



República Federativa do Brasil
Ministério do Desenvolvimento, Indústria
e do Comércio Exterior
Instituto Nacional da Propriedade Industrial

(21) PI 0718468-9 A2



* B R P I 0 7 1 8 4 6 8 A 2 *

(22) Data de Depósito: 19/10/2007
(43) Data da Publicação: 03/12/2013
(RPI 2239)

(51) Int.Cl.:
E21B 43/24
E21B 43/30

(54) Título: MÉTODO PARA TRATAR UMA
FORMAÇÃO DE AREIAS BETUMINOSAS, E, FLUIDO
DE TRANSPORTE

(57) Resumo:

(30) Prioridade Unionista: 20/10/2006 US 60/853096,
20/04/2007 US 60/925685, 20/04/2007 US 60/925685, 20/10/2006 US
60/853096

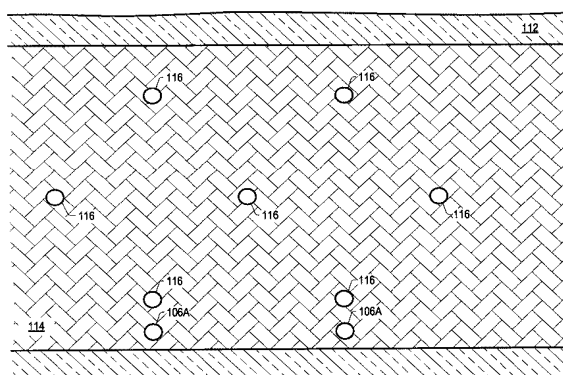
(73) Titular(es): SHELL INTERNATIONALE RESEARCH
MAATSCHAPPIJ B.V.

(72) Inventor(es): Augustinus Wilhelmus Maria Roes, Etuan
Zhang, Gary Lee Beer, John Michael Karanikas, Marian Marino, Robert
Charles Ryan, Robert James Dombrowski, Tulio Rafael Colmenares

(74) Procurador(es): Momsen, Leonardos & CIA.

(86) Pedido Internacional: PCT US2007081890 de
19/10/2007

(87) Publicação Internacional: WO 2008/051822 de
02/05/2008



“MÉTODO PARA TRATAR UMA FORMAÇÃO DE AREIAS BETUMINOSAS, E, FLUIDO DE TRANSPORTE”

FUNDAMENTO

1. Campo da Invenção

5 A presente invenção no geral diz respeito aos métodos e sistemas para a produção de hidrocarbonetos, hidrogênio e/ou outros produtos de várias formações de subsuperfície tais como formações contendo hidrocarboneto (por exemplo, formações de areias betuminosas).

2. Descrição da Técnica Relacionada

10 Os hidrocarbonetos obtidos de formações subterrâneas são frequentemente usados como recursos de energia, como estoques de alimentação e como produtos consumíveis. Preocupações em relação ao esgotamento de recursos de hidrocarboneto disponíveis e preocupações em relação à qualidade global em declínio de hidrocarbonetos produzidos têm
15 levado ao desenvolvimento de processos para recuperação, processamento e/ou uso mais eficiente dos recursos de hidrocarboneto disponíveis. Os processos *in situ* podem ser usados para remover materiais de hidrocarboneto de formações subterrâneas. As propriedades químicas e/ou físicas de material de hidrocarboneto em uma formação subterrânea podem necessitar serem
20 mudadas para permitir que o material de hidrocarboneto seja mais facilmente removido da formação subterrânea. As mudanças químicas e físicas podem incluir reações *in situ* que produzem fluídos removíveis, mudanças de composição, mudanças de solubilidade, mudanças de densidade, mudanças de fase e/ou mudanças de viscosidade do material de hidrocarboneto na
25 formação. Um fluido pode ser, mas não é limitado a, um gás, um líquido, uma emulsão, uma pasta fluida e/ou uma corrente de partículas sólidas que tenha características de fluxo similares ao fluxo de líquido.

 Depósitos grandes de hidrocarbonetos pesados (óleo pesado e/ou alcatrão) contidos em formações relativamente permeáveis (por exemplo

em areias betuminosas) são encontrados na América do Norte, América do Sul, África e Ásia. O alcatrão pode ser extraído da superfície e aprimorado para hidrocarbonetos mais leves tais como óleo bruto, nafta, querosene e/ou gasóleo. Os processos de moagem na superfície podem ainda separar o betume da areia. O betume separado pode ser convertido para hidrocarbonetos leves usando métodos de refinaria convencionais. A areia betuminosa extraída e aprimorada é de modo usualmente substancial mais cara do que a produção de hidrocarbonetos mais leves de reservatórios de óleo convencionais.

A produção *in situ* de hidrocarbonetos a partir da areia betuminosa pode ser realizada aquecendo-se e/ou injetando-se um gás na formação. As Patentes U.S. Nºs 5.211.230 concedida a Ostapovich *et al.* e 5.339.897 concedida a Leaute descrevem um poço de produção horizontal localizado em um reservatório contendo óleo. Um tubo vertical pode ser usado para injetar um gás oxidante no reservatório para a combustão *in situ*.

A Patente U.S. Nº 2.780.450 concedida a Ljungstrom descreve aquecer formações geológicas betuminosas *in situ* para converter ou craquear uma substância como alcatrão líquida em óleos e gases.

A Patente U.S. Nº 4.597.441 concedida a Ware *et al.* descreve contatar óleo, calor e hidrogênio simultaneamente em um reservatório. A hidrogenação pode realçar a recuperação de óleo do reservatório.

As Patentes U.S. Nºs 5.046.559 concedida a Glandt e 5.060.726 concedida a Glandt *et al.* descrevem pré aquecer uma porção de uma formação de areia betuminosa entre um poço injetor e um poço produtor. Vapor pode ser injetado a partir do poço injetor na formação para produzir hidrocarbonetos no poço produtor.

Como esboçado acima, houve uma quantidade significativa de esforços para desenvolver métodos e sistemas para produzir economicamente hidrocarbonetos, hidrogênio e/ou outros produtos a partir de formações contendo hidrocarboneto. No presente, entretanto, existem ainda muitas

formações contendo hidrocarboneto a partir das quais hidrocarbonetos, hidrogênio e/ou outros produtos não podem ser economicamente produzidos. Assim, existe ainda uma necessidade quanto a métodos e sistemas aprimorados para a produção de hidrocarbonetos, hidrogênio e/ou outros produtos a partir de várias formações contendo hidrocarboneto.

SUMÁRIO

As formas de realização aqui descritas no geral dizem respeito aos sistemas, métodos e aquecedores para tratar uma formação de subsuperfície. As formas de realização aqui descritas também no geral dizem respeito aos aquecedores que têm novos componentes a esse respeito. Tais aquecedores podem ser obtidos usando-se os sistemas e métodos aqui descritos.

Em certas formas de realização, a invenção fornece um ou mais sistemas, métodos e/ou aquecedores. Em algumas formas de realização, os sistemas, métodos e/ou aquecedores são usados para tratar uma formação de subsuperfície.

Em algumas formas de realização, a invenção fornece um método para tratar uma formação de areias betuminosas, que compreende: aquecer uma primeira porção de uma camada de hidrocarboneto na formação a partir de um ou mais aquecedores localizados na primeira porção; controlar o aquecimento para aumentar uma injetividade de fluido da primeira porção; injetando-se e/ou criando-se um fluido condutor e/ou um fluido oxidante na primeira porção para fazer com que pelo menos alguns hidrocarbonetos se movam de uma segunda porção da camada de hidrocarboneto para uma terceira porção da camada de hidrocarboneto, a segunda porção estando entre a primeira porção e a terceira porção e a primeira, segunda e terceira porções sendo horizontalmente deslocadas uma da outra; aquecer a terceira porção a partir de um ou mais aquecedores localizados na terceira porção; e produzir hidrocarbonetos a partir da terceira porção da formação, os hidrocarbonetos

incluindo pelo menos alguns hidrocarbonetos da segunda porção da formação.

Em outras formas de realização, características de formas de realização específicas podem ser combinadas com características de outras formas de realização. Por exemplo, características de uma forma de realização podem ser combinadas com características de qualquer uma das outras formas de realização.

Em outras formas de realização, o tratamento de uma formação de subsuperfície é realizada usando qualquer um dos métodos, sistemas ou aquecedores aqui descritos.

Em outras formas de realização, características adicionais podem ser adicionadas às formas de realização específicas aqui descritas.

DESCRIÇÃO RESUMIDA DOS DESENHOS

As vantagens da presente invenção podem tornar-se evidentes àqueles habilitados na técnica com o benefício da seguinte descrição detalhada e na referência aos desenhos anexos em que:

A FIG. 1 representa uma ilustração de estágios de aquecer uma formação contendo hidrocarboneto.

A FIG. 2 mostra uma via esquemática de uma forma de realização de uma porção de um sistema de tratamento térmico *in situ* para tratar uma formação contendo hidrocarboneto.

A FIG. 3 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto relativamente fina.

A FIG. 4 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto que é mais espessa do que a camada de hidrocarboneto descrita na FIG. 3.

A FIG. 5 representa uma representação de vista lateral de uma

forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto que é mais espessa do que a camada de hidrocarboneto descrita na FIG. 4.

5 A FIG. 6 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto que tem uma camada de xisto.

10 A FIG. 7 representa uma representação de vista de topo de uma forma de realização para pré aquecer usando aquecedores para o processo condutor.

A FIG. 8 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização usando pelo menos três seções de tratamento em uma formação de areias betuminosas.

15 A FIG. 9 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para pré aquecer usando aquecedores para o processo condutor.

A FIG. 10 representa um perfil de temperatura na formação depois de 360 dias usando a simulação STARS.

20 A FIG. 11 representa um perfil de saturação de óleo na formação depois de 360 dias usando a simulação STARS.

A FIG. 12 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1095 dias usando a simulação STARS.

A FIG. 13 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1470 dias usando a simulação STARS.

25 A FIG. 14 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1826 dias usando a simulação STARS.

A FIG. 15 representa o perfil de temperatura na formação depois de 1826 dias usando a simulação STARS.

A FIG. 16 representa a taxa de produção de petróleo e taxa de

produção de gás versus tempo.

A FIG. 17 representa a porcentagem em peso de betume original no lugar (OBIP) (eixo esquerdo) e porcentagem em volume de OBIP (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

5 A FIG. 18 representa a porcentagem de conversão de betume (porcentagem em peso de (OBIP)) (eixo esquerdo) e a porcentagem em peso de petróleo, gás e coque (como uma porcentagem em peso de OBIP) (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

10 A FIG. 19 representa a gravidade API ($^{\circ}$) (eixo esquerdo) de fluidos produzidos, produção em pressão reduzida e óleo deixado no lugar junto com pressão (psig) ($1\text{ psi} = 6,0\text{ kPa}$) (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$).

15 As FIGs. 20A-D representam as razões de gás para óleo (GOR) em mil pés cúbicos por barril ((Mcf/bbl) ($28,3\text{ m}^3/\text{bbl}$)) (eixo y) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x) para tipos diferentes de gás a pressão reduzida em temperatura baixa (cerca de 277°C) e pressão reduzida em temperatura alta (a cerca de 290°C).

A FIG. 21 representa o rendimento de coque (porcentagem em peso) (eixo y) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x).

20 As FIGs. 22A-D representam mudanças isoméricas de hidrocarboneto estimadas em fluidos produzidos a partir de células experimentais como uma função da temperatura e conversão de betume.

25 A FIG. 23 representa a porcentagem em peso (% em peso) (eixo y) de saturados da análise SARA dos fluidos produzidos versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x).

A FIG. 24 representa porcentagem em peso (% em peso) (eixo y) de $n\text{-C}_7$ dos fluidos produzidos versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x).

A FIG. 25 representa a recuperação de óleo (porcentagem em volume de betume no lugar (% em vol BIP)) versus a gravidade API ($^{\circ}$) como

determinada pela pressão (MPa) na formação em um experimento.

A FIG. 26 representa a eficiência de recuperação (%) versus a temperatura (°C) em pressões diferentes em um experimento.

Embora a invenção seja suscetíveis às várias modificações e formas alternativas, as suas formas de realização específicas são mostradas por via de exemplo nos desenhos e podem ser aqui descritas em detalhes. os desenhos podem não estar em escala. Deve ser entendido, entretanto, que os desenhos e também a descrição detalhada não são intencionados a limitar a invenção à forma particular divulgada, mas ao contrário, a intenção é abranger todas as modificações, equivalentes e alternativas da presente invenção como definido pelas reivindicações anexas.

DESCRIÇÃO DETALHADA

A seguinte descrição no geral diz respeito a sistemas e métodos para tratar hidrocarbonetos nas formações. Tais formações podem ser tratadas para produzir produtos de hidrocarboneto, hidrogênio e outros produtos.

“A gravidade API” refere-se à gravidade API a 15,5°C (60°F). A gravidade API é como determinada pelo Método ASTM D6822 ou Método ASTM D1298.

“Número de bromo” refere-se a uma porcentagem em peso de olefinas em gramas por 100 gramas de porção do fluido produzido que tenha uma faixa de ebulição abaixo de 246°C e testando a porção usando o Método ASTM D1159.

“Craqueamento” refere-se a um processo que envolve a decomposição e recombinação molecular de compostos orgânicos para produzir um número maior de moléculas do que foram inicialmente presentes. No craqueamento, uma série de reações ocorre acompanhada por uma transferência de átomos de hidrogênio entre as moléculas. Por exemplo, a nafta pode passar por uma reação de craqueamento térmico para formar eteno

e H₂.

“Pressão de fluido” é uma pressão gerada por um fluido em uma formação. “Pressão litostática” (algumas vezes aludida como “estresse litostático”) é uma pressão em uma formação igual a um peso por área unitária de uma massa de rocha sobrejacente. “Pressão hidrostática” é uma pressão em uma formação exercida por uma coluna de água.

Uma “formação” inclui uma ou mais camadas contendo hidrocarboneto, uma ou mais camadas que não de hidrocarboneto, uma sobrecarga e/ou uma subcarga. “Camadas de hidrocarboneto” refere-se às camadas na formação que contém hidrocarbonetos. As camadas de hidrocarboneto podem conter material que não de hidrocarboneto e material de hidrocarboneto. A “sobrecarga” e/ou a “subcarga” incluem um ou mais tipos diferentes de materiais impermeáveis. Por exemplo, a sobrecarga e/ou subcarga podem incluir rocha, xisto, xisto limoso ou carbonato úmido/firme. Em algumas formas de realização de processos de tratamento térmico *in situ*, a sobrecarga e/ou a subcarga podem incluir uma camada contendo hidrocarboneto ou camadas contendo hidrocarboneto que são relativamente impermeáveis e não são submetidas às temperaturas durante o processamento do tratamento térmico *in situ* que resulta em mudanças características significantes das camadas contendo hidrocarboneto da sobrecarga e/ou da subcarga. Por exemplo, a subcarga pode conter xisto ou xisto limoso, mas a subcarga não é deixada aquecer até as temperaturas de pirólise durante o processo de tratamento térmico *in situ*. Em alguns casos, a sobrecarga e/ou a subcarga podem ser um tanto permeáveis.

“Fluidos de formação” refere-se aos fluidos presentes em uma formação e pode incluir fluido de pirolisação, gás de síntese, hidrocarboneto mobilizado e água (vapor). Os fluidos de formação podem incluir fluidos de hidrocarboneto assim como fluidos que não de hidrocarboneto. O termo “fluido mobilizado” refere-se a fluidos em uma formação contendo

hidrocarboneto que são capazes de fluir como um resultado do tratamento térmico da formação. “Fluidos produzidos” refere-se aos fluidos removidos da formação.

Uma “fonte de calor” é qualquer sistema para fornecer calor a

5 pelo menos uma porção de uma formação substancialmente pela transferência de calor condutivo e/ou radiativo. Por exemplo, uma fonte de calor pode incluir aquecedores elétricos tais como um condutor isolado, um membro alongado e/ou um condutor disposto em um tubo. Uma fonte de calor também pode incluir sistemas que geram calor queimando-se um combustível externo

10 a ou em uma formação. Os sistemas podem ser queimadores de superfície, queimadores a gás da superfície inferior do poço, combustores distribuídos isentos de chama e combustores distribuídos naturais. Em algumas formas de realização, o calor fornecido ou gerado em uma ou mais fontes de calor pode ser fornecido por outras fontes de energia. As outras fontes de energia podem

15 aquecer diretamente uma formação ou a energia pode ser aplicada a um meio de transferência que direta ou indiretamente aquece a formação. Deve ser entendido que uma ou mais fontes de calor que estão aplicando calor a uma formação pode usar fontes diferentes de energia. Assim, por exemplo, para uma dada formação algumas fontes de calor podem fornecer calor a partir de

20 aquecedores de resistência elétrica, algumas fontes de calor podem fornecer calor a partir da combustão e algumas fontes de calor podem fornecer calor a partir de uma ou mais outras fontes de energia (por exemplo, reações químicas, energia solar, energia eólica, biomassa ou outras fontes de energia renovável). Uma reação química pode incluir uma reação exotérmica (por

25 exemplo, uma reação de oxidação). Uma fonte de calor pode incluir também um aquecedor que fornece calor a uma zona próxima e/ou circundante de uma localização quente tal como um poço aquecedor.

Um “aquecedor” é qualquer sistema ou fonte de calor para gerar calor em um poço ou uma região próxima ao furo do poço. Os

aquecedores podem ser, mas não são limitados a, aquecedores elétricos, queimadores, combustores que reajam com o material na ou produzido a partir de uma formação e/ou combinações destes.

“Hidrocarbonetos pesados” são fluidos de hidrocarboneto viscosos. Hidrocarbonetos pesados podem incluir fluidos de hidrocarboneto altamente viscosos tais como óleo pesado, alcatrão e/ou asfalto. Hidrocarbonetos pesados podem incluir carbono e hidrogênio, assim como concentrações menores de enxofre, oxigênio e nitrogênio. Elementos adicionais também podem estar presentes em hidrocarbonetos pesados em quantidades traço. Hidrocarbonetos pesados podem ser classificados pela gravidade API. Os hidrocarbonetos pesados no geral têm uma gravidade API abaixo de cerca de 20°. O óleo pesado, por exemplo, no geral tem uma gravidade API de cerca de 10 a 20°, ao passo que o alcatrão no geral tem uma gravidade API abaixo de cerca de 10°. A viscosidade de hidrocarbonetos pesados é no geral maior do que cerca de 100 centipoise a 15°C. Os hidrocarbonetos pesados podem incluir aromáticos ou outros hidrocarbonetos de anel complexo.

Os hidrocarbonetos pesados podem ser encontrados em uma formação relativamente permeável. A formação relativamente permeável pode incluir hidrocarbonetos pesados entranhados, por exemplo, em areia ou carbonato. “Relativamente permeável” é definido, com respeito às formações ou porções destas, como uma permeabilidade média de 10 milidarcy ou mais (por exemplo, 10 ou 100 milidarcy). “Permeabilidade relativamente baixa” é definida, com respeito às formações ou porções destas, como uma permeabilidade média de menos do que cerca de 10 milidarcy. Um darci é igual a cerca de 0,99 micrômetros quadrados. Uma camada impermeável no geral tem uma permeabilidade de menos do que cerca de 0,1 milidarcy.

Certos tipos de formações que incluem hidrocarbonetos pesados podem incluir também, mas não são limitados a, ceras minerais

naturais ou asphaltitas naturais. “Ceras minerais naturais” tipicamente ocorrem em veios substancialmente tubulares que podem ser de vários metros de largura, vários quilômetros de comprimento e centenas de metros de profundidade. “Asphaltitas naturais” incluem hidrocarbonetos sólidos de uma composição aromática e tipicamente ocorrem em veios grandes. A recuperação *in situ* de hidrocarbonetos a partir de formações tais como ceras minerais naturais e asphaltitas naturais pode incluir fusão para formar hidrocarbonetos líquidos e/ou solução que minam dos hidrocarbonetos das formações.

“Hidrocarbonetos” são no geral definidos como moléculas formadas primariamente pelos átomos de carbono e hidrogênio. Os hidrocarbonetos podem incluir também outros elementos tais como, mas não limitados a, halogênios, elementos metálicos, nitrogênio, oxigênio e/ou enxofre. Os hidrocarbonetos podem ser, mas não são limitados a, querogênio, betume, pirobetume, óleos, ceras minerais naturais e asphaltitas. Os hidrocarbonetos podem estar localizados em ou adjacentes às matrizes minerais na terra. As matrizes podem incluir, mas não são limitadas a, rocha sedimentar, areias, silicilitas, carbonatos, diatomitas e outros meios porosos. “Fluidos de hidrocarboneto” são fluidos que incluem hidrocarbonetos. Fluidos de hidrocarboneto podem incluir, entranhar ou serem entranhados em fluidos que não de hidrocarboneto tais como hidrogênio, nitrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, sulfeto de hidrogênio, água e amônia.

Uma “processo de conversão *in situ*” refere-se a um processo de aquecer uma formação contendo hidrocarboneto a partir de fontes de calor para elevar a temperatura de pelo menos uma porção da formação acima de uma temperatura de pirólise de modo que o fluido de pirolisação seja produzido na formação.

Um “processo de tratamento térmico *in situ*” refere-se a um processo de aquecer uma formação contendo hidrocarboneto com fontes de

calor para elevar a temperatura de pelo menos uma porção da formação acima de uma temperatura que resulta em fluido mobilizado, viscoredução e/ou pirólise de material contendo hidrocarboneto de modo que fluidos mobilizados, fluidos submetidos ao viscoredução e/ou fluidos de pirolisação
5 são produzidos na formação.

“Carso” é uma subsuperfície formada pela dissolução de uma camada ou camadas solúveis de leito de rocha, usualmente rocha de carbonato tal como pedra calcária ou dolomita. A dissolução pode ser causada pela água atmosférica ou ácida. A formação de Grosmont em Alberta, Canadá é um
10 exemplo de uma formação de carbonato de carso (ou “como carso”).

“Valor P (peptização)” refere-se a um valor numérico, que representa a tendência de floculação dos asfaltenos em um fluido de formação. O valor P é determinado pelo Método ASTM D7060.

“Pirólise” é a ruptura de ligações químicas devido à aplicação
15 de calor. Por exemplo, a pirólise pode incluir a transformação de um composto em uma ou mais outras substâncias apenas pelo calor. O calor pode ser transferido a uma seção da formação para causar a pirólise.

“Sobreposição de calor” refere-se a fornecer calor de duas ou mais fontes de calor a uma seção selecionada de uma formação tal que a
20 temperatura da formação pelo menos em um local entre as fontes de calor seja influenciada pelas fontes de calor.

“Alcatrão” é um hidrocarboneto viscoso que no geral tem uma viscosidade maior do que cerca de 10.000 centipoise a 15°C. A gravidade específica de alcatrão no geral é maior do que 1.000. O alcatrão pode ter uma
25 gravidade API menor do que 10°.

Uma “formação de areias betuminosas” é uma formação em que os hidrocarbonetos estão predominantemente presentes na forma de hidrocarbonetos pesados e/ou alcatrão entranhados em uma matriz de grão mineral ou outra litologia hospedeira (por exemplo, areia ou carbonato). Os

exemplos de formações de areias betuminosas incluem formações tais como a formação Athabasca, a formação Grosmont e a formação Peace River, todas as três em Alberta, Canadá; e a Faj uma formação no cinturão Orinoco na Venezuela.

5 “Aquecedor limitado na temperatura” no geral refere-se a um aquecedor que regula a saída de calor (por exemplo, reduz a saída de calor) acima de uma temperatura especificada sem o uso de controles externos tais como controladores de temperatura, reguladores de energia, retificadores ou outros dispositivos. Aquecedores limitados na temperatura podem ser
10 aquecedores de energia elétrica energizados por AC (corrente alternada) ou DC modulada (por exemplo, “cortada”) (corrente direta).

“Espessura” de uma camada refere-se à espessura de uma seção transversal da camada, em que a seção transversal é normal a uma face da camada.

15 Um “furo de poço na forma de u” refere-se a um furo de poço que se estende de uma primeira abertura na formação, através de pelo menos uma porção da formação e para fora através de uma segunda abertura na formação. Neste contexto, o furo de poço pode ser apenas grosseiramente na forma de um “v” ou “u”, com o entendimento de que as “pernas” do “u” não
20 precisam estar paralelas entre si ou perpendiculares à “superfície inferior” do “u” para o furo de poço ser considerado “na forma de u”.

“Aprimoramento” refere-se ao aumento da qualidade dos hidrocarbonetos. Por exemplo, hidrocarbonetos pesados aprimorados podem resultar em um aumento na gravidade API dos hidrocarbonetos pesados.

25 “Viscoredução” refere-se ao desembaraçamento de moléculas em fluido durante o tratamento térmico e/ou à ruptura de moléculas grandes em moléculas menores durante tratamento térmico, que resulta em uma redução da viscosidade do fluido.

“Viscosidade” refere-se à viscosidade cinemática a 40°C a

menos que especificado. A viscosidade é como determinada pelo Método ASTM D445.

Uma “drusa” é uma cavidade, vazio ou poro grande em uma rocha que são habitualmente revestidos com precipitados minerais.

5 O termo “furo de poço” refere-se a um furo em uma formação feito pela perfuração ou inserção de um tubo na formação. Um furo de poço pode ter uma seção transversal substancialmente circular ou uma outra forma transversal. Como aqui usado, os termos “poço” e “abertura,” quando da alusão a uma abertura na formação podem ser usados intercambiavelmente
10 com o termo “furo de poço.”

15 Hidrocarbonetos em formações podem ser tratados de vários modos para produzir muitos produtos diferentes. Em certas formas de realização, hidrocarbonetos em formações são tratados em estágios. A FIG. 1 representa uma ilustração de estágios de aquecimento da formação contendo hidrocarboneto. A FIG. 1 também representa um exemplo de rendimento (“Y”) em barris de equivalente em óleo por ton (eixo y) de fluidos de formação da formação versus a temperatura (“T”) da formação aquecida em graus Celsius (eixo x).

20 A dessorção de metano e a vaporização de água ocorre durante o aquecimento no estágio 1. O aquecimento da formação através do estágio 1 pode ser realizado tão rapidamente quanto possível. Por exemplo, quando a formação contendo hidrocarboneto é inicialmente aquecida, os hidrocarbonetos na formação dessorve o metano absorvido. O metano dessorvido pode ser produzido a partir da formação. Se a formação contendo hidrocarboneto é aquecida ainda mais, a água na formação contendo hidrocarboneto é vaporizada. A água pode ocupar, em algumas formações contendo hidrocarboneto, entre 10% e 50% do volume de poro na formação.
25 Em outras formações, a água ocupa porções maiores ou menores do volume de poro. A água tipicamente é vaporizada em uma formação entre 160°C e

285°C em pressões de 600 kPa absoluto a 7000 kPa absoluto. Em algumas formas de realização, a água vaporizada produz mudanças de umectabilidade na formação e/ou pressão de formação aumentada. As mudanças de umectabilidade e/ou a pressão aumentada podem afetar as reações de pirólise ou outras reações na formação. Em certas formas de realização, a água vaporizada é produzida a partir da formação. Em outras formas de realização, a água vaporizada é usada para a extração e/ou destilação com vapor na formação ou fora da formação. Remover a água da formação e aumentar o seu volume de poro aumenta o espaço de armazenagem para os hidrocarbonetos no volume de poro.

