



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

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



CARTA PATENTE N.º PI 0405720-1

Patente de Invenção

O INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL concede a presente PATENTE, que outorga ao seu titular a propriedade da invenção caracterizada neste título, em todo o território nacional, garantindo os direitos dela decorrentes, previstos na legislação em vigor.

(21) Número do Depósito : PI 0405720-1

(22) Data do Depósito : 15/12/2004

(43) Data da Publicação do Pedido : 04/10/2005

(51) Classificação Internacional : C10G 65/00

(30) Prioridade Unionista : 19/12/2003 US 60/531506; 14/10/2004 US 60/618892

(54) Título : MÉTODOS DE PRODUZIR UM PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E COMBUSTÍVEL DE TRANSPORTE, COMBUSTÍVEL DE AQUECIMENTO, LUBRIFICANTE OU SUBSTÂNCIAS QUÍMICAS, PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E SISTEMA PARA PRODUZIR UM PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO

(73) Titular : Shell Internationale Research Maatschappij B.V., Companhia Holandesa. Endereço: Carel Van Bylandtlaan 30, NL-2596 HR Haia, Holanda (NL).

(72) Inventor : Opinder Kishan Bhan, Engenheiro(a) Pesquisador(a). Endereço: 714 Cranfield Court, Katy, Texas 77450, Estados Unidos. Cidadania: Norte Americana.; Scott Lee Wellington, Engenheiro(a) Pesquisador(a). Endereço: 5109 Aspen Street Bellaire, Texas 77401, Estados Unidos. Cidadania: Norte Americana.

Prazo de Validade : 20 (vinte) anos contados a partir de 15/12/2004, observadas as condições legais.

Expedida em : 5 de Março de 2014.

Assinado digitalmente por
Júlio César Castelo Branco Reis Moreira
Diretor de Patentes



“MÉTODOS DE PRODUZIR UM PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E
COMBUSTÍVEL DE TRANSPORTE, COMBUSTÍVEL DE
AQUECIMENTO, LUBRIFICANTES OU SUBSTÂNCIAS QUÍMICAS,
PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E SISTEMA PARA PRODUZIR UM
5 PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO”

CAMPO DA INVENÇÃO

A presente invenção no geral diz respeito aos sistemas,
métodos e catalisadores para tratar alimentação de petróleo bruto e às
composições que podem ser produzidas usando tais sistemas, métodos e
10 catalisadores. Mais particularmente, certas formas de realização aqui descritas
dizem respeito aos sistemas, métodos e catalisadores para a conversão de uma
alimentação de petróleo bruto a um produto total, em que o produto total
inclui um produto de petróleo bruto que é uma mistura líquida a 25°C e 0,101
MPa e tem uma ou mais propriedades que são mudadas em relação à
15 respectiva propriedade da alimentação de petróleo bruto.

DESCRIÇÃO DA TÉCNICA RELACIONADA

Os petróleos brutos que têm uma ou mais propriedades
inadequadas que não permitem que os petróleos brutos sejam
economicamente transportados ou processados usando instalações
20 convencionais, são habitualmente aludidos como “petróleos brutos
desvantajosos”.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir componentes
ácidos que contribuem para o valor ácido total (“TAN”) da alimentação de
petróleo bruto. Os petróleos brutos desvantajosos com um TAN relativamente
25 alto podem contribuir para a corrosão de componentes metálicos durante o
transporte e/ou processamento dos petróleos brutos desvantajosos. A remoção
de componentes ácidos dos petróleos brutos desvantajosos pode envolver
neutralizar quimicamente os componentes ácidos com várias bases.
Alternativamente, metais resistentes à corrosão podem ser usados no

equipamento de transporte e/ou equipamento de processamento. O uso de metal resistente à corrosão frequentemente envolve despesa significativa e assim, o uso de metal resistente à corrosão no equipamento existente pode não ser desejável. Um outro método para inibir a corrosão pode envolver a adição

5 de inibidores de corrosão aos petróleos brutos desvantajosos antes do transporte e/ou processamento dos petróleos brutos desvantajosos. O uso de inibidores de corrosão pode afetar negativamente o equipamento usado para processar os petróleos brutos e/ou a qualidade dos produtos produzidos a partir dos petróleos brutos.

10 Os petróleos brutos desvantajosos frequentemente contém níveis relativamente altos de resíduo. Tais níveis altos de resíduo tendem a ser difíceis e caros para transportar e/ou processar usando instalações convencionais.

Os petróleos brutos desvantajosos frequentemente contém

15 heteroátomos organicamente ligados (por exemplo, enxofre, oxigênio e nitrogênio). Os heteroátomos organicamente ligados, em algumas situações, podem ter um efeito adverso sobre os catalisadores.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir quantidades relativamente altas de contaminantes metálicos, por exemplo, níquel, vanádio

20 e/ou ferro. Durante o processamento de tais petróleos brutos, os contaminantes metálicos e/ou os compostos de contaminantes metálicos, podem se depositar sobre uma superfície do catalisador ou no volume vazio do catalisador. Tais depósitos podem causar um declínio na atividade do catalisador.

25 Coque pode formar e/ou depositar sobre as superfícies do catalisador em uma taxa rápida durante o processamento de petróleos brutos desvantajosos. Pode ser custoso regenerar a atividade catalítica de um catalisador contaminado com coque. As altas temperaturas usadas durante a regeneração também podem diminuir a atividade do catalisador e/ou causar a

deterioração do catalisador.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos (por exemplo, cálcio, potássio e/ou sódio). Os metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos não são tipicamente
5 separados dos petróleos brutos desvantajosos pelos processos convencionais, por exemplo, dessalinização e/ou lavagem ácida.

Os processos freqüentemente entram em conflito nos processos convencionais quando metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos estão presentes. Ao contrário do níquel e vanádio, que tipicamente
10 depositam próximo à superfície externa do catalisador, os metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos podem se depositar preferencialmente em volumes vazios entre as partículas de catalisador, particularmente no topo do leito de catalisador. Os depósitos de contaminantes, por exemplo, metais nos
15 sais metálicos dos ácidos orgânicos, no topo do leito de catalisador no geral resulta em um aumento na queda de pressão através do leito e pode efetivamente entupir o leito de catalisador. Além disso, os metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos podem causar a desativação rápida dos catalisadores.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir compostos de
20 oxigênio orgânico. As instalações de tratamento que processam petróleos brutos desvantajosos com um teor de oxigênio de pelo menos 0,002 grama de oxigênio por grama de petróleo bruto desvantajoso pode encontrar problemas durante o processamento. Os compostos de oxigênio orgânico, quando aquecidos durante o processamento, podem formar compostos de oxidação
25 superiores (por exemplo, cetonas e/ou ácidos formados pela oxidação de álcoois e/ou ácidos formados pela oxidação de éteres) que são difíceis de remover do petróleo bruto tratado e/ou pode corroer/contaminar o equipamento durante o processamento e causar entupimento nas linhas de transporte.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir hidrocarbonetos deficientes em hidrogênio. Quando do processamento de hidrocarbonetos deficientes em hidrogênio, quantidades consistentes de hidrogênio no geral necessitam ser adicionados, particularmente se
5 fragmentos insaturados que resultam dos processos de craqueamento são produzidos. A hidrogenação durante o processamento, que tipicamente envolve o uso de um catalisador de hidrogenação ativo, pode ser necessário para inibir fragmentos insaturados de formar coque. O hidrogênio é caro para produzir e/ou caro para transportar até as instalações de tratamento.

10 Os petróleos brutos desvantajosos também tendem a exibir instabilidade durante o processamento nas instalações convencionais. A instabilidade dos petróleos brutos tendem a resultar em separação de fase dos componentes durante o processamento e/ou formação de subprodutos indesejáveis (por exemplo, sulfeto de hidrogênio, água e dióxido de carbono
15 dióxido de carbono).

Os processos convencionais freqüentemente carecem da capacidade para mudar uma propriedade selecionada em um petróleo bruto desvantajoso sem também significativamente mudar outras propriedades no petróleo bruto desvantajoso. Por exemplo, os processos convencionais
20 freqüentemente carecem da capacidade para reduzir significativamente o TAN em um petróleo bruto desvantajoso enquanto, ao mesmo tempo, apenas mudando por uma quantidade desejada o teor de certos componentes (tais como enxofre ou contaminantes metálicos) no petróleo bruto desvantajoso.

Alguns processos para melhorar a qualidade de petróleo bruto
25 incluem adicionar um diluente aos petróleos brutos desvantajosos para diminuir o percentual em peso de componentes que contribuem para as propriedades desvantajosas. Adicionar diluente, entretanto, no geral aumenta custos de tratar petróleos brutos desvantajosos devido aos custos de diluente e/ou custos aumentados para manusear os petróleos brutos desvantajosos. A

adição de diluente a um petróleo bruto desvantajoso pode, em algumas situações, diminuir a estabilidade de tal petróleo bruto.

As Patentes U.S. 6.547.957 concedida a Sudhakar *et al.*, 6.277.269 concedida a Meyers *et al.*, 6.063.266 concedida a Grande *et al.*, 5.928.502 concedida a Bearden *et al.*, 5.914.030 concedida a Bearden *et al.*, 5.897.769 concedida a Trachte *et al.*, 5.871.636 concedida a Trachte *et al.*, e 5.851.381 concedida a Tanaka *et al.*, descrevem vários processos, sistemas e catalisadores para processar petróleos brutos. Os processos, sistemas e catalisadores descritos nestas patentes, entretanto, têm aplicabilidade limitada por causa de muitos dos problemas técnicos apresentados acima.

Em resumo, os petróleos brutos desvantajosos no geral têm propriedades indesejáveis (por exemplo, TAN relativamente alto, uma tendência a se tornar instável durante o tratamento e/ou uma tendência para consumir quantidades relativamente grandes de hidrogênio durante o tratamento). Outras propriedades indesejáveis incluem quantidades relativamente altas de componentes indesejáveis (por exemplo, resíduo, heteroátomos organicamente ligados, contaminantes metálicos, metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos e/ou compostos de oxigênio orgânico). Tais propriedades tendem a causar problemas nas instalações de transporte e/ou tratamento convencionais, incluindo corrosão aumentada, vida de catalisador diminuída, entupimento do processo e/ou uso aumentado de hidrogênio durante o tratamento. Assim, existe uma necessidade econômica e técnica significativa quanto a sistemas, métodos e/ou catalisadores melhorados para a conversão de petróleos brutos desvantajosos em produtos de petróleo brutos com propriedades mais desejáveis. Existe também uma necessidade econômica e técnica significativa quanto a sistemas, métodos e/ou catalisadores que possam mudar propriedades selecionadas em um petróleo bruto desvantajoso enquanto apenas muda seletivamente outras propriedades no petróleo bruto desvantajoso.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

As invenções aqui descritas no geral dizem respeito aos sistemas, métodos e catalisadores para a conversão de uma alimentação de petróleo bruto a um produto total compreendendo um produto de petróleo bruto e, em algumas formas de realização, gás não condensável. As invenções aqui descritas também no geral dizem respeito às composições que têm combinações novas de componentes nela. Tais composições podem ser obtidas usando-se os sistemas e métodos aqui descritos.

