



República Federativa do Brasil
Ministério da Economia
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(11) BR 112018005678-2 B1



(22) Data do Depósito: 22/09/2016

(45) Data de Concessão: 21/06/2022

(54) Título: DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA COM VAPOR MICROBIOLOGICAMENTE INFLUENCIADO (MISAGD)

(51) Int.Cl.: E21B 43/24; E21B 43/22.

(30) Prioridade Unionista: 22/09/2015 US 62/221,936.

(73) Titular(es): 9668241 CANADA INC..

(72) Inventor(es): HUBERT, CASEY; FUSTIC, MILOVAN.

(86) Pedido PCT: PCT CA2016051114 de 22/09/2016

(87) Publicação PCT: WO 2017/049404 de 30/03/2017

(85) Data do Início da Fase Nacional: 22/03/2018

(57) Resumo: DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA COM VAPOR MICROBIOLOGICAMENTE INFLUENCIADO (MISAGD). Um método e um sistema para recuperar o petróleo do petróleo atualmente inacessível contendo unidades geológicas ativando o banco de sementes microbianas de biosfera profunda. O aumento de nutrientes e temperatura de microorganismos em unidades geológicas contendo petróleo permite a estimulação de microrganismos inativos e/ou ativos de forma que proliferam e produzem gás. A viscosidade do petróleo que é diminuída pelo calor, juntamente com a pressão do gás produzida por micróbios ativados que aumenta a mobilidade do petróleo, permite que o petróleo previamente inacessível flua em direção aos poços de produção.

Relatório Descritivo da Patente de Invenção para “**DRENAGEM GRAVITACIONAL ASSISTIDA COM VAPOR MICROBIOLOGICAMENTE INFLUENCIADO (MiSAGD)**”

CAMPO TÉCNICO

[0001] A presente invenção refere-se ao campo de produção petrolífera a partir de depósitos de petróleo subsuperficiais.

[0002] **ANTECEDENTES DA INVENÇÃO**

[0003] Os reservatórios de petróleo são unidades geológicas dentro da subsuperfície da Terra que contêm uma acumulação de petróleo. O petróleo dos reservatórios é extraído ou recuperado para uso por um processo comumente referido como produção petrolífera. A produção de petróleo convencional geralmente envolve dois estágios: recuperação primária e recuperação secundária. A recuperação primária envolve o uso de forças naturais de alta pressão no reservatório para impulsionar o fluxo de petróleo para poços de produção de petróleo. A recuperação secundária tipicamente envolve a manutenção de alta pressão através do bombeamento de fluido para o reservatório.

[0004] Nos reservatórios de petróleo que contêm petróleo pesado ou areias petrolíferas (conhecidas como areias betuminosas, betumes ou areias de alcatrão), o petróleo é muito viscoso para fluir livremente para os poços de produção por métodos convencionais.

[0005] Como tal, devem ser utilizados outros meios de produção de petróleo, como estratégias de recuperação térmica. As estratégias de recuperação térmica envolvem os reservatórios de petróleo para melhorar a mobilidade do petróleo e, assim, a facilidade de sua extração. O calor aplicado reduz a capacidade do petróleo de fluir para poços de produção.

[0006] Um exemplo de uma estratégia de recuperação térmica comumente utilizada na recuperação de petróleo pesado é o método de drenagem gravitacional assistida com vapor (SAGD).

[0007] O método SAGD envolve a utilização do poço 5 de injeção de vapor e 7 pares de poço de produção, tal como representado na figura 1 e figura 2 do estado da técnica. O poço de injeção de vapor introduz vapor em uma área de areia limpa 8 de um reservatório de petróleo. O vapor injetado migra para cima até chegar a unidades geológicas que impedem a migração do vapor. O vapor injetado aquece o reservatório a temperaturas de aproximadamente 200 ° C, reduzindo a viscosidade do petróleo e permitindo que ele flua para os poços de produção de petróleo. Isto é referido como a câmara de vapor 10, mostrada na figura 2. O vapor é constantemente injetado para diminuir a viscosidade do petróleo, facilitando o fluxo contínuo de petróleo em direção aos poços de produção e para ajudar a deslocar o petróleo da areia

[0008] Existem vários inconvenientes no processo SAGD. Um dos principais problemas é que o processo de geração de vapor da SAGD tem um impacto ambiental negativo. Por exemplo, o processo SAGD é um grande contribuidor das emissões de gases de efeito estufa. Isso ocorre porque grandes quantidades de gás natural devem ser combinadas para fornecer a energia para aquecer a água para criar o vapor. Não só a queima de gás natural contribui significativamente para as emissões de gases de efeito estufa, mas também representa um custo adicional para a produção de betume. Além disso, o processo SAGD também consome grandes quantidades de recursos hídricos para a criação do vapor.

[0009] Como a produção de vapor é o principal contribuinte para o impacto ambiental e econômico do método SAGD, a eficiência ambiental das operações de SAGD pode ser expressa em termos de razão de vapor-para-petróleo (Gates & Larter, 2014, aqui incorporado por referência). A relação vapor- petróleo engloba o custo ambiental e econômico da geração de vapor em relação à quantidade de recursos de petróleo bruto que é recuperado. Uma proporção menor de vapor para petróleo significa menos emis-

sões de gases de efeito estufa e melhor desempenho ambiental por unidade de produção.

[0010] Os custos de energia e as emissões de gases de efeito estufa associados à extração e produção de areias petrolíferas não convencionais, como as operações da SAGD, são aproximadamente 100-200% maiores do que para a produção convencional de petróleo ("A verdade sobre o petróleo sujo: a CCS é a resposta?", Bergerson & Keith, Environmental Science & Technology, 2010, 44, 6010-6015, aqui incorporado por referência). Como tal, novas estratégias e tecnologias para melhorar o desempenho ambiental e econômico na extração de areias petrolíferas devem ser desenvolvidas para diminuir a relação vapor- petróleo associada às operações da SAGD.

[0011] A produção a partir de reservatórios de petróleo convencionais é tipicamente ineficiente para extrair todo o petróleo disponível da região alvo. Como tal, existem muitas estratégias que visam aumentar a recuperação do petróleo. Algumas dessas estratégias incluem o uso de microorganismos na subsuperfície. Os ambientes subterrâneos são habitats microbianos e incluem uma grande variedade de taxa microbiana. A figura 3 do estado da técnica mostra um histograma da ordem de prioridade de abundância de diferentes taxa microbianas em uma amostra ambiental subterrânea; adaptado de Marine microbial diversity, can it be determined?", Tendências em microbiologia, Vol. 14, No 6, pp. 257-263. As barras do histograma são indistintas quando ficam muito próximas. A área sombreada mais clara 1 à esquerda do histograma representa taxas abundantes, e área 2 sombreada à direita representa as taxa raras. Portanto, em uma determinada amostra ambiental, muitas vezes há uma grande proporção de microorganismos abundantes e ativos, juntamente com uma variedade de microorganismos de baixa abundância, inativos e / ou latentes. Por exemplo, em algumas comunidades microbianas, uma espécie pode abranger até

20% das células totais presentes, enquanto que centenas de espécies raras podem representar coletivamente menos de 1% do total.

[0012] A recuperação de petróleo microbiologicamente aprimorada (MEOR) é um termo para descrever estratégias para produção de petróleo convencional que visam o uso de comunidades microbianas para melhorar e aumentar a recuperação de petróleo de reservatórios de petróleo convencionais. MEOR é tipicamente empregado após recuperação primária e secundária. Com MEOR, os micróbios são utilizados nas regiões alvo convencionais do reservatório para melhorar a produção de petróleo. Acredita-se que o MEOR ocorre por uma variedade de mecanismos relacionados ao metabolismo microbiano nos reservatórios de petróleo, incluindo a produção de biossurfactantes, o metabolismo do petróleo e a produção de gás como subproduto metabólico. Cada um dos processos mencionados acima ajuda a aumentar a mobilidade fluida do petróleo, levando à produção do petróleo residual ainda presente no reservatório após as estratégias de recuperação primária e secundária.

[0013] O MEOR é normalmente usado como uma estratégia de recuperação terciária em reservatórios de petróleo convencionais. No entanto, devido à natureza não convencional do petróleo pesado e betume e aos métodos de produção não convencionais para produzir este petróleo, as estratégias MEOR não são freqüentemente aplicadas em areias de petróleo pesado. O MEOR pode ser aplicado na região comumente direcionada de um petróleo pesado ou unidade de betume antes ou depois da aplicação de estratégias como o método SAGD. O MEOR envolve (1) a bioestimulação, ou seja, a injeção de nutrientes para estimular as taxas predominantes nativas e abundantes, ou (2) bioadição, ou seja, a injeção de bactérias estranhas que se pensa serem adequadas para as condições do reservatório.

[0014] A temperatura elevada da câmara de vapor SAGD esteriliza a

região alvo convencional do reservatório de areias petrolíferas. Portanto, quando o MEOR é utilizado para aumentar a recuperação do petróleo da câmara de vapor SAGD de um reservatório de areias de petróleo pesado, MEOR só pode ser aplicado antes do vapor ser injetado no reservatório ou após o método SAGD estar completo e o reservatório arrefecido a baixas temperaturas. O pedido de patente americano número de série 14 / 070.095, aqui incorporado por referência, descreve um método de injeção de bactérias estranhas antes da injeção de vapor como parte do SAGD para aumentar a mobilidade do petróleo em um reservatório de petróleo pesado. Neste método, os microorganismos são introduzidos no reservatório através de poços de injeção e produção, antes da injeção de vapor, para pré-condicionar o reservatório para o arranque melhorado (mais curto) do processo SAGD.