Em certas formas de realização, depois do aquecimento do estágio 1, a formação é aquecida ainda mais, tal que uma temperatura na formação atinja (pelo menos) uma temperatura de pirolisação inicial (tal como uma temperatura na extremidade mais baixa da faixa de temperatura mostrada como estágio 2). Os hidrocarbonetos na formação podem ser pirolisados por todo o estágio 2. Uma faixa de temperatura de pirólise varia dependendo dos tipos de hidrocarbonetos na formação. A faixa de temperatura de pirólise pode incluir temperaturas entre 250°C e 900°C. A faixa da temperatura de pirólise para produzir produtos desejados pode estender-se apenas através de uma porção da faixa de temperatura de pirólise total. Em algumas formas de realização, a faixa de temperatura de pirólise para produzir produtos desejados pode incluir temperaturas entre 250°C e 400°C ou temperaturas entre 270°C e 350°C. Se uma temperatura de hidrocarbonetos na formação é lentamente elevada através da faixa de temperatura de 250°C a 400°C, a produção de produtos de pirólise pode ser substancialmente completa quando a temperatura se aproxima de 400°C. A temperatura média dos hidrocarbonetos pode ser elevada a uma taxa de menos do que 5°C por dia, menos do que 2°C por dia, menos do que 1°C por dia ou menos do que 0,5°C por dia através da faixa de temperatura de pirólise para produzir produtos

desejados. Aquecer a formação contendo hidrocarboneto com uma pluralidade de fontes de calor pode estabelecer gradientes térmicos em torno das fontes de calor que lentamente elevam a temperatura de hidrocarbonetos na formação através da faixa de temperatura de pirólise.

5 A taxa de aumento da temperatura através da faixa de temperatura de pirólise para os produtos desejados pode afetar a qualidade e quantidade dos fluidos de formação produzidos a partir da formação contendo hidrocarboneto. Elevar a temperatura lentamente através da faixa de temperatura de pirólise para os produtos desejados pode inibir a mobilização
10 de moléculas de cadeia grande na formação. Elevar a temperatura lentamente através da faixa de temperatura de pirólise para produtos desejados pode limitar as reações entre hidrocarbonetos mobilizados o que produz produtos não desejados. Elevar lentamente a temperatura da formação através da faixa de temperatura de pirólise para produtos desejados pode possibilitar a
15 produção de hidrocarbonetos de qualidade alta de gravidade API alta a partir da formação. Elevar lentamente a temperatura da formação através da faixa de temperatura de pirólise para produtos desejados pode possibilitar a remoção de uma grande quantidade dos hidrocarbonetos presentes na formação como produto de hidrocarboneto.

20 Em algumas formas de realização de tratamento térmico *in situ*, uma porção da formação é aquecida a uma temperatura desejada ao invés de aquecer lentamente a temperatura através de uma faixa de temperatura. Em algumas formas de realização, a temperatura desejada é de 300°C, 325°C ou 350°C. Outras temperaturas podem ser selecionadas como a temperatura
25 desejada. A sobreposição de calor a partir das fontes de calor possibilita que a temperatura desejada seja estabelecida de modo relativamente rápido e eficiente na formação. A entrada de energia na formação a partir das fontes de calor pode ser ajustada para manter a temperatura na formação substancialmente na temperatura desejada. A porção aquecida da formação é

mantida substancialmente na temperatura desejada até que a pirólise decline tal que a produção de fluidos de formação desejados a partir da formação se torne não econômica. Partes da formação que são submetidas à pirólise podem incluir regiões levadas em uma faixa de temperatura de pirólise pela
5 transferência de calor de apenas uma fonte de calor.

Em certas formas de realização, fluidos de formação incluindo fluidos de pirolisação são produzidos a partir da formação. Conforme a temperatura da formação aumenta, a quantidade de hidrocarbonetos condensáveis no fluido de formação produzido pode diminuir. Em
10 temperaturas altas, a formação pode produzir principalmente metano e/ou hidrogênio. Se a formação contendo hidrocarboneto é aquecida por toda uma faixa de pirólise inteira, a formação pode produzir apenas quantidades pequenas de hidrogênio para um limite superior da faixa de pirólise. Depois que todo o hidrogênio disponível é esgotado, uma quantidade mínima de
15 fluido produção a partir da formação tipicamente ocorrerá.

Depois da pirólise de hidrocarbonetos, uma quantidade grande de carbono e um pouco de hidrogênio podem ainda estar presente na formação. Uma porção significativa de carbono que permanece na formação pode ser produzida a partir da formação na forma de gás de síntese. A geração
20 de gás de síntese pode ocorrer durante o estágio 3 de aquecimento descrito na FIG. 1. O estágio 3 pode incluir aquecer uma formação contendo hidrocarboneto a uma temperatura suficiente para permitir a geração de gás de síntese. Por exemplo, o gás de síntese pode ser produzido em uma faixa de temperatura de cerca de 400°C a cerca de 1200°C, de cerca de 500°C a cerca
25 de 1100°C ou de cerca de 550°C a cerca de 1000°C. A temperatura da porção aquecida da formação quando o fluido que gera gás de síntese é introduzido na formação determina a composição do gás de síntese produzido na formação. O gás de síntese gerado pode ser removido da formação através de um poço de produção ou poços de produção.

O teor de energia total de fluidos produzidos a partir da formação contendo hidrocarboneto pode permanecer relativamente constante por toda a pirólise e geração de gás de síntese. Durante a pirólise nas temperaturas de formação relativamente baixas, uma porção significativa do fluido produzido pode ser hidrocarbonetos condensáveis que têm um alto teor de energia. Em temperaturas de pirólise mais altas, entretanto, menos do fluido de formação pode incluir hidrocarbonetos condensáveis. Mais fluidos de formação não condensáveis podem ser produzidos a partir da formação. O teor de energia por volume unitário do fluido produzido pode declinar levemente durante a geração de fluidos de formação predominantemente não condensáveis. Durante a geração de gás de síntese, o teor de energia por volume unitário de gás de síntese produzido declina significativamente comparado com o teor de energia de fluido de pirolisação. O volume do gás de síntese produzido, entretanto, em muitos casos aumentará substancialmente, compensando deste modo quanto ao teor de energia diminuído.

A FIG. 2 representa uma vista esquemática de uma forma de realização de uma porção do sistema de tratamento térmico *in situ* para tratar a formação contendo hidrocarboneto. O sistema de tratamento térmico *in situ* pode incluir poços de barreira 100. Os poços de barreira são usados para formar uma barreira em torno de uma área de tratamento. A barreira inibe o fluxo de fluido dentro e/ou fora da área de tratamento. Os poços de barreira incluem, mas não são limitados a, poços de remoção de água, poços de vácuo, poços de captura, poços de injeção, poços de pasta de cimento, postos de congelamento ou combinações destes. Em algumas formas de realização, os poços de barreira 100 são poços de remoção de água. Os poços de remoção de água podem remover água líquida e/ou inibir a água líquida de entrar em uma porção da formação a ser aquecida ou à formação sendo aquecida. Na forma de realização descrita na FIG. 2, os poços de barreira 100 são mostrados

estendendo-se apenas junto de um lado de fontes de calor 102, mas os poços de barreira tipicamente circundam todas as fontes de calor 102 usadas ou a serem usadas, para aquecer uma área de tratamento da formação.

As fontes de calor 102 são colocadas em pelo menos uma
5 porção da formação. As fontes de calor 102 podem incluir aquecedores tais como condutores isolados, aquecedores condutores em tubo, queimadores de superfície, combustores distribuídos isentos de chama e/ou combustores distribuídos naturais. As fontes de calor 102 podem incluir também outros tipos de aquecedores. As fontes de calor 102 fornecem calor a pelo menos
10 uma porção da formação para aquecer hidrocarbonetos na formação. Energia pode ser fornecida para aquecer as fontes 102 através de linhas de fornecimento 104. As linhas de fornecimento 104 podem ser estruturalmente diferentes dependendo do tipo de fonte de calor ou fontes de calor usadas para aquecer a formação. As linhas de fornecimento 104 para as fontes de calor
15 pode transmitir eletricidade para aquecedores elétricos, pode transportar combustível para os combustores ou pode transportar fluido de troca de calor que é circulado na formação. Em algumas formas de realização, a eletricidade para um processo de tratamento térmico *in situ* pode ser fornecida por uma usina de energia nuclear ou usinas de energia nuclear. O uso da energia
20 nuclear pode possibilitar a redução ou eliminação de emissões de dióxido de carbono do processo de tratamento térmico *in situ*.

Os poços de produção 106 são usados para remover fluido de formação a partir da formação. Em algumas formas de realização, o poço de produção 106 inclui uma fonte de calor. A fonte de calor no poço de produção
25 pode aquecer uma ou mais porções da formação no ou próximo ao poço de produção. Em algumas formas de realização de processo de tratamento térmico *in situ*, a quantidade de calor fornecida à formação a partir do poço de produção por metro do poço de produção é menor do que a quantidade de calor aplicada à formação a partir de uma fonte de calor que aquece a

formação por metro da fonte de calor.

Em algumas formas de realização, a fonte de calor no poço de produção 106 possibilita a remoção da fase de vapor dos fluidos de formação a partir da formação. Fornecer calor no ou através do poço de produção pode:

- 5 (1) inibir a condensação e/ou refluxo de fluido de produção quando tal fluido de produção está se movendo no poço de produção próximo à sobrecarga, (2) aumentar a entrada de calor na formação, (3) aumentar a taxa de produção do poço de produção quando comparada com um poço de produção sem uma fonte de calor, (4) inibir a condensação de compostos com número de carbono 10 alto (C6 e acima) no poço de produção e/ou (5) aumentar a permeabilidade da formação no ou próximo do poço de produção.

A pressão de subsuperfície na formação pode corresponder à pressão de fluido gerada na formação. Conforme as temperaturas na porção aquecida da formação aumentam, a pressão na porção aquecida pode 15 aumentar como um resultado da geração de fluido aumentada e vaporização de água. Controlar a taxa de remoção de fluido a partir da formação pode possibilitar o controle da pressão na formação. A pressão na formação pode ser determinada em vários locais diferentes, tais como próximo ou nos poços de produção, próximo ou nas fontes de calor ou nos poços de monitoramento.

20 Em alguns formações contendo hidrocarboneto, a produção de hidrocarbonetos a partir da formação é inibida até que pelo menos alguns hidrocarbonetos na formação tenham sido pirolisados. O fluido de formação pode ser produzido a partir da formação quando o fluido de formação é de uma qualidade selecionada. Em algumas formas de realização, a qualidade 25 selecionada inclui uma gravidade API de pelo menos cerca de 20°, 30° ou 40°. Inibir a produção até que pelo menos alguns hidrocarbonetos sejam pirolisados pode aumentar a conversão de hidrocarbonetos pesados para hidrocarbonetos leves. Inibir a produção inicial pode minimizar a produção de hidrocarbonetos pesados a partir da formação. A produção de quantidades

substanciais de hidrocarbonetos pesados pode requerer equipamento caro e/ou reduzir a vida do equipamento de produção.

Depois que as temperaturas de pirólise são atingidas e a produção a partir da formação é possibilitada, a pressão na formação pode ser variada para alterar e/ou controlar uma composição do fluido de formação produzido, para controlar uma porcentagem de fluido condensável quando comparado com fluido não condensável no fluido de formação e/ou para controlar uma gravidade API do fluido de formação sendo produzido. Por exemplo, diminuir a pressão pode resultar na produção de um componente de fluido condensável maior. O componente de fluido condensável pode conter uma porcentagem maior de olefinas.

Em algumas formas de realização do processo de tratamento térmico *in situ*, a pressão na formação pode ser mantida alta o bastante para promover a produção de fluido de formação com uma gravidade API maior do que 20°. Manter a pressão aumentada na formação pode inibir a subsidência da formação durante o tratamento térmico *in situ*. Manter a pressão aumentada pode facilitar a produção de fase de vapor de fluidos a partir da formação. A produção de fase de vapor pode possibilitar uma redução no tamanho dos tubos de coleta usados para transportar os fluidos produzidos a partir da formação. Manter a pressão aumentada pode reduzir ou eliminar a necessidade de comprimir fluidos de formação na superfície para transportar os fluidos em tubos de coleta para as instalações de tratamento.

Manter a pressão aumentada em uma porção aquecida da formação pode surpreendentemente possibilitar a produção de quantidades grandes de hidrocarbonetos de qualidade aumentada e de peso molecular relativamente baixo. A pressão pode ser mantida de modo que o fluido de formação produzido tenha uma quantidade mínima de compostos acima de um número de carbono selecionado. O número de carbono selecionado pode ser no máximo 25, no máximo 20, no máximo 12 ou no máximo 8. Alguns

compostos com número de carbono alto podem ser entranhados no vapor na formação e podem ser removidos a partir da formação com o vapor. Manter a pressão aumentada na formação pode inibir o carreamento de compostos com número de carbono alto e/ou compostos de hidrocarboneto de anéis múltiplos no vapor. Os compostos com número de carbono alto e/ou compostos de hidrocarboneto de anéis múltiplos podem permanecer em uma fase líquida na formação por períodos de tempo significantes. Os períodos de tempo significantes podem fornecer tempo suficiente para que os compostos pirolisem para formar compostos com número de carbono mais baixo.

O fluido de formação produzido a partir dos poços de produção 106 pode ser transportado através de tubos de coleta 108 para as instalações de tratamento 110. Os fluidos de formação também podem ser produzidos a partir das fontes de calor 102. Por exemplo, fluido pode ser produzido a partir das fontes de calor 102 para controlar a pressão na formação adjacente às fontes de calor. Os fluidos produzidos a partir das fontes de calor 102 podem ser transportados através tubos ou tubulações para as tubulações de coleta 108 ou o fluido produzido pode ser transportado através de tubo ou tubulações diretamente para as instalações de tratamento 110. As instalações de tratamento 110 podem incluir unidades de separação, unidades de reação, unidades de aprimoramento, células de combustível, turbinas, vasos de armazenagem e/ou outros sistemas e unidades para processar os fluidos de formação produzidos. As instalações de tratamento podem formar combustível de transporte a partir de pelo menos uma porção dos hidrocarbonetos produzidos a partir da formação. Em algumas formas de realização, o combustível de transporte pode ser combustível de jato, tal como JP-8.

Em certas formas de realização, um aquecedor limitado na temperatura é utilizado para aplicações em óleo pesado (por exemplo, tratamento de formações relativamente permeáveis ou formações de areias

betuminosas). Um aquecedor limitado na temperatura pode fornecer uma temperatura Curie relativamente baixa e/ou faixa de temperatura de transformação de fase de modo que uma temperatura de operação média máxima do aquecedor seja menor do que 350°C, 300°C, 250°C, 225°C, 200°C ou 150°C. Em uma forma de realização (por exemplo, para uma formação de areias betuminosas), uma temperatura máxima do aquecedor é menor do que cerca de 250°C para inibir a geração de olefina e produção de outros produtos craqueados. Em algumas formas de realização, uma temperatura máxima do aquecedor acima de cerca de 250°C é usada para produzir produtos de hidrocarboneto mais leves. Por exemplo, a temperatura máxima do aquecedor pode estar em ou menor do que cerca de 500°C.

Um aquecedor pode aquecer um volume de formação adjacente a um furo de poço de produção (um próximo à região do furo de poço de produção) de modo que a temperatura do fluido no furo de poço de produção e no volume adjacente ao furo de poço de produção seja menor do que a temperatura que causa a degradação do fluido. A fonte de calor pode estar localizada no furo de poço de produção ou próximo ao furo de poço de produção. Em algumas formas de realização, a fonte de calor é um aquecedor limitado na temperatura. Em algumas formas de realização, duas ou mais fontes de calor podem fornecer calor para o volume. O calor da fonte de calor pode reduzir a viscosidade do óleo bruto no ou próximo ao furo de poço de produção. Em algumas formas de realização, o calor da fonte de calor mobiliza fluidos no ou próximo ao furo de poço de produção e/ou realça o fluxo de fluidos para o furo de poço de produção. Em algumas formas de realização, reduzir a viscosidade do óleo bruto possibilita ou realça a ascensão de gás do óleo pesado (aproximadamente no máximo óleo de gravidade API de 10°) ou óleo de gravidade intermediária (aproximadamente óleo de gravidade API de 12° a 20°) a partir do furo de poço de produção. Em certas formas de realização, a gravidade API inicial do óleo na formação é de no

máximo 10°, no máximo 20°, no máximo 25° ou no máximo 30°. Em certas formas de realização, a viscosidade do óleo na formação é de pelo menos 0,05 Pa.s (50 cp). Em algumas formas de realização, a viscosidade do óleo na formação é de pelo menos 0,10 Pa.s (100 cp), pelo menos 0,15 Pa.s (150 cp) ou pelo menos 0,20 Pa.s (200 cp). Quantidades grandes de gás natural podem ter que ser utilizadas para fornecer a ascensão do gás de óleo com viscosidades acima de 0,05 Pa.s. Reduzir a viscosidade do óleo no ou próximo do furo de poço de produção na formação para uma viscosidade de 0,05 Pa.s (50 cp), 0,03 Pa.s (30 cp), 0,02 Pa.s (20 cp), 0,01 Pa.s (10 cp) ou menos (abaixo de 0,001 Pa.s (1 cp) ou mais baixo) diminui a quantidade de gás natural necessário para ascender o óleo a partir da formação. Em algumas formas de realização, o óleo de viscosidade reduzida é produzido por outros métodos tais como bombeamento.

A taxa de produção de óleo a partir da formação pode ser aumentada elevando-se a temperatura em ou próximo de um furo de poço de produção para reduzir a viscosidade do óleo na formação no e adjacente ao furo de poço de produção. Em certas formas de realização, a taxa de produção de óleo a partir da formação é aumentada em 2 vezes, 3 vezes, 4 vezes ou mais ou até 20 vezes em relação à produção fria padrão, que não tem nenhum aquecimento externo da formação durante a produção. Certas formações podem ser mais economicamente viáveis para a produção de óleo realçada usando o aquecimento da região próxima ao furo de poço de produção. As formações que têm uma taxa de produção fria aproximadamente entre 0,05 m³/(dia por metro de comprimento de furo de poço) e 0,20 m³/(dia por metro de comprimento de furo de poço) podem ter melhoras significantes na taxa de produção usando aquecimento para reduzir a viscosidade na região próxima ao furo de poço de produção. Em alguns formações, os poços de produção até 775 m, até 1000 m ou até 1500 m no comprimento são usados. Por exemplo, poços de produção entre 450 m e 775 m no comprimento são usados, entre

550 m e 800 m são usados ou entre 650 m e 900 m são usados. Assim, um aumento significativo na produção é obtível em algumas formações. O aquecimento da região próxima ao furo de poço de produção pode ser usado em formações onde a taxa de produção fria não esteja entre $0,05 \text{ m}^3/(\text{dia por metro de comprimento de furo de poço})$ e $0,20 \text{ m}^3/(\text{dia por metro de comprimento de furo de poço})$, mas aquecer tais formações pode não ser tão economicamente favorável. Taxas de produção fria mais altas podem não ser significativamente aumentadas aquecendo-se a região próxima ao furo de poço, enquanto taxas de produção mais baixas podem não ser aumentadas a um valor economicamente útil.

Usando o aquecedor limitado na temperatura para reduzir a viscosidade do óleo no ou próximo ao poço de produção inibe problemas associados com aquecedores não limitados na temperatura e aquecimento do óleo na formação devido a pontos quentes. Um problema possível é que aquecedores não limitados na temperatura podem causar a coqueificação do óleo no ou próximo ao poço de produção se o aquecedor aquece excessivamente o óleo porque os aquecedores estão em uma temperatura muito alta. Temperaturas mais altas no poço de produção também pode fazer com que a salmoura entre em ebulição no poço, que pode levar à formação de crostas no poço. Aquecedores não limitados na temperatura que atingem temperaturas mais altas também podem causar dano a outros componentes do furo de poço (por exemplo, peneiras usadas para controlar a areia, bombas ou válvulas). Pontos quentes podem ser causados pelas porções da formação que se expandem contra ou entram em colapso no aquecedor. Em algumas formas de realização, o aquecedor (o aquecedor limitado na temperatura ou um outro tipo de aquecedor não limitado na temperatura) tem seções que são mais baixas por causa do afundamento em distâncias de aquecedor longas. Estas seções mais baixas podem repousar no óleo pesado ou betume que coleta em porções mais baixas do furo de poço. Nestas seções mais baixas, o aquecedor

pode desenvolver pontos quentes devido ao cozimento do óleo pesado ou betume. Um aquecedor não limitado padrão na temperatura pode aquecer excessivamente nestes pontos quentes, produzindo assim uma quantidade não uniforme de calor ao longo do comprimento do aquecedor. Usando o

5 aquecedor limitado na temperatura pode-se inibir o aquecimento excessivo do aquecedor nos pontos quentes ou seções mais baixas e fornecer aquecimento mais uniforme ao longo do comprimento do furo de poço.

Em certas formas de realização, fluidos na formação relativamente permeável contendo hidrocarbonetos pesados são produzidos

10 com pouca ou nenhuma pirolisação de hidrocarbonetos na formação. Em certas formas de realização, a formação relativamente permeável contendo hidrocarbonetos pesados é uma formação de areias betuminosas. Por exemplo, a formação pode ser uma formação de areias betuminosas tais como a formação de areias betuminosas de Athabasca em Alberta, Canadá ou uma

15 formação de carbonato tal como a formação de carbonato de Grosmont em Alberta, Canadá. Os fluidos produzidos a partir da formação são fluidos mobilizados. Produzir fluidos mobilizados pode ser mais econômico do que produzir fluidos pirolisados a partir da formação de areias betuminosas. Produzir fluidos mobilizados pode também aumentar a quantidade total de

20 hidrocarbonetos produzidos a partir da formação de areias betuminosas.

As FIGS. 3 a 6 representam representações em vista lateral de formas de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de formações de areias betuminosas. Nas FIGS. 3 a 6, aquecedores 116 têm seções de aquecimento substancialmente horizontais na camada de hidrocarboneto 114

25 (como mostrado, os aquecedores têm seções de aquecimento que vão dentro e fora da página). A camada de hidrocarboneto 114 pode estar abaixo da sobrecarga 112. A FIG. 3 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto

relativamente fina. A FIG. 4 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma camada de hidrocarboneto que é mais espessa do que a camada de hidrocarboneto descrita na FIG. 3. A FIG. 5 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma camada de hidrocarboneto que é mais espessa do que a camada de hidrocarboneto descrita na FIG. 4. A FIG. 6 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização para produzir fluidos mobilizados a partir de uma formação de areias betuminosas com uma camada de hidrocarboneto que tem uma camada de xisto.

Na FIG. 3, aquecedores 116 são colocados em um padrão triangular alternado na camada de hidrocarboneto 114. Nas FIGS. 4, 5 e 6, aquecedores 116 são colocados em um padrão triangular alternado na camada de hidrocarboneto 114 que se repete verticalmente para abranger uma maioria ou toda da camada de hidrocarboneto. Na FIG. 6, o padrão triangular alternado de aquecedores 116 na camada de hidrocarboneto 114 se repete ininterruptamente através da camada de xisto 118. Nas FIGS. 3 a 6, aquecedores 116 podem ser equidistantemente espaçados um do outro. Nas formas de realização descritas nas FIGS. 3 a 6, o número de fileiras verticais de aquecedores 116 depende de fatores tais como, mas não limitados ao espaçamento desejado entre os aquecedores, a espessura da camada de hidrocarboneto 114 e/ou o número e localização de camadas de xisto 118. Em algumas formas de realização, aquecedores 116 são dispostos em outros padrões. Por exemplo, aquecedores 116 podem ser dispostos em padrões tais como, mas não limitados a, padrões hexagonais, padrões quadrados ou padrões retangulares.

Nas formas de realização descritas nas FIGS. 3 a 6, aquecedores 116 fornecem calor que mobiliza hidrocarbonetos (reduz a viscosidade dos hidrocarbonetos) na camada de hidrocarboneto 114. Em

certas formas de realização, aquecedores 116 fornecem calor que reduz a viscosidade dos hidrocarbonetos na camada de hidrocarboneto 114 abaixo de cerca de 0,50 Pa.s (500 cp), abaixo de cerca de 0,10 Pa.s (100 cp) ou abaixo de cerca de 0,05 Pa.s (50 cp). O espaçamento entre os aquecedores 116 e/ou a

5 saída de calor dos aquecedores podem ser planejados e/ou controlados para reduzir a viscosidade dos hidrocarbonetos na camada de hidrocarboneto 114 a valores desejáveis. O calor fornecido pelos aquecedores 116 pode ser controlado de modo que pouca ou nenhuma pirolisação ocorra na camada de hidrocarboneto 114. A sobreposição de calor entre os aquecedores pode criar

10 um ou mais caminhos de drenagem (por exemplo, caminhos para fluxo de fluidos) entre os aquecedores. Em certas formas de realização, os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B estão localizados próximos aos aquecedores 116 de modo que o calor dos aquecedores se sobreponham sobre os poços de produção. A superimposição de calor dos aquecedores 116 sobre

15 os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B cria um ou mais caminhos de drenagem dos aquecedores para os poços de produção. Em certas formas de realização, um ou mais dos caminhos de drenagem convergem. Por exemplo, os caminhos de drenagem podem convergir no ou próximo a um aquecedor que estão no nível mais baixo e/ou os caminhos de drenagem

20 podem converge nos ou próximo aos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B. Fluidos mobilizados na camada de hidrocarboneto 114 tendem a fluir na direção dos aquecedores que estão no nível mais baixo 116, poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B na camada de hidrocarboneto por causa da gravidade e dos gradientes de calor e pressão

25 estabelecidos pelos aquecedores e/ou pelos poços de produção. Os caminhos de drenagem e/ou os caminhos de drenagem convergidos possibilitam que os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B para coletar fluidos mobilizados na camada de hidrocarboneto 114.

Em certas formas de realização, a camada de hidrocarboneto

114 tem permeabilidade suficiente para permitir que os fluidos mobilizados drenem para os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B. Por exemplo, a camada de hidrocarboneto 114 pode ter uma permeabilidade de pelo menos cerca de 0,1 darcy, pelo menos cerca de 1 darcy, pelo menos cerca de 10 darcy ou pelo menos cerca de 100 darcy. Em algumas formas de realização, a camada de hidrocarboneto 114 tem uma permeabilidade vertical relativamente grande em relação à razão de permeabilidade horizontal (K_v/K_h). Por exemplo, a camada de hidrocarboneto 114 pode ter uma razão K_v/K_h entre cerca de 0,01 e cerca de 2, entre cerca de 0,1 e cerca de 1 ou entre cerca de 0,3 e cerca de 0,7.

Em certas formas de realização, os fluidos são produzidos através de poços de produção 106A localizados próximos aos aquecedores 116 na porção mais baixa da camada de hidrocarboneto 114. Em algumas formas de realização, fluidos são produzidos através dos poços de produção 106B localizados abaixo e aproximadamente a meio caminho entre os aquecedores 116 na porção mais baixa da camada de hidrocarboneto 114. Pelo menos uma porção dos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B pode ser orientada substancialmente horizontal na camada de hidrocarboneto 114 (como mostrado nas FIGS. 3 a 6, os poços de produção têm porções horizontais que vão dentro e fora da página). Os poços de produção 106A e/ou 106B podem estar localizados próximos aos aquecedores da porção mais baixa 116 ou aos aquecedores que estão no nível mais baixo.