A invenção fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3 e pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 Å a 180 Å, com pelo menos 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio, em que a distribuição de tamanho de poro é como determinada pelo Método ASTM D4282; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo

menos 90 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo a distribuição de tamanho de poro tendo, por grama de catalisador, de 0,0001 grama a 0,08 grama de: molibdênio, um ou mais compostos de molibdênio, calculados como peso de molibdênio ou misturas destes; e

5 controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de

10 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3, como determinado pelo ASTM D664, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com

15 um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo a distribuição de tamanho de poro compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de

20 petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de

25 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo TAN de pelo menos 0,3, como determinado pelo Método ASTM D664 e pelo menos um dos catalisadores compreende: (a) um ou mais metais da

Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e (b) um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica ou misturas destes e em que uma
5 relação molar de metal total da Coluna 10 para metal total da Coluna 6 está em uma faixa de 1 a 10; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

10 A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto
15 tendo um TAN de pelo menos 0,3 e o um ou mais catalisadores compreendendo: (a) um primeiro catalisador, o primeiro catalisador tendo, por grama de primeiro catalisador, de 0,0001 a 0,06 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal
20 ou misturas destes e (b) um segundo catalisador, o segundo catalisador tendo, por grama de segundo catalisador, pelo menos 0,02 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de
25 petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece uma composição de catalisador, compreendendo: (a) um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um

ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes; (b) um material de suporte tendo um teor de alumina teta de pelo menos 0,1 grama de alumina teta por grama de material de suporte, como determinado pela difração de raio x; e em que o catalisador tem uma

5 distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282.

A invenção também fornece uma composição de catalisador, compreendendo: (a) um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou

10 misturas destes; (b) um material de suporte tendo um teor de alumina teta de pelo menos 0,1 grama de alumina teta por grama de material de suporte, como determinado pela difração de raio x; e em que o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282.

A invenção também fornece uma composição de catalisador, compreendendo: (a) um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes, (b)

15 um material de suporte tendo um teor de alumina teta de pelo menos 0,1 grama de alumina teta por grama de material de suporte, como determinado pela difração de raio x; e em que o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282.

A invenção também fornece um método de produzir um catalisador, compreendendo: combinar um suporte com um ou mais metais para formar uma mistura de suporte/metal, em que o suporte compreende alumina teta e um ou mais dos metais compreendendo um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais

25

da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes; tratar termicamente a mistura de suporte de alumina teta/metál a uma temperatura de pelo menos 400°C; e formar o catalisador, em que o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282.

A invenção também fornece um método de produzir um catalisador, compreendendo: combinar um suporte com um ou mais metais para formar uma mistura de suporte/metál, em que o suporte compreende alumina teta e um ou mais dos metais compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; tratar termicamente a mistura de suporte de alumina teta/metál a uma temperatura de pelo menos 400°C; e formar o catalisador, em que o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo a distribuição de tamanho de poro compreendendo alumina teta e um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores na presença de uma fonte de hidrogênio para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo
5 bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor de oxigênio de pelo menos 0,0001 grama de oxigênio por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com
10 um diâmetro de poro médio de pelo menos 90 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282; e controlar as condições de contato para reduzir TAN tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto e para reduzir um teor de compostos que contenham oxigênio orgânico tal que o produto de petróleo bruto tenha
15 um teor de oxigênio de no máximo 90% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664 e o teor de oxigênio é como determinado pelo Método ASTM E385.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de
0 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1 e pelo menos um dos catalisadores tendo, por grama de catalisador, pelo menos 0,001 grama de um ou mais metais da
25 Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que uma velocidade espacial horária líquida em uma zona de contato esteja acima de 10 h⁻¹ e o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de

petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores na presença de uma fonte de hidrogênio para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor de enxofre de pelo menos 0,0001 grama de enxofre por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que, durante o contato, a alimentação de petróleo bruto absorva hidrogênio molecular em uma taxa selecionada para inibir a separação de fase da alimentação de petróleo bruto durante o contato, a velocidade espacial horária líquida em uma ou mais zonas de contato esteja acima de 10 h^{-1} , o produto de petróleo bruto tendo um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tendo um teor de enxofre de 70 a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664 e o teor de enxofre é como determinado pelo Método ASTM D4294.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores na presença de uma fonte de hidrogênio gasoso para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa; e controlar as condições de contato tal que a alimentação de petróleo bruto, durante o contato, absorva hidrogênio em uma taxa

selecionada para inibir a separação de fase da alimentação de petróleo bruto durante o contato.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com hidrogênio na presença de um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa; e controlar as condições de contato tal que a alimentação de petróleo bruto seja contatada com hidrogênio em uma primeira condição de absorção de hidrogênio e depois em uma segunda condição de absorção de hidrogênio, a primeira condição de absorção de hidrogênio sendo diferente da segunda condição de absorção de hidrogênio e a absorção líquida de hidrogênio na primeira condição de absorção de hidrogênio é controlada para inibir o valor P de uma mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total de diminuir abaixo de 1,5 e uma ou mais propriedades do produto de petróleo bruto muda em no máximo 90% em relação à respectiva uma ou mais propriedades da alimentação de petróleo bruto.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores em uma primeira temperatura seguido pelo contato em uma segunda temperatura para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C a 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3; e controlar as condições de contato tal que a primeira temperatura de contato seja pelo menos 30°C mais baixa do que a segunda temperatura de contato e o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% em relação ao TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um

produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor de enxofre de pelo menos 0,0001 grama de enxofre por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de enxofre de 70 a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664 e o teor de enxofre é como determinado pelo Método ASTM D4294.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor de resíduo de pelo menos 0,1 grama de resíduo por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, o produto de petróleo bruto tenha um teor de resíduo de 70 a 130% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto e em que o TAN é como

determinado pelo Método ASTM D664 e o teor de resíduo é como determinado pelo Método ASTM D5307.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total
5 que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor de VGO de pelo menos 0,1 grama de VGO por grama de alimentação de
10 petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, o produto de
15 petróleo bruto tenha um teor de VGO de 70 a 130% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto e em que o teor de VGO é como determinado pelo Método ASTM D5307.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de
20 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,3 e pelo menos um dos catalisadores seja obténível por: combinar um suporte com um ou mais metais da Coluna 6 da
25 Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes, para produzir um precursor de catalisador; e formar o catalisador aquecendo-se o precursor de catalisador na presença de um ou mais compostos que contenham enxofre a uma temperatura abaixo de 500°C; e controlar as condições de contato tal que o

produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de
5 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo uma viscosidade de pelo menos 10 cSt a 37,8°C (100°F), a alimentação de petróleo bruto tendo uma gravidade API de pelo menos 10 e pelo menos
10 um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha uma viscosidade a 37,8°C de no máximo 90% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto a 37,8°C e o
15 produto de petróleo bruto tendo uma gravidade API de 70 a 130% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto, em que gravidade API é como determinado pelo Método ASTM D6822 e a viscosidade é como determinada pelo Método ASTM D2669.

A invenção também fornece um método de produzir um
20 produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1 e o um ou mais catalisadores
25 compreendendo: pelo menos um catalisador compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes e um catalisador adicional, em que o catalisador adicional compreende um ou mais metais da Coluna 6, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 ou combinações destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto

tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total
5 que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa e a alimentação de petróleo bruto tenha um TAN de pelo menos 0,1; gerar hidrogênio durante o contato; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha
10 um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total
15 que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1 e pelo menos um dos catalisadores compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que uma temperatura de contato
20 é pelo menos 200°C e o produto de petróleo bruto tem um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de
25 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um TAN de pelo menos 0,1 e pelo menos um dos catalisadores compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas

destes; fornecendo um gás compreendendo uma fonte de hidrogênio durante o contato, o fluxo de gás sendo fornecido em uma direção que seja contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama, pelo menos um dos catalisadores compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes e o catalisador de vanádio tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de no mínimo 180 Å; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, pelo menos um dos catalisadores compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes e a

alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total
5 de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos de ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é determinado pelo Método ASTM D 1318.

10 A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto
15 compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos
20 0,00001 grama e pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 Å a 180 Å, com pelo menos 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio, em que a distribuição de tamanho de poro é como determinada
25 pelo Método ASTM D4282; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal

alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D 1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama e pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 Å a 180 Å, com pelo menos 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio, em que a distribuição de tamanho de poro é como determinada pelo Método ASTM D4282; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor total de metais alcalinos e metais alcalino terrosos, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama por grama de alimentação de petróleo bruto, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo a distribuição de tamanho de poro compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais

metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes e a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metais alcalinos e metais alcalino terrosos nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais

metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama de Ni/V/Fe por grama de alimentação de petróleo bruto, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor total, por grama de alimentação de petróleo bruto, de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de

tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 90 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo a distribuição de tamanho de poro tem um teor de molibdênio total, por grama de catalisador, de 0,0001 grama a 0,3 grama de molibdênio, um ou mais
 5 compostos de molibdênio, calculados como peso de molibdênio ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação
 10 de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de
 15 petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo TAN de pelo menos 0,3 e a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe de pelo
 20 menos 0,00002 grama, pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 90 Å, como determinado pelo Método ASTM D4282 e o catalisador tendo um teor de molibdênio total, por grama de catalisador, de 0,0001 grama a 0,3 grama de. molibdênio, um ou mais compostos de molibdênio, calculados
 25 como peso de molibdênio ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado

pelo Método ASTM D5708 e TAN é como determinado pelo Método ASTM D644.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes e a alimentação de petróleo bruto tendo um teor total, por grama de alimentação de petróleo bruto, de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama e pelo menos um dos catalisadores compreendendo: (a) um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e (b) um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica ou misturas destes, em que uma relação molar de metal total da Coluna 10 para metal total da Coluna 6 está em uma faixa de 1 a 10; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D 1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é

uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama de Ni/V/Fe por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores compreende: (a) um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou
5 mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e (b) um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica ou misturas destes, em que uma relação molar de metal total da Coluna 10 para metal total da Coluna 6 está em uma faixa de 1 a 10; e
10 controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um
15 produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos
20 orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama e o um ou mais catalisadores compreendendo: (a) um primeiro
25 catalisador, o primeiro catalisador tendo, por grama de primeiro catalisador, de 0,0001 a 0,06 grama, de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes e (b) um segundo catalisador, o segundo catalisador tendo, por grama de segundo

catalisador, pelo menos 0,02 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha

5 um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM

10 D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é

15 uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e

20 metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama e pelo menos um dos catalisadores tendo, por grama de catalisador, pelo menos 0,001 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes; e