[0015] O documento U.S.P.N. 4,475,590, aqui incorporado por referência, fornece um exemplo de bioestimulação em um reservatório de petróleo convencional em conjunto com a tecnologia de fluxo de água. O fluxo de água visa deslocar o petróleo residual no reservatório com água, em vez do vapor que é aplicado durante o processo SAGD. Da mesma forma, o documento de patente U.S.P.N. 4.971.151 e o documento de patente U.S.P.N. 5.083.611, aqui incorporados por referência, descrevem métodos que envolvem a injeção de nutrientes nos reservatórios de petróleo convencionais para aumentar a recuperação do petróleo. Todos esses métodos, no entanto, concentram-se nas taxas ativas presentes em abundância relativa elevada nas comunidades microbianas que se adaptam às condições locais prevalecentes (temperatura, geoquímica, salinidade, mineralogia, etc.) e que são prontamente investigadas por métodos microbiológicos. No entanto, em quase todos os ambientes há bancos de sementes microbianas que incluem muitas espécies ou taxa de microorganismos presentes em abundância relativamente baixa. Estas taxa microbianas podem ser ina-

tivas ou ativas, e podem incluir endosporos bacterianos dormentes. Os bancos de sementes microbianas podem constituir significativamente menos de 0,01% das células totais pré-enviadas, e muitas vezes existem em estado latente. Como tal, elas geralmente não são desconsideradas ou destacadas pela maioria das pesquisas ambientais de extração de DNA, e outros métodos mais tradicionais para a caracterização microbiana de ambientes de reservatórios de petróleo.

[0016] Além disso, as regiões subterrâneas para além dos limites da câmara de vapor SAGD, tais como estratos heterolíticos inclinados (IHS), podem conter até duas vezes mais recursos de areias petrolíferas que a região de vapor alvo. No entanto, a produção do petróleo na região IHS durante o SAGD é limitada. Este petróleo IHS é intercalado com camadas de lamito finas, mas lateralmente extensas, de baixa permeabilidade, através das quais o vapor não pode penetrar. Portanto, o mecanismo de direção da pressão do vapor necessário para deslocar o petróleo não é providenciado. O petróleo no IHS é considerado de maior qualidade e mais valioso do que o petróleo na região da câmara de vapor, pois é menos biodegradável e menos 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 em Alberta & Beyond, Eds. FJ Hein, J. Sutter, DA Leckie e S. Larter, AAPG Memoir, p 163-205., Incorporado aqui por referência na sua totalidade). A figura 4 mostra um esquema de um exemplo de uma unidade geológica comumente visada na subsuperfície das areias petrolíferas de Athabasca. A região inferior representa o alvo para a colocação de câmara de vapor 10, que é a região alvo para o SAGD. A região superior representa a região IHS 20, que contém petróleo que não é facilmente acessível pelos métodos atuais. A recuperação de petróleo limitada é documentada pelo IHS. As linhas diagonais na região IHS representam os estratos de la-

ma 30 lateralmente extensos, intercalados com areia pesada saturada ou insaturada de espessura lateral ou extensa de cálculos decimais. Acima e abaixo destas regiões são o revestimento inferior 22 e o revestimento de baixa permeabilidade sem reservatório.

[0017] A figura 5 mostra uma fotografia de um afloramento de areias petrolíferas em Athabasca próximo a Fort McMurray em Alberta, Canadá, por Strobl et al. (1997) da Sociedade Canadense de Geólogos de petróleo, Memoir 18, pp. 375-391. A unidade geológica mostrada na figura 4 é representativa da unidade geológica nas areias petrolíferas de Athabasca. Referindo-se de volta à figura 5, as linhas brancas substancialmente paralelas ao longo da metade superior da unidade geológica representam os estratos de lama lateralmente extensivos 30 da região IHS 20 e têm uma inclinação de aproximadamente seis (6) a dez (10) graus . A camada de lama 35 mais baixa lateralmente extensa, tal como indicada pela seta, define o limite superior esperado da câmara de vapor SAGD 10 (como demonstrado por estudos subterrâneos, Strobl et al., 1997, Strobl, 2013).

[0018] Embora os meios para aumentar a recuperação de petróleo das regiões acessíveis, como a câmara de vapor SAGD, sejam amplamente pesquisados, o acesso ao petróleo na camada IHS continua desafiador com o uso de tecnologias existentes. Existem muitas iniciativas para tentar acessar este petróleo, como, por exemplo, tentando quebrar o lamito no IHS por meio de mecanismos de aquecimento eletromagnético (ESEIEH) ou processos termoquímicos para acesso ao petróleo. No entanto, essas abordagens tiveram um sucesso muito limitado até agora. Existe, portanto, uma necessidade de mitigar, se não até mesmo de superar as falhas do estado da técnica e, de preferência, desenvolver um método para produzir petróleo ou aumentar a produção de petróleo das regiões de reservatórios de petróleo IHS atualmente desafiantes.

[0019] RESUMO DA INVENÇÃO

[0020] A presente invenção provê um método e um sistema para recuperar o petróleo de unidades geológicas contendo petróleo atualmente inacessível ativando o banco de sementes microbianas de biosfera profunda. O enriquecimento de nutrientes e temperatura de microorganismos em unidades geológicas contendo petróleo permite estimulação de microrganismos inativos e / ou latentes, de modo que eles proliferam e produzem gás. A viscosidade do petróleo que é diminuída pelo calor, juntamente com a pressão do gás produzida por micróbios ativados, permite que a produção de petróleo previamente inacessível flua em direção aos poços de produção. É um objetivo da presente invenção utilizar o calor condutor gerado pelo SAGD, combinado com a injeção de nutrientes, para permitir a produção de petróleo retido em estratos geológicos como o IHS. Quando usado em conjunto com a tecnologia SAGD, a presente invenção pode ser referida como um método ou sistema SAGD (MiSAGD) microbialmente influenciado.

[0021] É outro objetivo da presente invenção aceder a reservatórios de petróleo que não são acessíveis por métodos convencionais de produção de petróleo ou SAGD, tal como em unidades contendo petróleo tipicamente com menos de 8 metros de espessura. Essas camadas de sedimento finas podem ser tratadas termicamente com água morna (até 70 ° C) para aumentar a viscosidade, bem como nutrientes para o aprimoramento microbiano (por exemplo, termófilos dormentes), para facilitar a produção de petróleo. Em tais circunstâncias, a presente invenção pode ser referida como um método ou sistema de recuperação de petróleo térmico (METEOR) melhorado microbialmente. Em um primeiro aspecto, a presente invenção provê um método para a recuperação de petróleo em um reservatório de petróleo de subsuperfície, compreendendo o método as etapas de: (a) utilizar pelo menos um poço de injeção dentro da subsuperfície; (b) utilizar uma fonte de calor para aquecer continuamente a sub-superfície; (c) injetar pelo menos um nutriente na subsuperfície através do pelo menos um poço de

injeção; (d) estimular a atividade de pelo menos um microorganismo produtor de gás localizado na subsuperfície para produzir uma pressão de gás; e (e) recuperar o petróleo através de um poço de recuperação da produção.

[0022] BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

[0023] As formas de concretização da presente invenção serão agora descritas por referência às seguintes figuras, em que números de referência idênticos em diferentes figuras indicam elementos idênticos e em que:

[0024] A figura 1 mostra um esquema de um exemplo de uma unidade geológica de areias petrolíferas na subsuperfície da Terra com um par de poços injetor-produtor para SAGD típico do estado da técnica;

[0025] A figura 2 mostra um esquema de um exemplo de uma unidade geológica de areias petrolíferas na subsuperfície da Terra com um par de poços injetor-produtor para SAGD típico e a câmara de vapor resultante do estado da técnica;

[0026] A figura 3 mostra um histograma da ordem de classificação de abundância de todas as taxas microbianas em uma amostra ambiental subterrânea do estado da técnica;

[0027] A Figura 4 mostra um esquema de um exemplo de uma unidade geológica conhecida de areias petrolíferas na subsuperfície da Terra;

[0028] A figura 5 mostra uma fotografia de um afloramento de Areias petrolíferas de Athabasca perto de Fort McMurray em Alberta, Canadá;

[0029] A figura 6 mostra um gráfico de barras que representa o metabolismo bacteriano para amostras de sedimentos do fundo do mar do Ártico em várias condições de nutrientes e temperatura do estado da técnica;

[0030] A figura 7 mostra um gráfico de linhas resolvido no tempo dos dados apresentados na figura 6 do estado da técnica;

[0031] A figura 8 mostra um metabolismo de bactéria anaeróbica de rastreio de gráfico de linha em função do tempo em amostras de areias petrolíferas incubadas a 50 ° C. As figuras 9A, 9B e 9C mostram três fases de

MiSAGD, incluindo um esquema de um poço de injeção de nutrientes horizontal longo perfurado na região IHS acima da câmara de vapor SAGD de uma forma de concretização da presente invenção; as figuras 10A, 10B mostram esquemas das duas fases de uma forma de concretização da presente invenção, em que a energia térmica é proporcionada pela injeção de água quente e nutrientes, seguindo-se o petróleo recuperado.

[0032] As figuras não estão à escala e algumas características podem ser exageradas ou minimizadas para mostrar detalhes de elementos particulares enquanto elementos relacionados podem ter sido eliminados para evitar obscurecer novos aspectos. Por conseguinte, os detalhes estruturais e funcionais específicos aqui revelados não devem ser interpretados como limitativos, mas apenas como base para as reivindicações e como uma base representativa para ensinar um versado na técnica a empregar de forma variada a presente invenção.

[0033] DESCRIÇÃO DETALHADA

[0034] Este documento refere-se ao petróleo como um termo genérico. No entanto, o termo petróleo pode ser usado de forma intercambiável com os termos petróleo pesado, petróleo extra-pesado, betume natural, areias de alcatrão, areias de petróleo, areias betuminosas ou petróleo. A presente invenção provê um método para recuperar o petróleo de unidades geológicas que contêm petróleo inacessível, ativando o banco de sementes microbianas existente, pré-enviado in situ. Ao fornecer nutrientes e uma mudança de temperatura para microrganismos inativos, latentes ou de baixa abundância, incluindo endospores bacterianos, que estão situados em unidades geológicas contendo petróleo, os microrganismos podem proliferar e produzir gás para uma melhor recuperação do petróleo através de uma pressão aumentada. O calor fornecido que diminui ainda mais a viscosidade do petróleo, juntamente com a pressão do gás produzida pelas comunidades microbianas ativadas que anteriormente eram inativas ou laten-

tes, se combinam para permitir que o petróleo previamente inacessível flua em direção a um poço de produção de petróleo.