Em algumas formas de realização, poços de produção 106A são posicionados de modo substancialmente vertical abaixo dos aquecedores que estão no nível mais baixo na camada de hidrocarboneto 114. Poços de produção 106A podem ser localizados abaixo dos aquecedores 116 no vértice da superfície inferior de um padrão dos aquecedores (por exemplo, no vértice da superfície inferior do padrão triangular de aquecedores descritos nas FIGS. 3 a 6). A localização dos poços de produção 106A de modo substancialmente

vertical abaixo dos aquecedores que estão no nível mais baixo pode possibilitar a coleta eficiente de fluidos mobilizados da camada de hidrocarboneto 114.

Em certas formas de realização, os aquecedores que estão no nível mais baixo estão localizados entre cerca de 2 m e cerca de 10 m da superfície inferior da camada de hidrocarboneto 114, entre cerca de 4 m e cerca de 8 m da superfície inferior da camada de hidrocarboneto ou entre cerca de 5 m e cerca de 7 m da superfície inferior da camada de hidrocarboneto. Em certas formas de realização, os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B estão localizados em uma distância dos aquecedores que estão no nível mais baixo 116 que possibilita que o calor dos aquecedores se sobreponham sobre os poços de produção mas a uma distância dos aquecedores que inibem a coqueificação nos poços de produção. Os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B podem estar localizados a uma distância do aquecedor mais próximo (por exemplo, o aquecedor que está no nível mais baixo) de no máximo $3/4$ do espaçamento entre os aquecedores no padrão de aquecedores (por exemplo, o padrão triangular de aquecedores descrito nas FIGS. 3 a 6). Em algumas formas de realização, os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B estão localizados a uma distância do aquecedor mais próximo de no máximo $2/3$, no máximo $1/2$ ou no máximo $1/3$ do espaçamento entre aquecedores no padrão de aquecedores. Em certas formas de realização, poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B estão localizados entre cerca de 2 m e cerca de 10 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo, entre cerca de 4 m e cerca de 8 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo ou entre cerca de 5 m e cerca de 7 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo. Os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B podem estar localizados entre cerca de 0,5 m e cerca de 8 m do fundo da camada de hidrocarboneto 114, entre cerca de 1 m e cerca de 5 m do fundo da camada de hidrocarboneto ou entre cerca

de 2 m e cerca de 4 m do fundo da camada de hidrocarboneto.

Em algumas formas de realização, pelo menos alguns poços de produção 106A estão localizados de modo substancialmente vertical abaixo dos aquecedores 116 próximos da camada de xisto 118, como descrito na FIG. 6. Os poços de produção 106A podem estar localizados entre os aquecedores 116 e a camada de xisto 118 para produzir fluidos que fluem e coletar acima da camada de xisto. A camada de xisto 118 pode ser uma barreira impermeável na camada de hidrocarboneto 114. Em algumas formas de realização, a camada de xisto 118 tem uma espessura entre cerca de 1 m e cerca de 6 m, entre cerca de 2 m e cerca de 5 m ou entre cerca de 3 m e cerca de 4 m. Os poços de produção 106A entre os aquecedores 116 e a camada de xisto 118 pode produzir fluidos a partir da porção superior da camada de hidrocarboneto 114 (acima da camada de xisto) e os poços de produção 106A abaixo dos aquecedores que estão no nível mais baixo na camada de hidrocarboneto pode produzir fluidos a partir da porção mais baixa da camada de hidrocarboneto (abaixo da camada de xisto), como descrito na FIG. 6. Em algumas formas de realização, duas ou mais camadas de xisto podem existir em uma camada de hidrocarboneto. Em uma tal forma de realização, poços de produção são colocados em ou próximo a cada um das camadas de xisto para produzir fluidos que fluem e coletando acima das camadas de xisto.

Em algumas formas de realização, A camada de xisto 118 se decompõe (é dessecado) conforme a camada de xisto é aquecido pelos aquecedores 116 em cada lado da camada de xisto. Conforme a camada de xisto 118 se decompõe, a permeabilidade da camada de xisto aumenta e a camada de xisto possibilita que os fluidos fluam através da camada de xisto. Uma vez que os fluidos são capazes de fluir através da camada de xisto 118, os poços de produção acima da camada de xisto podem não ser necessários para a produção visto que os fluidos podem fluir para poços de produção no ou próximo da superfície inferior da camada de hidrocarboneto 114 e serem aí

produzidos.

Em certas formas de realização, os aquecedores que estão no nível mais baixo acima da camada de xisto 118 estão localizados entre cerca de 2 m e cerca de 10 m da camada de xisto, entre cerca de 4 m e cerca de 8 m do fundo da camada de xisto ou entre cerca de 5 m e cerca de 7 m da camada de xisto. Os poços de produção 106A podem estar localizados entre cerca de 2 m e cerca de 10 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo acima da camada de xisto 118, entre cerca de 4 m e cerca de 8 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo acima da camada de xisto ou entre cerca de 5 m e cerca de 7 m dos aquecedores que estão no nível mais baixo acima da camada de xisto. Os poços de produção 106A podem estar localizados entre cerca de 0,5 m e cerca de 8 m da camada de xisto 118, entre cerca de 1 m e cerca de 5 m da camada de xisto ou entre cerca de 2 m e cerca de 4 m da camada de xisto.

Em algumas formas de realização, calor é fornecido nos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B, descritos nas FIGS. 3 a 6. Fornecer calor nos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B pode manter e/ou realçar a mobilidade dos fluidos nos poços de produção. O calor fornecido nos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B pode sobrepor-se com o calor dos aquecedores 116 para criar o caminho de fluxo dos aquecedores para os poços de produção. Em algumas formas de realização, os poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B incluem uma bomba para mover fluidos para a superfície da formação. Em algumas formas de realização, a viscosidade dos fluidos (óleo) nos poços de produção 106A e/ou poços de produção 106B é diminuída usando aquecedores e/ou injeção de diluente (por exemplo, usando um tubo nos poços de produção para injetar o diluente).

Em certas formas de realização, o tratamento térmico *in situ* da formação relativamente permeável contendo hidrocarbonetos (por exemplo, a

formação de areias betuminosas) inclui aquecer a formação até as temperaturas de viscoredução. Por exemplo, a formação pode ser aquecida até temperaturas entre cerca de 100°C e 260°C, entre cerca de 150°C e cerca de 250°C, entre cerca de 200°C e cerca de 240°C, entre cerca de 205°C e 230°C, 5 entre cerca de 210°C e 225°C. Em uma forma de realização, a formação é aquecida a uma temperatura de cerca de 220°C. Em uma forma de realização, a formação é aquecida a uma temperatura de cerca de 230°C. Nas temperaturas de viscoredução, os fluidos na formação têm uma viscosidade reduzida (versus a sua viscosidade inicial na temperatura de formação inicial) 10 que possibilita que os fluidos fluam na formação. A viscosidade reduzida nas temperaturas de viscoredução pode ser uma redução permanente na viscosidade visto que os hidrocarbonetos passam através de uma mudança de etapa na viscosidade nas temperaturas de viscoredução (versus aquecer até as temperaturas de mobilização, que podem apenas reduzir temporariamente a 15 viscosidade). Os fluidos submetidos ao viscoredução podem ter gravidades API que são relativamente baixas (por exemplo, gravidade API no máximo de cerca de 10°, cerca de 12°, cerca de 15° ou cerca de 19°), mas as gravidades API são mais altas do que a gravidade API de fluido não submetidos ao viscoredução a partir da formação. O fluido não submetido ao viscoredução a 20 partir da formação pode ter uma gravidade API de 7° ou menos.

Em algumas formas de realização, aquecedores na formação são operados na entrada de energia total para aquecer a formação até as temperaturas de viscoredução ou temperaturas mais altas. Operando na energia total pode-se aumentar rapidamente a pressão na formação. Em certas 25 formas de realização, fluidos são produzidos a partir da formação para manter uma pressão na formação abaixo de uma pressão selecionada conforme a temperatura da formação aumenta. Em algumas formas de realização, a pressão selecionada é uma pressão de fratura da formação. Em certas formas de realização, a pressão selecionada está entre cerca de 1000 kPa e cerca de

15000 kPa, entre cerca de 2000 kPa e cerca de 10000 kPa ou entre cerca de 2500 kPa e cerca de 5000 kPa. Em uma forma de realização, a pressão selecionada é de cerca de 10000 kPa. Manter a pressão tão próxima da pressão de fratura quanto possível pode minimizar o número de poços de produção necessários para produzir fluidos a partir da formação.

Em certas formas de realização, tratar a formação inclui manter a temperatura nas ou próxima das temperaturas de viscoredução (como descrito acima) durante toda a fase de produção enquanto se mantém a pressão abaixo da pressão de fratura. O calor fornecido para a formação pode ser reduzido ou eliminado para manter a temperatura nas ou próxima às temperaturas de viscoredução. Aquecer até as temperaturas de viscoredução mas manter a temperatura abaixo das temperaturas de pirólise ou próxima das temperaturas de pirólise (por exemplo, abaixo de cerca de 230°C) inibe a coqueificação da formação e/ou reações de nível mais alto. Aquecer até as temperaturas de viscoredução em pressões mais altas (por exemplo, pressões próximas mas abaixo da pressão de fratura) mantém os gases produzidos no óleo líquido (hidrocarbonetos) na formação e aumenta a redução do hidrogênio na formação com pressões parciais de hidrogênio mais altas. Aquecer a formação até as temperaturas de viscoredução também usa menos entrada de energia do que aquecer a formação até as temperaturas de pirólise.

Os fluidos produzidos a partir da formação podem incluir fluidos submetidos ao viscoredução, fluidos mobilizados e/ou fluidos pirolisados. Em algumas formas de realização, uma mistura produzida que inclui estes fluidos é produzida a partir da formação. A mistura produzida pode ter propriedades avaliáveis (por exemplo, propriedades mensuráveis). As propriedades da mistura produzida são determinadas pelas condições de operação na formação a ser tratada (por exemplo, temperatura e/ou pressão na formação). Em certas formas de realização, as condições de operação podem ser selecionadas, variadas e/ou mantidas para produzir propriedades

desejáveis na mistura produzida. Por exemplo, a mistura produzida pode ter propriedades que possibilitam que a mistura seja facilmente transportada (por exemplo, enviada através de uma tubulação sem a adição de diluente ou misturar a mistura com um outro fluido).

5 Os exemplos de propriedades de mistura produzida que podem ser medidas e usadas para avaliar a mistura produzida incluem, mas não são limitados a, propriedades do hidrocarboneto líquido tais como a gravidade API, viscosidade, estabilidade de asfalto (valor P) e número de bromo. Em certas formas de realização, as condições de operação são selecionadas, variadas e/ou mantidas para produzir uma gravidade API de pelo menos cerca de 15°, pelo menos cerca de 17°, pelo menos cerca de 19° ou pelo menos cerca de 20° na mistura produzida. Em certas formas de realização, as condições de operação são selecionadas, variadas e/ou mantidas para produzir uma viscosidade (medida a 1 atm e 5°C) de no máximo cerca de 400 cp, no máximo cerca de 350 cp, no máximo cerca de 250 cp ou no máximo cerca de 100 cp na mistura produzida. Como um exemplo, a viscosidade inicial na formação acima de cerca de 1000 cp ou, em alguns casos, acima de cerca de 1 milhão cp. Em certas formas de realização, as condições de operação são selecionadas, variadas e/ou mantidas para produzir uma estabilidade de asfalto (Valor P) de pelo menos cerca de 1, pelo menos cerca de 1,1, pelo menos cerca de 1,2 ou pelo menos cerca de 1,3 na mistura produzida. Em certas formas de realização, as condições de operação são selecionadas, variadas e/ou mantidas para produzir um número de bromo de no máximo cerca de 3%, no máximo cerca de 2,5%, no máximo cerca de 2% ou no máximo cerca de 1,5% na mistura produzida.

Em certas formas de realização, a mistura é produzida a partir de um ou mais poços de produção localizados na ou próximo da superfície inferior da camada de hidrocarboneto que é tratada. Em outras formas de realização, a mistura é produzida a partir de outras localizações na camada de

hidrocarboneto que é tratada (por exemplo, a partir de uma porção superior da camada ou uma porção intermediária da camada).

Em uma forma de realização, a formação é aquecida a 220°C ou 230°C enquanto se mantém a pressão na formação abaixo de 10000 kPa. A
5 mistura produzida a partir da formação pode ter várias propriedades desejáveis tais como, mas não limitada a, uma gravidade API de pelo menos 19°, uma viscosidade de no máximo 350 cp, um Valor P de pelo menos 1,1 e um número de bromo de no máximo 2%. Uma tal mistura produzida pode ser transportável através de uma tubulação sem a adição de diluente ou combinar
10 a mistura com um outro fluido. A mistura pode ser produzida a partir de um ou mais poços de produção localizados na ou próximo da superfície inferior da camada de hidrocarboneto que é tratada.

Em algumas formas de realização, depois que a formação atingiu as temperaturas de viscoredução, a pressão na formação é reduzida.
15 Em certas formas de realização, a pressão na formação é reduzida nas temperaturas acima das temperaturas de viscoredução. Reduzir a pressão em temperaturas mais altas possibilita que mais dos hidrocarbonetos na formação sejam convertidos para hidrocarbonetos de qualidade mais alta pelo viscoredução e/ou pirólise. Possibilitando que a formação atinja temperaturas
20 mais altas antes da redução da pressão, entretanto, pode aumentar a quantidade de dióxido de carbono produzido e/ou a quantidade de coqueificação na formação. Por exemplo, em algumas formações, a coqueificação do betume (em pressões acima de 700 kPa) começa a cerca de 280°C e atinge uma taxa máxima a cerca de 340°C. Em pressões abaixo de
25 cerca de 700 kPa, a taxa de coqueificação na formação é mínima. Possibilitando que a formação atinja temperaturas mais altas antes que a redução da pressão possa diminuir a quantidade de hidrocarbonetos produzidos a partir da formação.

Em certas formas de realização, a temperatura na formação

(por exemplo, uma temperatura média da formação) quando a pressão na formação é reduzida é selecionada para equilibrar um ou mais fatores. Os fatores considerados podem incluir: a qualidade dos hidrocarbonetos produzidos, a quantidade dos hidrocarbonetos produzidos, a quantidade de dióxido de carbono produzido, a quantidade de sulfeto de hidrogênio produzido, o grau de coqueificação na formação e/ou a quantidade de água produzida. Avaliações experimentais usando amostras de formação e/ou avaliações simuladas com base nas propriedades da formação podem ser usadas para estimar resultados de tratar a formação usando o processo de tratamento térmico *in situ*. Estes resultados podem ser usados para determinar uma temperatura ou faixa de temperatura selecionadas, para quando a pressão na formação deva ser reduzida. A temperatura ou faixa de temperatura selecionadas, também podem ser afetadas por fatores tais como, mas não limitados às condições de mercado de hidrocarboneto ou óleo e outros fatores econômicos. Em certas formas de realização, a temperatura selecionada está em uma faixa entre cerca de 275°C e cerca de 305°C, entre cerca de 280°C e cerca de 300°C ou entre cerca de 285°C e cerca de 295°C.

Em certas formas de realização, uma temperatura média na formação é avaliada a partir de uma análise de fluidos produzidos a partir da formação. Por exemplo, a temperatura média da formação pode ser avaliada a partir de uma análise dos fluidos que foram produzidos para manter a pressão na formação abaixo da pressão de fratura da formação. Em algumas formas de realização, os valores da mudança isomérica de hidrocarboneto nos fluidos (por exemplo, gases) produzidos a partir da formação é usados para indicar a temperatura média na formação. A análise experimental e/ou simulação podem ser usadas para avaliar uma ou mais mudanças de isômero de hidrocarboneto e diz respeito aos valores das mudanças de isômeros de hidrocarboneto para a temperatura média na formação. A relação avaliada entre as mudanças de isômero de hidrocarboneto e a temperatura média pode

ser depois usada no campo para avaliar a temperatura média na formação pela monitoração de uma ou mais das mudanças de isômero de hidrocarboneto nos fluidos produzidos a partir da formação. Em algumas formas de realização, a pressão na formação é reduzida quando a mudança isomérica de hidrocarboneto monitorada atinge um valor selecionado. O valor selecionado da mudança isomérica de hidrocarboneto pode ser escolhido com base na temperatura ou faixa de temperatura selecionadas, na formação para reduzir a pressão na formação e a relação avaliada entre a mudança isomérica de hidrocarboneto e a temperatura média. Os exemplos de mudança isomérica de hidrocarbonetos que pode ser avaliada incluem, mas não são limitados à porcentagem de n-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$ versus a porcentagem de propano- $\delta^{13}\text{C}_3$, porcentagem de n-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ versus a porcentagem de propano- $\delta^{13}\text{C}_3$, porcentagem de n-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ versus a porcentagem de n-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$ e a porcentagem de i-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ versus a porcentagem de i-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$. Em algumas formas de realização, a mudança isomérica de hidrocarboneto no fluido produzido é usado para indicar a quantidade de conversão (por exemplo, quantidade de pirólise) que ocorreu na formação.

Em algumas formas de realização, as porcentagens em peso de saturados nos fluidos produzidos a partir da formação são usadas para indicar a temperatura média na formação. A análise experimental e/ou a simulação podem ser usadas para avaliar a porcentagem em peso de saturados como uma função da temperatura média na formação. Por exemplo, análise SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltenes) (algumas vezes aludida como análise de Asfalto/Cera/Deposição de Hidrato) podem ser usados para avaliar a porcentagem em peso de saturados em uma amostra de fluidos a partir da formação. Em algumas formações, a porcentagem em peso de saturados tem uma relação linear com a temperatura média na formação. A relação entre a porcentagem em peso de saturados e a temperatura média pode ser depois usada no campo para avaliar a temperatura média na formação pela

monitoração da porcentagem em peso de saturados nos fluidos produzidos a partir da formação. Em algumas formas de realização, a pressão na formação é reduzida quando a porcentagem em peso monitorada de saturados atinge um valor selecionado. O valor selecionado da porcentagem em peso de saturados pode ser escolhida com base na temperatura ou faixa de temperatura selecionada, na formação para reduzir a pressão na formação e a relação entre a porcentagem em peso de saturados e a temperatura média.

Em algumas formas de realização, as porcentagens em peso de n-C₇ em fluidos produzidos a partir da formação são usadas para indicar a temperatura média na formação. A análise experimental e/ou simulação podem ser usadas para avaliar as porcentagens em peso de n-C₇ como uma função da temperatura média na formação. Em algumas formações, as porcentagens em peso de n-C₇ tem uma relação linear com a temperatura média na formação. A relação entre as porcentagens em peso de n-C₇ e a temperatura média pode ser depois usada no campo para avaliar a temperatura média na formação pela monitoração das porcentagens em peso de n-C₇ em fluidos produzidos a partir da formação. Em algumas formas de realização, a pressão na formação é reduzida quando a porcentagem em peso monitorada de n-C₇ atinge um valor selecionado. O valor selecionado da porcentagem em peso de n-C₇ pode ser escolhido com base na temperatura ou faixa de temperatura selecionadas, na formação para reduzir a pressão na formação e a relação entre a porcentagem em peso de n-C₇ e a temperatura média.

A pressão na formação pode ser reduzida produzindo-se fluidos (por exemplo, fluidos submetidos ao viscoredução e/ou fluidos mobilizados) a partir da formação. Em algumas formas de realização, a pressão é reduzida abaixo de uma pressão na qual os fluidos coqueificam na formação para inibir a coqueificação nas temperaturas de pirólise. Por exemplo, a pressão é reduzida a uma pressão abaixo de cerca de 1000 kPa, abaixo de cerca de 800 kPa ou abaixo de cerca de 700 kPa (por exemplo, de

cerca de 690 kPa). Em certas formas de realização, a pressão selecionada é de pelo menos cerca de 100 kPa, pelo menos cerca de 200 kPa ou pelo menos cerca de 300 kPa. A pressão pode ser reduzida para inibir a coqueificação de asfaltenos ou outros hidrocarbonetos de peso molecular alto na formação. Em

5 algumas formas de realização, a pressão pode ser mantida abaixo de uma pressão na qual a água passe para uma fase líquida nas temperaturas do fundo do poço (formação) para inibir a água líquido e reações de dolomita. Depois de reduzir a pressão na formação, a temperatura pode ser aumentada até as

10 temperaturas de pirólise para começar a pirolisação e/ou aprimoramento de fluidos na formação. Os fluidos pirolisados e/ou aprimorados podem ser produzidos a partir da formação.

Em certas formas de realização, a quantidade de fluidos produzidos nas temperaturas abaixo das temperaturas de viscoredução, a quantidade de fluidos produzidos nas temperaturas de viscoredução, a

15 quantidade de fluidos produzidos antes de reduzir a pressão na formação e/ou a quantidade de fluidos aprimorados ou pirolisados produzidos podem ser variadas para controlar a qualidade e quantidade de fluidos produzidos a partir da formação e a recuperação total de hidrocarbonetos a partir da formação. Por exemplo, produzir mais fluido durante os estágios iniciais de tratamento

20 (por exemplo, produzir fluidos antes de reduzir a pressão na formação) pode aumentar a recuperação total de hidrocarbonetos a partir da formação enquanto reduz a qualidade global (diminuindo a gravidade API global) de fluidos produzidos a partir da formação. A qualidade global é reduzida porque mais hidrocarbonetos pesados são produzidos produzindo-se mais fluidos nas

25 temperaturas mais baixas. Produzir menos fluidos nas temperaturas mais baixas pode aumentar a qualidade global dos fluidos produzidos a partir da formação mas pode diminuir a recuperação total de hidrocarbonetos a partir da formação. A recuperação total pode ser mais baixa por que mais coqueificação ocorre na formação quando menos fluidos são produzidos nas

temperaturas mais baixas.

Em certas formas de realização, a formação é aquecida usando células isoladas de aquecedores (células ou seções da formação que não são interconectadas para fluxo de fluido). As células isoladas podem ser criadas usando-se espaçamentos de aquecedor maiores na formação. Por exemplo, espaçamentos de aquecedor maiores podem ser usados nas formas de realização descritas nas FIGS. 3 a 6. Estas células isoladas podem ser produzidas durante os estágios iniciais de aquecimento (por exemplo, nas temperaturas abaixo das temperaturas de viscoredução). Porque as células são isoladas de outras células na formação, as pressões nas células isoladas são altas e mais líquidos são passíveis de serem produzidos a partir das células isoladas. Assim, mais líquidos podem ser produzidos a partir da formação e uma recuperação total mais alta de hidrocarbonetos pode ser atingida. Durante os estágios posteriores de aquecimento, o gradiente térmico pode interconectar as células isoladas e as pressões na formação cairão.

Em certas formas de realização, o gradiente térmico na formação é modificado de modo que uma tampa de gás seja criada na ou próximo de uma porção superior da camada de hidrocarboneto. Por exemplo, o gradiente térmico feito pelos aquecedores 116 descritos nas formas de realização descritas nas FIGS. 3 a 6 pode ser modificado para criar a tampa de gás na ou próximo da sobrecarga 112 da camada de hidrocarboneto 114. A tampa de gás pode empurrar ou direcionar líquidos para a superfície inferior da camada de hidrocarboneto de modo que mais líquidos possam ser produzidos a partir da formação. A geração *in situ* da tampa de gás pode ser mais eficiente do que a introdução de fluido pressurizado na formação. A tampa de gás gerada *in situ* aplica força uniformemente através da formação com pouca ou nenhuma formação de canal ou dedo que possa reduzir a eficácia do fluido pressurizado introduzido.

Em certas formas de realização, o número e/ou localização de

poços de produção na formação são variados com base na viscosidade da formação. Mais ou menos poços de produção podem estar localizados em zonas da formação com viscosidades diferentes. As viscosidades das zonas podem ser avaliadas antes de colocar os poços de produção na formação, antes de aquecer a formação e/ou depois de aquecer a formação. Em algumas formas de realização, mais poços de produção são localizados em zonas na formação que têm viscosidades mais baixas. Por exemplo, em certas formações, as porções ou zonas superiores, da formação podem ter viscosidades mais baixas. Assim, mais poços de produção podem ser localizados nas zonas superiores. Localizar poços de produção nas zonas menos viscosas da formação possibilita melhor controle da pressão na formação e/ou produção de óleo de qualidade mais alta (mais aprimorado) a partir da formação. Em algumas formas de realização, as zonas na formação com viscosidades avaliadas diferentes são aquecidas em taxas diferentes. Em certas formas de realização, as zonas na formação com viscosidades mais altas são aquecida em taxas de aquecimento mais altas do que as zonas com viscosidades mais baixas. Aquecer as zonas com viscosidades mais altas nas taxas de aquecimento mais altas mobiliza e/ou aprimora estas zonas em uma taxa mais rápida de modo que estas zonas podem “aproximar-se” em viscosidade e/ou qualidade com as zonas aquecidas mais lentas.

Em algumas formas de realização, o espaçamento do aquecedor é variado para fornecer diferentes taxas de aquecimento para as zonas na formação com viscosidades avaliadas diferentes. Por exemplo, espaçamentos de aquecedor mais densos (menos espaços entre os aquecedores) podem ser usados em zonas com viscosidades mais altas para aquecer estas zonas em taxas de aquecimento mais altas. Em algumas formas de realização, um poço de produção (por exemplo, um poço de produção substancialmente vertical) está localizado nas zonas com espaçamentos de aquecedor mais densos e viscosidades mais altas. O poço de produção pode

ser usado para remover fluidos a partir da formação e aliviam a pressão das zonas de viscosidade mais alta. Em algumas formas de realização, uma ou mais aberturas ou poços de produção substancialmente verticais, estão localizados nas zonas de viscosidade mais alta para permitir que os fluidos drenem nas zonas de viscosidade mais altas. Os fluidos de drenagem podem ser produzidos a partir da formação através de poços de produção localizados próximos da superfície inferior das zonas de viscosidade mais alta.

Em certas formas de realização, poços de produção são localizados em mais do que uma zona na formação. As zonas podem ter permeabilidades iniciais diferentes. Em certas formas de realização, uma primeira zona tem uma permeabilidade inicial de pelo menos cerca de 1 darcy e uma segunda zona tem uma permeabilidade inicial de no máximo cerca de 0,1 darcy. Em algumas formas de realização, a primeira zona tem uma permeabilidade inicial entre cerca de 1 darcy e cerca de 10 darcy. Em algumas formas de realização, a segunda zona tem uma permeabilidade inicial entre cerca de 0,01 darcy e 0,1 darcy. As zonas podem ser separadas por uma barreira substancialmente impermeável (com uma permeabilidade inicial de no máximo cerca de 10 μ darcy ou menos). Tendo o poço de produção localizado em ambas as zonas possibilita a comunicação de fluido (permeabilidade) entre as zonas e/ou a equalização da pressão entre as zonas.

Em algumas formas de realização, aberturas (por exemplo, aberturas substancialmente verticais) são formadas entre as zonas com permeabilidades iniciais diferentes que são separadas por uma barreira substancialmente impermeável. A ligação em ponte das zonas com as aberturas possibilita a comunicação de fluido (permeabilidade) entre as zonas e/ou equalização da pressão entre as zonas. Em algumas formas de realização, as aberturas na formação (tais como as aberturas de alívio de pressão e/ou poços de produção) possibilitar que os gases ou fluidos de viscosidade baixa se elevem nas aberturas. Conforme os gases ou fluidos de viscosidade baixa

se elevam, os fluidos podem condensar ou aumentar de viscosidade nas aberturas de modo que os fluidos drenem de volta para as aberturas para serem ainda mais aprimorados na formação. Assim, as aberturas podem atuar como tubos de calor pela transferência de calor das porções mais baixas para as porções superiores onde os fluidos condensam. Os furos de poço podem ser empacotados e selados próximo ou na sobrecarga para inibir o transporte de fluido de formação para a superfície.

