antes al ser enriquecidos con nutrientes.

[0038] El tipo de gas producido por microorganismos depende de las condiciones predominantes tales como los nutrientes disponibles y los organismos específicos de interés. Por lo tanto, los gases producidos incluyen pero no se limitan al dióxido de carbono, al metano, al nitrógeno, al amoníaco, al hidrógeno y al sulfuro de hidrogeno.

[0039] Haciendo referencia a la **FIGURA 8**, se presenta un gráfico lineal que da seguimiento al metabolismo bacteriano para las muestras de sedimento de un yacimiento de arena petrolífera incubada a 50C. Esta gráfica da seguimiento al metabolismo bacteriano anaeróbico como una función de tiempo en las muestras de arena petrolífera incubada a 50C en presencia de nutrientes con o sin la adición de nutrientes. Dos profundidades del mismo yacimiento de arena petrolífera fueron puestas a prueba y se muestra el promedio de botellas experimentadas duplicadas para cada condición. El experimento es similar a las incubaciones ilustradas en las Figuras 6 y 7 y comprueba que los termófilos latentes puede ser activados en arenas petrolíferas que experimentan altas temperaturas. Se requirió de la modificación de nutrientes para estimular el metabolismo anaeróbico por medio de termófilos en las muestras de arenas petrolíferas. Estas arenas petrolíferas se obtuvieron de núcleos congelados que

fueron perforados antes de realizar el SAGD de forma que el único calentamiento se llevó a cabo en los experimentos. Se probaron dos profundidades (alrededor de 412 y 430 m bajo la superficie) cada una en triplicado. Se probaron controles no enmendados para cada profundidad por duplicado.

[0040] Las **FIGURAS 9A, 9B y 9C** muestran un esquema de una modalidad del presente invento. En esta modalidad, un pozo de inyección de nutrientes horizontal y largo 40 es perforado en la región de IHS 20 por encima de la cámara de vapor 10 SAGD. En la modalidad de la **FIGURA 9B**, el gas 80 puede ser generado por microbios que se activan en respuesta a las capas de IHS calentadas por conducción. En la modalidad de la **FIGURA 9C**, los nutrientes 50 son inyectados de un tanque 60 en la superficie. Los nutrientes 50 inyectados son incubados en la región IHS 20 calentada por conducción durante el SAGD, que ocurre en la cámara de vapor 10 abajo. Los microorganismos latentes 70 que pueden ser activados por medio del calor por conducción como se ilustra en la **FIGURA 9B** adicionalmente son activados y aumentados por medio de los nutrientes 50 inyectados para producir gas 80. En una modalidad, el gas 80, producido mediante los microbios termófilos activados 70, proporciona presión para el petróleo que yace entre las capas de lodo lateralmente extensiva 30 para fluir de forma descendente junto a la capa de lodo inclinada hacia la cámara de vapor 10 inferior para la producción petrolera.

[0041] En otro aspecto de la presente invención, la producción de gas microbiano se aumenta mediante la determinación y utilización de formulaciones de

nutrientes óptimas y el cambio de temperatura para promover la activación y proliferación máxima microbiana. Las formulaciones de nutrientes pueden diseñarse con base en (1) conocimiento especializado del banco de semillas microbianas y metabolismo microbiano anaeróbico, o (2) formulaciones basadas en la comunidad microbiana específica presente en un reservorio dado. Las últimas formulaciones pueden ser preparadas mediante pruebas de laboratorio previas a la caracterización y específicas de un sitio de los bancos de semillas microbianas de una región de IHS determinada mediante el uso de muestras tomadas de aquella región de IHS. La pre-caracterización puede incluir estudios sobre cómo estimular de mejor manera el banco de semillas particular en diferentes temperaturas anticipadas. Las muestras de los yacimientos de IHS estarían por lo general disponibles en los núcleos perforados durante un estudio de inspección del subsuelo o durante el proceso de perforación de los pares de pozos de producción e inyección SAGD.