[0035] São conhecidos os microrganismos com limites térmicos para o crescimento que são superiores à temperatura in situ predominante nos sedimentos, como mostrado nas figuras 6 e 7 e descritos ainda neste documento. Esses microrganismos geralmente existem como parte do banco de sementes inativas ou ativas, a menos que ou até que as condições ambientais mudem, por exemplo, por aquecimento ou através da provisão de nutrientes. Antes do SAGD, um reservatório típico de areias petrolíferas e um IHS sobreposto serão aproximadamente 10 ° C in situ.

[0036] À medida que o petróleo do IHS e outras regiões menos acessíveis são consideradas menos acessíveis devido à natureza extensa das camadas de lamito de baixa permeabilidade, atualmente não existem tecnologias que efetivamente recuperem o petróleo das camadas IHS. Em uma concretização, a presente invenção utiliza o calor produtivo gerado por métodos de recuperação térmica existentes, tais como SAGD. Embora as altas temperaturas de 200 ° C do vapor injetado efetivamente esterilizem a própria região da câmara de vapor, o vapor não pode penetrar nas camadas de lamito do IHS. Portanto, enquanto a câmara de vapor de 200 ° C é esterilizada, as áreas circundantes da subsuperfície não são necessariamente esterilizadas porque experimentam uma temperatura mais baixa. A presente invenção utiliza o vapor injetado, que flui de forma condutora através do estrato de lamito e dos estratos de areia saturados de petróleo da região IHS em contato com a câmara SAGD. Isso cria um gradiente de temperatura da borda da câmara de vapor quente (~ 200 ° C) para faixas que se situam sob temperatura ambiente (~ 10 ° C).

[0037] Por exemplo, para uma câmara de vapor SAGD que fica ~ 400 metros abaxio da subsuperfície, o gradiente de temperatura devido à condução de calor irá prolongar-se para cima de dez metros até uma elevação

em que a temperatura ambiente subterrânea não mude. Como tal, uma grande porção do IHS terá temperaturas muito superiores às temperaturas in situ anteriores ($<10^{\circ}\text{C}$), mas abaixo do que se entende como sendo o limite de temperatura superior para vida microbiana ($\sim 121^{\circ}\text{C}$). Estas temperaturas são condições favoráveis para a ativação de membros dormentes do banco de sementes microbianas, como endosporos de bactérias termofílicas que germinam e crescem em resposta ao aumento da temperatura.

[0038] Além disso, nesta forma de concretização, dado que os sedimentos e o petróleo do IHS são aquecidos sem entrada adicional, as emissões de gases com efeito de estufa e os custos de energia associados com a produção de petróleo a partir de uma determinada operação não aumentam necessariamente. Assim, as emissões globais de gases de efeito estufa por barril de petróleo diminuem e a relação vapor-petróleo pode diminuir. O calor condutor também reduz a viscosidade do petróleo e mobiliza o petróleo que de outra forma é inacessível ao vapor nas regiões além e / ou acima das câmaras de vapor. No entanto, embora o petróleo aquecido no IHS tenha uma viscosidade reduzida a um nível tão baixo que possa fluir, em torno de 10cP, há pressão limitada para dirigi-lo através das camadas de lama mais lateralmente extensas na câmara de vapor SAGD onde o poço de produção está localizado (ver figuras 1 e 2).

[0039] Em outra forma de concretização, a presente invenção promove a produção de gás pelos microrganismos no IHS. A produção de gás, por sua vez, fornece um impulso de pressão para produzir o petróleo. Em uma concretização da presente invenção, a proliferação desses microrganismos de bancos de sementes microbianas é dificultada pela otimização de condições ambientais para um determinado grupo ou grupos de micróbios. Esta otimização pode ser fornecida por nutrientes e / ou injeção de células microbianas no IHS. Em um aspecto, o gás produzido pelos micróbios de proliferação fornece pressão para conduzir o petróleo para um poço de

produção através dos intervalos saturados de petróleo intercalados entre as camadas de lama lateralmente extensas, ligeiramente inclinadas (muitas vezes entre 6 e 10 graus).

[0040] A figura 6 mostra um gráfico de barras que representa o metabolismo bacteriano para amostras de sedimentos do fundo do mar do Ártico em várias condições de nutrientes e temperatura. Este gráfico é adaptado de Hubert et al. (2010) *Microbiologia Ambiental* 12: 1089-1104 combinada com dados não publicados. As amostras analisadas são representativas de sedimentos de regiões subterrâneas permanentemente frias (~ 4 ° C). Como tal, essas amostras incluem comunidades microbianas heterogêneas, incluindo muitas cepas. As amostras foram incubadas durante 5 dias sob quatro conjuntos de condições:

[0041] ~ 4 ° C sem nutrientes,

[0042] ~ 50 ° C sem nutrientes,

[0043] ~ 50 ° C com nutrientes simples (1 mM de sete moléculas orgânicas diferentes, compostos de C2-C4, cada um) e

[0044] ~ 50 ° C com nutrientes complexos (2,5 mg · cm⁻³ de algas liofilizadas).

[0045] O metabolismo microbiano, uma medida da proliferação microbiana, foi desmembrado pela medição da redução do sulfato nos testes. Na temperatura in situ (~ 4 ° C) e sem nutrientes, observa-se metabolismo ou atividade microbiana mínima. Portanto, os microorganismos termofílicos na amostra podem ser considerados adormecidos à temperatura in situ. Quando a temperatura foi aumentada para 50 ° C, o metabolismo por microorganismos termófilos tornou-se aparente, indicando uma ativação dependente da temperatura de endo-esporos bacterianos dormentes.

[0046] Ainda se referindo à figura 6, a adição de nutrientes simples a 50 ° C aumentou o metabolismo microbiano até duas vezes e até cinco vezes com nutrientes mais complexos. Portanto, a ativação de microorganismos

sedimentares dormentes pode ser promovida e aumentada pela adição de calor e nutrientes, com nutrientes mais complexos, proporcionando um ambiente significativamente mais propício ao crescimento e ao metabolismo. A figura 7 mostra os três grupos de 50 ° C apresentados na figura 6 como um gráfico de linha que mostra o metabolismo microbiano ao longo do tempo. Além da proliferação relativa dos microrganismos sob diferentes condições, este gráfico mostra ainda que os microrganismos latentes são ativados até 50 horas mais cedo quando enriquecidos com nutrientes.

[0047] O tipo de gás produzido pelos microrganismos depende das condições prevaletentes, tais como os nutrientes disponíveis, bem como os organismos específicos de interesse. Portanto, os gases produzidos incluem, mas não são limitados, dióxido de carbono, metano, nitrogênio, amônia, hidrogênio e sulfeto de hidrogênio. Referindo-se à figura 8, é apresentado um gráfico de linha que rastreia o metabolismo bacteriano para amostras de sedimentos de um reservatório de areias petrolíferas incubadas a 50 ° C. Este gráfico rastreia o metabolismo bacteriano anaeróbico em função do tempo em amostras de areias petrolíferas incubadas a 50 ° C na presença de nutrientes ou sem alteração de nutrientes. Duas profundidades do mesmo reservatório de areias petrolíferas foram testadas e a média das garrafas experimentais replicadas para cada condição é mostrada. O experimento é semelhante às incubações mostradas nas figuras 6 e 7 e demonstra que os termófilos dormentes podem ser ativados em areias petrolíferas que experimentam alta temperatura. Foi necessária uma alteração nutricional para estimular o metabolismo anaeróbico por termófilos nas amostras de areias petrolíferas. Essas areias petrolíferas foram obtidas a partir de núcleos congelados que foram perfurados antes da SAGD, de modo que o único aquecimento ocorreu nos experimentos. Duas profundidades (cerca de 412 e 430 m abaixo da superfície) foram testadas, cada uma em triplicado. Os controles não modificados para cada profundidade foram

testados em duplicado.

[0048] As figuras 9A, 9B e 9C mostram um esquema de uma forma de concretização da presente invenção. Nesta forma de concretização, um poço de injeção de nutrientes horizontal longo 40 é perfurado na região IHS 20 acima da câmara de vapor SAGD 10. Na forma de oncretização ilustrada na figura 9B, o gás 80 pode ser gerado por micróbios que são ativados em resposta à IHS aquecida por condução camadas. Na forma de concretização ilustrada na figura 9C, os nutrientes 50 são injetados a partir de um tanque 60 na superfície. Os nutrientes injetados 50 são incubados na região IHS 20 conduzida de forma condutora durante SAGD, ocorrendo na câmara de vapor 10 abaixo. Os microorganismos inativos 70 que podem ser ativados pelo calor condutor como mostrado na figura 9B, são ainda ativados e aprimorados pelos nutrientes 50 injetados, para produzir o gás 80. Em uma concretização, o gás 80 produzido pelo micróbio termofílico ativado 70 provê pressão para o petróleo situado entre os estratos de lama 30 lateralmente extensos para fluir para baixo ao longo dos estratos de lama inclinados na câmara de vapor 10 abaixo para a produção de petróleo.