Em algumas formas de realização, a produção de fluidos é continuada depois de reduzir e/ou desligar o aquecimento da formação. A formação pode ser aquecida por um tempo selecionado. Por exemplo, a formação pode ser aquecida até atinja uma temperatura média selecionada. A produção a partir da formação pode continuar depois do tempo selecionado. Continuar a produção pode produzir mais fluido a partir da formação visto que os fluidos drenam para a superfície inferior da formação e/ou fluidos são aprimorados passando-os pelos pontos quentes na formação. Em algumas formas de realização, um poço de produção horizontal está localizado na ou próximo da superfície inferior da formação (ou uma zona da formação) para produzir fluidos depois que o aquecimento é diminuído e/ou desligado.

Em certas formas de realização, inicialmente os fluidos produzidos (por exemplo, fluidos produzidos abaixo das temperaturas de viscoredução), fluidos produzidos nas temperaturas de viscoredução e/ou outros fluidos viscosos produzidos a partir da formação são misturados com diluente para produzir fluidos com viscosidades mais baixas. Em algumas formas de realização, o diluente inclui fluidos aprimorados ou pirolisados produzidos a partir da formação. Em algumas formas de realização, o diluente inclui fluidos aprimorados ou pirolisados produzidos a partir de uma outra porção da formação ou uma outra formação. Em certas formas de realização, a quantidade de fluidos produzidos nas temperaturas abaixo das temperaturas de viscoredução e/ou fluidos produzidos nas temperaturas de viscoredução

que são combinados com fluidos aprimorados a partir da formação é ajustada para criar um fluido adequado para o transporte e/ou uso em uma refinaria. A quantidade de combinação pode ser ajustada de modo que o fluido tem estabilidade química e física. Manter a estabilidade química e física do fluido pode possibilitar que o fluido seja transportado, reduz os processos de pré-tratamento em uma refinaria e/ou reduz ou elimina a necessidade quanto a ajuste do processo de refinaria para compensar o fluido.

Em certas formas de realização, as condições de formação (por exemplo, pressão e temperatura) e/ou produção de fluido são controladas para produzir fluidos com propriedades selecionadas. Por exemplo, as condições de formação e/ou produção de fluido podem ser controladas para produzir fluidos com uma gravidade API selecionada e/ou uma viscosidade selecionada. A gravidade API selecionada e/ou a viscosidade selecionada podem ser produzidas pela combinação de fluidos produzidos em condições de formação diferentes (por exemplo, combinando fluidos produzidos nas diferentes temperaturas durante o tratamento como descrito acima). Como um exemplo, as condições de formação e/ou produção de fluido podem ser controladas para produzir fluidos com uma gravidade API de cerca de 19° e uma viscosidade de cerca de 0,35 Pa.s (350 cp) a 19°C.

Em algumas formas de realização, as condições de formação e/ou produção de fluido são controladas de modo que a água (por exemplo, água inata) seja recondensada na área de tratamento. Recondensar a água na área de tratamento mantém o calor da condensação na formação. Além disso, ter água líquida na formação pode aumentar a mobilidade de hidrocarbonetos líquidos (óleo) na formação. A água líquida pode umedecer a rocha ou outros estratos na formação pela ocupação dos poros ou cantos nos estratos e criando-se uma superfície lisa que possibilite que os hidrocarbonetos líquidos se movam mais facilmente através da formação.

Em certas formas de realização, um processo condutor (por

exemplo, um processo de injeção de vapor tal como injeção de vapor cíclico, um processo de drenagem por gravidade auxiliado por vapor (SAGD), um processo de injeção de solvente, um solvente de vapor e processo SAGD ou um processo de injeção de dióxido de carbono) é usado para tratar a formação de areias betuminosas além dos processos de tratamento térmico *in situ*. Em algumas formas de realização, aquecedores são usados para criar zonas de alta permeabilidade (ou zonas de injeção) na formação para o processo condutor. Aquecedores podem ser usados para criar uma geometria de mobilização ou rede de produção na formação para permitir que os fluidos fluam através da formação durante o processo condutor. Por exemplo, aquecedores podem ser usados para criar caminhos de drenagem entre os aquecedores e poços de produção para o processo condutor. Em algumas formas de realização, os aquecedores são usados para fornecer calor durante o processo condutor. A quantidade de calor fornecido pelos aquecedores pode ser pequena comparada com a entrada de calor do processo condutor (por exemplo, a entrada de calor de injeção de vapor).

Em algumas formas de realização, o processo de tratamento térmico *in situ* cria ou produz o fluido condutor *in situ*. O fluido condutor produzido *in situ* pode mover-se através da formação e move hidrocarbonetos mobilizados de uma porção da formação para uma outra porção da formação.

Em algumas formas de realização, o processo de tratamento térmico *in situ* pode fornecer menos calor para a formação (por exemplo, usando um espaçamento de aquecedor mais amplo) se o processo de tratamento térmico *in situ* é seguido pelo processo condutor. O processo condutor pode ser usado para aumentar a quantidade de calor fornecido para a formação para compensar quanto a perda de injeção de calor.

Em algumas formas de realização, o processo condutor é usado para tratar a formação e produzir hidrocarbonetos a partir da formação. O processo condutor pode recuperar uma quantidade baixa de óleo no lugar a

partir da formação (por exemplo, menos do que 20% de recuperação de óleo no lugar a partir da formação). O processo de tratamento térmico *in situ* pode ser usado a seguir do processo condutor para aumentar a recuperação de óleo no lugar a partir da formação. Em algumas formas de realização, o processo condutor pré aquece a formação durante o processo de tratamento térmico *in situ*. Em algumas formas de realização, a formação é tratada usando o processo de tratamento térmico *in situ* um tempo significativo depois da formação ter sido tratada usando o processo condutor. Por exemplo, o processo de tratamento térmico *in situ* é usado 1 ano, 2 anos, 3 anos ou mais longo depois que uma formação foi tratada usando o processo condutor. O processo de tratamento térmico *in situ* pode ser usado nas formações que foram deixadas adormecidas depois do tratamento com o processo condutor porque produção de hidrocarboneto adicional usando o processo condutor não é possível e/ou não é economicamente praticável. Em algumas formas de realização, a formação permanece pelo menos um pouco pré aquecida do processo condutor mesmo depois de tempo significativo.

Em algumas formas de realização, aquecedores são usados para pré aquecer a formação para o processo condutor. Por exemplo, aquecedores podem ser usados para criar injetividade na formação para um fluido condutor. Os aquecedores podem criar zonas de mobilidade alta (ou zonas de injeção) na formação para o processo condutor. Em certas formas de realização, aquecedores são usados para criar injetividade nas formações com pouca ou nenhuma injetividade inicial. Aquecer a formação pode criar uma geometria de mobilização ou rede de produção na formação para permitir que os fluidos fluam através da formação para o processo condutor. Por exemplo, aquecedores podem ser usados para criar uma rede de produção de fluido entre um aquecedor horizontal e um poço de produção vertical. Os aquecedores usados para pré aquecer a formação para o processo condutor também podem ser usados para fornecer calor durante o processo condutor.

A FIG. 7 representa uma representação de vista de topo de uma forma de realização para pré aquecer usando aquecedores para o processo condutor. Os poços de injeção 120 e poços de produção 106 são poços substancialmente verticais. Os aquecedores 116 são aquecedores longos substancialmente horizontais posicionados de modo que os aquecedores passem na proximidade dos poços de injeção 120. Os aquecedores 116 intersectam os padrões de poço vertical levemente deslocados dos reservatórios verticais.

A localização vertical de aquecedores 116 com respeito aos poços de injeção 120 e poços de produção 106 depende, por exemplo, da permeabilidade vertical da formação. Em formações com pelo menos alguma permeabilidade vertical, o vapor injetado elevar-se-á até o topo da camada permeável na formação. Em tais formações, aquecedores 116 podem estar localizados próximos da superfície inferior da camada de hidrocarboneto 114, como mostrado na FIG. 9. Em formações com permeabilidades verticais muito baixas, mais do que um aquecedor horizontal pode ser usado com os aquecedores empilhados de modo substancialmente vertical ou com aquecedores em profundidades variáveis na camada de hidrocarboneto (por exemplo, padrões aquecedores como mostrados nas FIGS. 3 a 6). O espaçamento vertical entre os aquecedores horizontais em tais formações pode corresponder à distância entre os aquecedores e os poços de injeção. Os aquecedores 116 estão localizados na proximidade dos poços de injeção 120 e/ou poços de produção 106 de modo que energia suficiente seja liberada pelos aquecedores para fornecer taxas de fluxo para o processo condutor que sejam economicamente viáveis. O espaçamento entre os aquecedores 116 e poços de injeção 120 ou poços de produção 106 pode ser variado para fornecer um processo condutor economicamente viável. A quantidade de pré aquecimento também pode ser variada para fornecer um processo economicamente viável.

Em certas formas de realização, um fluido é injetado na formação (por exemplo, um fluido condutor ou um fluido oxidante) para mover hidrocarbonetos através da formação de uma primeira seção para uma segunda seção. Em algumas formas de realização, os hidrocarbonetos são

5 movidos da primeira seção para a segunda seção através de uma terceira seção. A FIG. 8 representa uma representação de vista lateral de uma forma de realização usando pelo menos três seções de tratamento em uma formação de areias betuminosas. A camada de hidrocarboneto 114 pode ser dividida em três ou mais seções de tratamento. Em certas formas de realização, a camada

10 de hidrocarboneto 114 inclui três tipos diferentes de seções de tratamento: seção 121A, seção 121B e seção 121C. a seção 121C e as seções 121A são separadas pelas seções 121B. A seção 121C, seções 121A e seções 121B podem ser horizontalmente deslocadas uma da outra na formação. Em algumas formas de realização, um lado da seção 121C é adjacente a uma

15 borda da área de tratamento da formação ou uma seção não tratada da formação é deixada em um lado da seção 121C antes que o mesmo padrão ou um diferente seja formado no lado oposto da seção não tratada.

Em certas formas de realização, as seções 121A e 121C são aquecidas nas ou próximo ao mesmo tempo das temperaturas similares (por

20 exemplo, temperaturas de pirólise). As seções 121A e 121C podem ser aquecidas para mobilizar e/ou pioraras hidrocarbonetos nas seções. Os hidrocarbonetos mobilizados e/ou pirolisados podem ser produzidos (por exemplo, através de um ou mais poços de produção) da seção 121A e/ou seção 121C. A seção 121B pode ser aquecida a temperaturas mais baixas (por

25 exemplo, temperaturas de mobilização). Pouca ou nenhuma produção de hidrocarbonetos para a superfície pode ocorre através da seção 121B. Por exemplo, as seções 121A e 121C podem ser aquecidas até as temperaturas médias de cerca de 300°C enquanto que a seção 121B é aquecida a uma temperatura média de cerca de 100°C e nos poços de produção são operados

na seção 121B.

Em certas formas de realização, aquecer e produzir hidrocarbonetos a partir da seção 121C cria a injetividade de fluido na seção. Depois que a injetividade de fluido foi criada na seção 121C, um fluido tal
5 como um fluido condutor (por exemplo, vapor, água ou hidrocarbonetos) e/ou um fluido oxidante (por exemplo, ar, oxigênio, oxigênio enriquecido ou outros oxidantes) pode ser injetado na seção. O fluido pode ser injetado através dos aquecedores 116, um poço de produção, e/ou um poço de injeção localizados na seção 121C. Em algumas formas de realização, os aquecedores
10 116 continuam a fornecer calor enquanto o fluido é injetado. Em outras formas de realização, os aquecedores 116 pode ser reduzidos ou desligados antes ou durante a injeção de fluido.

Em algumas formas de realização, fornecer fluido oxidante tal como ar à seção 121C causa a oxidação de hidrocarbonetos na seção. Por
15 exemplo, hidrocarbonetos coqueificados e/ou hidrocarbonetos aquecidos na seção 121C podem oxidar se a temperatura dos hidrocarbonetos estiver acima de uma temperatura de ignição de oxidação. Em algumas formas de realização, o tratamento da seção 121C com os aquecedores cria hidrocarbonetos coqueificados com porosidade substancialmente uniforme
20 e/ou injetividade substancialmente uniforme de modo que o aquecimento da seção é controlável quando o fluido oxidante é introduzido na seção. A oxidação de hidrocarbonetos na seção 121C manterá a temperatura média da seção ou aumentará a temperatura média da seção até temperaturas mais altas (por exemplo, cerca de 400°C ou acima).

25 Em algumas formas de realização, a injeção do fluido oxidante é usada para aquecer a seção 121C e um segundo fluido é introduzido na formação depois ou com o fluido oxidante para criar fluidos condutores na seção. Durante a injeção de ar, o ar em excesso e/ou os produtos de oxidação podem ser removidos da seção 121C através de um ou mais poços de

produção. Depois que a formação é elevada a uma temperatura desejada, um segundo fluido pode ser introduzido na seção 121C para reagir com o coque e/ou hidrocarbonetos e gerar fluido condutor (por exemplo, gás de síntese). Em algumas formas de realização, o segundo fluido inclui água e/ou vapor.

5 As reações do segundo fluido com carbono na formação podem ser reações endotérmica que esfriam a formação. Em algumas formas de realização, fluido oxidante é adicionado com o segundo fluido de modo que algum aquecimento da seção 121C ocorre simultaneamente com as reações endotérmicas. Em algumas formas de realização, a seção 121C pode ser
10 tratada em etapas alternadas de adicionar oxidante, aquecer a formação e depois adicionar o segundo fluido para gerar fluidos condutores.

Os fluidos condutores gerados na seção 121C podem incluir vapor, dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrogênio, metano e/ou hidrocarbonetos pirolisados. A temperatura alta na seção 121C e a geração de
15 fluido condutor na seção pode aumentar a pressão da seção de modo que os fluidos condutores movam-se para fora da seção para dentro das seções adjacentes. A temperatura aumentada da seção 121C também pode fornecer calor para a seção 121B através da transferência de calor condutivo e/ou transferência de calor convectivo do fluxo de fluido (por exemplo,
20 hidrocarbonetos e/ou fluido condutor) para a seção 121B.

Em algumas formas de realização, hidrocarbonetos (por exemplo, hidrocarbonetos produzidos a partir da seção 121C) são fornecidos como uma porção do fluido condutor. Os hidrocarbonetos injetados podem incluir pelo menos alguns hidrocarbonetos pirolisados tais como
25 hidrocarbonetos pirolisados produzidos a partir da seção 121C. Em algumas formas de realização, vapor ou água são fornecidos como uma porção do fluido condutor. Fornecer vapor ou água no fluido condutor pode ser usado para controlar temperaturas na formação. Por exemplo, vapor ou água podem ser usados para manter temperaturas mais baixas na formação. Em algumas

formas de realização, a água injetada como o fluido condutor é transformado em vapor na formação devido às temperaturas mais altas na formação. A conversão da água para vapor pode ser usada para reduzir temperaturas ou manter as temperaturas mais baixas na formação.

5 Os fluidos injetados na seção 121C pode fluir para a seção 121B, como mostrado pelas setas na FIG. 8. O movimento de fluido através da formação transfere calor convectivamente através da camada de hidrocarboneto 114 nas seções 121B e/ou 121A. Além disso, algum calor pode ser transferido condutivamente através da camada de hidrocarboneto
10 entre as seções.

O aquecimento de nível baixo da seção 121B mobiliza os hidrocarbonetos na seção. O hidrocarboneto mobilizado na seção 121B pode ser movido pelo fluido injetado através da seção para a seção 121A, como mostrado pelas setas na FIG. 8. Assim, o fluido injetado está empurrando os
15 hidrocarbonetos da seção 121C através da seção 121B para a seção 121A. Os hidrocarbonetos mobilizados podem ser aprimorados na seção 121A devido às temperaturas mais altas na seção. Os hidrocarbonetos pirolisados que se movem para dentro da seção 121A também podem ser ainda aprimorados na seção. Os hidrocarbonetos aprimorados podem ser produzidos através de
20 poços de produção localizados na seção 121A.

Em certas formas de realização, pelo menos alguns hidrocarbonetos na seção 121B são mobilizados e drenados da seção antes de injetar o fluido na formação. Algumas formações podem ter saturação de óleo alta (por exemplo, a formação Grosmont tem saturação de óleo alta). A
25 saturação de óleo alta corresponde à baixa permeabilidade a gás na formação o que pode inibir o fluxo de fluido através da formação. Assim, mobilizar e drenar (remover) algum óleo (hidrocarbonetos) a partir da formação pode criar permeabilidade a gás para os fluidos injetados.

Os fluidos na camada de hidrocarboneto 114 podem

preferencialmente mover-se horizontalmente dentro da camada de hidrocarboneto a partir do ponto de injeção porque as areias betuminosas tendem a ter uma permeabilidade horizontal maior do que a permeabilidade vertical. A permeabilidade horizontal mais alta possibilita o fluido injetado
5 mova hidrocarbonetos entre as seções preferencialmente versus a drenagem de fluidos verticalmente devido à gravidade na formação. Fornecer pressão de fluido suficiente com o fluido injetado pode garantir que os fluidos sejam movidos para a seção 121A para aprimoramento e/ou produção.

Em certas formas de realização, a seção 121B tem um volume
10 maior do que a seção 121A e/ou seção 121C. A seção 121B pode ser maior em volume do que as outras seções de modo que mais hidrocarbonetos são produzidos por menos entrada de energia na formação. Porque menos calor é fornecido à seção 121B (a seção é aquecida até temperaturas mais baixas), ter um volume maior na seção 121B reduz a entrada de energia total para a
15 formação por volume unitário. O volume desejado da seção 121B pode depender de fatores tais como, mas não limitados a, viscosidade, saturação de óleo e permeabilidade. Além disso, o grau de coqueificação é muito menor na seção 121B devido à temperatura mais baixa de modo que menos hidrocarbonetos são coqueificados na formação quando a seção 121B tem um
20 volume maior. Em algumas formas de realização, o grau mais baixo de aquecimento na seção 121B possibilita custos de capital mais baratos visto que materiais de temperatura mais baixa (materiais mais baratos) podem ser usados para os aquecedores usados na seção 121B.

Algumas formações com pouca ou nenhuma injetividade
25 inicial (tais como formações de carso ou camadas de carso nas formações) podem ter drusas fechadas em uma ou mais camadas das formações. As drusas fechadas podem ser drusas cheias com fluidos viscosos tais como betume ou óleo pesado. Em algumas formas de realização, as drusas têm uma porosidade de pelo menos cerca de 20 unidades de porosidade, pelo menos

cerca de 30 unidades de porosidade ou pelo menos cerca de 35 unidades de porosidade. A formação pode ter uma porosidade de no máximo cerca de 15 unidades de porosidade, no máximo cerca de 10 unidades de porosidade ou no máximo cerca de 5 unidades de porosidade. As drusas fechadas inibem vapor ou outros fluidos de serem injetados na formação ou nas camadas com drusas firmes. Em certas formas de realização, a formação de carso ou camadas de carso da formação são tratadas usando o processo de tratamento térmico *in situ*. O aquecimento destas formações ou camadas pode diminuir a viscosidade dos fluidos nos drusas fechadas e possibilitar que os fluidos drenem (por exemplo, mobilizar os fluidos).

Em certas formas de realização, apenas as camadas de carso da formação são tratadas usando o processo de tratamento térmico *in situ*. Outras camadas que não de carso da formação podem ser usadas como selos para o processo de tratamento térmico *in situ*.

Em algumas formas de realização, o processo condutor é usado depois do tratamento térmico *in situ* da formação de carso ou camadas de carso. Em algumas formas de realização, aquecedores são usados para pré aquecer a formação de carso ou camadas de carso para criar injetividade na formação.

Em certas formas de realização, a formação de carso ou camadas de carso são aquecidas até temperaturas abaixo da temperatura de decomposição da rocha (por exemplo, dolomita) na formação (por exemplo, temperaturas de no máximo cerca de 400°C). Em algumas formas de realização, a formação de carso ou camadas de carso são aquecidas até temperaturas acima da temperatura de decomposição da dolomita na formação. Em temperaturas acima da temperatura de decomposição da dolomita, a dolomita pode decompor-se para produzir dióxido de carbono. A decomposição da dolomita e a produção de dióxido de carbono podem criar permeabilidade na formação e mobilizar fluidos viscosos na formação. Em

algumas formas de realização, o dióxido de carbono produzido é mantido na formação para produzir uma tampa de gás na formação. O dióxido de carbono pode ser deixado elevar-se até as porções superiores das camadas de carso para produzir a tampa de gás.

5 Em algumas formas de realização, aquecedores são usados para produzir e/ou manter a tampa de gás na formação para o processo de tratamento térmico *in situ* e/ou o processo condutor. A tampa de gás pode conduzir os fluidos das porções superiores para as porções inferiores da formação e/ou de porções da formação para porções da formação em pressões
10 mais baixas (por exemplo, porções com poços de produção). Em algumas formas de realização, pouco ou nenhum aquecimento é fornecido nas porções da formação com a tampa de gás. Em algumas formas de realização, aquecedores na tampa de gás são diminuídos e/ou desligados depois da formação da tampa de gás. Usando menos aquecimento na tampa de gás
15 pode-se reduzir a entrada de energia na formação e aumentar a eficiência do processo de tratamento térmico *in situ* e/ou do processo condutor. Em algumas formas de realização, poços de produção e/ou poços aquecedores que são localizados na porção da tampa de gás da formação podem ser usados para a injeção de fluido (por exemplo, vapor) para manter a tampa de gás.

20 Em algumas formas de realização, a frente de produção do processo condutor segue atrás da frente de calor do processo de tratamento térmico *in situ*. Em algumas formas de realização, áreas por detrás da frente de produção são ainda aquecidas para produzir mais fluidos a partir da formação. Aquecimento adicional por detrás da frente de produção também
25 pode manter a tampa de gás atrás da frente de produção e/ou manter a qualidade na frente de produção do processo condutor.

 Em certas formas de realização, o processo condutor é usado antes do tratamento térmico *in situ* da formação. Em algumas formas de realização, o processo condutor é usado para mobilizar fluidos em uma

primeira seção da formação. Os fluidos mobilizados pode ser depois empurrados em uma segunda seção aquecendo-se a primeira seção com aquecedores. Fluidos podem ser produzidos a partir da segunda seção. Em algumas formas de realização, os fluidos na segunda seção são pirolisados e/ou aprimorados usando os aquecedores.

Em formações com permeabilidades baixas, o processo condutor pode ser usado para criar uma “almofada de gás” ou sifão de pressão antes do processo de tratamento térmico *in situ*. A almofada de gás pode inibir as pressões de aumentar rapidamente até a pressão de fratura durante o processo de tratamento térmico *in situ*. A almofada de gás pode fornecer um caminho para os gases escaparem ou viajarem durante os estágios iniciais de aquecimento durante o processo de tratamento térmico *in situ*.

Em algumas formas de realização, o processo condutor (por exemplo, o processo de injeção de vapor) é usado para mover fluidos antes do processo de tratamento térmico *in situ*. A injeção de vapor pode ser usada para se obter hidrocarbonetos (óleo) fora da rocha ou outros estratos na formação. A injeção de vapor pode mobilizar o óleo sem aquecer significativamente a rocha.

Em algumas formas de realização, a injeção de um fluido (por exemplo, vapor ou dióxido de carbono) pode consumir calor na formação e esfriar a formação dependendo da pressão na formação. Em algumas formas de realização, o fluido injetado é usado para recuperar calor a partir da formação. O calor recuperado pode ser usado no processamento de superfície de fluidos e/ou para pré aquecer outras porções da formação usando o processo condutor.

Exemplos

Exemplos não restritivos são apresentados abaixo.

Simulação em Areias Betuminosas

Uma simulação STARS foi usada para simular o aquecimento

de uma formação de areias betuminosas usando o padrão de poço aquecedor descrito na FIG. 3. Os aquecedores tiveram um comprimento horizontal na formação de areias betuminosas de 600 m. A taxa de aquecimento dos aquecedores foi de cerca de 750 W/m. O poço de produção 106B, descrito na FIG. 3, foi usado no poço de produção na simulação. A pressão no furo da superfície inferior no poço de produção horizontal foi mantida em cerca de 690 kPa. As propriedades de formação de areias betuminosas foram fundamentadas nas areias betuminosas de Athabasca. As propriedades de entrada para a simulação de formação de areias betuminosas incluíram: porosidade inicial igual a 0,28; saturação de óleo inicial igual a 0,8; saturação de água inicial igual a 0,2; saturação de gás de alimentação inicial igual a 0,0; permeabilidade vertical inicial igual a 250 milidarcy; permeabilidade horizontal inicial igual a 500 milidarcy; K_v/K_h inicial igual a 0,5; espessura da camada de hidrocarboneto igual a 28 m; profundidade da camada de hidrocarboneto igual a 587 m; pressão do reservatório inicial igual a 3771 kPa; distância entre o poço de produção e o limite inferior da camada de hidrocarboneto igual a 2,5 metros; distância de aquecedores mais altos e sobrecarga igual a 9 metros; espaçamento entre aquecedores igual a 9,5 metros; temperatura da camada de hidrocarboneto inicial igual a 18,6°C; viscosidade na temperatura inicial igual a 53 Pa.s (53000 cp); e razão de gás para óleo (GOR) no alcatrão igual a 50 pés cúbicos padrão/barril padrão. Os aquecedores foram aquecedores de voltagem constante com uma temperatura mais alta de 538°C na face de areia e uma energia de aquecedor de 755 W/m. Os poços aquecedores tiveram um diâmetro de 15,2 cm.

A FIG. 10 representa um perfil de temperatura na formação depois de 360 dias usando a simulação STARS. Os pontos mais quentes estão nos ou próximos dos aquecedores 116. O perfil de temperatura mostra que as porções da formação entre os aquecedores são mais quentes do que as outras porções da formação. Estas porções mais quentes criam mais mobilidade

entre os aquecedores e criam um caminho de fluxo para os fluidos na formação para drenar a jusante na direção dos poços de produção.

A FIG. 11 representa um perfil de saturação de óleo na formação depois de 360 dias usando a simulação STARS. A saturação de óleo é mostrada em uma escala de 0,00 a 1,00 com 1,00 sendo 100% de saturação de óleo. A escala de saturação de óleo é mostrada na barra lateral. A saturação de óleo, em 360 dias, é um pouco mais baixa nos aquecedores 116 e poço de produção 106B. A FIG. 12 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1095 dias usando a simulação STARS. A saturação de óleo diminuiu global na formação com uma diminuição maior na saturação de óleo próximo aos aquecedores e entre os aquecedores depois de 1095 dias. A FIG. 13 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1470 dias usando a simulação STARS. O perfil de saturação de óleo na FIG. 13 mostra que o óleo é mobilizado e flui para as porções mais baixas da formação. A FIG. 14 representa o perfil de saturação de óleo na formação depois de 1826 dias usando a simulação STARS. A saturação de óleo é baixa em uma maioria da formação com alguma saturação de óleo mais alta permanecendo na ou próxima da superfície inferior da formação em porções abaixo do poço de produção 106B. Este perfil de saturação de óleo mostra que uma maioria do óleo na formação foi produzido a partir da formação depois de 1826 dias.