25 controlar as condições de contato tal que a velocidade espacial horária líquida em uma zona de contato esteja acima de 10 h^{-1} e o produto de petróleo bruto tem um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de

petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um
5 produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe
10 de pelo menos 0,00002 grama, pelo menos um dos catalisadores tem, por grama de catalisador, pelo menos 0,001 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, calculados como peso de metal ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que a velocidade espacial
15 horária líquida em uma zona de contato esteja acima de 10 h⁻¹ e o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um
20 produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto: um teor de oxigênio de
25 pelo menos 0,0001 grama de oxigênio e um teor de enxofre de pelo menos 0,0001 grama de enxofre e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha

um teor de oxigênio de no máximo 90% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de enxofre de 70 a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de oxigênio é como determinado pelo Método ASTM E385 e o teor de enxofre é como determinado pelo Método ASTM D4294.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama e um teor de enxofre de pelo menos 0,0001 grama de enxofre e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de enxofre de 70 a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708 e o teor de enxofre é como determinado pelo Método ASTM D4294.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo, por

grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama e um teor de resíduo de pelo menos 0,1 grama de resíduo e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da

5 Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais

10 metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, o produto de petróleo bruto tem um resíduo o teor de 70 a 130% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto e em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318 e o teor de resíduo é como determinado pelo

15 Método ASTM D5307.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é

20 uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor de resíduo de pelo menos 0,1 grama de resíduo e um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama e pelo menos um dos catalisadores compreendendo um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um

25 ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de resíduo de 70 a 130% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto, em

que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708 e o teor de resíduo é como determinado pelo Método ASTM D5307.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor de óleo de gás a vácuo ("VGO") de pelo menos 0,1 grama e um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de 0,0001 grama e pelo menos um dos catalisadores compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de VGO de 70 a 130% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de VGO é como determinado pelo Método ASTM D5307 e o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é

uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama e um teor de VGO de pelo menos 0,1 grama e pelo menos um dos catalisadores compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tenha um teor de VGO de 70 a 130% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de VGO é como determinado pelo Método ASTM D5307 e o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto compreendendo um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes e a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama e pelo menos um dos catalisadores é obtenível por: combinar um suporte com um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes para produzir um precursor de catalisador e formar o catalisador aquecendo-se um precursor do catalisador na presença de um ou mais compostos que contenham enxofre a uma temperatura abaixo de 400°C; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha

um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto, em que o teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos
5 sais metálicos dos ácidos orgânicos é determinado pelo Método ASTM D1318.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total
10 que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo, por grama de alimentação de petróleo bruto, um teor de Ni/V/Fe total de pelo menos 0,00002 grama e pelo menos um dos catalisadores é obtenível por: combinar um suporte com um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela
15 Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes para produzir um precursor de catalisador; e formar o catalisador aquecendo-se o precursor de catalisador na presença de um ou mais compostos que contenham enxofre a uma temperatura abaixo 400°C; e controlar as condições de contato tal que o
20 produto de petróleo bruto tenha um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método ASTM D5708.

A invenção também fornece uma composição de petróleo bruto tendo, por grama de composição de petróleo bruto: pelo menos 0,001
25 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 95°C e 260°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 260°C e 320°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 320°C e 650°C a 0,101 MPa; e mais do que 0 grama, mas

menos do que 0,01 grama de um ou mais catalisadores por grama de produto de petróleo bruto.

A invenção também fornece uma composição de petróleo bruto tendo, por grama de composição: pelo menos 0,01 grama de enxofre, como determinado pelo Método ASTM D4294; pelo menos 0,2 grama de resíduo, como determinado pelo Método ASTM D5307 e a composição tem uma relação em peso de teor de MCR para o teor de asfaltenos C_5 de pelo menos 1,5, em que o teor de MCR é como determinado pelo Método ASTM D4530 e o teor de asfaltenos C_5 é como determinado pelo Método ASTM D2007.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é condensável a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto um teor de MCR de pelo menos 0,001 grama por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores é obténível por: combinar um suporte com um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes, para produzir um precursor de catalisador; e formar o catalisador aquecendo-se o precursor de catalisador na presença de um ou mais compostos que contenham enxofre a uma temperatura abaixo de 500°C; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor de MCR de no máximo 90% do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto, em que o teor de MCR é como determinado pelo Método ASTM D4530.

A invenção também fornece um método de produzir um produto de petróleo bruto, compreendendo: contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é

condensável a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto um teor de MCR de pelo menos 0,001 grama por grama de alimentação de petróleo bruto e pelo menos um dos catalisadores tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 70 Å a 180 Å, com
5 pelo menos 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio, em que a distribuição de tamanho de poro é como determinada pelo Método ASTM D4282; e controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um MCR de no máximo 90% do MCR da alimentação de
10 petróleo bruto, em que MCR é como determinado pelo Método ASTM D4530.

A invenção também fornece uma composição de petróleo bruto tendo, por grama de composição: no máximo 0,004 grama de oxigênio, como determinado pelo Método ASTM E385; no máximo 0,003 grama de
15 enxofre, como determinado pelo Método ASTM D4294; e pelo menos 0,3 grama de resíduo, como determinado pelo Método ASTM D5307.

A invenção também fornece uma composição de petróleo bruto tendo, por grama de composição: no máximo 0,004 grama de oxigênio, como determinado pelo Método ASTM E385; no máximo 0,003 grama de
20 enxofre, como determinado pelo Método ASTM D4294; no máximo 0,04 grama de nitrogênio básico, como determinado pelo Método ASTM D2896; pelo menos 0,2 grama de resíduo, como determinado pelo Método ASTM D5307; e a composição tenha um TAN de no máximo 0,5, como determinado pelo Método ASTM D664.

25 A invenção também fornece uma composição de petróleo bruto tendo, por grama de composição: pelo menos 0,001 grama de enxofre, como determinado pelo Método ASTM D4294; pelo menos 0,2 grama de resíduo, como determinado pelo Método ASTM D5307; e a composição tendo uma relação em peso do teor de MCR para o teor de asfaltenos C₅ de

pelo menos 1,5 e a composição tendo um TAN de no máximo 0,5, em que o TAN é como determinado pelo Método ASTM D664, o peso de MCR é como determinado pelo Método ASTM D4530 e o peso de asfaltenos C₅ é como determinado pelo Método ASTM D2007.

- 5 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, a alimentação de petróleo bruto que: (a) não foi tratado em uma refinaria, destilado e/ou fracionadamente destilado; (b) tem componentes tendo um número de carbono acima de 4 e a alimentação de petróleo bruto
- 10 tem pelo menos 0,5 grama de tais componentes por grama de alimentação de petróleo bruto; (c) compreende hidrocarbonetos, uma porção dos quais têm: uma distribuição de faixa de ebulição abaixo de 100°C a 0,101 MPa, uma distribuição de faixa de ebulição entre 100°C e 200°C a 0,101 MPa, uma distribuição de faixa de ebulição entre 200°C e 300°C a 0,101 MPa, uma
- 15 distribuição de faixa de ebulição entre 300°C e 400°C a 0,101 MPa e uma distribuição de faixa de ebulição entre 400°C e 650°C a 0,101 MPa; (d) tem, por grama de alimentação de petróleo bruto, pelo menos: 0,001 grama de hidrocarbonetos tendo uma distribuição de faixa de ebulição abaixo de 100°C a 0,101 MPa, 0,001 grama de hidrocarbonetos tendo uma distribuição de faixa
- 20 de ebulição entre 100°C e 200°C a 0,101 MPa, 0,001 grama de hidrocarbonetos tendo uma distribuição de faixa de ebulição entre 200°C e 300°C a 0,101 MPa, 0,001 grama de hidrocarbonetos tendo uma distribuição de faixa de ebulição entre 300°C e 400°C a 0,101 MPa e 0,001 grama de hidrocarbonetos tendo uma distribuição de faixa de ebulição entre 400°C e
- 25 650°C a 0,101 MPa; (e) tenha um TAN de pelo menos 0,1, pelo menos 0,3 ou em uma faixa de 0,3 a 20, 0,4 a 10 ou 0,5 a 5; (f) tem um ponto de ebulição inicial de pelo menos 200°C a 0,101 MPa; (g) compreende níquel, vanádio e ferro; (h) tem pelo menos 0,00002 grama de Ni/V/Fe total por grama de alimentação de petróleo bruto; (i) compreende enxofre; (j) tem pelo menos

0,0001 grama ou 0,05 grama de enxofre por grama de alimentação de petróleo bruto; (k) tem pelo menos 0,001 grama de VGO por grama de alimentação de petróleo bruto; (l) tem pelo menos 0,1 grama de resíduo por grama de alimentação de petróleo bruto; (m) compreende hidrocarbonetos contendo oxigênio; (n) um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes; (o) compreende pelo menos um sal de zinco de um ácido orgânico; e/ou (p) compreende pelo menos um sal de arsênico de um ácido orgânico.

10 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, a alimentação de petróleo bruto que é obtenível pela remoção da nafta e compostos mais voláteis do que a nafta de um petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método de contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto em que a alimentação de petróleo bruto e produto de petróleo bruto ambos tenha um teor de asfaltenos C_5 e um teor de MCR, e: (a) uma soma de um teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto e teor de MCR da alimentação de petróleo bruto é S, uma soma de um teor de asfaltenos C_5 do produto de petróleo bruto e um teor de MCR do produto de petróleo bruto é S' e as condições de contato são controladas tal que S' seja de no máximo 99% de S; e/ou (b) as condições de contato são controladas tal que uma relação em peso de um teor de MCR do produto de petróleo bruto para um teor de asfaltenos C_5 do produto de petróleo bruto esteja em uma faixa de 1,2 a 2,0 ou 1,3 a 1,9.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com

a invenção, uma fonte de hidrogênio, em que a fonte de hidrogênio é: (a) gasosa; (b) gás hidrogênio; (c) metano; (d) hidrocarbonetos leves; (e) gás inerte; e/ou (f) misturas destes.

5 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método de contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto em que a alimentação de petróleo bruto é contatada em uma zona de contato que está em uma instalação afastada da costa ou a ela ligada.