[0049] Em outro aspecto da presente invenção, a produção de gás microbiano é reforçada por meio da determinação e utilização de formulações de nutrientes ótimas e mudança de temperatura para promover a ativação microbiana máxima e a proliferação. As formulações de nutrientes podem ser projetadas com base em (1) conhecimento especializado do banco de sementes microbianas e metabolismo microanálise anaeróbico, ou (2) formulações baseadas na comunidade microbiana específica presente em um determinado reservatório. As últimas formulações podem ser preparadas por meio de testes de laboratório de pré-caracterização específicos do site do banco de sementes microbianas de uma determinada região IHS usando amostras retiradas dessa região IHS. A pré-caracterização pode incluir estudos sobre a melhor forma de estimular o banco de sementes específico

em diferentes temperaturas antecipadas. As amostras de sedimentos de IHS normalmente estarão disponíveis a partir de núcleos de perfuração realizados durante uma pesquisa de exploração da subsuperfície, ou durante o processo de perfuração dos pares de poços injetores-produtores SAGD.

[0050] As formulações de nutrientes podem incluir substratos de crescimento que são compostos orgânicos à base de carbono, compostos de nitrogênio e fósforo, compostos metálicos, vitaminas ou diferentes ativadores de elétrons, como oxigênio, nitrato, óxidos e sulfatos de metais. As formulações de nutrientes podem ser especializadas e específicas do local como descrito acima, ou podem ser aplicadas de forma padrão com base em conhecimento especializado de fisiologia geral de consórcios microbianos anaeróbicos capazes de produção de gás. Em uma concretização, a presente invenção visa conduzir o petróleo para o vapor ao longo da inclinação suave dos estratos de lama lateralmente extensos, em vez de tentar quebrar o limite de lamito da câmara de vapor como nas técnicas existentes. Como tal, em algumas formas de concretização, a presente invenção utiliza poços de produção de petróleo existentes 7, por exemplo como mostrado nas figuras 1 e 2, para produzir o petróleo da região IHS. Em algumas formas de concretização da invenção reivindicada, poços de produção adicionais são perfurados na região IHS.

[0051] Uma vantagem de algumas formas de concretização da presente invenção inclui uma redução nos custos de produção de petróleo por barril de petróleo produzido em relação ao método tradicional de SAGD, porque os custos associados com a injeção de nutrientes são provavelmente inferiores aos da geração de vapor. Como tal, as formas de concretização da presente invenção produzirão um aumento considerável na produção de petróleo com apenas um aumento incremental de custos para poços nutrientes adicionais e sem qualquer alteração do método SAGD. Uma vantagem adicional das formas de concretização da presente invenção é que procura

diminuir a relação vapor-para- petróleo. Por conseguinte, com a mesma quantidade de vapor no método SAGD tradicional, as formas de concretização da presente invenção permitem uma quantidade significativamente maior de petróleo a ser produzida e, deste modo, pode reduzir a quantidade relativa de emissões de gases com efeito de estufa por unidade de produção de petróleo.

[0052] Além disso, como o petróleo na região IHS é menos biodegradado e viscoso do que o da câmara de vapor, é mais comercialmente valioso. Além disso, a viscosidade diminuída requer menos energia para fluir através dos poços de produção de petróleo. Além disso, quando aquecido, o petróleo menos biodegradado da região IHS é capaz de suportar a atividade microbiana produtora de gás se ainda puder ser ainda biodegradável. Como tal, em algumas formas de concretização da presente invenção, o petróleo naturalmente presente na região IHS pode contribuir como uma forma de nutrientes para o crescimento microbiano.

[0053] Em outra forma de concretização da presente invenção, os microorganismos que produzem gases podem ser injectados na região IHS como uma forma de bioadição. São necessários testes laboratoriais específicos do local para determinar formulações ideais de nutrientes e / ou bioadição. Em uma forma de concretização da presente invenção, os microorganismos que produzem gás injectado, podem originar-se de microorganismos de banco de sementes isolados e cultivados a partir de amostras de núcleo de reservatório correspondentes. Em outra forma de concretização da presente invenção, os microorganismos que produzem gases injectados podem ser espécies ou consórcios microbianos padrões conhecidos para produzir gás sob condições anóxicas de alta temperatura.

[0054] Em algumas formas de concretização da presente invenção, pode ser desejável aceder a uma grande porção da região subterrânea. Como tal, a presente invenção contempla formas de concretização incluindo mais

de um poço de injeção de nutrientes. Os poços de injeção de nutrientes podem ser perfurados com diferentes larguras, profundidades (rasas ou profundas), na direção horizontal e / ou vertical, dependendo da área alvo para injeção de nutrientes. A decisão de perfurar menos ou mais poços de injeção de nutriente, ou poços horizontais e / ou verticais, pode ser determinada com base nas características de um sítio particular e em taxas de custo / benefício calculadas.

[0055] Em algumas formas de concretização da presente invenção, poços horizontais podem ser usados para direcionar a estimulação de áreas particulares na unidade geológica com base em condições de temperatura ou microbiológicas. Em outra forma de concretização da presente invenção, os poços horizontais podem ser semelhantes aos poços SAGD horizontais. Os poços horizontais também podem ter até 1 km de comprimento ou mais horizontalmente e / ou acessar toda a área do reservatório de petróleo.

[0056] Em uma forma de concretização da presente invenção, os poços de injeção de nutrientes podem ser perfurados a partir da mesma localização ou infra-estrutura da superfície como poços de produção existentes, tais como as plataformas de exploração de produção de SAGD. Portanto, em tais formas de concretização em que a tecnologia é utilizada em conjunto com um outro método de recuperação de petróleo, como o método SAGD, esses poços adicionais provavelmente representarão um custo de implantação incremental menor.

[0057] Em outra forma de concretização, a presente invenção pode ser utilizada em uma zona normalmente inacessível tal como a região IHS antes ou depois do método SAGD. O calor gerado a partir de estratégias de recuperação de petróleo térmico, como o método SAGD, só é acessível enquanto o método SAGD está ativo e em curso. Portanto, quando a presente invenção é utilizada antes ou depois do método SAGD, a água quente pode ser injetada como um aprimoramento térmico para manter condições de

temperatura ótimas para ativação do banco de sementes microbianas, proliferação microbiana e produção de gás. A água morna pode ser injetada de forma contínua ou periodicamente. Em algumas formas de concretização da presente invenção, a água quente pode ser injetada com nutrientes e / ou micróbios.

[0058] Em uma forma de concretização da presente invenção, a água quente pode ser injetada durante o método SAGD para suplementar o calor de uma região particular do IHS.

[0059] Em outra forma de concretização, o método da presente invenção pode envolver testes de vigilância local específicos do local e preparações para recuperação de petróleo melhorada, incluindo:

[0060] amostragem do (s) núcleo (s) do reservatório (s) subterrâneo (s) do (s) sítio (s) do reservatório de petróleo de interesse, por exemplo, amostras de núcleo IHS;

[0061] análise da diversidade microbiana voltada para organismos de bancos de sementes raras e caracterização baseada em laboratório de comunidades microbianas de reservatórios in situ em sedimentos - estas podem envolver incubações de gradiente de temperatura que simulam o aquecimento condutor SAGD de IHS subjacentes;

[0062] determinação baseada em laboratório de substratos, nutrientes, temperaturas que são ótimas para a produção de gás de comunidades microbianas que estão dormentes, mas presentes, em sedimentos do local de interesse;

[0063] simulação do aquecimento térmico ao longo do tempo, por exemplo através da modificação do aquecimento condutor da câmara de vapor, para identificar condições de alta temperatura para uma produção ótima de gás microbiano com base na fisiologia de microorganismos do banco de sementes sem intervenção adicional;

[0064] modelagem de produção de gás adicional se forem fornecidos

nutrientes à comunidade microbiana latente e / ou procurando a germinação de endosporos bacterianos que possam ocorrer em resposta a temperatura e / ou nutrientes; e

[0065] a implementação da estratégia de recuperação de petróleo melhorada no sítio de reservatório de petróleo de interesse.

[0066] A presente invenção inclui um método para recuperar o petróleo de um reservatório de petróleo na subsuperfície da Terra. Neste método, um poço de injeção é utilizado na subsuperfície para injetar pelo menos um nutriente. Uma fonte de calor é utilizada para aquecer continuamente a subsuperfície, antes, durante ou após a injeção do pelo menos um nutriente. Os microrganismos que produzem gás localizado na subsuperfície são incubados para produzir pressão de gás que conduz o petróleo ao poço de produção para recuperação.

[0067] Em uma forma de concretização da presente invenção, as etapas de injeção, incubação e produção descritas acima podem ser repetidas ciclicamente. Em uma outra forma de concretização da presente invenção, a produção de petróleo pode ser realizada simultaneamente com a incubação dos micróbios com nutrientes injetados.

[0068] Em uma outra forma de concretização, a presente invenção pode ser aplicada a organismos de bancos de sementes microbianas em reservatórios de petróleo pesado subterrâneo que atualmente não são acessíveis por métodos convencionais e / ou de recuperação térmica (isto é, SAGD), ou não são atraentes para tais, tais como como camadas relativamente finas de areia saturada de petróleo. Em tais zonas de reservatório finas, o método SAGD não é geralmente empregado, pois é considerado não economicamente justificável. Nesta concretização, como a energia térmica não pode ser obtida a partir de uma estratégia térmica simultânea, como o método SAGD, a energia térmica deve ser introduzida no sedimento por outros meios.

[0069] Em uma forma de concretização da presente invenção, a energia térmica pode ser proporcionada à área alvo pela injeção de água quente como mencionado anteriormente. A figura 10A mostra a primeira fase de tal forma de concretização. Um poço de injeção de nutriente 40 injeta água morna, nutrientes e, opcionalmente, micróbios 55 de um tanque 60 acima da superfície. Em uma forma de concretização da presente invenção, a água morna, os nutrientes e os micróbios opcionais 55 são fluídos de forma constante para o reservatório de petróleo 25 para reduzir a viscosidade por calor e ativar e incubar a comunidade microbiana, incluindo o banco de sementes dormentes, para que ele produza gás que fornece impulso de pressão para a produção de petróleo.