A FIG. 15 representa o perfil de temperatura na formação depois de 1826 dias usando a simulação STARS. O perfil de temperatura mostra um perfil de temperatura relativamente uniforme na formação exceto nos aquecedores 116 e nas porções extremas (cantos) da formação. O perfil de temperatura mostra que um caminho de fluxo foi criado entre os aquecedores e o poço de produção 106B.

A FIG. 16 representa a taxa de produção de óleo 122 (bbl/dia) (eixo esquerdo) e taxa de produção de gás 124 (ft³/dia) (3,51 m³/dia) (eixo

direito) versus tempo (anos). As plotagens de produção de óleo e produção de gás mostram que o óleo é produzido nos estágios iniciais (0 a 1,5 ano) de produção com pouca produção de gás. O óleo produzido durante este tempo foi mais provável óleo mobilizado mais pesado isto é não pirolisado. Depois de cerca de 1,5 anos, a produção de gás aumentou acentuadamente conforme a produção de óleo diminuiu acentuadamente. A taxa de produção de gás rapidamente diminuiu em cerca de 2 anos. A produção de óleo depois aumentou lentamente até uma produção máxima em torno de cerca de 3,75 anos. A produção de óleo depois lentamente diminuiu conforme o óleo na formação foi esgotado.

A partir da simulação STARS, a razão de saída de energia (teor de energia de óleo e gás produzido) versus entrada de energia (entrada de aquecedor na formação) foi calculada ser de cerca de 12 a 1 depois de cerca de 5 anos. A porcentagem total de recuperação de óleo no lugar foi calculada ser de cerca de 60% depois de cerca de 5 anos. Assim, produzir óleo a partir de uma formação de areias betuminosas usando uma forma de realização do padrão de poço aquecedor e de produção descrita na FIG. 3 pode produzir recuperações de óleo alto e saída de energia alta para energia em razões.

Exemplo de Areias Betuminosas

Uma simulação STARS foi usada em combinação com a análise experimental para simular um processo de tratamento térmico *in situ* de uma formação de areias betuminosas. As condições de aquecimento para a análise experimental foram determinadas a partir de simulações de reservatório. A análise experimental incluiu aquecer uma célula de areias betuminosas a partir da formação até uma temperatura selecionada e depois reduzir a pressão da célula (pressão reduzida) para 100 psig (690 kPa man.). O processo foi repetido para várias temperaturas selecionadas diferentes. Durante o aquecimento das células, a formação e propriedades de fluido das

células foram monitorados durante a produção de fluidos para manter a pressão abaixo de uma pressão ótima de 12 MPa antes da pressão reduzida e durante a produção de fluidos depois da pressão reduzida (embora a pressão possa ter atingido pressões mais altas em alguns casos, a pressão foi rapidamente ajustada e não afetou os resultados dos experimentos). As FIGS. 17 a 24 representam os resultados da simulação e experimentos.

A FIG. 17 representa a porcentagem em peso de betume original no lugar (OBIP) (eixo esquerdo) e porcentagem em volume de OBIP (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$). O termo “OBIP” refere-se, nestes experimentos, à quantidade de betume que foi no vaso de laboratório com 100% que é a quantidade original de betume no vaso de laboratório. A plotagem 126 representa a conversão de betume (correlacionado com a porcentagem em peso de OBIP). A plotagem 126 mostra que a conversão de betume começou a ser significativa a cerca de 270°C e terminou a cerca de 340°C e é relativamente linear na faixa de temperatura.

A plotagem 128 representa barris de equivalentes de óleo de fluidos de produção e produção na pressão reduzida (correlacionada com a porcentagem em volume de OBIP). A plotagem 130 representa barris de equivalente de óleo de fluidos de produção (correlacionada com a porcentagem em volume de OBIP). A plotagem 132 representa a produção de óleo a partir de fluidos de produção (correlacionada com a porcentagem em volume de OBIP). A plotagem 134 representa barris de equivalente de óleo da produção na pressão reduzida (correlacionado com a porcentagem em volume de OBIP). A plotagem 136 representa a produção de óleo na pressão reduzida (correlacionada com a porcentagem em volume de OBIP). Como mostrado na FIG. 17, o volume de produção começou a aumentar significativamente conforme a conversão de betume começou a cerca de 270°C com uma porção significativa do óleo e barris de equivalente de óleo (o volume de produção) que vem dos fluidos de produção e apenas algum volume que vem da pressão

reduzida.

A FIG. 18 representa a porcentagem de conversão de betume (porcentagem em peso de (OBIP)) (eixo esquerdo) e a porcentagem em peso de óleo, gás e coque (como uma porcentagem em peso de OBIP) (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$). A plotagem 138 representa a conversão de betume (correlacionada com a porcentagem em peso de OBIP). A plotagem 140 representa a produção de óleo a partir de fluidos de produção correlacionada com a porcentagem em peso de OBIP (eixo direito). A plotagem 142 representa o rendimento de coqueificação correlacionado com a porcentagem em peso de OBIP (eixo direito). A plotagem 144 representa a produção de gás a partir dos fluidos de produção correlacionada com a porcentagem em peso de OBIP (eixo direito). A plotagem 146 representa a produção de óleo a partir da produção de pressão reduzida correlacionada com a porcentagem em peso de OBIP (eixo direito). A plotagem 148 representa a produção de gás a partir da produção de pressão reduzida correlacionada com a porcentagem em peso de OBIP (eixo direito). A FIG. 18 mostra que o rendimento de coqueificação começa a aumentar em cerca de 280°C e maximiza em torno de 340°C . A FIG. 18 também mostra que a maioria da produção de óleo e gás é do fluido produzido com apenas uma pequena fração da produção de pressão reduzida.

A FIG. 19 representa a gravidade API ($^{\circ}$) (eixo esquerdo) do fluido produzido, produção de pressão reduzida e óleo deixado no lugar junto com a pressão (psig) (eixo direito) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$). A plotagem 150 representa a gravidade API de fluidos produzidos versus a temperatura. A plotagem 152 representa a gravidade API de fluidos produzidos na pressão reduzida versus a temperatura. A plotagem 154 representa a pressão versus a temperatura. A plotagem 156 representa a gravidade API de óleo (betume) na formação versus a temperatura. A FIG. 19 mostra que a gravidade API do óleo na formação permanece relativamente constante em cerca de 10° API e que a gravidade API de fluidos produzidos e fluidos produzidos na pressão

reduzida aumenta levemente na pressão reduzida.

As FIGS. 20A-D representam as razões de gás para óleo (GOR) em mil pés cúbicos por barril ((Mcf/bbl) ($28,3 \text{ m}^3/\text{bbl}$) (eixo y) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x) para tipos diferentes de gás em pressão reduzida em temperatura baixa (cerca de 277°C) e pressão reduzida em temperatura alta (a cerca de 290°C). A FIG. 20A representa a GOR versus a temperatura para dióxido de carbono (CO_2). A plotagem 158 representa a GOR para a pressão reduzida em temperatura baixa. A plotagem 160 representa a GOR para a pressão reduzida em temperatura alta. A FIG. 20B representa a GOR versus a temperatura para hidrocarbonetos. A FIG. 20C representa a GOR para sulfeto de hidrogênio (H_2S). A FIG. 20D representa a GOR para hidrogênio (H_2). Nas FIGS. 20B-D, as GORs foram aproximadamente as mesmas para a pressão reduzida tanto em temperatura baixa quanto em temperatura alta. As GORs para CO_2 (mostradas na FIG. 20) foram diferentes para a pressão reduzida em temperatura alta e a pressão reduzida em temperatura baixa. A razão para a diferença nas GORs para CO_2 pode ser que o CO_2 foi produzido mais no início (nas temperaturas baixas) pela decomposição aquosa de dolomita e outros minerais de carbonato e argilas. Nestas temperaturas baixas, quase não foi produzido nenhum óleo de modo que a GOR é muito alta porque o denominador na razão é praticamente zero. Os outros gases (hidrocarbonetos, H_2S e H_2) foram produzidos concorrentemente com o óleo porque eles foram todos gerados pelo aprimoramento de betume (por exemplo, (hidrocarbonetos, H_2 e óleo) ou porque eles foram gerados pela decomposição de minerais (tais como pirita) na mesma faixa de temperatura como aquela do aprimoramento de betume (por exemplo, H_2S). Assim, quando a GOR foi calculada, o denominador (óleo) não foi zero para hidrocarbonetos, H_2S e H_2 .

A FIG. 21 representa o rendimento de coque (porcentagem em peso) (eixo y) versus a temperatura ($^{\circ}\text{C}$) (eixo x). A plotagem 162 representa

betume e coque querogênio como um percentual em peso da massa original na formação. A plotagem 164 representa coque de betume como uma porcentagem em peso de betume original no lugar (OBIP) na formação. A FIG. 21 mostra que o coque querogênio já está presente a uma temperatura de cerca de 260°C (experimento de célula de temperatura mais baixa) enquanto que o coque de betume começa a se formar a cerca de 280°C e maximiza a cerca de 340°C.

As FIGS. 22A-D representam mudanças isoméricas de hidrocarboneto estimadas nos fluidos produzidos a partir das células experimentais como uma função de temperatura e conversão de betume. A conversão de betume e o aumento de temperatura da esquerda para a direita nas plotagens nas FIGS. 22A-D com a conversão de betume mínima sendo 10%, a conversão de betume máxima sendo 100%, a temperatura mínima sendo 277°C e a temperatura máxima sendo 350°C. As setas nas FIGS. 22A-D mostram a direção de aumentar a conversão de betume e temperatura.

A FIG. 22A representa a mudança isomérica de hidrocarboneto da porcentagem de n-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$ (eixo y) versus a porcentagem de propano- $\delta^{13}\text{C}_3$ (eixo x). A FIG. 22B representa a mudança isomérica de hidrocarboneto da porcentagem de n-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ (eixo y) versus a porcentagem de propano- $\delta^{13}\text{C}_3$ (eixo x). a FIG. 22C representa a mudança isomérica de hidrocarboneto da porcentagem de n-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ (eixo y) versus a porcentagem de n-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$ (eixo x). A FIG. 22D representa a mudança isomérica de hidrocarboneto da porcentagem de i-pentano- $\delta^{13}\text{C}_5$ (eixo y) versus a porcentagem de i-butano- $\delta^{13}\text{C}_4$ (eixo x). As FIGS. 22A-D mostram que existe uma relação relativamente linear entre a mudança isomérica de hidrocarbonetos e tanto a temperatura quanto a conversão de betume. A relação relativamente linear pode ser usada para avaliar a temperatura de formação e/ou conversão de betume pela monitoração da mudança isomérica de hidrocarbonetos em fluidos produzidos

a partir da formação.

A FIG. 23 representa a porcentagem em peso (% em peso) (eixo y) de saturados da análise SARA dos fluidos produzidos versus a temperatura (°C) (eixo x). A relação logarítmica entre a porcentagem em peso de saturados e a temperatura pode ser usada para avaliar a temperatura de formação pela monitoração da porcentagem em peso de saturados em fluidos produzidos a partir da formação.

A FIG. 24 representa a porcentagem em peso (% em peso) (eixo y) de n-C₇ dos fluidos produzidos versus a temperatura (°C) (eixo x). A relação linear entre a porcentagem em peso de n-C₇ e a temperatura pode ser usada para avaliar a temperatura de formação pela monitoração da porcentagem em peso de n-C₇ em fluidos produzidos a partir da formação.

Pré-Aquecimento Usando Aquecedores Para a Injetividade Antes do Exemplo de Direcionar Vapor

Um exemplo usa a forma de realização descrita nas FIGS. 7 e 9 para pré aquecer usando aquecedores para o processo condutor é descrito. Poços de injeção 120 e poços de produção 106 são poços substancialmente verticais. Aquecedores 116 são aquecedores substancialmente horizontais longos posicionados de modo que os aquecedores passem na proximidade dos poços de injeção 120. Aquecedores 116 intersectam os padrões de poço vertical levemente deslocados dos poços verticais.

As seguintes condições foram assumidas para propósitos deste exemplo:

- (a) espaçamento do poço aquecedor; $s = 330$ pés (100 m);
- (b) espessura da formação; $h = 100$ pés (30 m);
- (c) capacidade do calor de formação; $pc = 35$ BTU/cu. ft.-°F (1 ft³ = 28,3 L) (°C=5/9 °F – 32)
- (d) condutividade térmica da formação; $\lambda = 1,2$ BTU/ft-h-°F (1 ft³ = 28,3 L) (°C=5/9 °F – 32);

(e) taxa de aquecimento elétrico; $q_h = 200$ watts/pé (6,5 watts/cm);

(f) taxa de injeção de vapor; $q_s = 500$ bbl/dia (79,5 m³/dia);

(g) entalpia de vapor; $h_s = 1000$ BTU/lb (2205 BTU/L);

5 (h) tempo de aquecimento; $t = 1$ ano;

(i) injeção de calor elétrico total; $Q_E =$ BTU/padrão/ano;

(j) raio de calor elétrico; $r =$ ft (1 ft = 30,5 cm); e

(k) calor de vapor total injetado; $Q_s =$ BTU/padrão/ano.

10 O aquecimento elétrico para um padrão por um ano é dado por:

$$(EQN. 1) Q_E = q_h \cdot t \cdot s \text{ (BTU/padrão/ano);}$$

com $Q_E = (200 \text{ watts/ft})[0,001 \text{ kw/watt}](1 \text{ ano})[365 \text{ dias/ano}][24 \text{ horas/dia}][3413 \text{ BTU/kw.h}](330 \text{ ft}) = 1,9733 \times 10^9 \text{ BTU/padrão/ano.}$

O aquecimento de vapor para um padrão de poço por um ano é dado por:

$$(EQN. 2) Q_s = q_s \cdot t \cdot h_s \text{ (BTU/padrão/ano);}$$

15 com $Q_s = (500 \text{ bbl/dia (79,5 m}^3\text{/dia)}) (1 \text{ ano}) [365 \text{ dia/ano}][1000 \text{ BTU/lb ((2205 BTU/L))}][350 \text{ lb/bbl (1 Kg/L)}] = 63,875 \times 10^9 \text{ BTU/padrão/ano.}$

Assim, o calor elétrico dividido pelo calor total é dado por:

$$(EQN. 3) Q_E/(Q_E+Q_s) \times 100 = 3\% \text{ do calor total.}$$

Assim, a energia elétrica é apenas uma pequena fração do calor total injetado na formação.

20 A temperatura real da região em torno de um aquecedor é descrito por uma função integral exponencial. A forma integrada da função integral exponencial mostra que cerca de metade da energia injetada é aproximadamente igual a cerca da metade da temperatura do poço de injeção. A temperatura requerida para reduzir a viscosidade do óleo pesado é assumida
25 ser de 500°F (260°C). O volume aquecido a 500°F (260°C) por um aquecedor elétrico em um ano é dado por:

$$(EQN. 4) V_E = \pi r^2.$$

O equilíbrio de calor é dado por:

$$(EQN. 5) Q_E = (\pi r_E^2)(s)(\rho c)(\Delta T).$$

Assim, r_E pode ser resolvido para e é descoberto ser 10,4 pés (3,2 m). Para um aquecedor elétrico operado a 1000°F (538°C), o diâmetro de um cilindro aquecido até metade desta temperatura por um ano seria de cerca de 23 pés (7 m). Dependendo do perfil de permeabilidade nos poços de injeção, os poços horizontais adicionais podem ser empilhados acima daquele na superfície inferior da formação e/ou períodos de aquecimento elétrico podem ser estendidos. Para um período de aquecimento de dez anos, o diâmetro da região aquecida acima de 500°F (260°C) seria de cerca de 60 pés (18,3 m).

Se todos os vapores foram injetados uniformemente nos injetores de vapor no intervalo de 100 pés (30,5 m) por um período de um ano, o volume equivalente de formação que seria aquecido a 500°F (260°C) seria dado por:

$$(EQN. 6) Q_s = (7\pi r_s^2)(s)(\rho c)(\Delta T).$$

Resolver para r_s dá um r_s de 107 pés (32,6 m). Esta quantidade de calor seria suficiente para aquecer cerca de 3/4 do padrão a 500°F (260°C).

Exemplo de Recuperação de Óleo em Areias Betuminosas

Uma simulação STARS foi usada em combinação com a análise experimental para simular um processo de tratamento térmico *in situ* de uma formação de areias betuminosas. Os experimentos e simulações foram usados para determinar a recuperação de óleo (medida pela porcentagem em volume (% em vol) de óleo no lugar (betume no lugar) versus a gravidade API do fluido produzido como afetado pela pressão na formação. Os experimentos e simulações também foram usados para determinar a eficiência de recuperação (porcentagem de óleo (betume) recuperado) versus a temperatura em pressões diferentes.

A FIG. 25 representa a recuperação de óleo (porcentagem em volume de betume no lugar (% em vol BIP)) versus a gravidade API (°) como determinada pela pressão (MPa) na formação. Como mostrado na FIG. 25, a recuperação de óleo diminui com o aumento da gravidade API e aumenta com a pressão até uma certa pressão (cerca de 2,9 MPa neste experimento). Acima desta pressão, a recuperação de óleo e a gravidade API diminuem com o aumento da pressão (até cerca de 10 MPa no experimento). Assim, pode ser vantajoso controlar a pressão na formação abaixo de um valor selecionado para se obter recuperação de óleo mais alta junto com uma gravidade API desejada no fluido produzido.

A FIG. 26 representa a eficiência de recuperação (%) versus a temperatura (°C) em pressões diferentes. A curva 166 representa a eficiência de recuperação versus a temperatura a 0 MPa. A curva 168 representa a eficiência de recuperação versus a temperatura a 0,7 MPa. A curva 170 representa a eficiência de recuperação versus a temperatura a 5 MPa. A curva 172 representa a eficiência de recuperação versus a temperatura a 10 MPa. Como mostrado por estas curvas, aumentar a pressão reduz a eficiência de recuperação na formação nas temperaturas de pirólise (temperaturas acima de cerca de 300°C no experimento). O efeito da pressão pode ser reduzido pela redução da pressão na formação em temperaturas mais altas, como mostrado pela curva 174. A curva 174 representa a eficiência de recuperação versus a temperatura com a pressão que é 5 MPa até cerca de 380°C, quando a pressão é reduzida para 0,7 MPa. Como mostrado pela curva 174, a eficiência de recuperação pode ser aumentada pela redução da pressão mesmo em temperaturas mais altas. O efeito de pressões mais altas sobre a eficiência de recuperação é reduzida quando a pressão é reduzida antes que os hidrocarbonetos (óleos) na formação tenham sido convertidos para coque.

Outras modificações e formas de realização alternativas de vários aspectos da invenção podem estar evidentes àqueles habilitados na

técnica em vista desta descrição. Consequentemente, esta descrição deve ser interpretada apenas como ilustrativa e é para o propósito de ensinar aqueles habilitados na técnica a maneira geral de realizar a invenção. Deve ser entendido que as formas da invenção mostrada e aqui descrita devem ser interpretadas como as formas de realização presentemente preferidas. Elementos e materiais podem ser substituídos por aqueles ilustrados e aqui descritos, partes e processos podem ser invertidos e certas características da invenção podem ser utilizadas independentemente, todas como estariam evidentes a uma pessoa habilitada na técnica depois de ter o benefício desta descrição da invenção. Mudanças podem ser feitas nos elementos aqui descritos sem divergir do espírito e escopo da invenção como descrita nas seguintes reivindicações. Além disso, deve ser entendido que as características aqui descritas independentemente, em certas formas de realização, podem ser combinadas.

REIVINDICAÇÕES

1. Método para tratar uma formação de areias betuminosas, caracterizado pelo fato de que compreende:

5 aquecer pelo menos uma seção de uma camada de hidrocarboneto na formação a partir de uma pluralidade de aquecedores localizados na formação;

controlar o aquecimento de modo que pelo menos uma maioria da seção atinja uma temperatura média entre 200°C e 240°C resultando em viscorredução de pelo menos alguns hidrocarbonetos na seção;

10 manter uma pressão na formação dentro de cerca de 1 MPa da pressão de fratura da formação; e

produzir pelo menos um pouco de fluidos de hidrocarboneto viscorreduzidos a partir da formação.

15 2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a temperatura média está entre 205°C e 230°C ou entre 210°C e 225°C.

3. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que compreende ainda operar os aquecedores substancialmente na capacidade total até que a porção da formação atinja a temperatura média entre 200°C e 240°C.

20 4. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que compreende ainda manter a pressão na formação abaixo da pressão de fratura da formação pela remoção de pelo menos alguns fluidos da formação.

25 5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a pressão de fratura da formação está entre cerca de 2000 kPa e cerca de 15000 kPa.

6. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a porção de hidrocarboneto líquido dos

fluidos produzidos tem uma viscosidade de no máximo 350 cp, no máximo 250 cp ou no máximo 100 cp, a viscosidade sendo medida a 1 atm e 5°C.

5 7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a porção de hidrocarboneto líquido dos fluidos produzidos tem uma densidade API entre 7° e 19°.

10 8. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a porção de hidrocarboneto líquido dos fluidos produzidos tem uma densidade API de pelo menos 15°, uma viscosidade de no máximo 350 cp (em que a viscosidade é medida a 1 atm e 5°C), um fator p de pelo menos 1,1 (em que o valor P é determinado pelo Método ASTM D7060) e um número de bromo de no máximo 2% (em que o número de bromo é determinado pelo Método ASTM D1159 em uma porção de hidrocarboneto dos fluidos produzidos tendo um ponto de ebulição abaixo de 246°C).

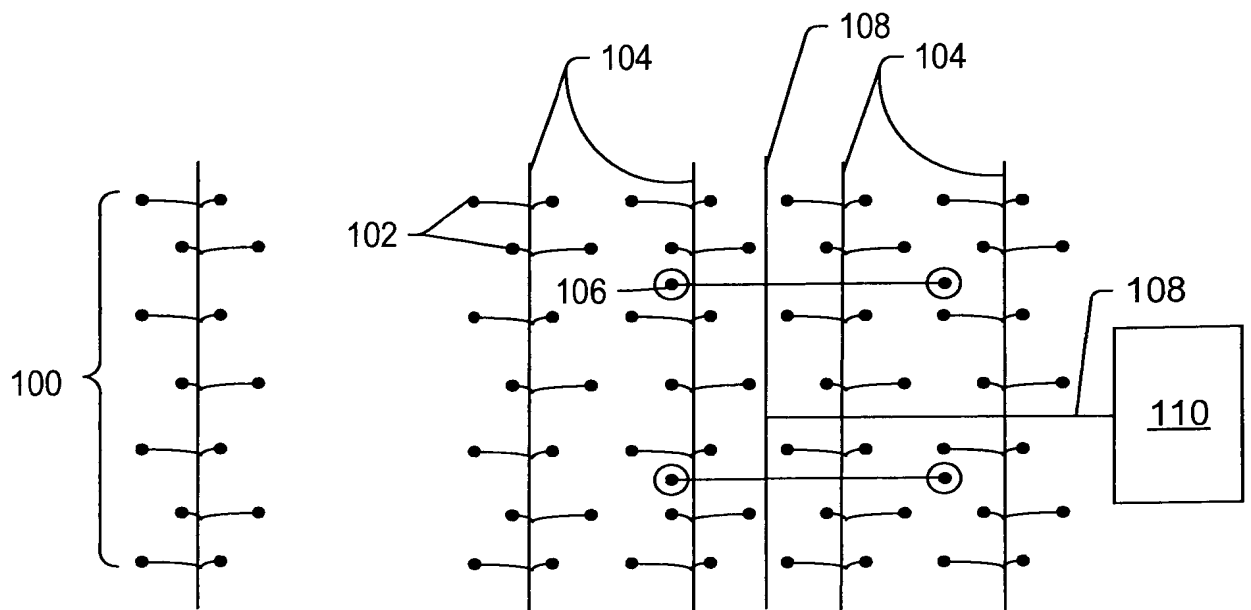
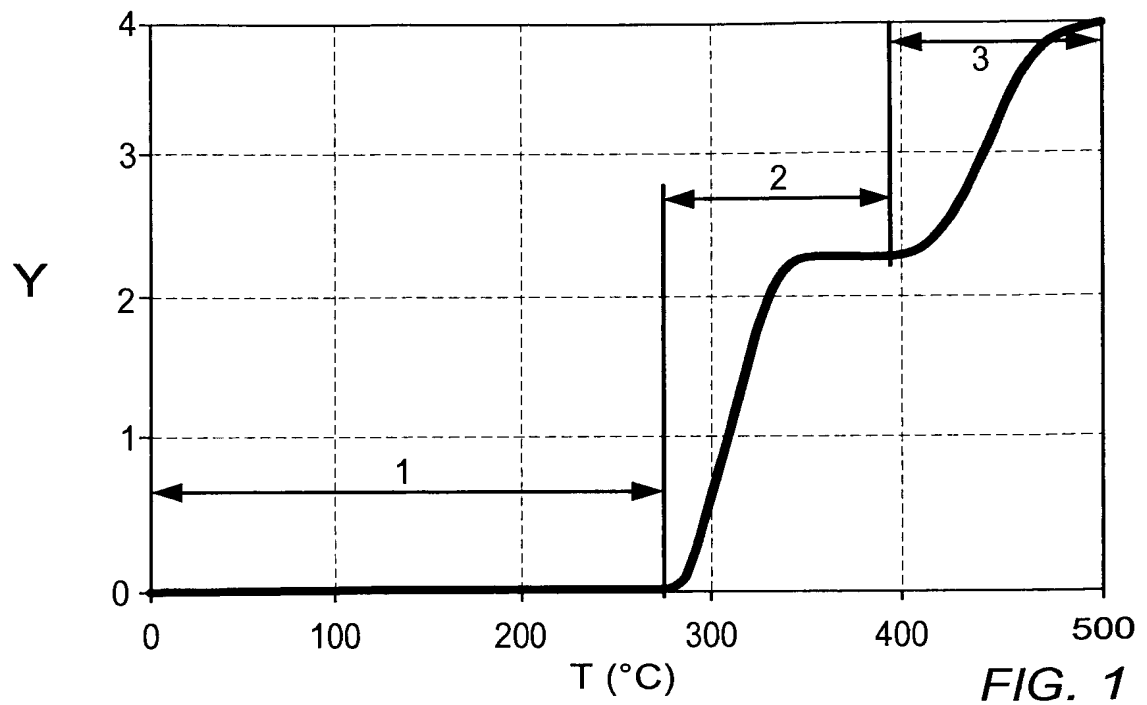
15 9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que compreende ainda variar a quantidade de hidrocarboneto mobilizados e/ou submetidos a viscorredução produzidos a partir da formação para variar uma qualidade dos fluidos produzidos a partir da formação e/ou para variar a recuperação total de hidrocarbonetos a partir da formação.

20 10. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que compreende ainda controlar a temperatura e a pressão em pelo menos uma porção da formação tal que (a) pelo menos uma maioria dos hidrocarbonetos na formação são submetidos a viscorredução, (b) a pressão está abaixo da pressão de fratura da porção da formação e (c) pelo menos alguns hidrocarbonetos na porção da formação formam um fluido que compreende hidrocarbonetos submetidos a viscorredução que podem ser produzidos através de um poço de produção.

11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações 1

ou 2, caracterizado pelo fato de que compreende ainda usar o fluido produzido para fabricar um combustível de transporte.