[0042] Las formulaciones de nutrientes pueden incluir sustratos de crecimiento que son compuestos orgánicos a base de carbón, compuestos de nitrógeno y fósforo, compuestos de metal, vitaminas o diferentes aceptores de electrones como oxígeno, nitrato, óxidos metálicos y sulfatos. Las formulaciones de nutrientes pueden ser especializadas y de un sitio específico como se describió anteriormente o puede ser aplicado de forma estandarizada basándose en el conocimiento especializado de la fisiología general del consorcio

de microbios anaeróbicos capaces de producir petróleo.

[0043] En una modalidad, la presente invención busca conducir el petróleo hacia la cámara de vapor junto a la inclinación ligera de la capa de lodo extensiva de forma lateral en lugar de intentar dividir el límite de la lutita de la cámara de vapor como en técnicas existentes. Como tal, en algunas modalidades, la presente invención utiliza pozos de producción de petróleo 7 existentes, como se muestra, por ejemplo, en las **FIGURAS 1 y 2**, para producir el petróleo de la región IHS. En algunas modalidades de la invención reivindicada, se perforan pozos de producción adicionales en la región de IHS.

[0044] Una ventaja de algunas modalidades de la presente invención es la reducción en los costos de producción petrolera por barril de petróleo producido con relación al método SAGD tradicional, ya que los costos asociados a la inyección de nutrientes son probablemente menores que aquellos de la generación por vapor. Como tal, las modalidades de la presente invención tendrán un incremento considerable en la producción petrolera con solo un incremento en el costo por los pozos de nutrientes adicionales y sin ningún cambio en el método SAGD.

[0045] Otra ventaja de las modalidades de la presente invención es que se busca disminuir la relación de vapor a petróleo. Por lo tanto, con la misma cantidad de vapor en el método SAGD tradicional, las modalidades de la presente invención dan lugar a una producción significativamente mayor de petróleo y de

ese modo puede reducir la cantidad relativa de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de producción de petróleo.

[0046] Adicionalmente, dado que el petróleo en la región de IHS está menos biodegradado y es menos viscoso que el de la cámara de vapor, está mejorpreciado comercialmente. Además, la viscosidad reducida requiere menos energía para fluir a través de los pozos de producción petrolera.

[0047] Por otra parte, al ser calentado, el petróleo menos biodegradado de la región de IHS está sujeto a soportar la actividad microbiana productora de gas si se puede biodegradado aún más. Como tal, en algunas modalidades de la presente invención, el petróleo presente de forma natural en la región de IHS puede contribuir como una forma de nutrientes para el crecimiento microbiano.

[0048] En otra modalidad de la presente invención, los microorganismos productores de gas pueden ser inyectados en la región de IHS como una forma de bioaumentación. Estudios de laboratorio de sitio específico son necesarios para determinar las formulaciones ideales de nutrientes y/o bioaumentación. En una modalidad de la presente invención, los microorganismos productores de gas inyectados pueden ser generados a partir de los microorganismos de bancos de semillas aislados y cultivados de las muestras correspondientes de núcleos de yacimientos. En otra modalidad de la presente invención, los microorganismos productores de gas inyectados pueden ser especies microbianas

comunes o un consorcio conocido por producir gas bajo condiciones de altas temperaturas anóxicas.

[0049] En algunas modalidades de la presente invención, acceder a una gran porción de la región del subsuelo puede ser deseable. Como tal, la presente invención contempla las modalidades que incluyen más de un pozo de inyección de nutrientes. Los pozos de inyección de nutrientes pueden ser perforados con diferentes anchuras, profundidad (superficial o profunda), de forma horizontal, direccional y/o vertical dependiendo del área seleccionada para la inyección de nutrientes. La decisión de perforar menos o más pozos de inyección de nutrientes, sean pozos horizontales y/o verticales, debe determinarse con base en las características de un sitio determinado y en el cálculo de la relación costo-beneficio.