[0070] A figura 10B mostra uma forma de concretização da segunda fase da forma de concretização da presente invenção ilustrada na figura 10A. Nesta concretização, o poço de injeção de nutrientes 40 também pode servir para a função de um poço de produção. Em uma concretização, o petróleo aquecido e, portanto, menos viscoso, é conduzido pelo gás produzido pelos microrganismos na fase Um (figura 10A) em direção ao poço para produção (figura 10B).

[0071] A temperatura da água quente pode variar dependendo das preferências da comunidade microbiana alvo. A água quente aquece os sedimentos e, juntamente com os nutrientes, reduz a viscosidade do petróleo e pode contribuir para a pressurização do reservatório. Assim, os micróbios adaptados à alta temperatura são ativados e proliferam para produzir gás que aumenta a pressão in situ, levando a um aumento no fluxo e produção de petróleo.

[0072] Em uma forma de concretização da presente invenção, a água quente pode ser injetada para facilitar a produção de petróleo, e o ciclo de injeção / produção continua a ser repetido. Em algumas formas de concretização, o período de ciclos de injeção / produção pode ser específico do re-

servatório e pode ser determinado por tentativas anteriores de produção convencional de petróleo sob temperatura fria.

[0073] Em uma forma de concretização da presente invenção, tais ciclos alternados podem continuar até a produção de petróleo cessar. Em outra forma de concretização da presente invenção, a incubação dos microrganismos nos sedimentos subterrâneos com água morna e nutrientes pode durar por vários meses. Em uma outra forma de concretização da presente invenção, a produção de petróleo pode durar até 6 meses e mais.

[0074] Em algumas formas de concretização da presente invenção, os poços de injeção de nutrientes e / ou poços de injeção de água quente também podem ser usados para produção de petróleo.

[0075] Em algumas formas de concretização da presente invenção, a energia térmica suplementar fornecida por água morna pode ser utilizada para suplementar a produção primária de petróleo a temperatura fria ou produção de petróleo secundário, tal como tecnologia de fluxo de água.

[0076] Um versado na técnica que compreende esta invenção pode agora conceber estruturas alternativas e formas de concretização ou variações do acima exposto, todas as quais se se enquandram no âmbito da invenção como definido nas reivindicações que se seguem.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para recuperação de óleo em uma subsuperfície de um reservatório, sendo que o método é caracterizado pelo fato de que compreende as etapas de:

(a) utilizar pelo menos um poço de injeção dentro da subsuperfície;

(b) utilizar uma fonte de calor para aquecer a subsuperfície e ativar pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* de um banco de sementes microbianas de biosfera profunda localizada na subsuperfície e mantida a uma temperatura acima de temperaturas *in situ* abaixo de um limite superior para vida microbiana;

(c) injetar pelo menos um nutriente na subsuperfície através do pelo menos um poço de injeção;

(d) estimular atividade do pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* do banco de sementes microbianas de biosfera profunda localizado na subsuperfície para produzir gás; e

(e) recuperar óleo através de um poço de recuperação de produção.

2. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a fonte de calor é um subproduto de calor condutor de uma recuperação de óleo de drenagem por gravidade auxiliada por vapor.

3. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a fonte de calor é água quente.

4. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que as etapas (b) e (c) são intercambiáveis no método.

5. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que as etapas (b) e (c) são realizadas concomitantemente.

6. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* do banco de

sementes microbianas de biosfera profunda é bacteriano.

7. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o óleo é dentre: óleo pesado, betume, óleo de baixa permeabilidade e óleo convencional.

8. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um poço de injeção também é o poço de recuperação de produção.

9. Método para recuperação de óleo em uma subsuperfície de um reservatório, sendo que o método é caracterizado pelo fato de que compreende as etapas de:

(a) utilizar pelo menos um poço de injeção dentro da subsuperfície;

(b) utilizar uma mudança de temperatura da subsuperfície para ativar pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* de um banco de sementes microbianas de biosfera profunda localizada na subsuperfície, sendo que a mudança na temperatura mantida a uma temperatura acima de temperaturas *in situ* abaixo de um limite superior para vida microbiana;

(c) injetar pelo menos um micro-organismo produtor de gás na subsuperfície através do pelo menos um poço de injeção;

(d) injetar pelo menos um nutriente na subsuperfície através do pelo menos um poço de injeção;

(e) estimular atividade do pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* do banco de sementes microbianas de biosfera profunda e o pelo menos um micro-organismo produtor de gás; e

(f) recuperar óleo através de um poço de recuperação de produção.

10. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que as etapas (b), (c) e (d) são intercambiáveis no método.

11. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que as etapas (a) a (f) são realizadas concomitantemente.

12. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que as etapas (a) a (f) são repetidas de maneira cíclica.

13. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* do banco de sementes microbianas de biosfera profunda é bacteriano.

14. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o óleo é dentre: óleo pesado, betume, óleo de baixa permeabilidade e óleo convencional.

15. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que a etapa (b) envolve resfriar a subsuperfície.

16. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que a etapa (b) envolve aquecer a subsuperfície.

17. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um poço de injeção também é o poço de recuperação de produção.

18. Método para recuperação de óleo em uma subsuperfície de um reservatório, sendo que o método é caracterizado pelo fato de que compreende as etapas de:

(a) utilizar pelo menos um poço de injeção dentro da subsuperfície;

(b) utilizar uma mudança de temperatura da subsuperfície para ativar pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* de um banco de sementes microbianas de biosfera profunda localizada na subsuperfície, sendo que a mudança na temperatura mantida a uma temperatura acima de temperaturas *in situ* abaixo de um limite superior para vida microbiana;

(c) injetar pelo menos um nutriente na subsuperfície através do pelo menos um poço de injeção;

(d) estimular a atividade do pelo menos um micro-organismo dormente *in situ*; e

(e) recuperar óleo através de um poço de recuperação de produção.

19. Método, de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* é um dentre: uma bactéria que forma endosporo termoplástico, uma bactéria que forma de endosporo mesofílico, uma bactéria que não forma esporo e uma arquea.

20. Método, de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* é um dentre: uma bactéria que forma endosporo termoplástico, uma bactéria que forma de endosporo mesofílico, uma bactéria que não forma esporo e uma arquea.

21. Método, de acordo com a reivindicação 18, caracterizado pelo fato de que o pelo menos um micro-organismo dormente *in situ* é um dentre: uma bactéria que forma endosporo termoplástico, uma bactéria que forma de endosporo mesofílico, uma bactéria que não forma esporo e uma arquea.