12. Fluido de transporte, caracterizado pelo fato de que é fabricado usando o método como definido na reivindicação 11.

**FIG. 2**

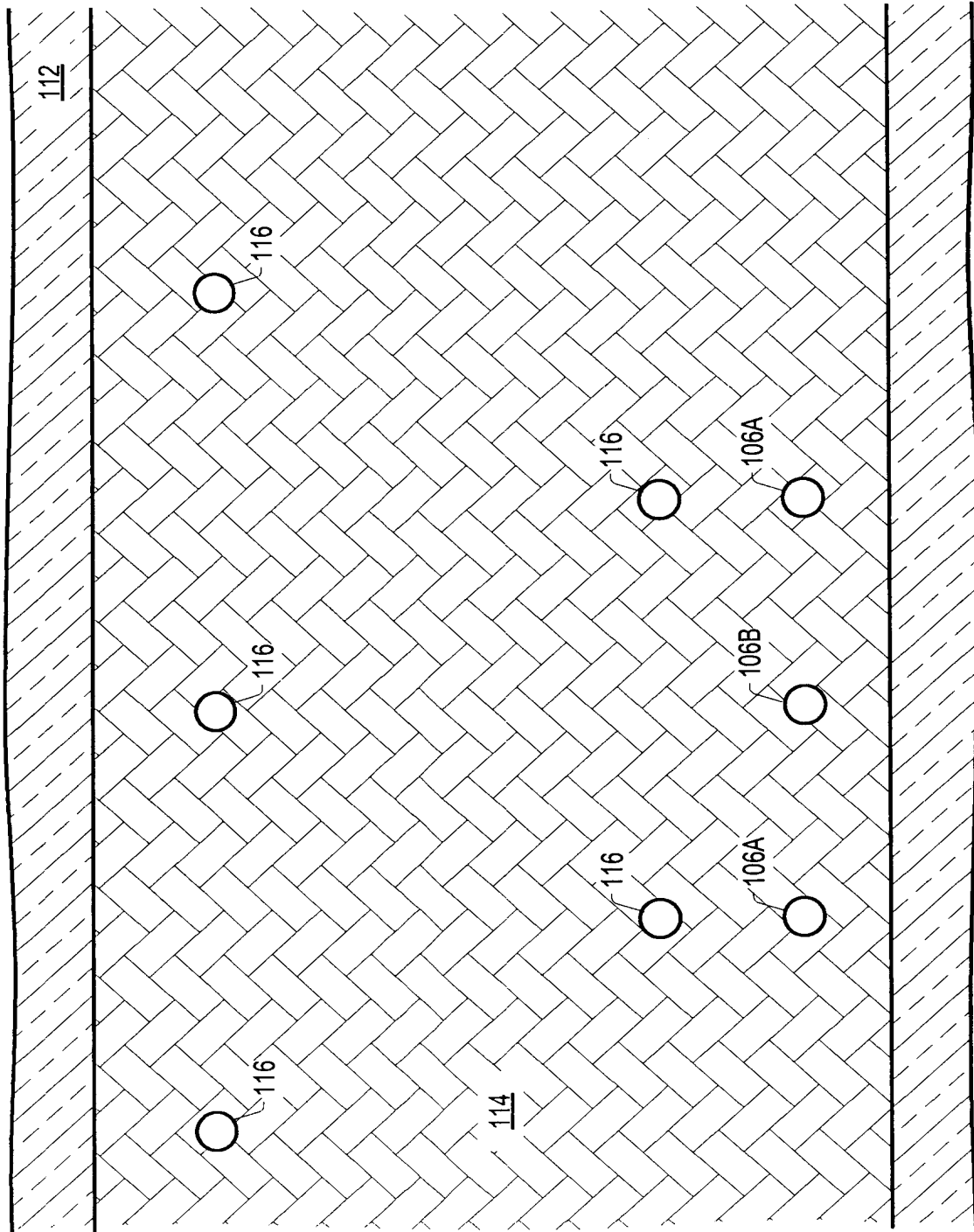


FIG. 3

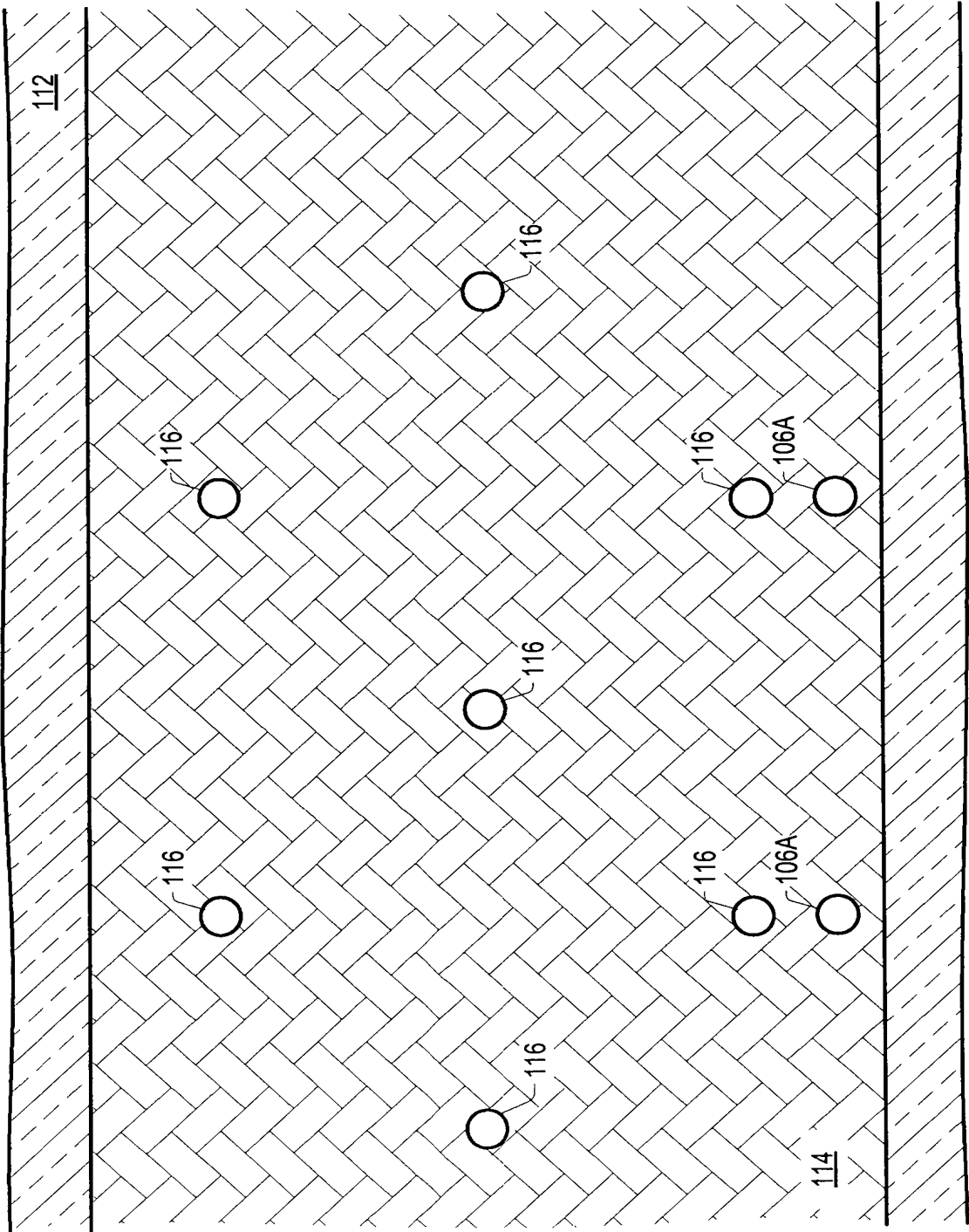


FIG. 4

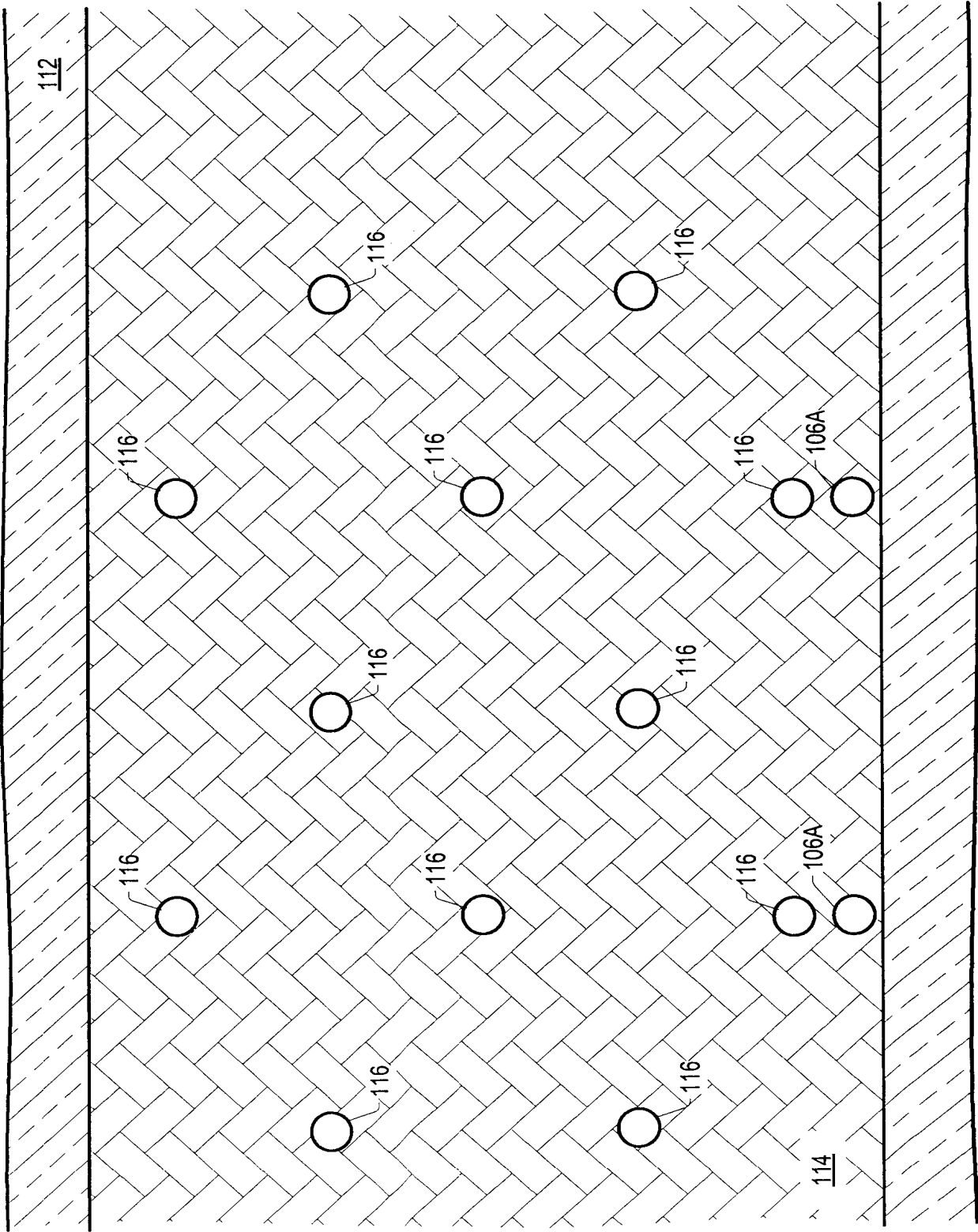


FIG. 5

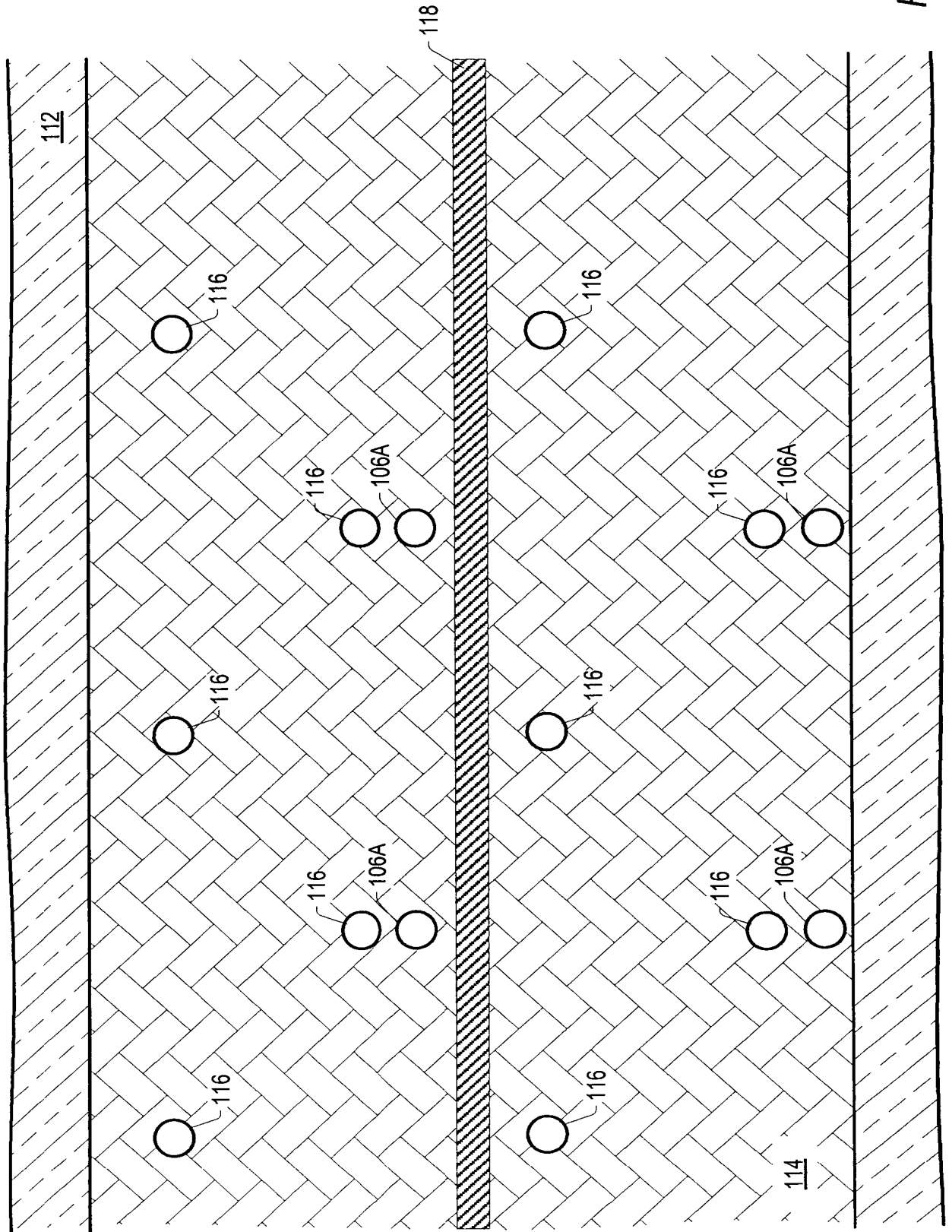


FIG. 6

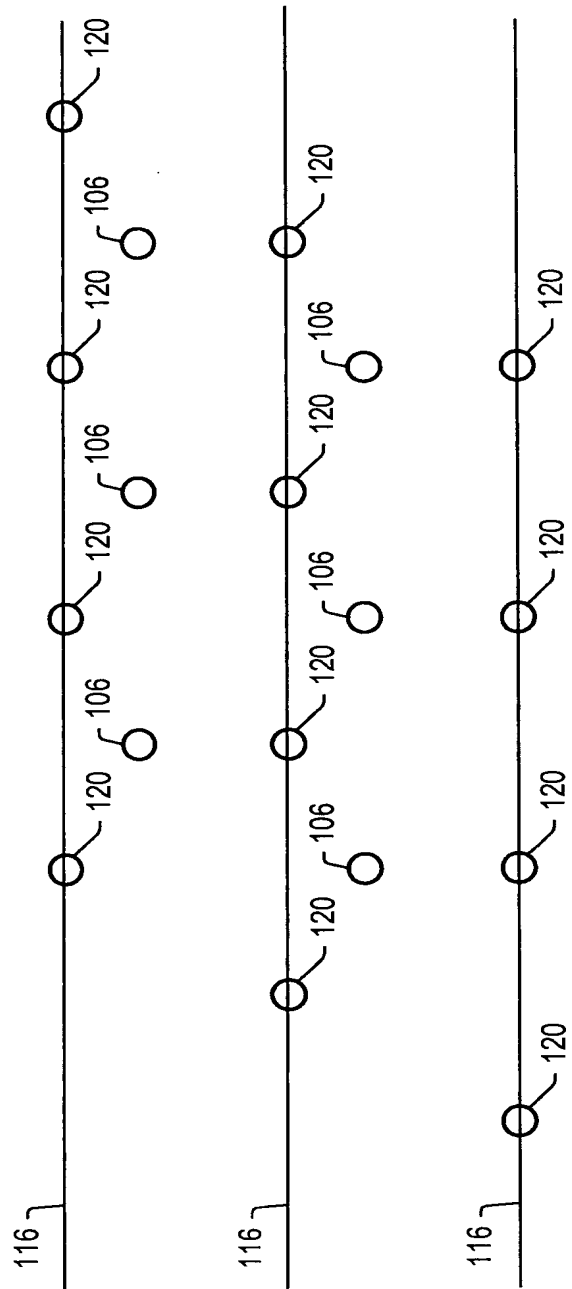


FIG. 7

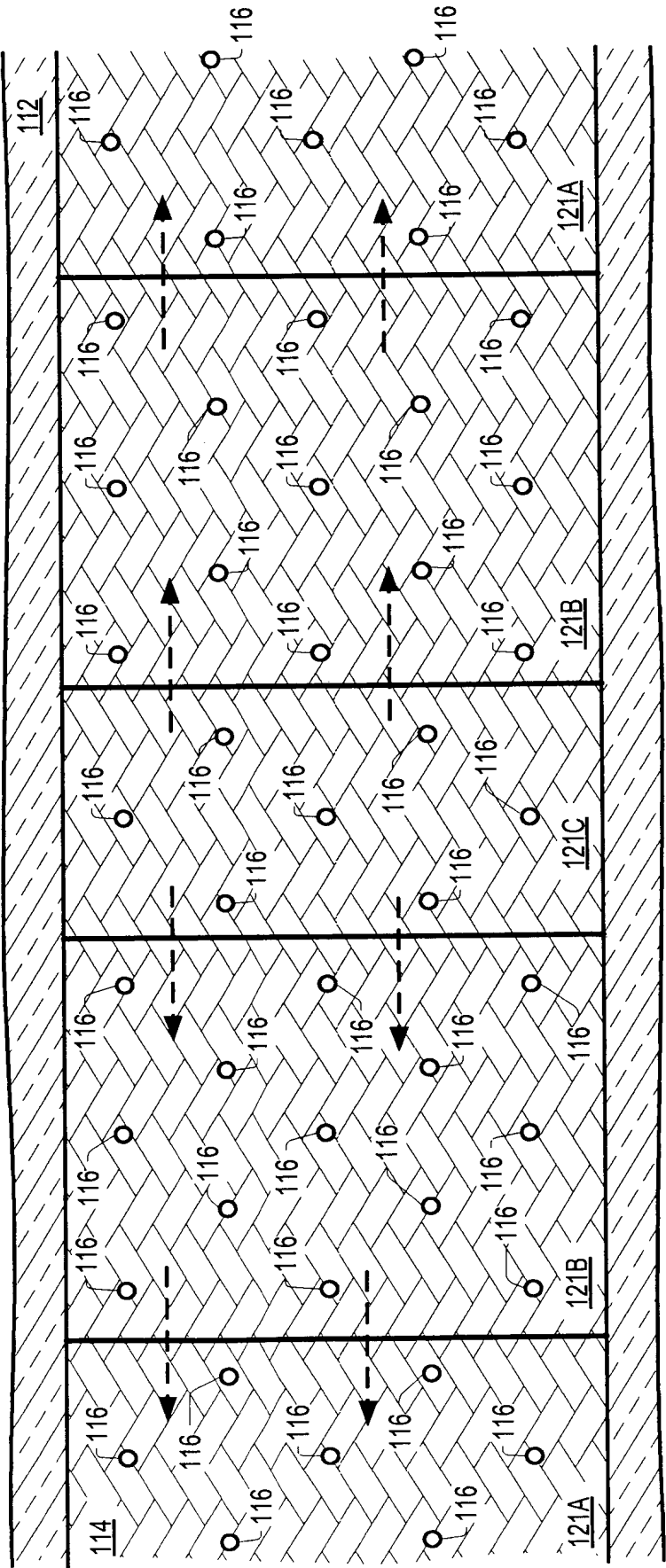
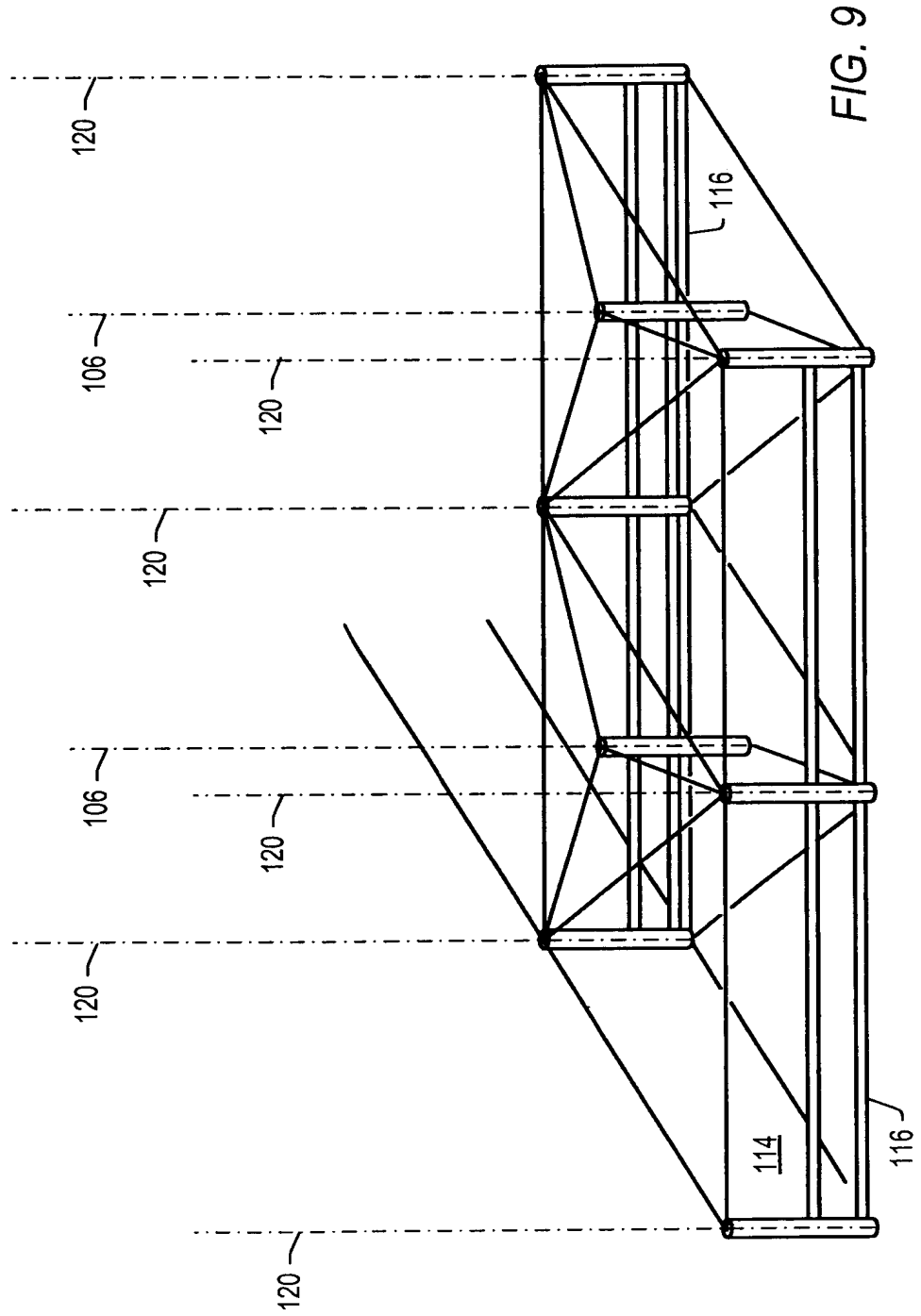