10 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores na presença de um gás e/ou uma fonte de hidrogênio e controlar as condições de contato tal que: (a) uma
15 relação de uma fonte de hidrogênio gasoso para a alimentação de petróleo bruto está em uma faixa de 5 a 800 metros cúbicos normais de fonte de hidrogênio gasoso por metro cúbico de alimentação de petróleo bruto contatada com um ou mais dos catalisadores; (b) a taxa selecionada de absorção líquida de hidrogênio é controlada pela variação de uma pressão
20 parcial da fonte de hidrogênio; (c) a taxa de absorção de hidrogênio é tal que o produto de petróleo bruto tenha TAN de menos do que 0,3, mas a absorção de hidrogênio é menor do que uma quantidade de absorção de hidrogênio que causará a separação substancial de fase entre a alimentação de petróleo bruto e o produto total durante o contato; (d) a taxa selecionada de absorção de
25 hidrogênio está em uma faixa de 1 a 30 ou 1 a 80 metros cúbicos normais da fonte de hidrogênio por metro cúbico de alimentação de petróleo bruto; (e) a velocidade espacial horária líquida de gás e/ou a fonte de hidrogênio é de pelo menos 11 h^{-1} , pelo menos 15 h^{-1} ou no máximo 20 h^{-1} ; (f) uma pressão parcial do gás e/ou da fonte de hidrogênio é controlada durante o contato; (g) uma

temperatura de contato está em uma faixa de 50 a 500°C, uma velocidade espacial horária líquida total do gás e/ou da fonte de hidrogênio está em uma faixa de 0,1 a 30 h⁻¹ e a pressão total do gás e/ou da fonte de hidrogênio está em uma faixa de 1,0 a 20 MPa; (h) um fluxo do gás e/ou da fonte de hidrogênio está em uma direção que seja contrária a um fluxo da alimentação de petróleo bruto; (i) o produto de petróleo bruto tem um H/C de 70 a 130% de um H/C da alimentação de petróleo bruto; (j) a absorção de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto é de no máximo 80 e/ou em uma faixa de 1 a 80 ou 1 a 50 metros cúbicos normais de hidrogênio por metro cúbico de alimentação de petróleo bruto; (k) o produto de petróleo bruto tem um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90%, no máximo 50% ou no máximo 10% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto; (l) o produto de petróleo bruto tem um teor de enxofre de 70 a 130% ou 80 a 120% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto; (m) o produto de petróleo bruto tem um teor de VGO de 70 a 130% ou de 90 a 110% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto; (n) o produto de petróleo bruto tem um teor de resíduo 70 a 130% ou de 90 a 110% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto; (o) o produto de petróleo bruto tem um teor de oxigênio de no máximo 90%, no máximo 70%, no máximo 50%, no máximo 40% ou no máximo 10% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto; (p) o produto de petróleo bruto tem um teor total de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90%, no máximo 50% ou no máximo 10% do teor de metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto; (q) um valor P da alimentação de petróleo bruto, durante o contato, é de pelo menos 1,5; (r) o produto de petróleo bruto tem uma viscosidade a 37,8°C de no máximo 90%, no máximo 50% ou no máximo 10% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto a 37,8°C; (s) o produto de petróleo bruto tem uma gravidade API de 70 a 130% de uma gravidade API da alimentação de petróleo bruto;

e/ou (t) o produto de petróleo bruto tem um TAN de no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 30%, no máximo 20% ou no máximo 10%, do TAN da alimentação de petróleo bruto e/ou em uma faixa de 0,001 a 0,5, 0,01 a 0,2 ou 0,05 a 0,1.

- 5 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores e controlar as condições de contato para reduzir um teor de compostos que contenham oxigênio orgânico
- 10 em que: (a) um teor de compostos de oxigênio orgânico selecionado é reduzido tal que o produto de petróleo bruto tenha um teor de oxigênio de no máximo 90% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto; (b) pelo menos um composto dos compostos que contenham oxigênio orgânico compreenda um sal metálico de um ácido carboxílico; (c) pelo menos um
- 15 composto dos compostos que contenham oxigênio orgânico compreenda um sal de metal alcalino de um ácido carboxílico; (d) pelo menos um composto dos compostos que contenham oxigênio orgânico compreenda um sal de metal alcalino terroso de um ácido carboxílico; (e) pelo menos um composto dos compostos que contenham oxigênio orgânico compreenda um sal
- 20 metálico de um ácido carboxílico, em que o metal compreende um ou mais metais da Coluna 12 da Tabela Periódica; (f) o produto de petróleo bruto tem um teor de compostos orgânicos que não contenham carboxílico de no máximo 90% do teor de compostos orgânicos que não contenham carboxílico na alimentação de petróleo bruto; e/ou (g) pelo menos um dos compostos que
- 25 contenham oxigênio na alimentação de petróleo bruto origina-se do ácido naftênico ou compostos de oxigênio orgânico que não contenham carboxílico.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de

petróleo bruto com um ou mais catalisadores em que: (a) a alimentação de petróleo bruto é contatada com pelo menos um dos catalisadores em uma primeira temperatura seguido pelo contato em uma segunda temperatura e as condições de contato são controladas tal que a primeira temperatura de contato é pelo menos 30°C mais baixa do que a segunda temperatura de contato; (b) a alimentação de petróleo bruto é contatada com hidrogênio em uma primeira condição de absorção de hidrogênio e depois em uma segunda condição de absorção de hidrogênio e a temperatura da primeira condição de absorção é pelo menos 30°C mais baixa do que a temperatura da segunda condição de absorção; (c) a alimentação de petróleo bruto é contatada com pelo menos um dos catalisadores em uma primeira temperatura seguido pelo contato em uma segunda temperatura e as condições de contato são controladas tal que a primeira temperatura de contato é de no máximo 200°C mais baixa do que a segunda temperatura de contato; (d) gás hidrogênio é gerado durante o contato; (e) gás hidrogênio é gerado durante o contato e as condições de contato também são controladas tal que a alimentação de petróleo bruto absorve pelo menos uma porção do hidrogênio gerado; (f) a alimentação de petróleo bruto é contatada com um primeiro e segundo catalisadores e o contato da alimentação de petróleo bruto e o primeiro catalisador forma um produto de petróleo bruto inicial e em que o produto de petróleo bruto inicial tem um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto; e o contato do produto de petróleo bruto inicial e o segundo catalisador forma um produto de petróleo bruto e em que o produto de petróleo bruto tem um TAN de no máximo 90% do TAN do produto de petróleo bruto inicial; (g) o contato é realizado em um reator de leito empilhado; (h) o contato é realizado em um reator de leito em ebulição; (i) a alimentação de petróleo bruto é contatada com um catalisador adicional subsequente ao contato com o um ou mais catalisadores; (j) um ou mais dos catalisadores é um catalisador de vanádio e a alimentação de petróleo bruto é

contatada com um catalisador adicional na presença de uma fonte de hidrogênio subsequente ao contato com o catalisador de vanádio; (k) o hidrogênio é gerado em uma taxa em uma faixa de 1 a 20 metros cúbicos normais por metro cúbico de alimentação de petróleo bruto; (l) o hidrogênio é gerado durante o contato, a alimentação de petróleo bruto é contatada com um catalisador adicional na presença de um gás e pelo menos uma porção do hidrogênio gerado e as condições de contato também são controladas tal que um fluxo do gás esteja em uma direção que seja contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto e um fluxo do hidrogênio gerado; (m) a alimentação de petróleo bruto é contatada com um catalisador de vanádio em uma primeira temperatura e subsequente com um catalisador adicional em uma segunda temperatura e as condições de contato são controladas tal que a primeira temperatura seja pelo menos 30°C mais baixa do que a segunda temperatura; (n) o gás hidrogênio é gerado durante o contato, a alimentação de petróleo bruto é contatada com um catalisador adicional e as condições de contato são controladas tal que o catalisador adicional absorva pelo menos uma porção do hidrogênio gerado; e/ou (o) a alimentação de petróleo bruto é subsequente contatada com um catalisador adicional em uma segunda temperatura e as condições de contato são controladas tal que a segunda temperatura seja de pelo menos 180°C.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores em que: (a) o catalisador é um catalisador sustentado e o suporte compreende alumina, sílica, sílica-alumina, óxido de titânio, óxido de zircônio, óxido de magnésio ou misturas destes, (b) o catalisador é um catalisador sustentado e o suporte é poroso; (c) o método ainda compreende um catalisador adicional que foi termicamente tratado a uma temperatura acima de 400°C ante da sulfuração; (d) uma vida de pelo

menos um dos catalisadores é de pelo menos 0,5 ano; e/ou (e) pelo menos um dos catalisadores está em um leito fixo ou empastado na alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece,

5 em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores, pelo menos um dos catalisadores é um catalisador sustentado ou um catalisador de metal volumoso e o catalisador sustentado ou o catalisador de metal volumoso: (a)

10 compreende um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes, (b) tem, por grama de catalisador, pelo menos 0,0001 grama, de 0,0001 a 0,6 grama ou de 0,001 a 0,3 grama de um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de

15 um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (c) compreende um ou mais metais das Colunas de 6 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 6 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (d) compreende um ou mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou

20 mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (e) tem, por grama de catalisador, de 0,0001 a 0,6 grama ou de 0,001 a 0,3 grama de um ou mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (f) compreende um ou mais metais das Colunas de 5 a 6

25 da Tabela Periódica; um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 5 a 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; (g) compreende um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes, (h) tem, por grama de catalisador, pelo menos 0,0001 grama, de 0,0001 a 0,6

- grama, de 0,001 a 0,3 grama, de 0,005 a 0,1 grama ou de 0,01 a 0,08 grama de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes; (i) compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; (j) tem, por grama de catalisador, de 0,0001 a 0,6 grama, de 0,001 a 0,3 grama, de 0,005 a 0,1 grama, de 0,01 a 0,08 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; (k) compreende um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (l) tem, por grama de catalisador, de 0,0001 a 0,6 grama ou de 0,001 a 0,3 grama de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (m) compreende vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes; (n) compreende níquel, um ou mais compostos de níquel ou misturas destes; (o) compreende cobalto, um ou mais compostos de cobalto ou misturas destes; (p) compreende molibdênio, um ou mais compostos de molibdênio ou misturas destes; (q) tem, por grama de catalisador, de 0,001 a 0,3 grama ou de 0,005 a 0,1 grama de molibdênio, um ou mais compostos de molibdênio ou misturas destes; (r) compreende tungstênio, um ou mais compostos de tungstênio ou misturas destes; (s) tem, por grama de catalisador, de 0,001 a 0,3 grama de tungstênio, um ou mais compostos de tungstênio ou misturas destes; (t) compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica e um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, em que a relação molar do metal da Coluna 10 para o metal da Coluna 6 é de 1 a 5; (u) compreende um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica ou misturas destes; (v) tem, por grama de

catalisador, de 0,00001 a 0,06 grama de um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica ou misturas destes, (w) fósforo, um ou mais compostos de fósforo ou misturas destes; (x) tem no máximo 0,1 grama de alumina alfa por grama de catalisador; e/ou (y) tem pelo menos 0,5 grama de alumina teta por grama de catalisador.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método de formar um catalisador compreendendo combinar um suporte com um ou mais metais para formar uma mistura de suporte/metal, em que o suporte compreende alumina teta e tratar termicamente a mistura de suporte de alumina teta/metal a uma temperatura de pelo menos 400°C e ainda compreendendo: (a) combinar a mistura de suporte/metal com água para formar uma pasta e extrudar a pasta; (b) obter a alumina teta tratando-se termicamente a alumina a uma temperatura de pelo menos 800°C; e/ou (c) sulfurar o catalisador.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores, em que a distribuição de tamanho de poro de pelo menos um dos catalisadores tem: (a) um diâmetro de poro médio de pelo menos 60 Å, pelo menos 90 Å, pelo menos 180 Å, pelo menos 200 Å, pelo menos 230 Å, pelo menos 300 Å, no máximo 230 Å, no máximo 500 Å ou em uma faixa de 90 a 180 Å, 100 a 140 Å, 120 a 130 Å, 230 a 250 Å, 180 a 500 Å, 230 a 500 Å; ou de 60 a 300 Å; (b) pelo menos 60% do número total de poros tem um diâmetro de poro dentro de 45 Å, 35 Å ou 25 Å, do diâmetro de poro médio; (c) uma área de superfície de pelo menos 60 m²/g, pelo menos 90 m²/g, pelo menos 100 m²/g, pelo menos 120 m²/g, pelo menos 150 m²/g, pelo menos 200 m²/g ou de pelo menos 220 m²/g;

e/ou (d) um volume total de todos os poros de pelo menos $0,3 \text{ cm}^3/\text{g}$, pelo menos $0,4 \text{ cm}^3/\text{g}$, pelo menos $0,5 \text{ cm}^3/\text{g}$ ou de pelo menos $0,7 \text{ cm}^3/\text{g}$.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores sustentados, em que o suporte:

5 (a) compreende alumina, sílica, sílica-alumina, óxido de titânio, óxido de zircônio, óxido de magnésio ou misturas destes e/ou zeólito; (b) compreende alumina gama e/ou alumina delta; (c) tem, por grama de suporte, pelo menos

10 0,5 grama de alumina gama; (d) tem, por grama de suporte, pelo menos 0,3 grama ou de pelo menos 0,5 grama de alumina teta; (e) compreende alumina alfa, alumina gama, alumina delta, alumina teta ou mistura destes; (f) tem no máximo 0,1 grama de alumina alfa por grama de suporte.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um catalisador de vanádio que: (a) tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos $60 \text{ \AA}$; (b) compreende um suporte, o suporte compreendendo alumina teta e o catalisador de vanádio tem uma distribuição de tamanho de poro com um

20 diâmetro de poro médio de pelo menos $60 \text{ \AA}$; (c) compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; e/ou (d) tem, por grama de catalisador, pelo menos 0,001 grama de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais

25 da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um produto de petróleo bruto que tem: (a) um TAN de no máximo 0,1, de 0,001 a 0,5, de 0,01 a 0,2; ou de 0,05 a 0,1; (b) no máximo

0,000009 grama do metal alcalino e metal alcalino terroso, nos sais metálicos dos ácidos orgânicos por grama de produto de petróleo bruto; (c) no máximo 0,00002 grama de Ni/V/Fe por grama de produto de petróleo bruto; e/ou (d) mais do que 0 grama, mas menos do que 0,01 grama, de pelo menos um dos catalisadores por grama de produto de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um ou mais sais de metal alcalino de um ou mais ácidos orgânicos, um ou mais sais de metal alcalino terroso de um ou mais ácidos orgânicos ou misturas destes em que: (a) pelo menos um dos metais alcalinos é lítio, sódio ou potássio; e/ou (b) pelo menos um dos metais alcalino terrosos é magnésio ou cálcio.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, um método que compreende contatar uma alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua um produto de petróleo bruto, o método ainda compreendendo: (a) combinar o produto de petróleo bruto com um petróleo bruto que é o mesmo ou diferente da alimentação de petróleo bruto para formar uma mistura adequada para o transporte; (b) combinar o produto de petróleo bruto com um petróleo bruto que é o mesmo ou diferente da alimentação de petróleo bruto para formar uma mistura adequada para as instalações de tratamento; (c) fracionar o produto de petróleo bruto; e/ou (d) fracionar o produto de petróleo bruto em uma ou mais frações de destilado e produzir combustível de transporte a partir de pelo menos uma das frações de destilado.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, uma composição de catalisador sustentado que: (a) tem pelo menos 0,3 grama ou de pelo menos 0,5 grama de alumina teta por grama de

suporte; (b) compreende alumina delta no suporte; (c) tem no máximo 0,1 grama de alumina alfa por grama de suporte; (d) tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å; (e) tem um volume de poro dos poros da distribuição de tamanho de poro de pelo menos 0,3 cm³/g ou de pelo menos 0,7 cm³/g; (f) tem uma área de superfície de pelo menos 60 m²/g ou de pelo menos 90 m²/g; (g) compreende um ou mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 7 a 10 da Tabela Periódica ou misturas destes; (h) compreende um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes; (i) tem, por grama de catalisador, de 0,0001 a 0,6 grama ou de 0,001 a 0,3 grama de um ou mais metais da Coluna 5, um ou mais compostos de metal da Coluna 5 ou misturas destes; (j) compreende um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; (k) tem, por grama de catalisador, de 0,0001 a 0,6 grama ou de 0,001 a 0,3 grama de um ou mais metais da Coluna 6, um ou mais compostos de metal da Coluna 6 ou misturas destes; (l) compreende vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes; (m) compreende molibdênio, um ou mais compostos de molibdênio ou misturas destes; (n) compreende tungstênio, um ou mais compostos de tungstênio ou misturas destes; (o) compreende cobalto, um ou mais compostos de cobalto ou misturas destes; e/ou (p) compreende níquel, um ou mais compostos de níquel ou misturas destes.

Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, uma composição de petróleo bruto que: (a) tem um TAN de no máximo 1, no máximo 0,5, no máximo 0,3 ou no máximo 0,1; (b) tem, por grama de composição, pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma

- distribuição de faixa de ebulição entre 95°C e 260°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou de pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 260°C e 320°C a 0,101 MPa; e pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma
- 5 distribuição de faixa de ebulição entre 320°C e 650°C a 0,101 MPa; (c) tem pelo menos 0,0005 grama de nitrogênio básico por grama de composição; (d) tem, por grama de composição, pelo menos 0,001 grama ou de pelo menos 0,01 grama de nitrogênio total; e/ou (e) tem no máximo 0,00005 grama de níquel e vanádio totais por grama de composição.
- 10 Em algumas formas de realização, a invenção também fornece, em combinação com um ou mais dos métodos ou composições de acordo com a invenção, uma composição de petróleo bruto que inclua um ou mais catalisadores e pelo menos um dos catalisadores: (a) tem uma distribuição de tamanho de poro com o diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å, no
- 15 máximo 500 Å e/ou em uma faixa de 90 a 180 Å, 100 a 140 Å, 120 a 130 Å; (b) tem um diâmetro de poro médio de pelo menos 90 Å, com mais do que 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å, 35 Å ou 25 Å do diâmetro de poro médio; (c) tem uma área de superfície de pelo menos 100 m²/g, pelo menos 120 m²/g
- 20 ou de pelo menos 220 m²/g; (d) compreende um suporte; e o suporte compreende alumina, sílica, sílica-alumina, óxido de titânio, óxido de zircônio, óxido de magnésio, zeólito e/ou misturas destes; (e) compreende um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 da Tabela Periódica
- 25 ou misturas destes; (f) compreende um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 5 da Tabela Periódica ou misturas destes; (g) tem, por grama de catalisador, pelo menos 0,0001 grama de um ou mais metais da Coluna 5, um ou mais compostos de metal da Coluna 5 ou misturas destes; (h) compreende um ou

mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica ou misturas destes; (i) tem, por grama de catalisador pelo menos 0,0001 grama de um ou mais metais da Coluna 6, um ou mais compostos de metal da Coluna 6 ou misturas destes; (j) 5 compreende um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 10 da Tabela Periódica, ou misturas destes e/ou (k) compreende um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica, um ou mais compostos de um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica ou misturas destes.

10 Em outras formas de realização, características de formas de realização específicas da invenção podem ser combinadas com características de outras formas de realização da invenção. Por exemplo, as características de uma forma de realização da invenção pode ser combinada com características de qualquer uma das outras formas de realização.

15 Em outras formas de realização, os produtos de petróleo brutos são obteníveis por qualquer um dos métodos e sistemas aqui descritos.

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

BREVE DESCRIÇÃO DOS DESENHOS

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

A FIG. 1 é um esquemático de uma forma de realização de um sistema de contato.

25 As FIGS. 2A e 2B são esquemáticos de formas de realização dos sistemas de contato que incluem duas zonas de contato.

As FIGS. 3A e 3B são esquemáticos de formas de realização dos sistemas de contato que incluem três zonas de contato.

A FIG. 4 é um esquemático de uma forma de realização de

uma zona de separação em combinação com um sistema de contato.

A FIG. 5 é um esquemático de uma forma de realização de uma zona de mistura em combinação com um sistema de contato.

5 A FIG. 6 é um esquemático de um forma de realização de uma combinação de uma zona de separação, um sistema de contato e uma zona de mistura.

A FIG. 7 é uma tabulação de propriedades representativas de alimentação de petróleo bruto e produto de petróleo bruto para uma forma de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com três catalisadores.

10 A FIG. 8 é uma representação gráfica da temperatura versus comprimento de leito médio ponderado de conduzir uma forma de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com um ou mais catalisadores.

A FIG. 9 é uma tabulação de propriedades representativas de alimentação de petróleo bruto e produto de petróleo bruto para uma forma de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com dois catalisadores.

15 A FIG. 10 é uma outra tabulação de propriedades representativas de alimentação de petróleo bruto e produto de petróleo bruto para uma forma de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com dois catalisadores.

20 A FIG. 11 é uma tabulação de alimentação de petróleo bruto e produtos de petróleo bruto para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto com quatro sistemas de catalisador diferentes.

A FIG. 12 é uma representação gráfica do valor P de produtos de petróleo bruto versus o tempo de condução para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto com quatro sistemas de catalisador diferentes.

25 A FIG. 13 é uma representação gráfica de absorção líquida de hidrogênio pelas alimentações de petróleo bruto versus o tempo de condução para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto

com quatro sistemas de catalisador diferentes.

A FIG. 14 é uma representação gráfica do teor de resíduo, expresso em porcentagem em peso, de produtos de petróleo bruto versus tempo de condução para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto com quatro sistemas de catalisador diferentes.

A FIG. 15 é uma representação gráfica da mudança na gravidade API de produtos de petróleo bruto versus tempo de condução para as formas de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com quatro sistemas de catalisador diferentes.

A FIG. 16 é uma representação gráfica de teor de oxigênio, expresso em porcentagem em peso, de produtos de petróleo bruto versus tempo de condução para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto com quatro sistemas de catalisador diferentes.

A FIG. 17 é uma tabulação de propriedades representativas de alimentação de petróleo bruto e produtos de petróleo bruto para as formas de realização de contatar a alimentação de petróleo bruto com sistemas de catalisador que incluem várias quantidades de um catalisador de molibdênio e um catalisador de vanádio, com um sistema de catalisador que inclui um catalisador de vanádio e um catalisador de molibdênio/vanádio e com pérolas de vidro.

A FIG. 18 é uma tabulação das propriedades de alimentação de petróleo bruto e produtos de petróleo bruto para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto com um ou mais catalisadores em várias velocidades espaciais horárias líquidas.