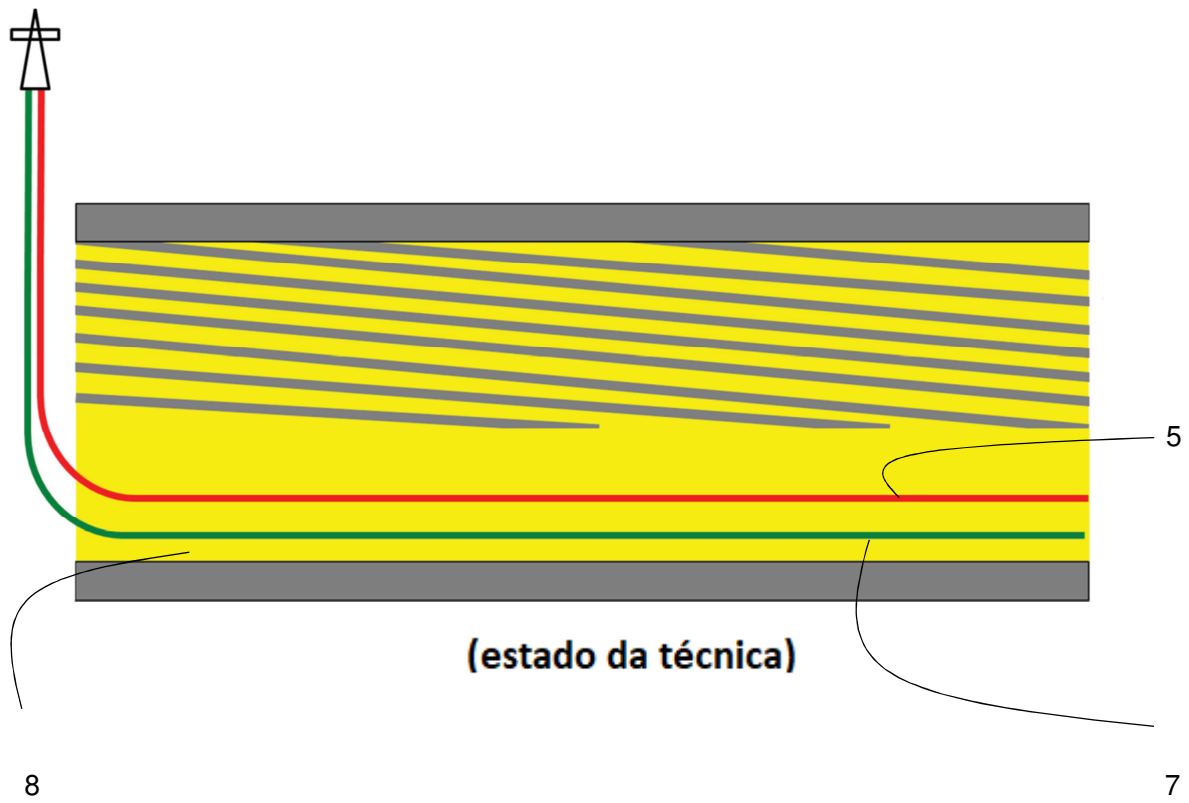


FIGURA 1

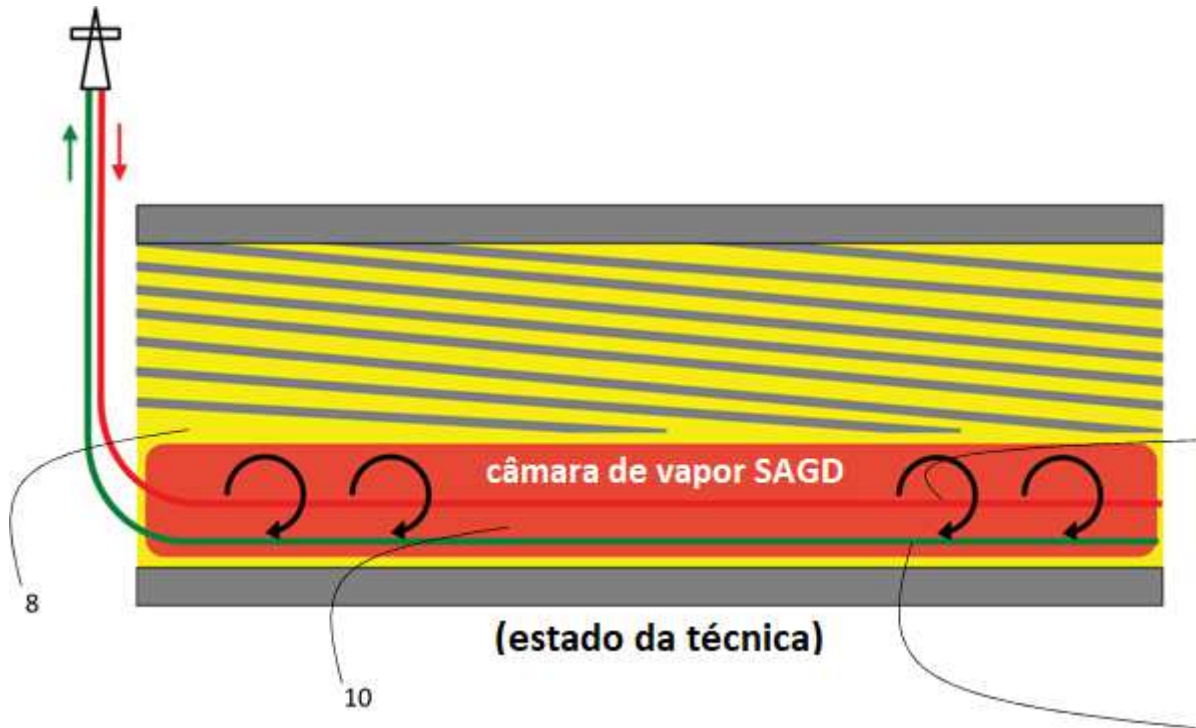


FIGURA 2

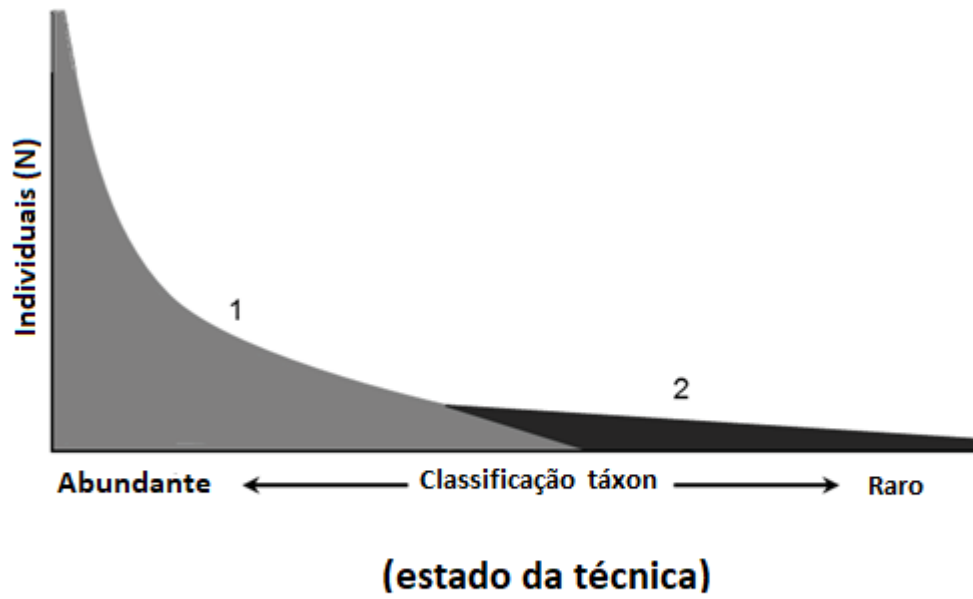
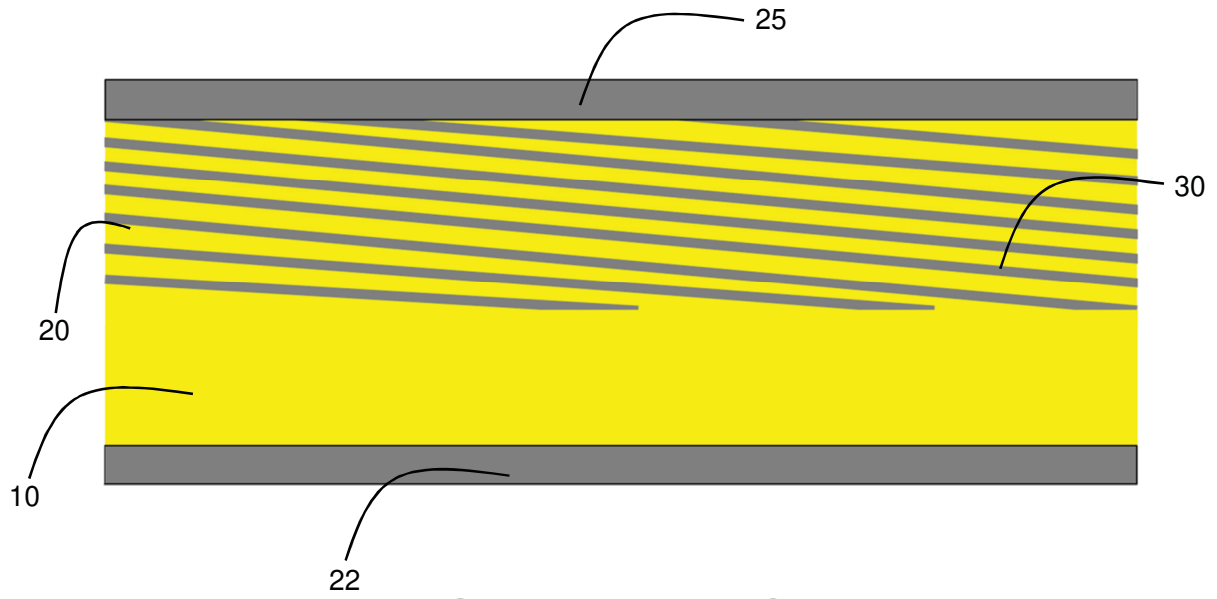
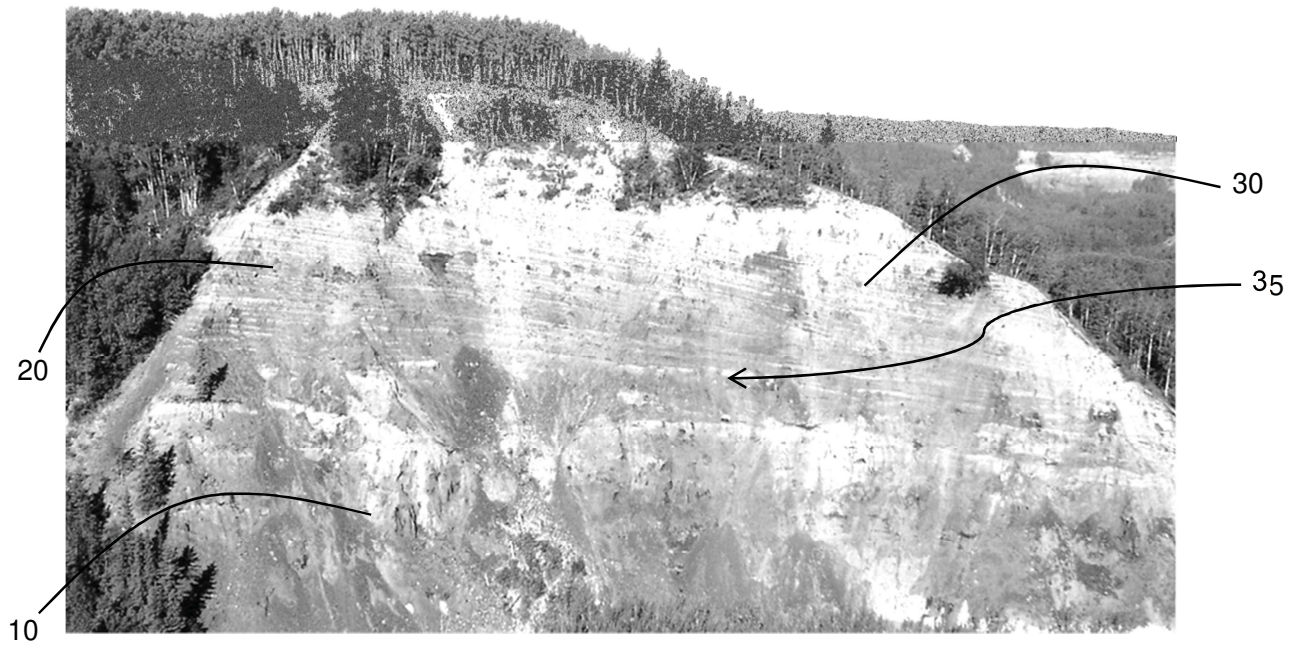