FIG. 8



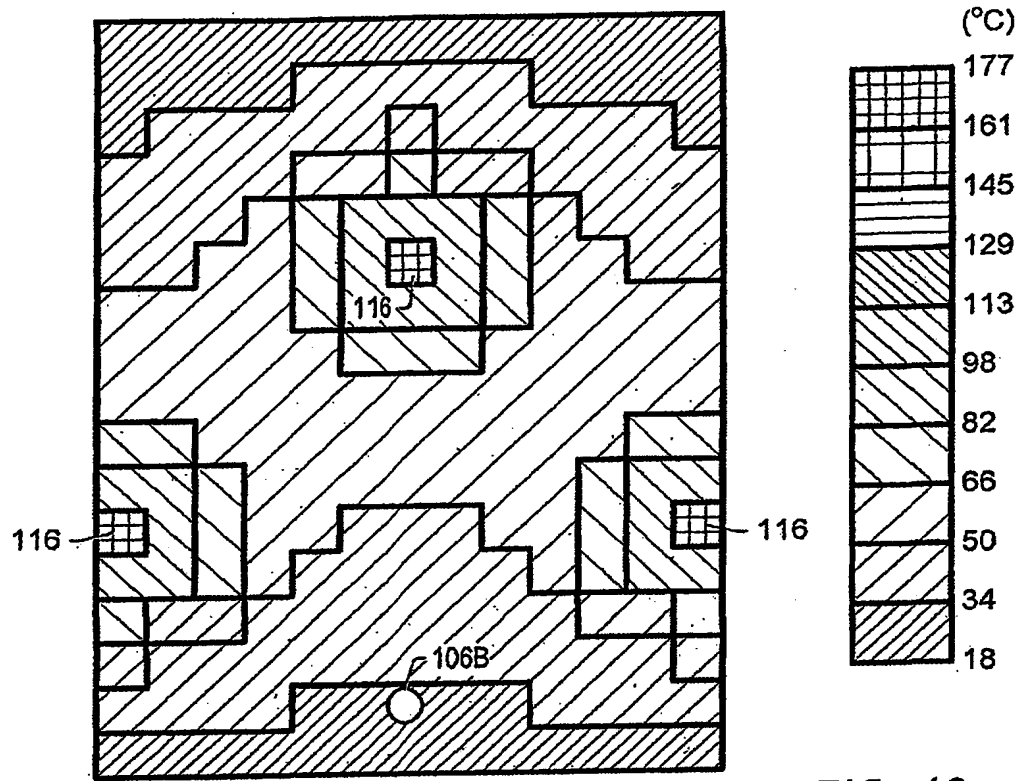


FIG. 10

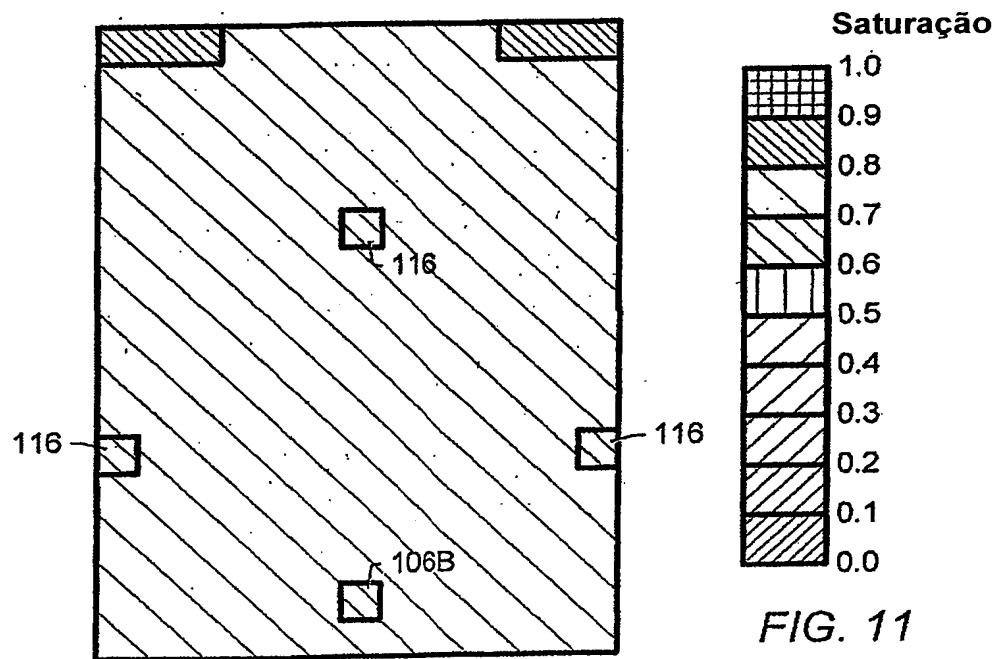


FIG. 11

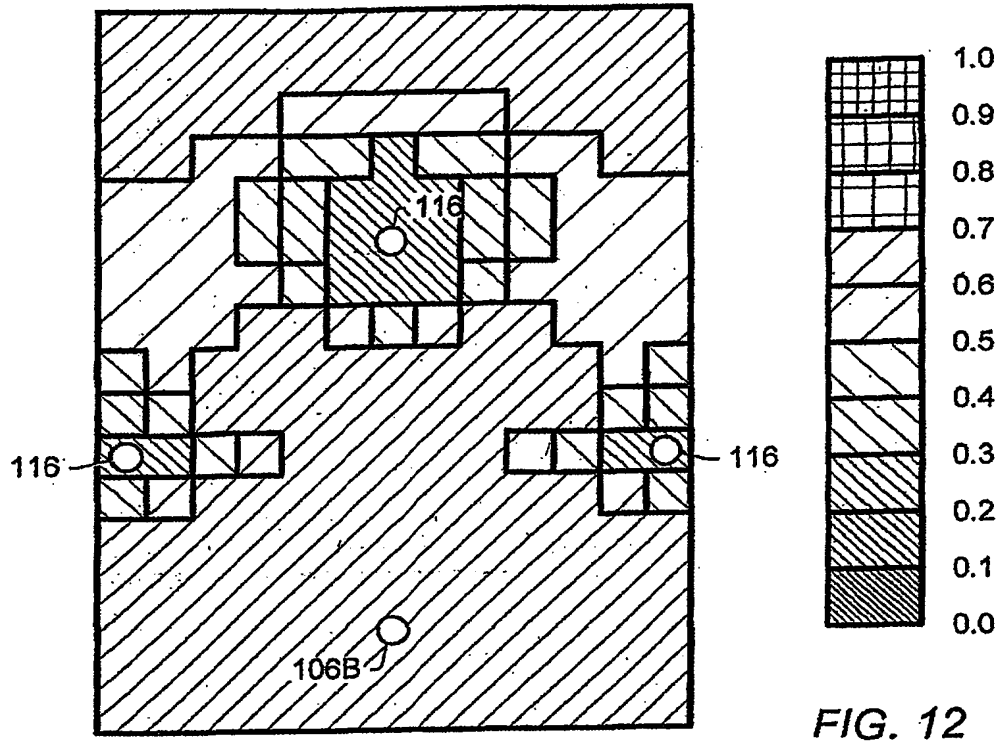


FIG. 12

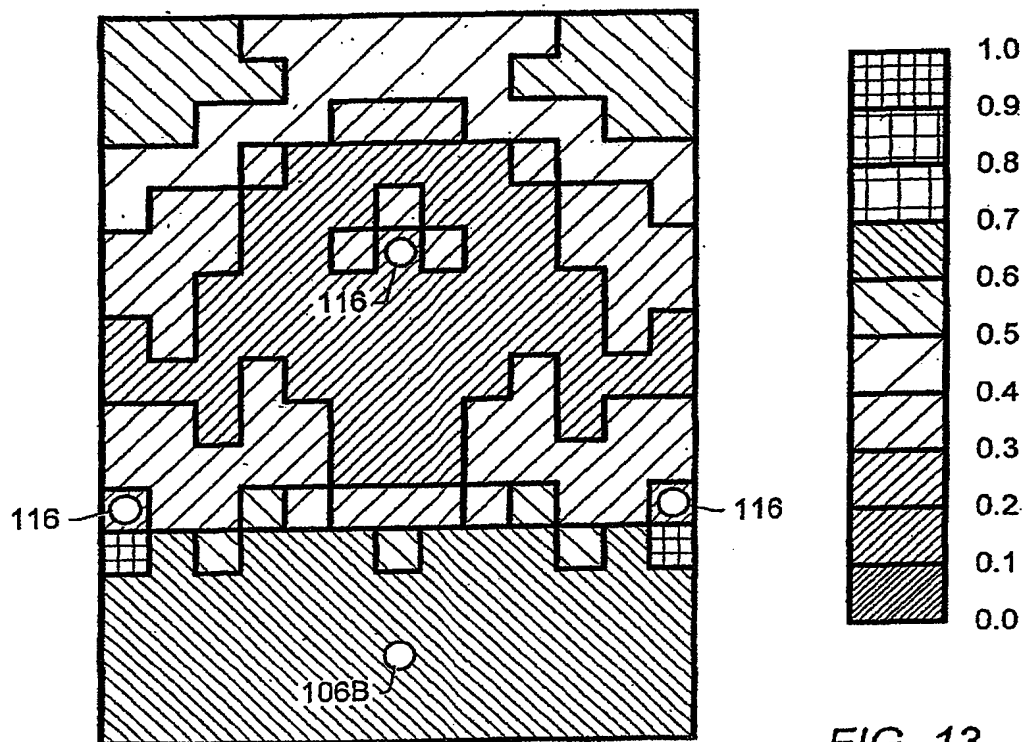
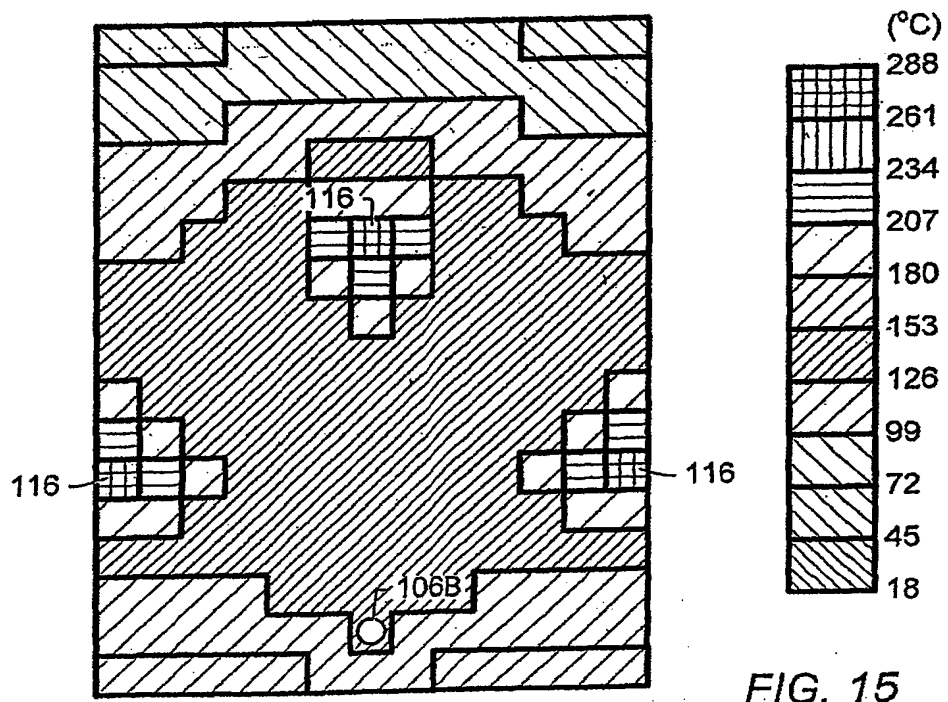
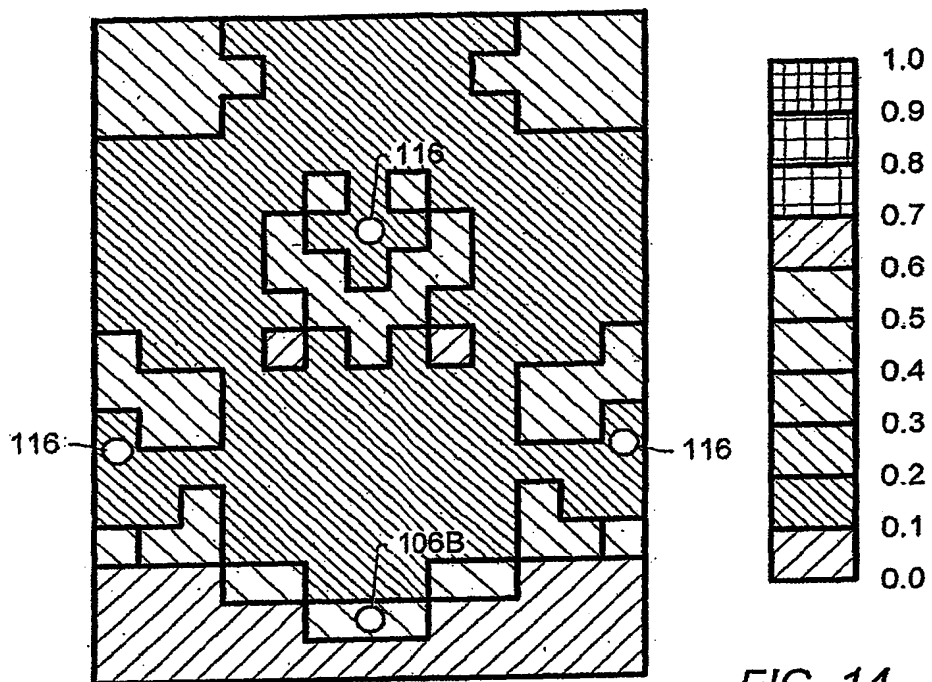