A FIG. 19 é uma tabulação das propriedades de alimentações de petróleo bruto e produtos de petróleo bruto para as formas de realização de contatar as alimentações de petróleo bruto em várias temperaturas de contato.

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. Os desenhos podem não estar em escala. Deve ser entendido que os desenhos e a descrição detalhada para estes não são intencionados a limitar a invenção à forma particular divulgada, mas ao contrário, a intenção é abranger todas as modificações, equivalentes e alternativas que caem dentro do espírito e escopo da presente invenção como definido pelas reivindicações anexas.

DESCRIÇÃO DETALHADA

Certas formas de realização das invenções são aqui descritas em mais detalhes. Os termos aqui usados são definidos como segue.

10 “ASTM” refere-se ao American Standard Testing and Materials.

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

15 A porcentagem de hidrogênio atômico e a porcentagem de carbono atômico da alimentação de petróleo bruto e do produto de petróleo bruto são como determinados pelo Método ASTM D5291.

As distribuições de faixa de ebulição para a alimentação de petróleo bruto, o produto total e/ou o produto de petróleo bruto são como determinados pelo Método ASTM D5307 a menos que de outro modo mencionado.

20 “Asfaltenos C₅” refere-se aos asfaltenos que são insolúveis em pentano. O teor de asfaltenos C₅ é como determinado pelo Método ASTM D2007.

25 “Metal(is) da Coluna X” refere-se a um ou mais metais da Coluna X da Tabela Periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna X da Tabela Periódica, em que X corresponde a um número de coluna (por exemplo, 1 a 12) da Tabela Periódica. Por exemplo, “metal(is) da Coluna 6” refere-se a um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela Periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais metais da Coluna 6 da Tabela

Periódica.

“Elemento(s) da Coluna X” refere-se a um ou mais elementos da Coluna X da Tabela Periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais elementos da Coluna X da Tabela Periódica, em que X corresponde a um número de coluna (por exemplo, 13 a 18) da Tabela Periódica. Por exemplo, “Elemento(s) da Coluna 15” refere-se a um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais elementos da Coluna 15 da Tabela Periódica.

No escopo deste pedido, o peso de um metal da Tabela Periódica, o peso de um composto de um metal da Tabela Periódica, o peso de um elemento da Tabela Periódica ou o peso de um composto de um elemento da Tabela Periódica é calculado como o peso de metal ou o peso do elemento. Por exemplo, se 0,1 grama de MoO_3 é usado por grama de catalisador, o peso calculado do metal de molibdênio no catalisador é de 0,067 grama por grama de catalisador.

“Teor” refere-se ao peso de um componente em um substrato (por exemplo, uma alimentação de petróleo bruto, um produto total ou um produto de petróleo bruto) expresso como fração em peso ou porcentagem em peso com base no peso total do substrato. “Wtppm” refere-se às partes por milhão em peso.

“Mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total” refere-se à mistura que entra em contato com o catalisador durante o processo.

“Destilado” refere-se aos hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 204°C (400°F) e 343°C (650°F) a 0,101 MPa. O teor de destilado é como determinado pelo Método ASTM D5307.

“Heteroátomos” refere-se ao oxigênio, nitrogênio e/ou enxofre contidos na estrutura molecular de um hidrocarboneto. O teor de heteroátomos é como determinado pelo Método ASTM E385 para oxigênio,

D5762 para nitrogênio total e D4294 para enxofre. “Nitrogênio básico total” refere-se aos compostos de nitrogênio que têm um pKa de menos do que 40. O nitrogênio básico (“bn”) é como determinado pelo Método ASTM D2896.

5 “Fonte de hidrogênio” refere-se ao hidrogênio e/ou um composto e/ou compostos que quando na presença de uma alimentação de petróleo bruto e do catalisador reagem para fornecer hidrogênio ao(s) composto(s) na alimentação de petróleo bruto. Uma fonte de hidrogênio pode incluir, mas não é limitada aos hidrocarbonetos (por exemplo, hidrocarbonetos C₁ a C₄ tais como metano, etano, propano, butano), água ou
10 misturas destes. Um equilíbrio de massa pode ser conduzido para avaliar a quantidade líquida de hidrogênio fornecido ao(s) composto(s) na alimentação de petróleo bruto.

“Resistência ao esmagamento em placa plana” refere-se à força compressiva necessária para esmagar um catalisador. A resistência ao
15 esmagamento em placa plana é como determinada pelo Método ASTM D4179.

“LHSV” refere-se a uma taxa de alimentação líquida volumétrica por volume total de catalisador e é expresso em horas (h⁻¹). O volume total de catalisador é calculado pela soma de todos os volumes de
20 catalisador nas zonas de contato, como aqui descritas.

“Mistura líquida” refere-se a uma composição que inclua um ou mais compostos que são líquidos na temperatura e pressão padrão (25°C, 0,101 MPa, daqui em diante aludida como “STP”) ou uma composição que inclua uma combinação de um ou mais compostos que são líquidos na STP
25 com um ou mais compostos que são sólidos na STP.

“Tabela Periódica” refere-se à Tabela Periódica como especificado pela International Union of Pure and Applied Chemistry (IUPAC), Novembro de 2003.

“Metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos” refere-se aos

metais alcalinos, metais alcalino terrosos, zinco, arsênico, cromo ou combinações destes. Um teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos é como determinado pelo Método ASTM D1318.

5 Teor de “Resíduo de Micro-Carbono” (“MCR”) refere-se a uma quantidade de resíduo de carbono que permanece depois da evaporação e pirólise de um substrato. O teor de MCR é como determinado pelo Método ASTM D4530.

“Nafta” refere-se aos componentes de hidrocarboneto com uma distribuição de faixa de ebulição entre 38°C (100°F) e 200°C (392°F) a 10 0,101 MPa. O teor de nafta é como determinado pelo Método ASTM D5307.

“Ni/V/Fe” refere-se ao níquel, vanádio, ferro ou combinações destes.

“Teor de Ni/V/Fe” refere-se ao teor de níquel, vanádio, ferro ou combinações destes. O teor de Ni/V/Fe é como determinado pelo Método 15 ASTM D5708.

“Nm³/m³” refere-se aos metros cúbicos normais de gás por metro cúbico de alimentação de petróleo bruto.

“Compostos de oxigênio orgânico que não contém carboxílico” refere-se aos compostos de oxigênio orgânico que não têm um 20 grupo carboxílico (-CO₂-). Os compostos de oxigênio orgânico que não contém carboxílico incluem, mas não são limitados aos éteres, éteres cíclicos, álcoois, álcoois aromáticos, cetonas, aldeídos ou combinações destes, que não têm um grupo carboxílico.

“Gás não condensável” refere-se aos componentes e/ou 25 misturas de componentes que são gases na STP.

“Valor P (peptização)” ou “valor P” refere-se a um valor numérico, que representa a tendência à floculação dos asfaltenos na alimentação de petróleo bruto. A determinação do valor P é descrita por J. J. Heithaus em “Measurement and Significance of Asphaltene Peptization”,

Journal of Institute of Petroleum, Vol. 48, Número 458, Fevereiro de 1962, pp. 45 a 53.

“Diâmetro de poro”, “diâmetro de poro médio” e “volume de poro” referem-se ao diâmetro de poro, diâmetro de poro médio e volume de poro, como determinado pelo Método ASTM D4284 (porosimetria em mercúrio em um ângulo de contato igual a 140°). Um instrumento micromeritics® A9220 (Micromeritics Inc., Norcross, Geórgia, U.S.A.) pode ser usado para determinar estes valores.

“Resíduo” refere-se aos componentes que têm uma distribuição de faixa de ebulição acima 538°C (1000°F), como determinado pelo Método ASTM D5307.

“NMCB” refere-se ao metro cúbico normal de gás por barril de alimentação de petróleo bruto.

“Área de superfície” de um catalisador é como determinado pelo Método ASTM D3663.

“TAN” refere-se a um valor ácido total expresso como miligramas (“mg”) de KOH por grama (“g”) de amostra. TAN é como determinado pelo Método ASTM D664.

“VGO” refere-se aos hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 343°C (650°F) e 538°C (1000°F) a 0,101 MPa. O teor de VGO é como determinado pelo Método ASTM D5307.

“Viscosidade” refere-se à viscosidade cinemática a 37,8°C (100°F). A viscosidade é como determinada usando o Método ASTM D445.

No contexto deste pedido, deve ser entendido que se o valor obtido para uma propriedade do substrato testado está fora dos limites do método de teste, o método de teste pode ser modificado e/ou recalibrado para testar quanto a tal propriedade.

Os petróleos brutos podem ser produzidos e/ou purificados em retorta a partir de formações que contenham hidrocarboneto e depois

estabilizados. Os petróleos brutos podem incluir óleo de petróleo bruto. Os petróleos brutos são no geral sólidos, semi-sólidos e/ou líquidos. A estabilização pode incluir, mas não é limitada, à remoção de gases não condensáveis, água, sais ou combinações destes do petróleo bruto para formar
5 um petróleo bruto estabilizado. Tal estabilização pode freqüentemente ocorrer nos locais de produção e/ou purificação em retorta ou próximo a eles.

Os petróleos brutos estabilizados tipicamente não foram destilados e/ou fracionadamente destilados em uma instalação de tratamento para produzir componentes múltiplos com distribuições específicas de faixa
10 de ebulição (por exemplo, nafta, destilados, VGO e/ou óleos lubrificantes). A destilação inclui, mas não é limitada, aos métodos de destilação atmosférica e/ou métodos de destilação a vácuo. os petróleos brutos estabilizados não destilados e/ou não fracionados podem incluir componentes que têm um número de carbono acima de 4 em quantidades de pelo menos 0,5 grama de
15 componentes por grama de petróleo bruto. Os exemplos de petróleos brutos estabilizados incluem petróleos brutos integrais, petróleos brutos refinados, petróleos brutos dessalinizados, petróleos brutos refinados dessalinizados ou combinações destes. “Refinado” refere-se a um petróleo bruto que foi tratado tal que pelo menos um pouco dos componentes que têm um ponto de ebulição
20 abaixo de 35°C a 0,101 MPa (95°F a 1 atm) foi removido. Tipicamente, petróleos brutos refinados terão um teor de no máximo 0,1 grama, no máximo 0,05 grama ou no máximo 0,02 grama de tais componentes por grama do petróleo bruto refinado.

Alguns petróleos brutos estabilizados têm propriedades que
25 permitem que os petróleos brutos estabilizados sejam transportados para instalações de tratamento convencionais pelos carregadores de transporte (por exemplo, oleodutos, caminhões ou navios). Outros petróleos brutos têm uma ou mais propriedades inadequadas que os tornam desvantajosos. Os petróleos brutos desvantajosos podem ser inaceitáveis a um carregador de transporte

e/ou uma instalação de tratamento, comunicando assim um valor econômico baixo ao petróleo bruto desvantajoso. O valor econômico pode ser tal que um reservatório que inclua o petróleo bruto desvantajoso que é julgado muito caro para produzir, transportar e/ou tratar.