FIGURA 3



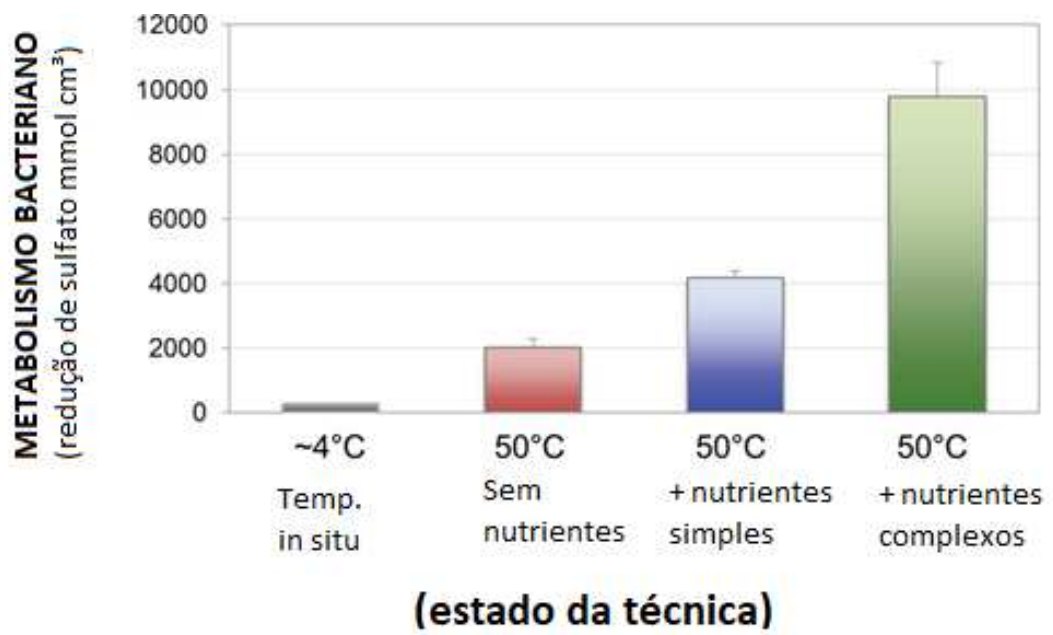
(estado da técnica)

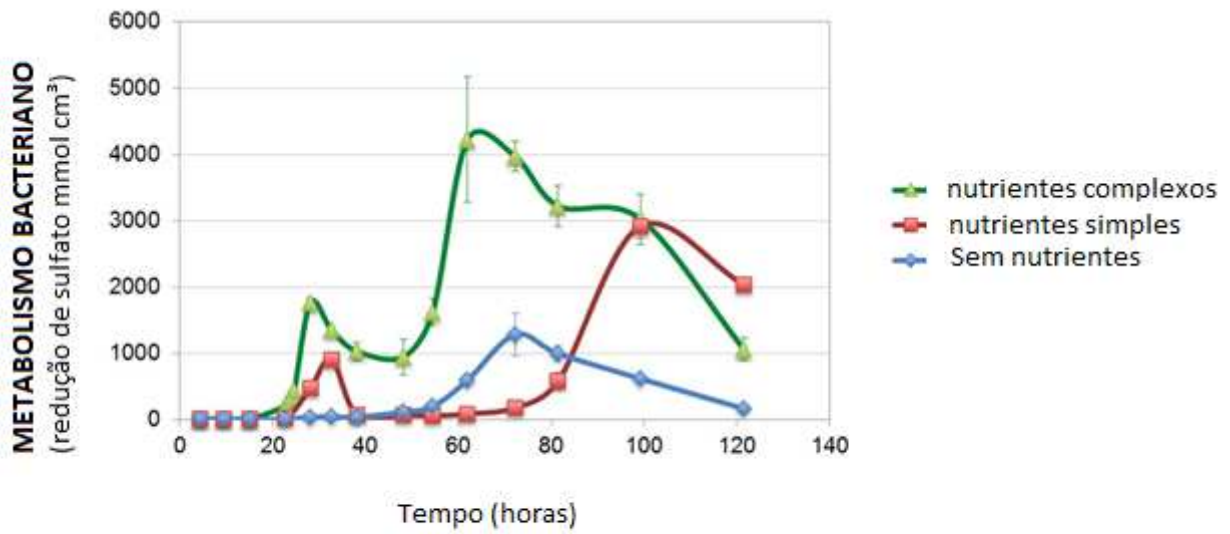
FIGURA 4



(estado da técnica)

FIGURA 5

**FIGURA 6**



(estado da técnica)