FIG. 13



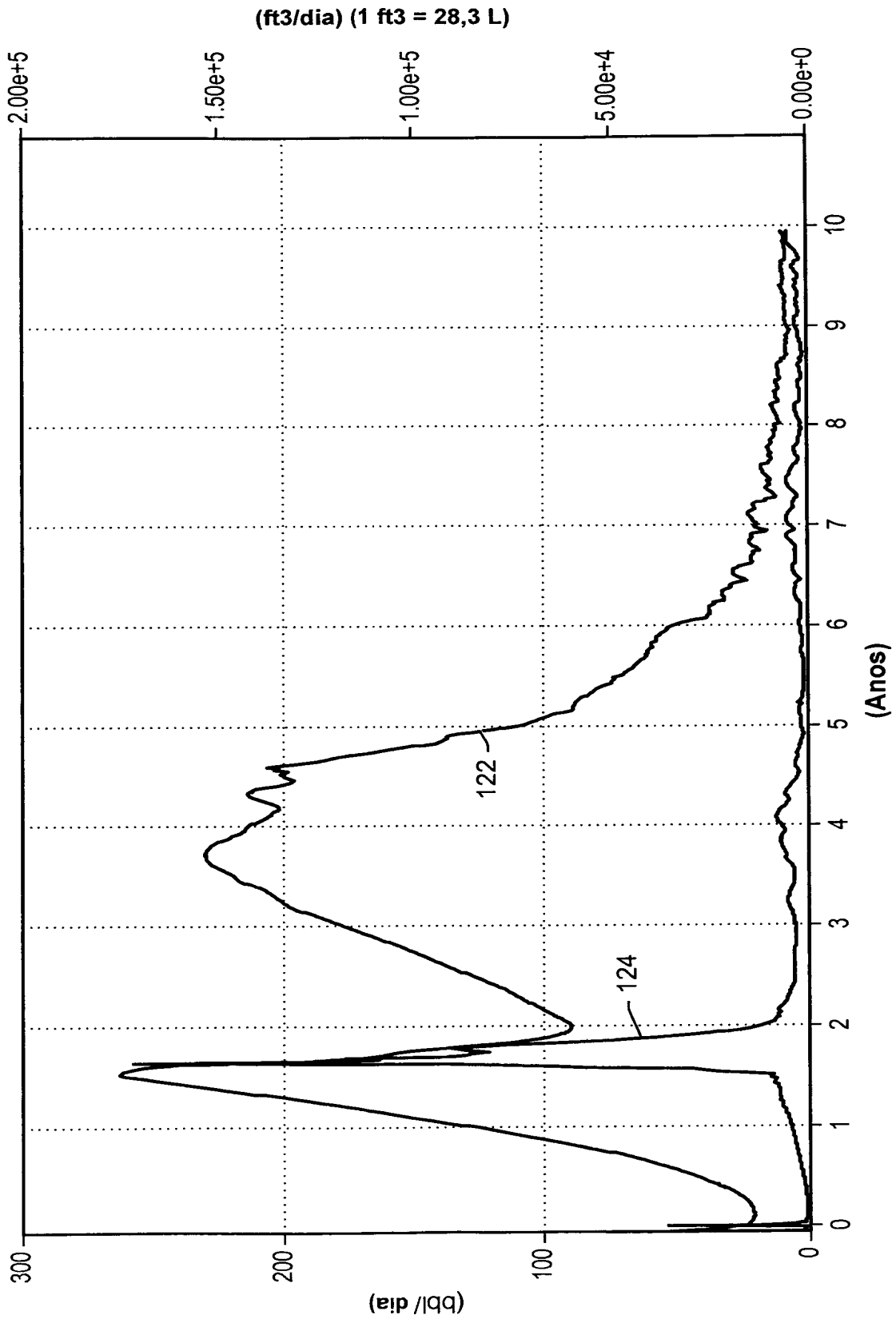


FIG. 16

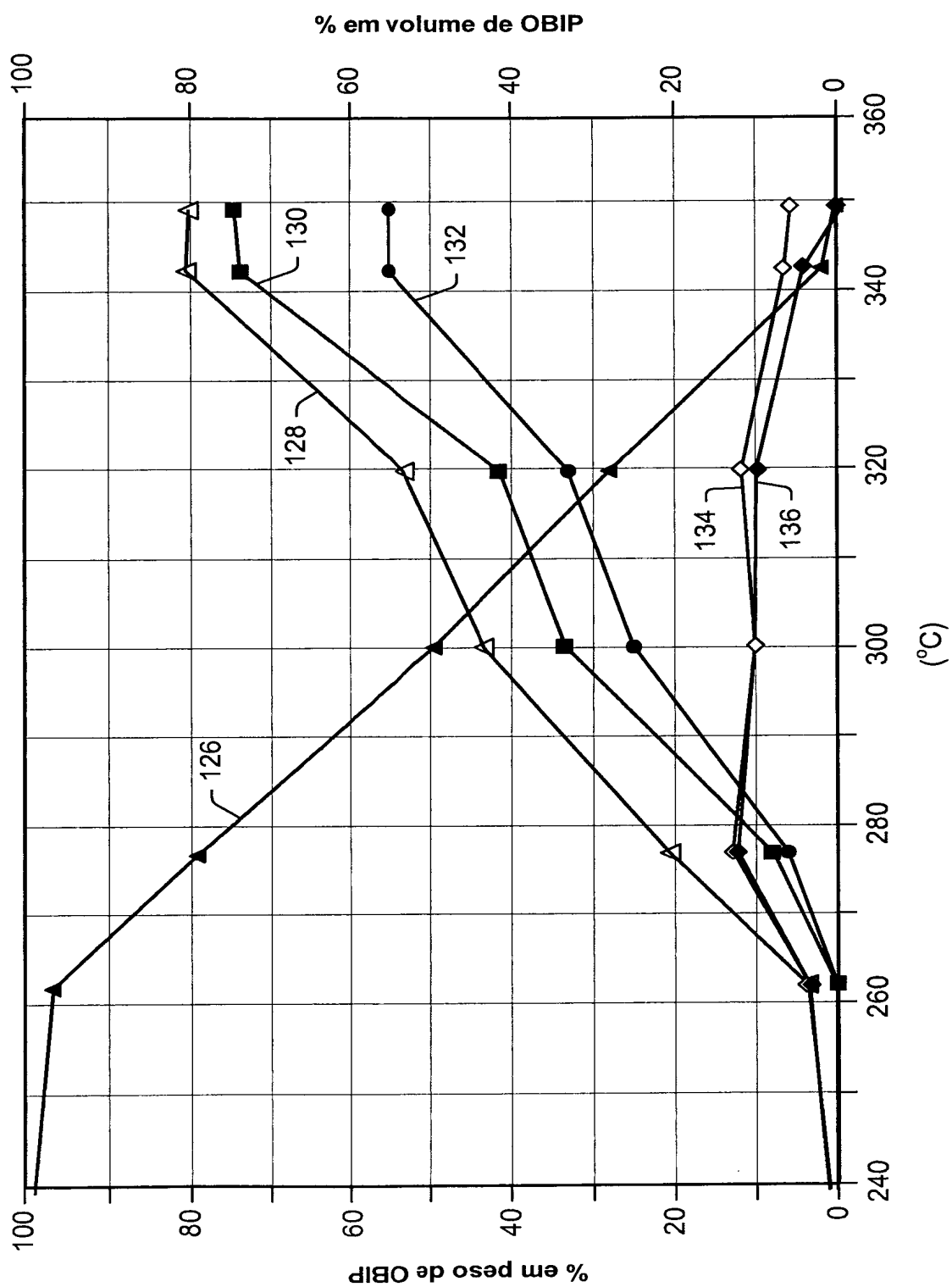


FIG. 17

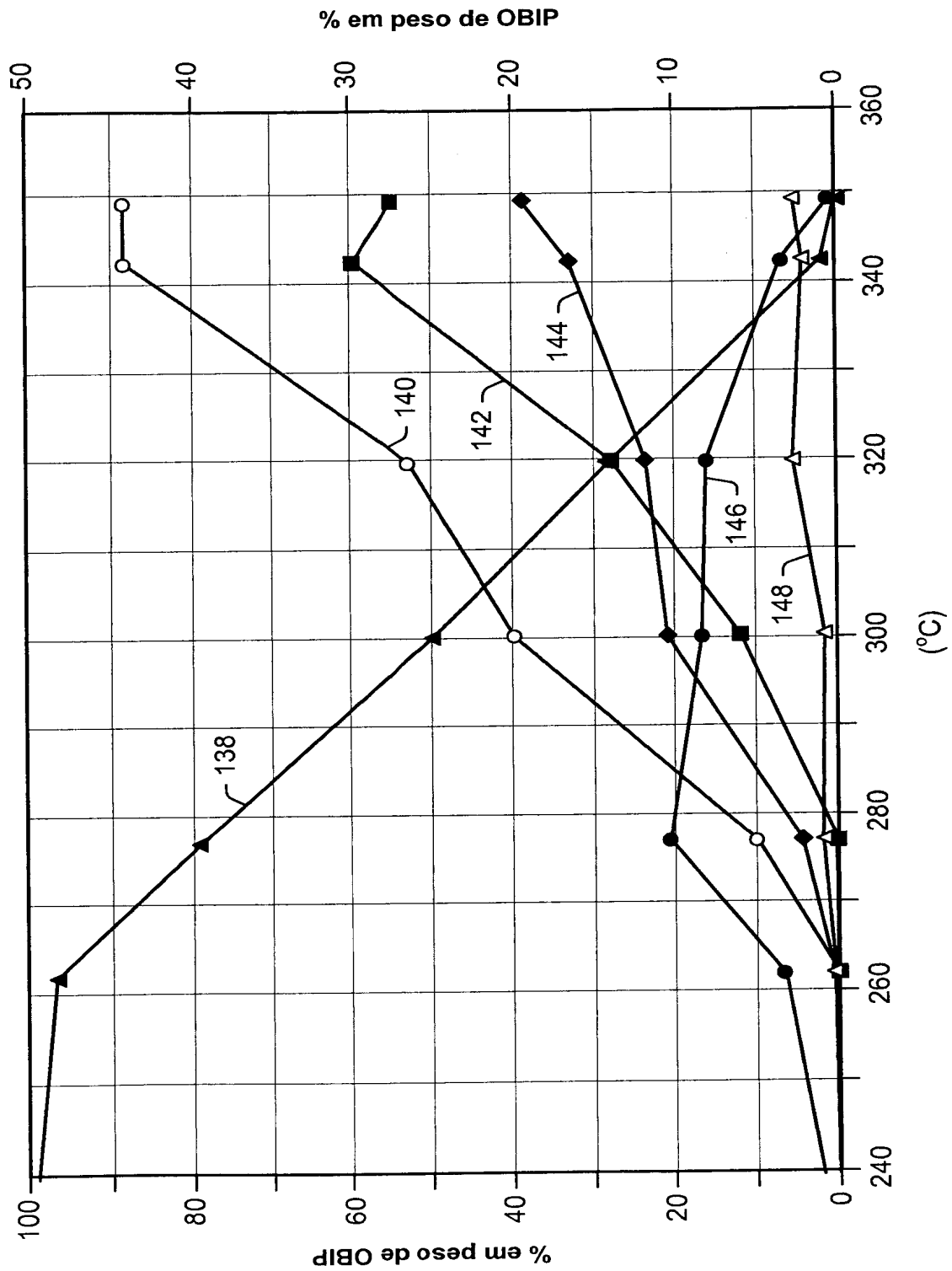


FIG. 18

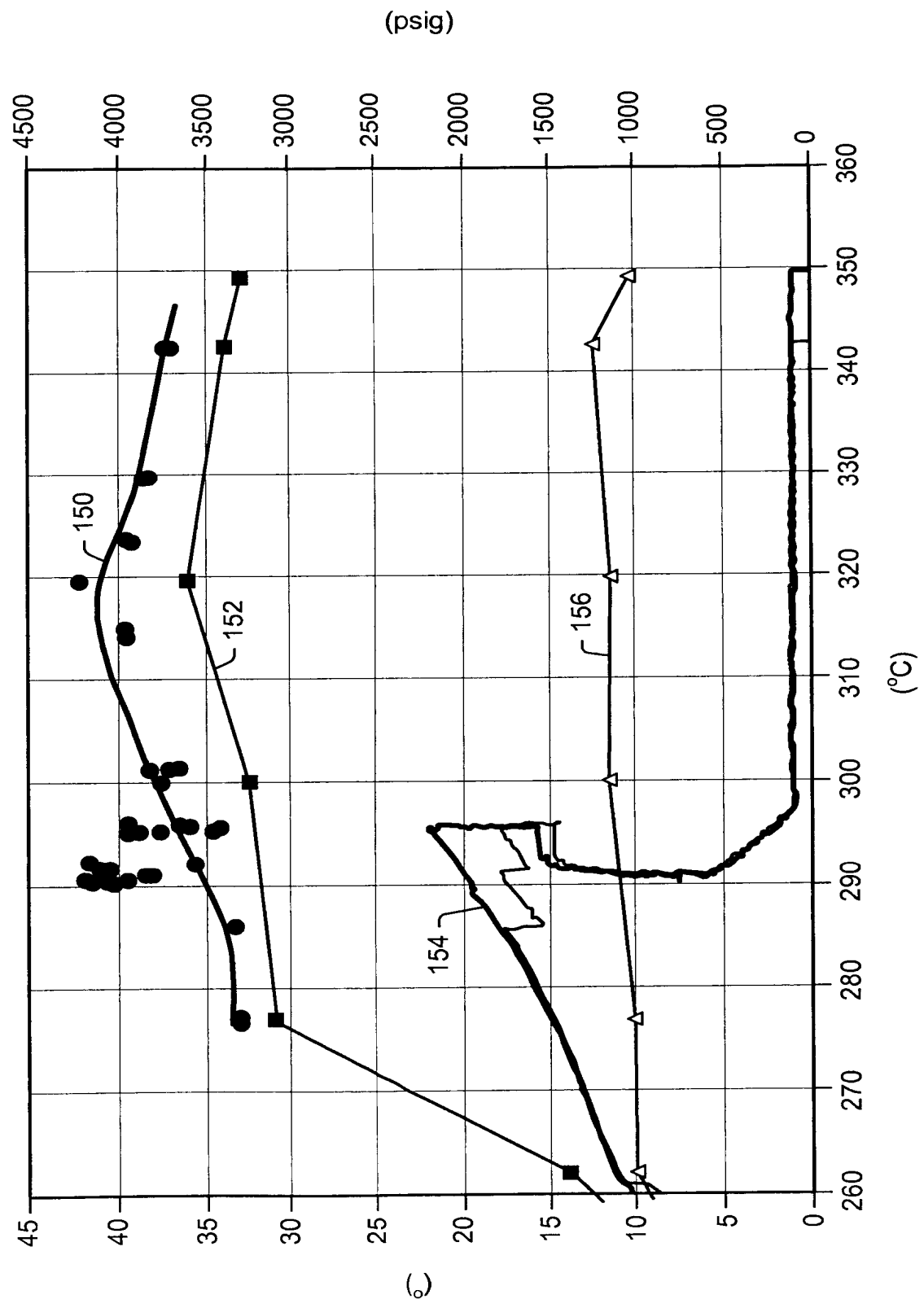


FIG. 19

FIG. 20A

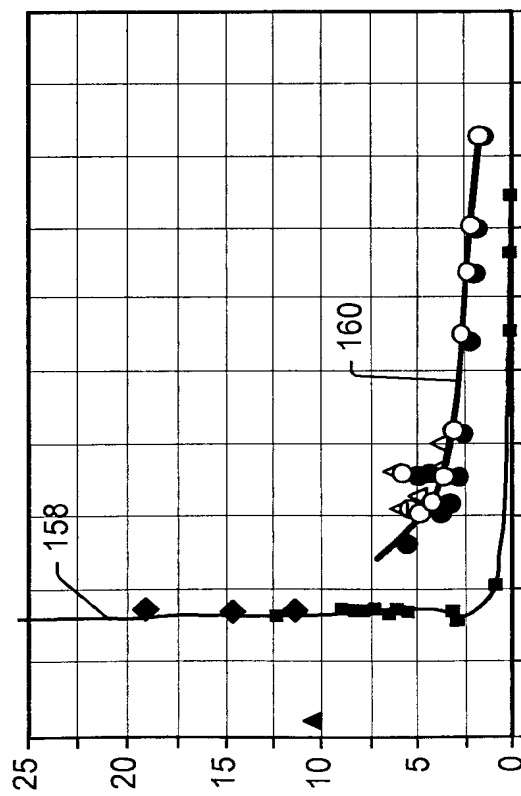


FIG. 20B

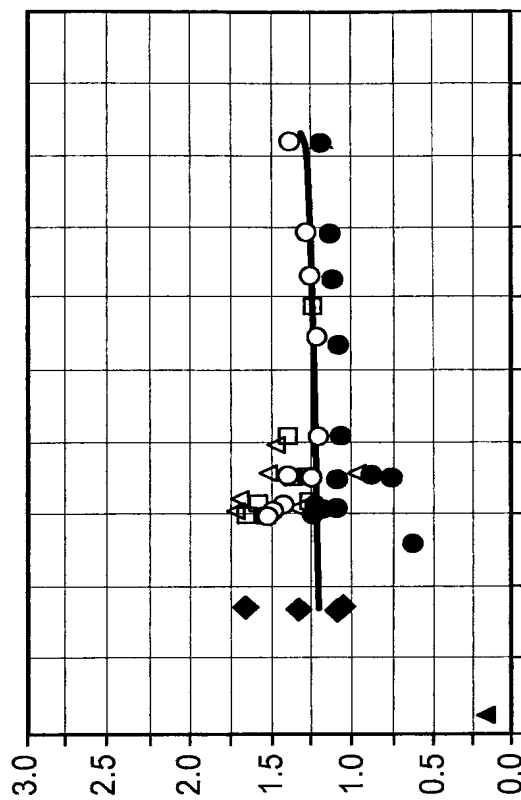


FIG. 20C

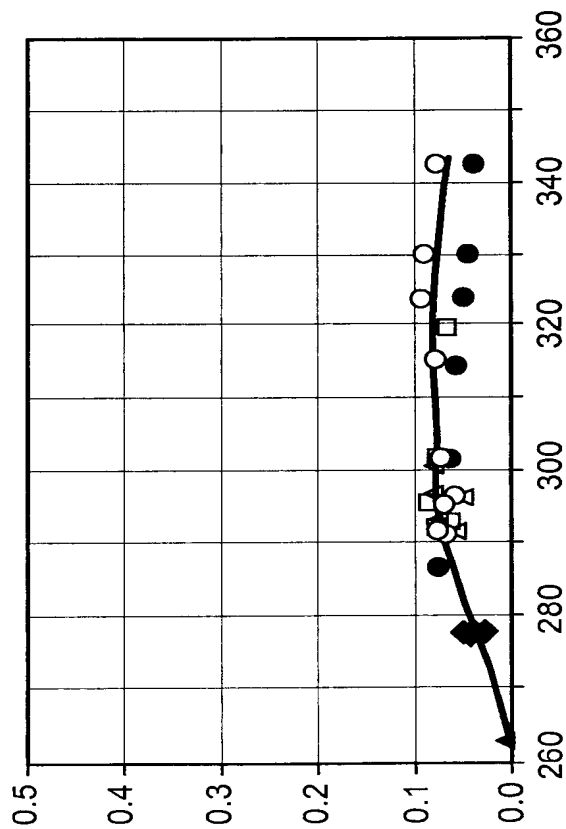
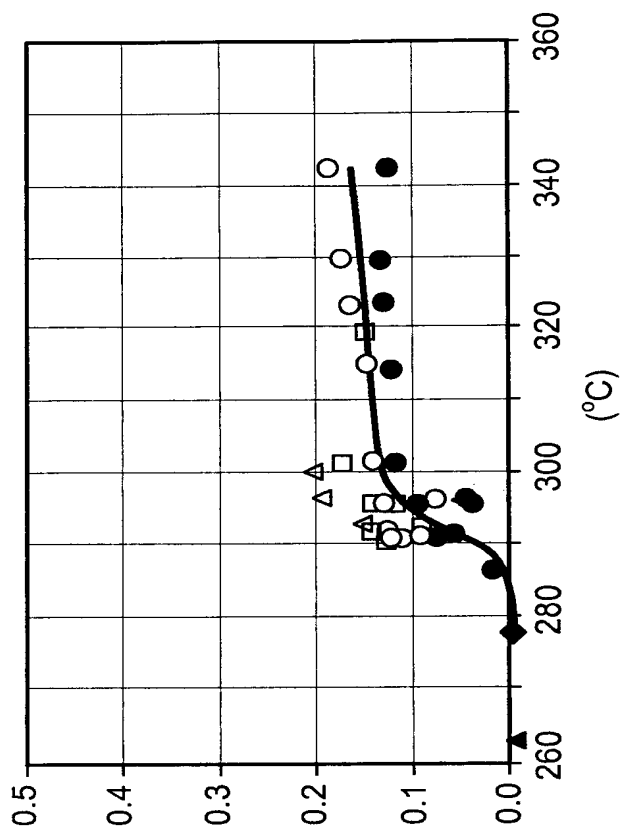


FIG. 20D



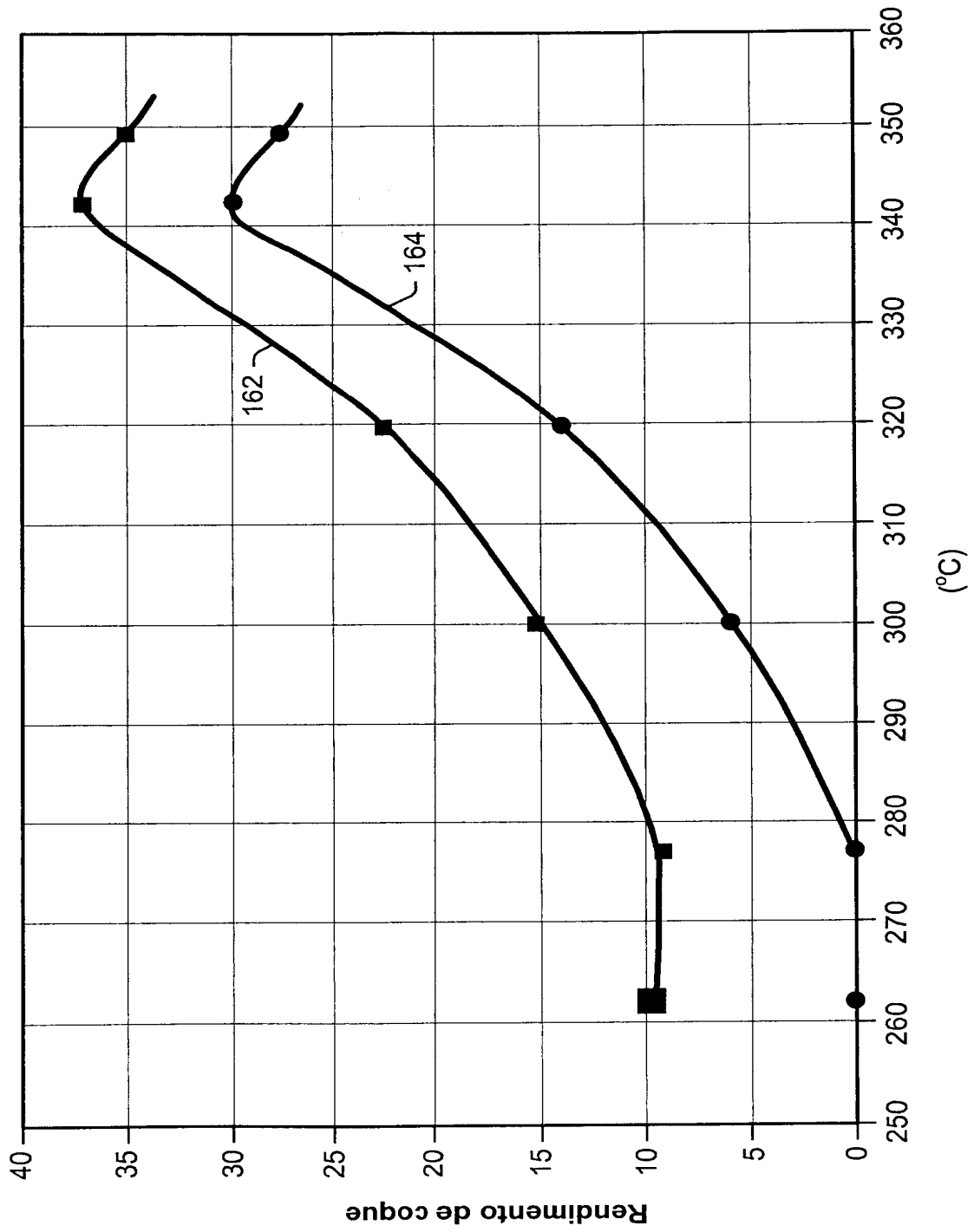


FIG. 21

FIG. 22B

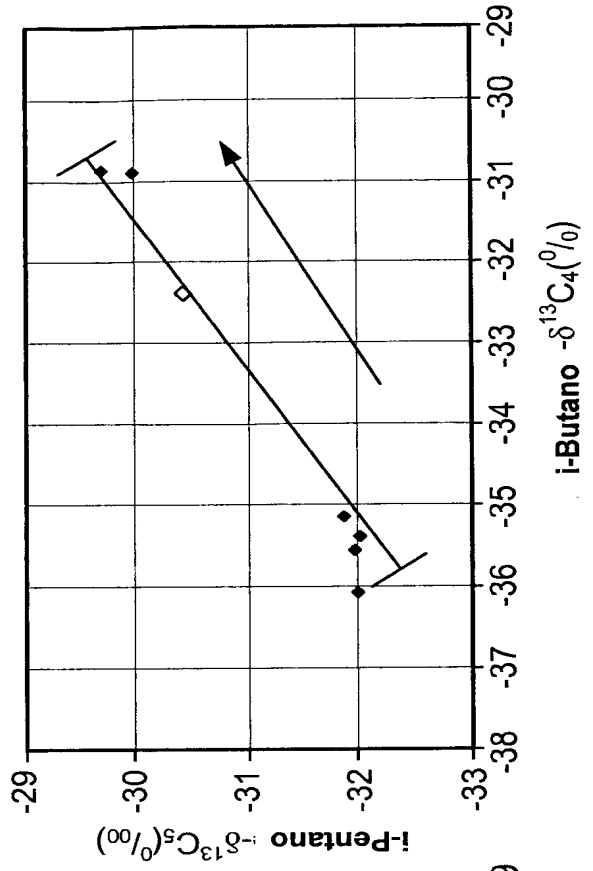
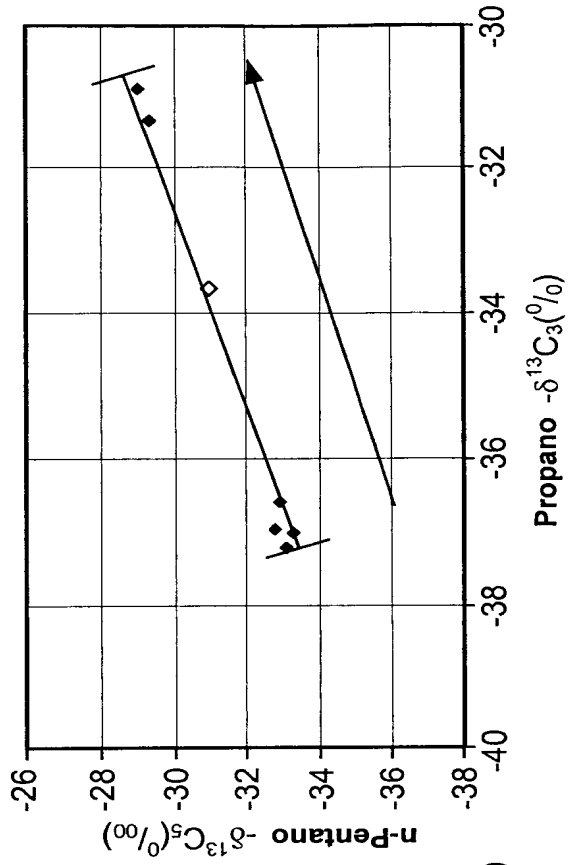


FIG. 22D

FIG. 22A

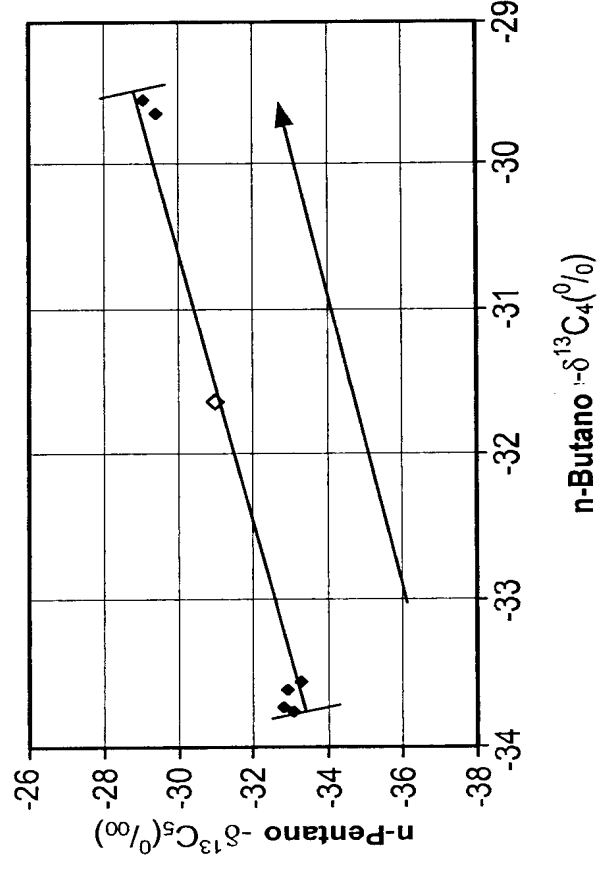
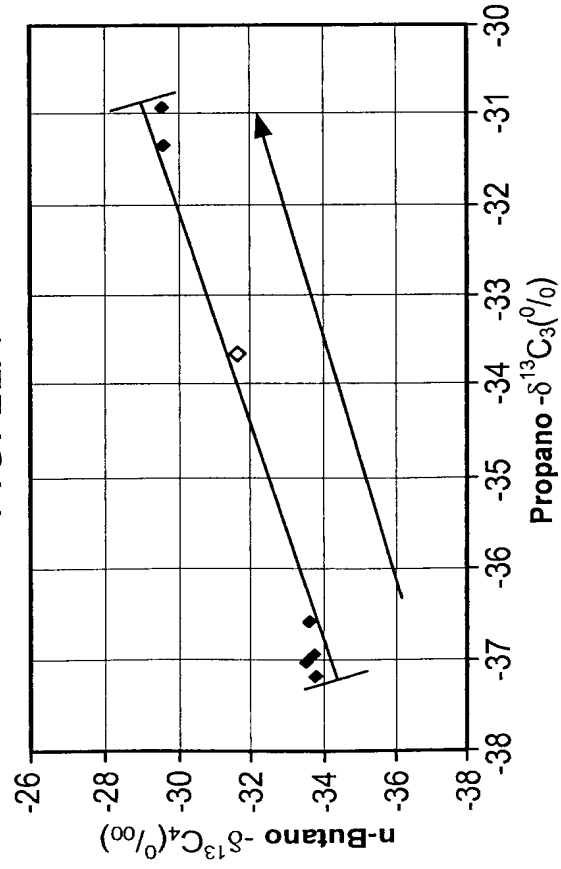


FIG. 22C

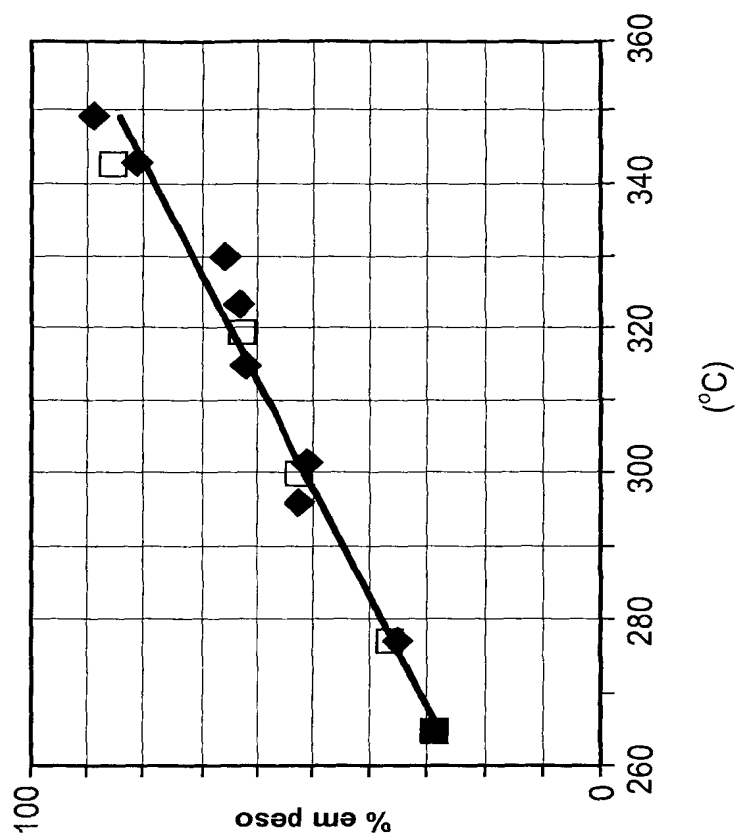


FIG. 24

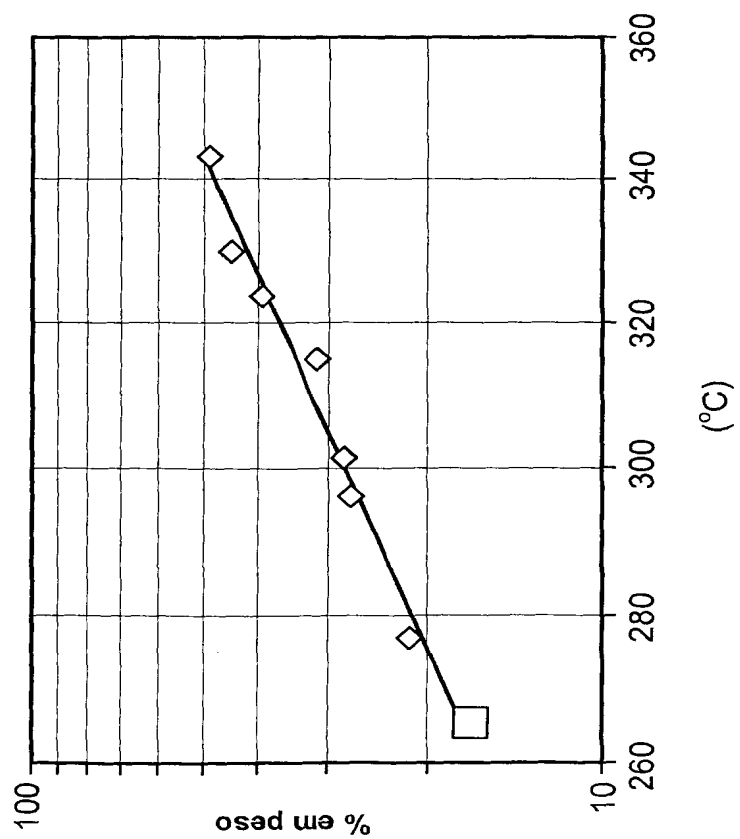


FIG. 23

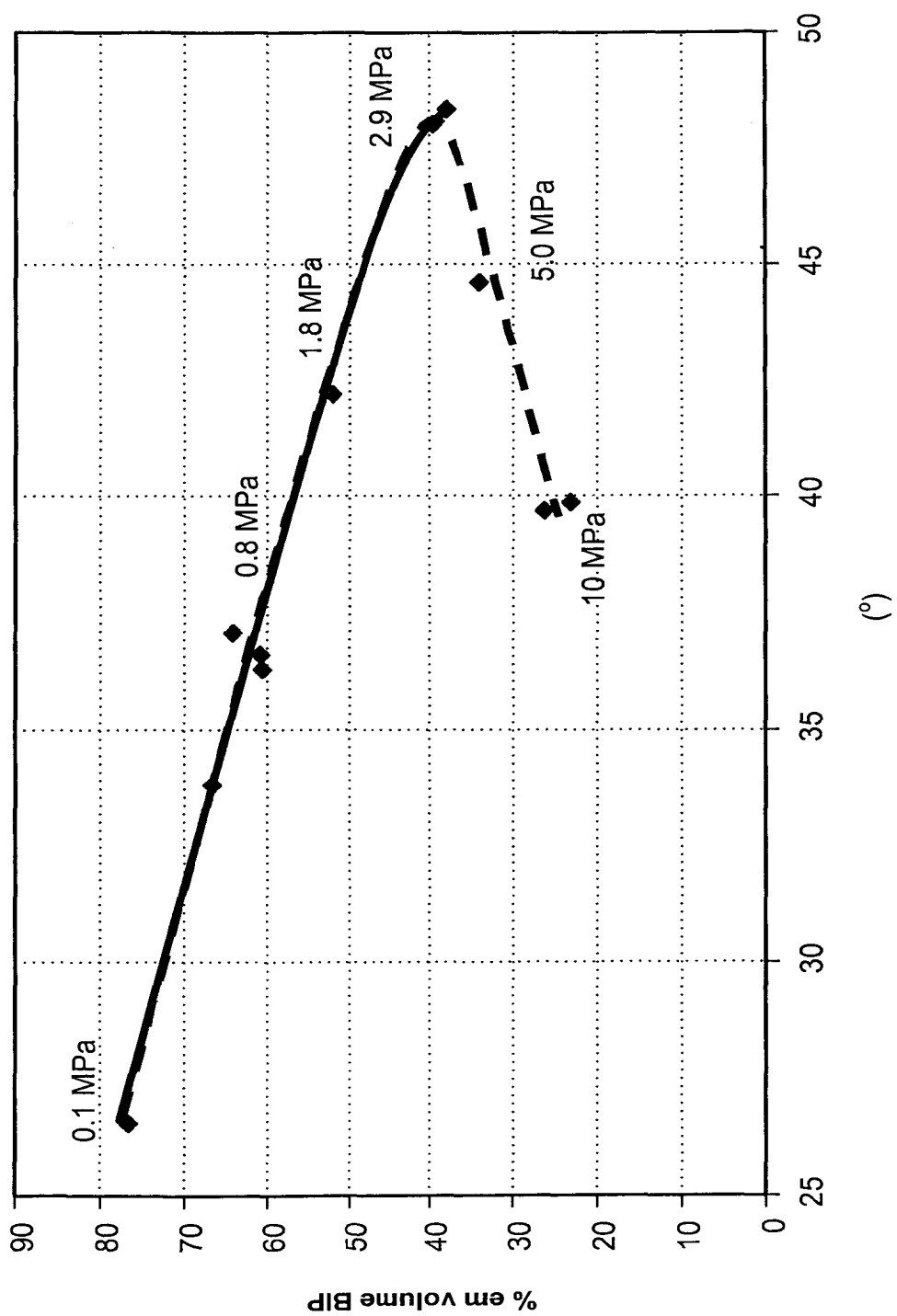


FIG. 25

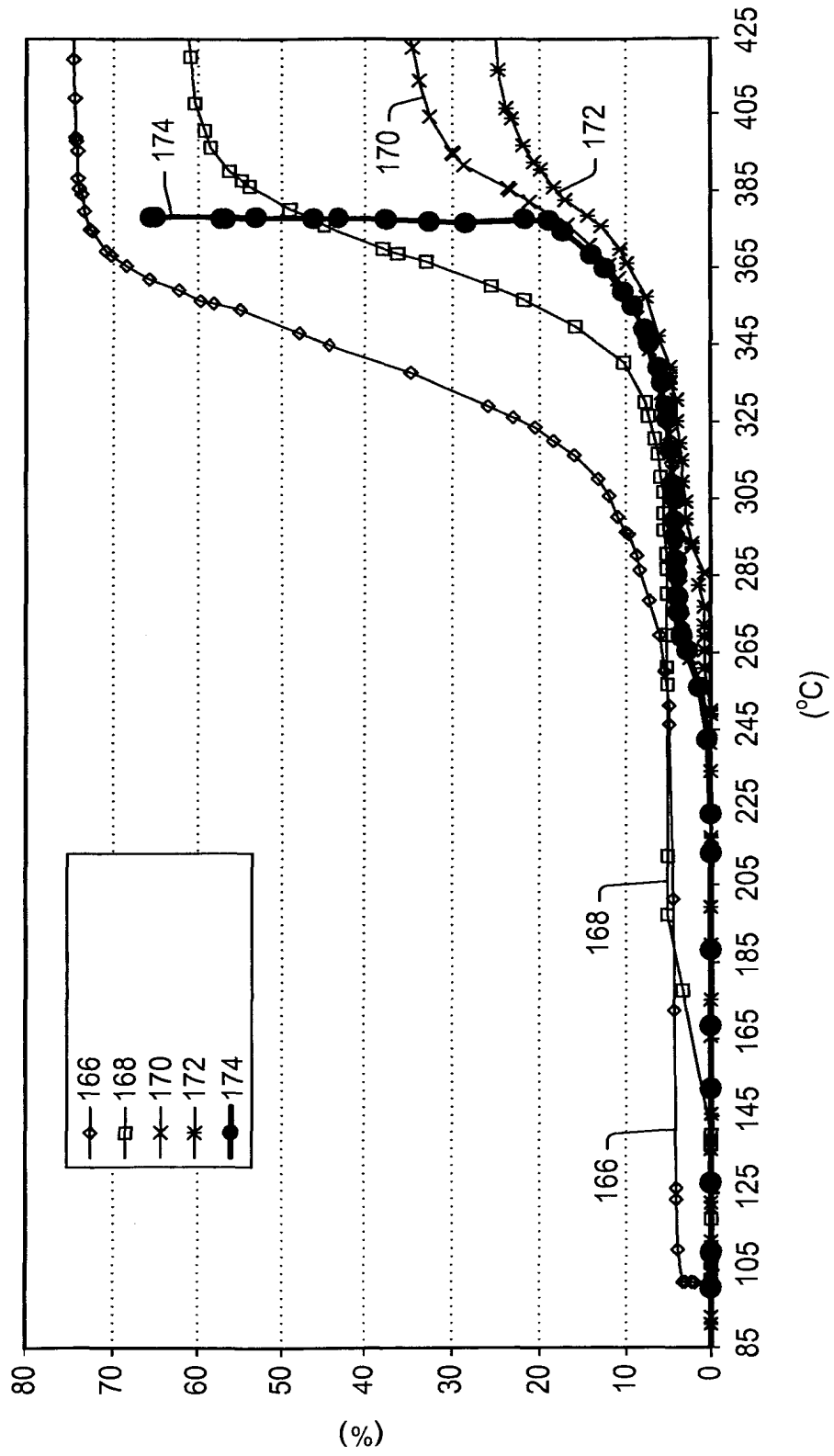


FIG. 26

RESUMO

“MÉTODO PARA TRATAR UMA FORMAÇÃO DE AREIAS BETUMINOSAS, E, FLUIDO DE TRANSPORTE”

Um método para tratar uma formação de areias betuminosas é divulgado. O método inclui aquecer uma primeira porção de uma camada de hidrocarboneto na formação a partir de um ou mais aquecedores localizados na primeira porção. O calor é controlado para aumentar uma injetividade de fluido da primeira porção. Um fluido condutor e/ou um fluido oxidante são injetados e/ou criados na primeira porção para fazer com que pelo menos alguns hidrocarbonetos se movam de uma segunda porção da camada de hidrocarboneto para uma terceira porção da camada de hidrocarboneto. A segunda porção está entre a primeira porção e a terceira porção. A primeira, segunda e terceira porções são horizontalmente deslocadas uma da outra. A terceira porção é aquecida a partir de um ou mais aquecedores localizados na terceira porção. Hidrocarbonetos são produzidos a partir da terceira porção da formação. Os hidrocarbonetos incluem pelo menos alguns hidrocarbonetos da segunda porção da formação.