- 5 As propriedades de petróleos brutos desvantajosos podem incluir, mas não são limitadas a: a) TAN de pelo menos 0,1, pelo menos 0,3; b) viscosidade de pelo menos 10 cSt; c) gravidade API de no máximo 19; d) um teor total de Ni/V/Fe de pelo menos 0,00002 grama ou de pelo menos 0,0001 grama de Ni/V/Fe por grama de petróleo bruto; e) um teor de
- 10 heteroátomos totais de pelo menos 0,005 grama de heteroátomos por grama de petróleo bruto; f) um teor de resíduo de pelo menos 0,01 grama de resíduo por grama de petróleo bruto; g) um teor de asfaltenos C₅ de pelo menos 0,04 grama de asfaltenos C₅ por grama de petróleo bruto; h) um teor de MCR de pelo menos 0,002 grama de MCR por grama de petróleo bruto; i) um teor de
- 15 metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de pelo menos 0,00001 grama de metais por grama de petróleo bruto; ou j) combinações destes. Em algumas formas de realização, o petróleo bruto desvantajoso podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso, pelo menos 0,2 grama de resíduo, pelo menos 0,3 grama de resíduo, pelo menos 0,5 grama de resíduo ou pelo menos 0,9
- 20 grama de resíduo. Em algumas formas de realização, o petróleo bruto desvantajoso pode ter um TAN em uma faixa de 0,1 ou 0,3 a 20, 0,3 ou 0,5 a 10 ou 0,4 ou 0,5 a 5. Em certas formas de realização, os petróleos brutos desvantajosos, por grama de petróleo bruto desvantajoso, podem ter um teor de enxofre de pelo menos 0,005 grama, pelo menos 0,01 grama ou de pelo
- 25 menos 0,02 grama.

Em algumas formas de realização, os petróleos brutos desvantajosos têm propriedades incluindo, mas não limitado a: a) TAN de pelo menos 0,5; b) um teor de oxigênio de pelo menos 0,005 grama de oxigênio por grama de alimentação de petróleo bruto; c) um teor de asfaltenos

C₅ de pelo menos 0,04 grama de asfaltenos C₅ por grama de alimentação de petróleo bruto; d) uma viscosidade mais alta que a desejada (por exemplo, > 10 cSt para uma alimentação de petróleo bruto com gravidade API de pelo menos 10; e) um teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de
 5 pelo menos 0,00001 grama de metais por grama de petróleo bruto; ou f) combinações destes.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso: pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de
 10 faixa de ebulição entre 95°C e 200°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,01 grama, pelo menos 0,005 grama ou de pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 200°C e 300°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 300°C e
 15 400°C a 0,101 MPa; e pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 400°C e 650°C a 0,101 MPa.

Os petróleos brutos desvantajosos podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso: pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de
 20 faixa de ebulição de no máximo 100°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 100°C e 200°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 200°C e 300°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 300°C e 400°C a 0,101 MPa; e pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de
 25

hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 400°C e 650°C a 0,101 MPa.

Alguns petróleos brutos desvantajosos podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso, pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição de no máximo 100°C a 0,101 MPa, além de componentes de ebulição superior. Tipicamente, o petróleo bruto desvantajoso tem, por grama de petróleo bruto desvantajoso, um teor de tais hidrocarbonetos de no máximo 0,2 grama ou no máximo 0,1 grama.

Alguns petróleos brutos desvantajosos podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso, pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição de pelo menos 200°C a 0,101 MPa.

Alguns petróleos brutos desvantajosos podem incluir, por grama de petróleo bruto desvantajoso, pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,005 grama ou pelo menos 0,01 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição de pelo menos 650°C.

Os exemplos de petróleos brutos desvantajosos que poderiam ser tratados usando os processos aqui descritos incluem, mas não são limitados, aos petróleos brutos das seguintes regiões do mundo: a Costa do Golfo dos Estados Unidos e sul da Califórnia, areias de alcatrão do Canadá, as bacias brasileiras de Santos e Campos, Golfo de Suez egípcio, *Chad*, Mar do Norte do reino Unido, Costa de Angola, Baía Bohai chinesa, Zulia venezuelana, Malásia e Sumatra Indonésica.

O tratamento de petróleos brutos desvantajosos pode realçar as propriedades dos petróleos brutos desvantajosos tal que os petróleos brutos sejam aceitáveis para o transporte e/ou tratamento.

Um petróleo bruto e/ou petróleo bruto desvantajoso que deva ser aqui tratado é aludido como “alimentação de petróleo bruto”. A

alimentação de petróleo bruto pode ser refinada, como aqui descrito. O produto de petróleo bruto resultante do tratamento da alimentação de petróleo bruto, como aqui descrito, é no geral adequado para o transporte e/ou tratamento. As propriedades do produto de petróleo bruto produzido como

5 aqui descrito estão mais próximas das propriedades correspondentes do petróleo Intermediário do Texas Ocidental do que a alimentação de petróleo bruto ou mais próximo das propriedades correspondentes do petróleo bruto Brent, do que a alimentação de petróleo bruto, realçando deste modo o valor econômico da alimentação de petróleo bruto. Tal produto de petróleo bruto

10 pode ser refinado com menos ou nenhum pré tratamento, realçando deste modo as eficiências de refinação. O pré tratamento pode incluir a dessulfurização, desmetalização e/ou destilação atmosférica para remover impurezas.

O tratamento de uma alimentação de petróleo bruto de acordo

15 com as invenções aqui descritas podem incluir contatar a alimentação de petróleo bruto com o(s) catalisador(es) em uma zona de contato e/ou combinações de duas ou mais zonas de contato. Em uma zona de contato, pelo menos uma propriedade de uma alimentação de petróleo bruto pode ser mudada pelo contato da alimentação de petróleo bruto com um ou mais

20 catalisadores em relação à mesma propriedade da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o contato é realizado na presença de uma fonte de hidrogênio. Em algumas formas de realização, a fonte de hidrogênio é um ou mais hidrocarbonetos que sob certas condições de contato reagem para fornecer quantidades relativamente pequenas de hidrogênio ao(s)

25 composto(s) na alimentação de petróleo bruto.

A FIG. I é um esquemático do sistema de contato 100 que inclui a zona de contato 102A, a alimentação de petróleo bruto entra na zona de contato 102 por intermédio do conduto 104. Uma zona de contato pode ser um reator, uma porção de um reator, porções múltiplas de um reator ou

combinações destes. Os exemplos de uma zona de contato incluem um reator de leito empilhado, um reator de leito fixo, um reator de leito em ebulição, um reator de tanque continuamente agitado ("CSTR"), um reator de leito fluidizado, um reator de pulverização e um contactor de líquido/líquido. Em
5 certas formas de realização, o sistema de contato está em uma instalação afastada da costa ou a ela ligado. O contato da alimentação de petróleo bruto com o(s) catalisador(es) no sistema de contato 100 pode ser um processo contínuo ou um processo de batelada.

A zona de contato podem incluir um ou mais catalisadores
10 (por exemplo, dois catalisadores). Em algumas formas de realização, o contato da alimentação de petróleo bruto com um primeiro catalisador dos dois catalisadores pode reduzir o TAN da alimentação de petróleo bruto. O contato subsequente da alimentação de petróleo bruto de TAN reduzido com o segundo catalisador diminui o teor de heteroátomo e aumenta a gravidade
15 API. Em outras formas de realização, o TAN, a viscosidade, o teor de Ni/V/Fe, o teor de heteroátomo, o teor de resíduo, a gravidade API ou as combinações destas propriedades do produto de petróleo bruto muda em pelo menos 10% em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto depois do contato da alimentação de petróleo bruto com um ou mais
20 catalisadores.

Em certas formas de realização, um volume de catalisador na zona de contato está em uma faixa de 10 a 60% em volume, de 20 a 50% em volume ou de 30 a 40% em volume de um volume total de alimentação de petróleo bruto na zona de contato. Em algumas formas de realização, uma
25 lama de catalisador e alimentação de petróleo bruto pode incluir de 0,001 a 10 gramas, de 0,005 a 5 gramas ou de 0,01 a 3 gramas de catalisador por 100 gramas de alimentação de petróleo bruto na zona de contato.

As condições de contato na zona de contato podem incluir, mas não são limitadas, à temperatura, pressão, fluxo da fonte de hidrogênio,

fluxo de alimentação de petróleo bruto ou combinações destes. As condições de contato em algumas formas de realização são controladas para produzir um produto de petróleo bruto com propriedades específicas. A temperatura na zona de contato pode variar de 50 a 500°C, 60 a 440°C, 70 a 430°C ou 80 a 420°C. A pressão em uma zona de contato pode variar de 0,1 a 20 MPa, 1 a 12 MPa, 4 a 10 MPa ou 6 a 8 MPa. A LHSV da alimentação de petróleo bruto no geral variará de 0,1 a 30 h⁻¹, 0,5 a 25 h⁻¹, 1 a 20 h⁻¹, 1,5 a 15 h⁻¹ ou 2 a 10 h⁻¹. Em algumas formas de realização, a LHSV é de pelo menos 5 h⁻¹, pelo menos 11 h⁻¹, pelo menos 15 h⁻¹ ou de pelo menos 20 h⁻¹.

Nas formas de realização em que a fonte de hidrogênio é fornecida como um gás (por exemplo, gás hidrogênio), uma relação da fonte de hidrogênio gasoso para a alimentação de petróleo bruto tipicamente varia de 0,1 a 100.000 Nm³/m³, 0,5 a 10.000 Nm³/m³, 1 a 8.000 Nm³/m³, 2 a 5.000 Nm³/m³, 5 a 3.000 Nm³/m³, ou 10 a 800 Nm³/m³ contatada com o(s) catalisador(es). A fonte de hidrogênio, em algumas formas de realização, é combinada com gás(es) transportador(es) e recirculados através da zona de contato. O gás carregador pode ser, por exemplo, nitrogênio, hélio e/ou argônio. O gás transportador pode facilitar o fluxo da alimentação de petróleo bruto e/ou o fluxo da fonte de hidrogênio na(s) zona(s) de contato. O gás transportador também pode realçar a mistura na(s) zona(s) de contato. Em algumas formas de realização, uma fonte de hidrogênio (por exemplo, hidrogênio, metano ou etano) pode ser usada como um gás transportador e recirculada através da zona de contato.

A fonte de hidrogênio pode entrar na zona de contato 102 concorrentemente com a alimentação de petróleo bruto no conduto 104 ou separadamente por intermédio do conduto 106. Na zona de contato 102, o contato da alimentação de petróleo bruto com um catalisador produz um produto total que inclui um produto de petróleo bruto, e, em algumas formas de realização, gás. Em algumas formas de realização, um gás transportador é

combinado com a alimentação de petróleo bruto e/ou a fonte de hidrogênio no conduto 106. O produto total pode sair da zona de contato 102 e entrar na zona de separação 108 por intermédio do conduto 110.