[0050] En algunas modalidades de la presente invención, los pozos horizontales pueden ser usados para enfocar la estimulación de áreas en particular en la unidad geológica con base en condiciones microbiológicas o de temperatura. En otra modalidad de la presente invención, los pozos horizontales pueden ser similares a los pozos SAGD horizontales. Los pozos horizontales también pueden tener hasta 1km de largo o más largos de forma horizontal y/o tener acceso a toda el área del yacimiento de petróleo.

[0051] En una modalidad de la presente invención, los pozos de inyección de nutrientes pueden ser perforados en la misma ubicación de superficie o infraestructura como pozos de producción existentes tales como las plataformas de pozos de producción SAGD. Por lo

tanto, en tales modalidades en las que se emplea la tecnología junto con otros métodos de recuperación de petróleo tales como el método SAGD, es probable que estos pozos adicionales representen un costo de implementación marginal inferior.

[0052] En otra modalidad, la presente invención se puede utilizar en una zona por lo general inaccesible tal como la región de IHS antes o después del método SAGD. El calor generado de las estrategias térmicas de recuperación de petróleo tales como el método SAGD es únicamente accesible mientras el método SAGD esté activo y en marcha. De esta forma, cuando la presente invención se utilice antes o después del método SAGD, se puede inyectar agua tibia como un realce térmico para mantener las condiciones de temperatura óptimas para la activación de los bancos de semillas microbianas, la proliferación microbiana y la producción de gas. El agua tibia puede ser inyectada de forma continua o periódica. En algunas modalidades de la presente invención, el agua tibia puede ser inyectada con los nutrientes y/o microbios.

[0053] En una modalidad de la presente invención, el agua tibia puede ser inyectada durante el método SAGD para complementar el calor de una región en particular de la IHS.

[0054] En otra modalidad, el método de la presente invención puede involucrar el análisis y supervisión local de sitios específicos, así como las preparaciones para la recuperación realzada de petróleo, incluyendo:

- (i) el muestreo de núcleo(s) de yacimientos subterráneos de sitio(s) de yacimientos de petróleo de interés, por ejemplo, muestras del núcleo IHS;
- (ii) el análisis de diversidad microbiana enfocándose en organismos de bancos de semilla raros y la caracterización en laboratorio de comunidades microbianas *in situ* de yacimientos en sedimentos; estos pueden involucrar las incubaciones gradientes de temperatura que estimulan la conducción por calor SAGD del IHS suprayacente;
- (iii) la determinación en laboratorio de sustratos, nutrientes y temperaturas que son óptimas para la producción de gas a partir de comunidades microbianas que están inactivas pero presentes en los sedimentos del sitio de interés;
- (iv) la simulación del calentamiento térmico a través del tiempo, por ejemplo a través de la modelación del calor conductivo de la cámara de vapor para identificar condiciones de altas temperaturas para la óptima producción de gas microbiano con base en la fisiología de los microorganismos de bancos de semillas sin intervención adicional;
- (v) la modelación de la producción de gas adicional si se proporcionan nutrientes a la comunidad microbiana inactiva y/o la búsqueda de la germinación de las endósporas bacterianas que pueden ocurrir en respuesta a la temperatura y/o los nutrientes; y
- (vi) la implementación de la estrategia mejorada de recolección de petróleo en el sitio del yacimiento de petróleo de interés.

[0055] La presente invención incluye un método para la recuperación de petróleo de un yacimiento de petróleo en el subsuelo de la Tierra. En este método, un pozo de inyección se utiliza en el subsuelo para inyectar por lo menos un nutriente. Una fuente de calor se utiliza para calentar de forma continua el subsuelo antes, durante o después de la inyección de por lo menos un nutriente. Los

microorganismos productores de gas ubicados en el subsuelo se incuban para producir la presión del gas que lleva el petróleo al pozo de producción para su recuperación.