FIGURA 7

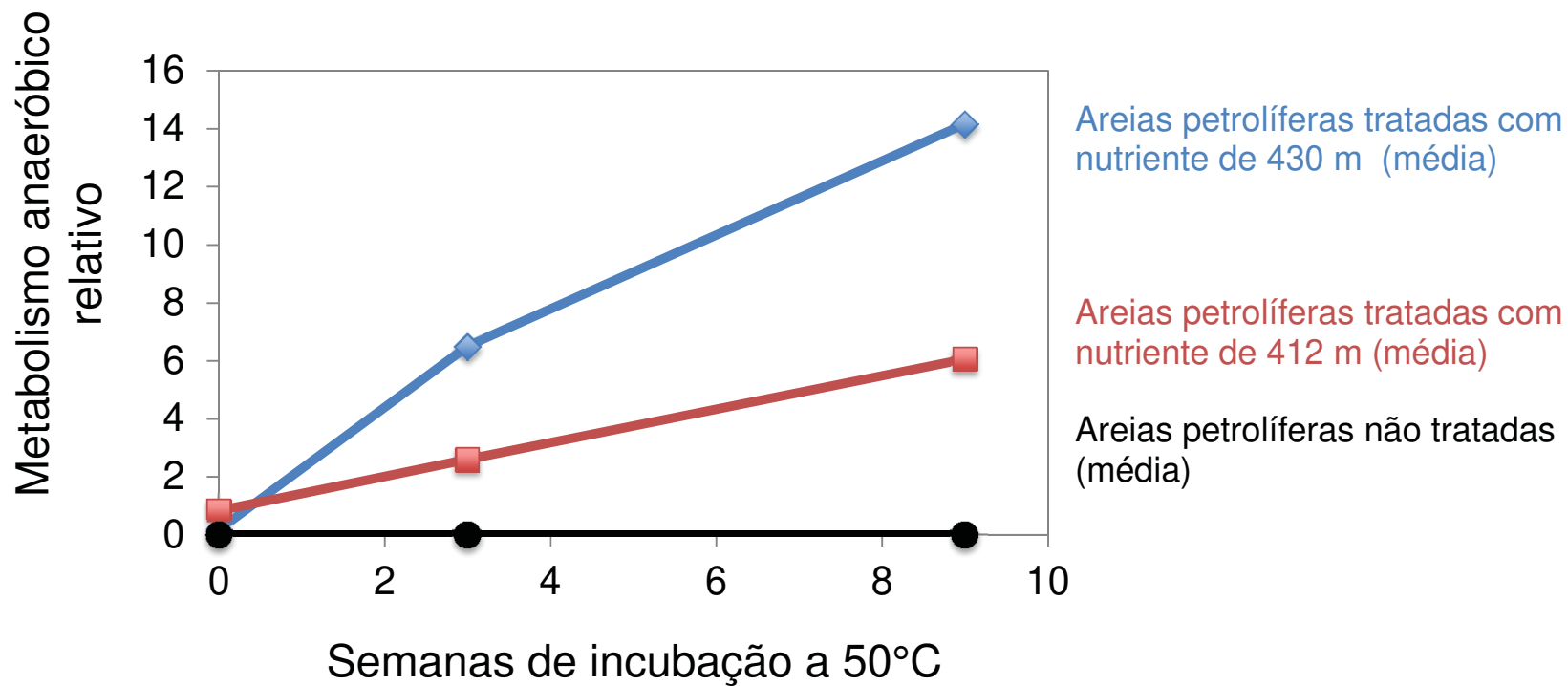


FIGURA 8

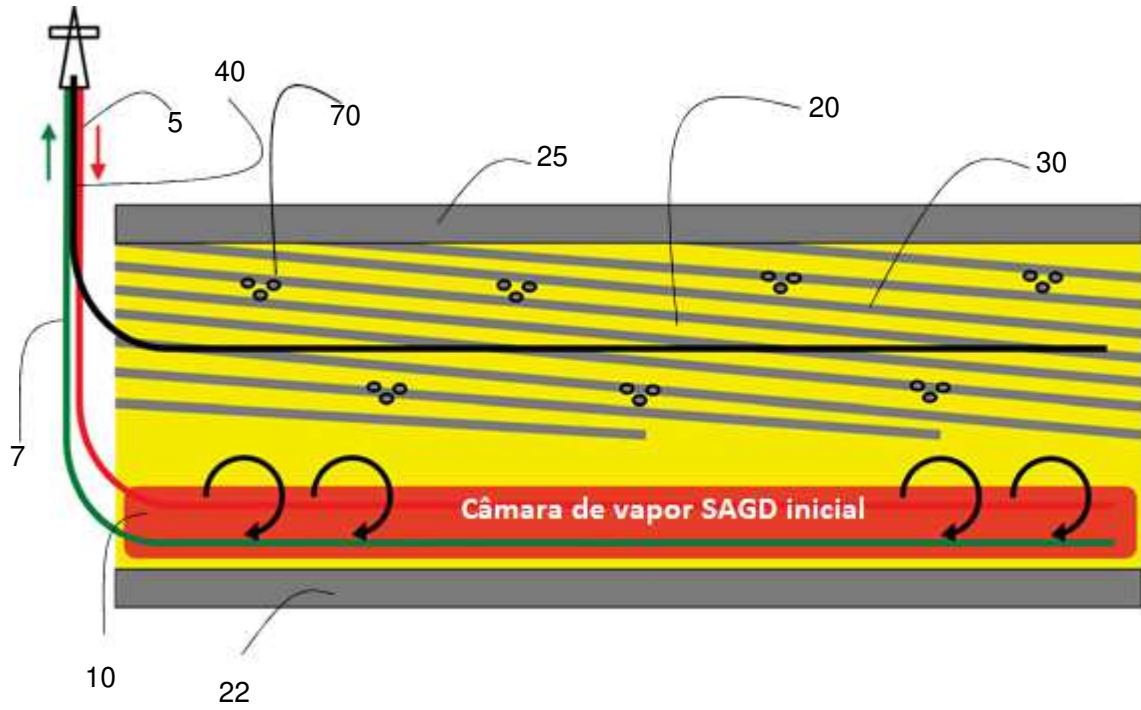


FIGURA 9A

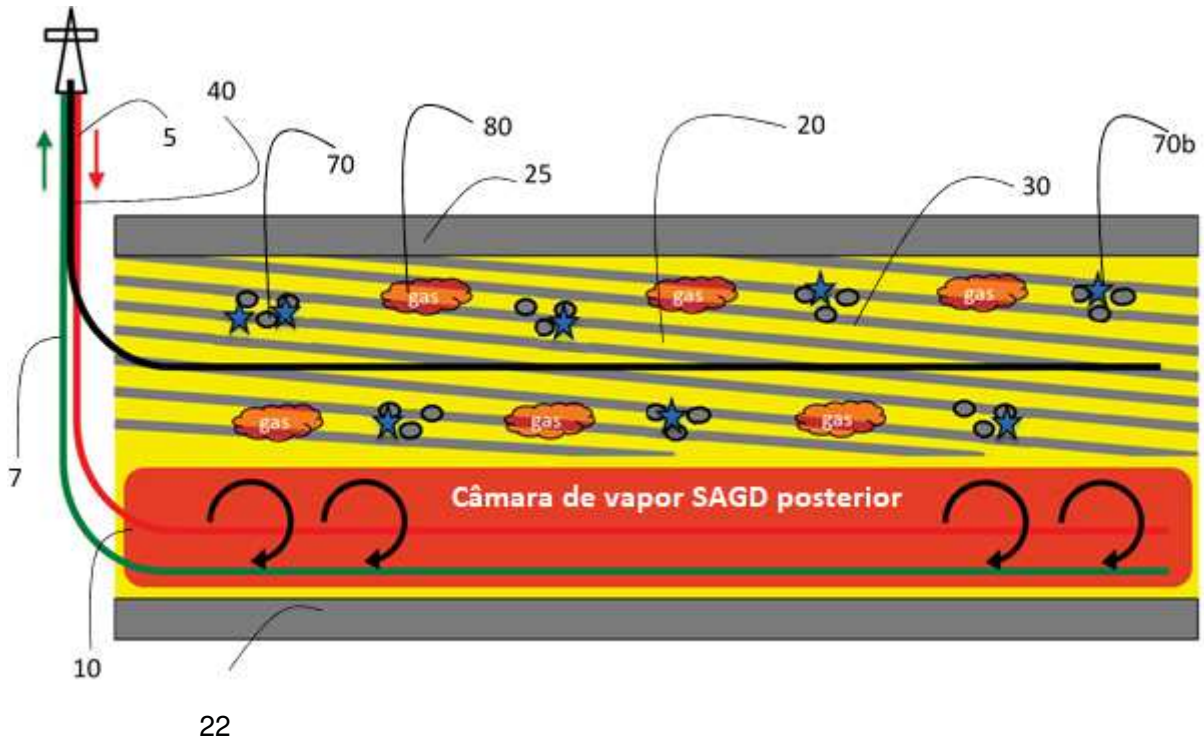


FIGURA 9B

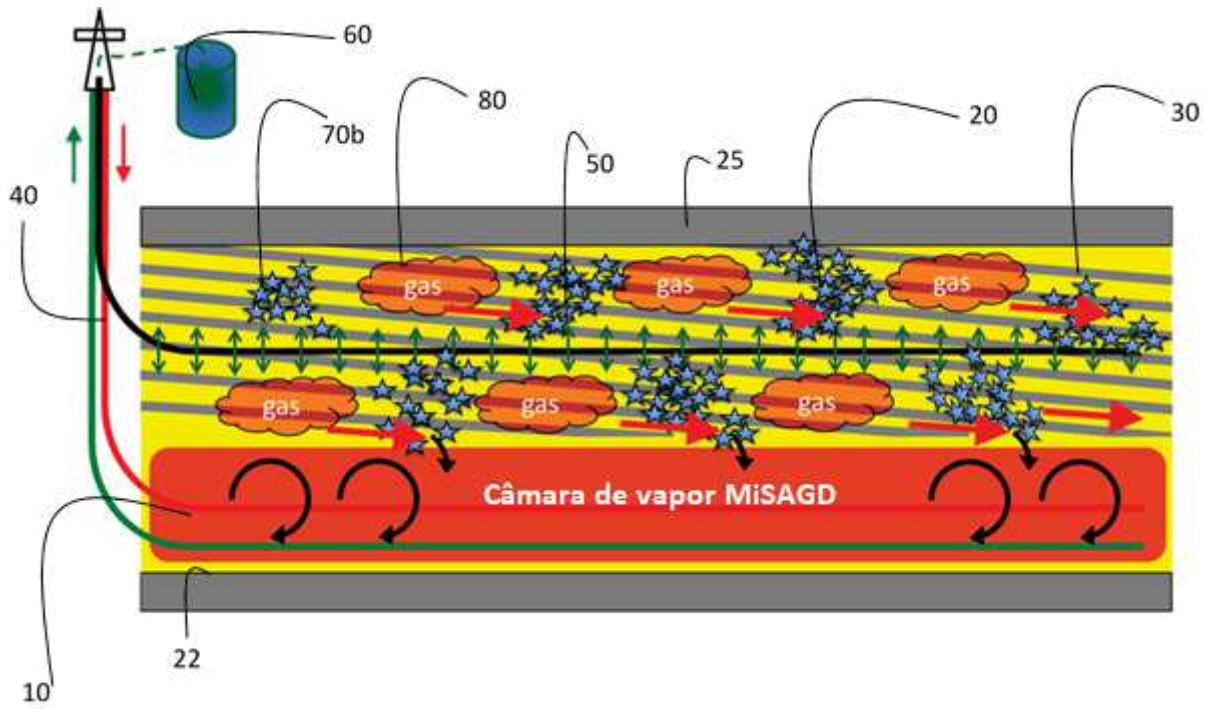


FIGURA 9C

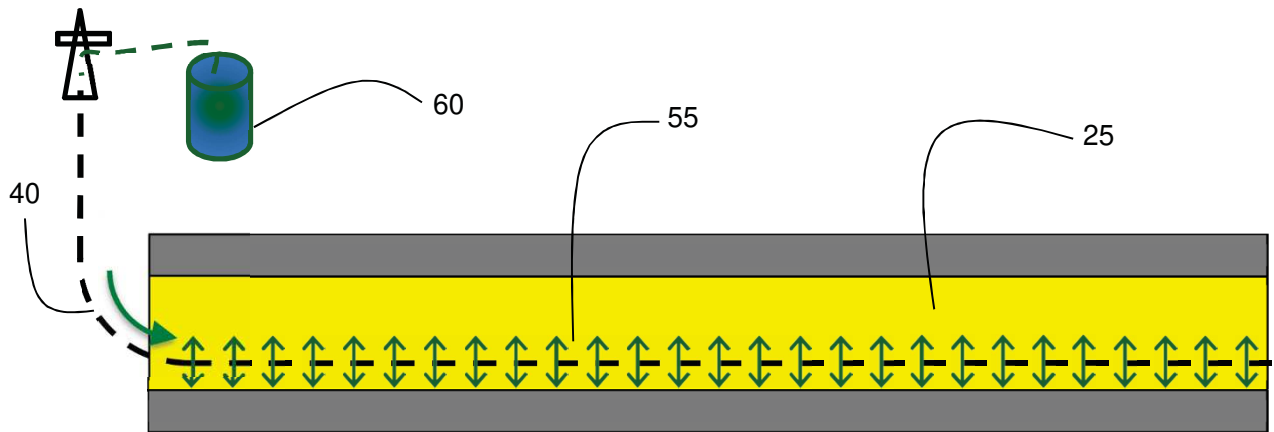


FIGURA 10A

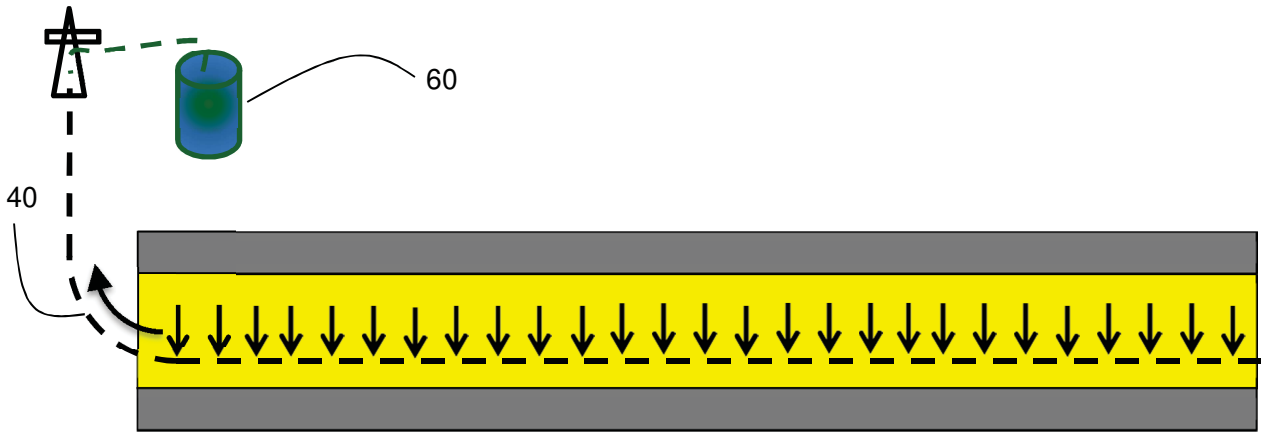


FIGURA 10B