[0056] En una modalidad de la presente invención, los pasos de la inyección, la incubación y la producción descritos anteriormente pueden ser repetidos de forma cíclica. En otra modalidad de la presente invención, la producción de petróleo puede ser realizada de forma concurrente con la incubación de los microbios con nutrientes inyectados.

[0057] En otra modalidad, se puede aplicar la presente invención a los organismos del banco de semillas microbianas en los yacimientos de petróleo pesado del subsuelo que en el momento no son accesibles mediante, o atractivo para, los métodos de recuperación convencional y/o térmica (es decir, SAGD) tales como capas relativamente delgadas de arena petrolífera saturada. En estas zonas de yacimientos delgadas, por lo general no se emplea el método SAGD ya que no se considera económicamente justificable. En esta modalidad, ya que la energía térmica no se puede obtener de una estrategia térmica concurrente tal como un método SAGD, la energía térmica se debe introducir al sedimento mediante otro medio.

[0058] En una modalidad de la presente invención, se puede proporcionar la energía térmica al área seleccionada mediante la inyección de agua tibia como se mencionó anteriormente. La **FIGURA 10A** muestra la primera fase de tal modalidad. Un pozo de inyección de nutrientes 40 inyecta agua tibia, nutrientes y, opcionalmente,

microbios 55 de un tanque 60 sobre la superficie. En una modalidad de la presente invención, el agua tibia, los nutrientes y los microbios opcionales 55 fluyen firmemente hacia el yacimiento de petróleo 25 para reducir la viscosidad por medio de calor y activar e incubar la comunidad microbiana, incluyendo el banco de semillas latente para que este produzca gas que proporcione presión de propulsión para la producción petrolera.

[0059] La **FIGURA 10B** muestra una modalidad de la segunda fase de la modalidad de la presente invención ilustrada en la **FIGURA 10A**. En esta modalidad, el pozo de inyección de nutrientes 40 puede también cumplir las funciones de un pozo de producción. En una modalidad, el petróleo calentado y, por lo tanto menos viscoso, es transportado mediante el gas producido por los microorganismos en la Fase Uno (**FIGURA 10A**) hacia el pozo para producción (**FIGURA 10B**) .

[0060] La temperatura del agua tibia puede variar dependiendo de las preferencias de las comunidades microbianas seleccionadas. El agua tibia calienta los sedimentos y junto a los nutrientes, reduce la viscosidad del petróleo y puede contribuir a la presurización del yacimiento. Así, los microbios adaptados a las altas temperaturas se activan y se proliferan para producir gas que incrementa la presión in situ, conduciendo al flujo y producción mejorados de petróleo.

[0061] En una modalidad de la presente invención, el agua tibia puede ser inyectada para facilitar la producción petrolera y el ciclo de

inyección/producción continúa repitiéndose. En algunas modalidades, el periodo de los ciclos de producción/inyección puede ser específico de un yacimiento y puede ser determinado por intentos previos en la producción petrolera convencional a baja temperatura.

[0062] En una modalidad de la presente invención, tales ciclos alternantes puede continuar hasta que la producción petrolera cese. En una modalidad de la presente invención, la incubación de los microorganismos en los sedimentos del subsuelo con agua tibia y nutrientes puede durar por varios meses más. En una modalidad adicional de la presente invención, la producción petrolera puede durar hasta 6 meses o más.

[0063] En algunas modalidades de la presente invención, los pozos de inyección de nutrientes y/o los pozos de inyección de agua tibia también pueden usarse para la producción petrolera.

[0064] En algunas modalidades de la presente invención, la energía térmica suplementaria proporcionada por el agua tibia también puede ser usada para complementar la producción de petróleo a baja temperatura o la producción petrolera secundaria tal como la tecnología de inyección de agua.

[0065] Quien interprete esta invención puede ahora considerar estructuras y modalidades alternativas o variantes de las anteriores, todas las cuales buscan caer bajo el alcance de la invención como se define a continuación en las reivindicaciones.