Na zona de separação 108, o produto de petróleo bruto e gás
5 podem ser separados do produto total usando no geral técnicas de separação conhecidas, por exemplo, separação de gás-líquido.

O produto de petróleo bruto pode sair da zona de separação 108 por intermédio do conduto 112 e depois ser transportado para carregadores de transporte, oleodutos, recipientes de armazenagem, refinarias,
10 outras zonas de processamento ou uma combinação destes. O gás podem incluir o gás formado durante o processamento (por exemplo, sulfito de hidrogênio, dióxido de carbono e/ou monóxido de carbono), fonte de hidrogênio gasoso em excesso e/ou gás transportador. O gás em excesso pode ser reciclado para o sistema de contato 100, purificado, transportado para
15 outras zonas de processamento, vasos de armazenagem ou combinações destes.

Em algumas formas de realização, o contato da alimentação de petróleo bruto com o(s) catalisador(es) para produzir um produto total é realizado em duas ou mais zonas de contato. O produto total pode ser
20 separado para formar o produto de petróleo bruto e gás(es).

As FIGS. 2 a 3 são esquemáticos de formas de realização do sistema de contato 100 que inclui duas ou três zonas de contato. Nas FIGS. 2A e 2B, o sistema de contato 100 inclui as zonas de contato 102 e 114. As FIGS. 3A e 3B incluem zonas de contato 102, 114, 116. Nas FIGS. 2A e 3A,
25 as zonas de contato 102, 114, 116 são representadas como zonas de contato separadas em um reator. A alimentação de petróleo bruto entra na zona de contato 102 por intermédio do conduto 104.

Em algumas formas de realização, o gás transportador é combinado com a fonte de hidrogênio no conduto 106 e é introduzido para

dentro das zonas de contato como uma mistura. Em certas formas de realização, como mostrado nas FIGS. 1, 3A e 3B, a fonte de hidrogênio e/ou o gás transportador pode entrar na uma ou mais zonas de contato com a alimentação de petróleo bruto separadamente por intermédio do conduto 106 e/ou em uma direção contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto por intermédio, por exemplo, do conduto 106'.

A adição da fonte de hidrogênio e/ou do gás transportador contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto pode realçar a mistura e/ou o contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador.

10 O contato da alimentação de petróleo bruto com catalisador(es) na zona de contato 102 forma uma corrente de alimentação.

A corrente de alimentação flui da zona de contato 102 para a zona de contato 114. Nas FIGS. 3A e 3B, a corrente de alimentação flui da zona de contato 114 para a zona de contato 116.

15 As zonas de contato 102, 114, 116 podem incluir um ou mais catalisadores. Como mostrado na FIG. 2B, a corrente de alimentação sai da zona de contato 102 por intermédio do conduto 118 e entra na zona de contato 114.

Como mostrado na FIG. 3B, a corrente de alimentação sai da zona de contato 114 por intermédio do conduto 118 e entra na zona de contato 116.

A corrente de alimentação pode ser contactada com catalisador(es) adicional(is) na zona de contato 114 e/ou zona de contato 116 para formar o produto total. O produto total sai da zona de contato 114 e/ou zona de contato 116 e entra na zona de separação 108 por intermédio do conduto 110. O produto de petróleo bruto e/ou gás são separados do produto total. O produto de petróleo bruto sai da zona de separação 108 por intermédio do conduto 112.

A FIG. 4 é um esquemático de uma forma de realização de

uma zona de separação a montante do sistema de contato 100. O petróleo bruto desvantajoso (refinado ou não refinado) entra na zona de separação 120 por intermédio do conduto 122. Na zona de separação 120, pelo menos uma porção do petróleo bruto desvantajoso é separada usando técnicas conhecidas no ramo (por exemplo, pulverização, separação de membrana, redução de pressão) para produzir a alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, a água pode ser pelo menos parcialmente separada do petróleo bruto desvantajoso. Em um outro exemplo, os componentes que têm uma distribuição de faixa de ebulição abaixo de 95°C ou abaixo de 100°C podem ser pelo menos parcialmente separados do petróleo bruto desvantajoso para produzir a alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, pelo menos uma porção da nafta e compostos mais voláteis do que a nafta são separados do petróleo bruto desvantajoso. Em algumas formas de realização, pelo menos uma porção dos componentes separados sai da zona de separação 120 por intermédio do conduto 124.

A alimentação de petróleo bruto obtido da zona de separação 120, em algumas formas de realização, inclui uma mistura de componentes com uma distribuição de faixa de ebulição de pelo menos 100°C ou, em algumas formas de realização, uma distribuição de faixa de ebulição de pelo menos 120°C. Tipicamente, a alimentação de petróleo bruto separada inclui uma mistura de componentes com uma distribuição de faixa de ebulição entre 100 a 1000°C, 120 a 900°C ou 200 a 800°C. Pelo menos uma porção da alimentação de petróleo bruto sai da zona de separação 120 e entra no sistema de contato 100 (ver, por exemplo, as zonas de contato nas FIGS. de 1 a 3) por intermédio do conduto 126 para serem ainda processados para formar um produto de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, a zona de separação 120 pode ser posicionada a montante ou a jusante de uma unidade de dessalinização. Depois de processar, o produto de petróleo bruto sai do sistema de contato 100 por intermédio do conduto 112.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto é combinado com um petróleo bruto que é o mesmo como o da alimentação de petróleo bruto ou diferente. Por exemplo, o produto de petróleo bruto pode ser combinado com um petróleo bruto tendo uma viscosidade diferente resultando deste modo em um produto misturado tendo uma viscosidade que está entre a viscosidade do produto de petróleo bruto e a viscosidade do petróleo bruto. Em um outro exemplo, o produto de petróleo bruto pode ser combinado com petróleo bruto tendo um TAN que é diferente, produzindo deste modo um produto que tem um TAN que está entre o TAN do produto de petróleo bruto e o do petróleo bruto. O produto combinado pode ser adequado para o transporte e/ou tratamento.

Como mostrado na FIG. 5, em certas formas de realização, a alimentação de petróleo bruto entra no sistema de contato 100 por intermédio do conduto 104 e pelo menos uma porção do produto de petróleo bruto sai do sistema de contato 100 por intermédio do conduto 128 e é introduzido na zona de mistura 130. Na zona de mistura 130, pelo menos uma porção do produto de petróleo bruto é combinada com uma ou mais correntes do processo (por exemplo, uma corrente de hidrocarboneto tal como a nafta produzida a partir da separação de uma ou mais alimentações de petróleo bruto), um petróleo bruto, uma alimentação de petróleo bruto ou misturas destes, para produzir um produto misturado. As correntes de processo, alimentação de petróleo bruto, petróleo bruto ou misturas destes são introduzidas diretamente na zona de mistura 130 ou a montante de tal zona de mistura por intermédio do conduto 132. Um sistema de mistura pode estar localizado na zona de mistura 130 ou próximo a ela. O produto combinado pode atingir as especificações de produto designadas pelas refinarias e/ou carregadores de transporte. As especificações de produto incluem, mas não são limitadas a uma faixa ou um limite de gravidade API, TAN, viscosidade ou combinações destes. O produto combinado sai da zona de mistura 130 por intermédio do conduto 134 para ser

transportado ou processado.

Na FIG. 6, o petróleo bruto desvantajoso entra na zona de separação 120 através do conduto 122 e o petróleo bruto desvantajoso é separado como anteriormente descrito para formar a alimentação de petróleo bruto. A alimentação de petróleo bruto depois entra no sistema de contato 100 através do conduto 126. Pelo menos alguns componentes do petróleo bruto desvantajoso saem da zona de separação 120 por intermédio do conduto 124. Pelo menos uma porção do produto de petróleo bruto sai do sistema de contato 100 e entra na zona de mistura 130 através do conduto 128. Outras correntes do processo e/ou petróleos brutos entram na zona de mistura 130 diretamente ou por intermédio do conduto 132 e são combinadas com o produto de petróleo bruto para formar um produto misturado. O produto combinado sai da zona de mistura 130 por intermédio do conduto 134.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto e/ou o produto misturado são transportados para uma refinaria e/ou uma instalação de tratamento. O produto de petróleo bruto e/ou o produto misturado pode ser processado para produzir produtos comerciais tais como combustível de transporte, combustível de aquecimento, lubrificantes ou produtos químicos. O processamento pode incluir destilar e/ou destilar fracionadamente o produto de petróleo bruto e/ou produto combinado para produzir uma ou mais frações de destilado. Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto, o produto misturado e/ou a uma ou mais frações de destilado podem ser hidrotratados.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um TAN de no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 30% ou no máximo 10% do TAN da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um TAN em uma faixa de 1 a 80%, 20 a 70%, 30 a 60% ou 40 a 50% do TAN da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um

TAN de no máximo 1, no máximo 0,5, no máximo 0,3, no máximo 0,2, no máximo 0,1 ou no máximo 0,05. O TAN do produto de petróleo bruto freqüentemente será de pelo menos 0,0001 e, mais freqüentemente, de pelo menos 0,001. Em algumas formas de realização, o TAN do produto de petróleo bruto pode estar em uma faixa de 0,001 a 0,5, 0,01 a 0,2 ou 0,05 a 0,1.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10%, no máximo 5% ou no máximo 3% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto. O produto de petróleo bruto, em algumas formas de realização, tem um teor total de Ni/V/Fe em uma faixa de 1 a 80%, 10 a 70%, 20 a 60% ou 30 a 50% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem, por grama de produto de petróleo bruto um teor de Ni/V/Fe total em uma faixa de 1×10^{-7} grama a 5×10^{-5} grama, 3×10^{-7} grama a 2×10^{-5} grama ou 1×10^{-6} grama a 1×10^{-5} grama. Em certas formas de realização, o petróleo bruto tem no máximo 2×10^{-5} grama de Ni/V/Fe. Em algumas formas de realização, o teor total de Ni/V/Fe do produto de petróleo bruto é de 70 a 130%, 80 a 120% ou 90 a 110% do teor de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos de no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10% ou no máximo 5% do teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos em uma faixa de 1 a 80%, 10 a 70%, 20 a 60% ou 30 a 50% do teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto. Os ácidos orgânicos que no geral formam sais metálicos incluem, mas não são

limitados aos ácidos carboxílicos, tióis, imidas, ácidos sulfônicos e sulfonatos. Os exemplos de ácidos carboxílicos incluem, mas não são limitados, aos ácidos naftênicos, ácidos fenantrênicos e ácido benzóico. A porção metálica dos sais metálicos pode incluir metais alcalinos (por exemplo, lítio, sódio e potássio), metais alcalino terrosos (por exemplo, magnésio, cálcio e bário), os metais da Coluna 12 (por exemplo, zinco e cádmio), metais da Coluna 15 (por exemplo, arsênio), metais da Coluna 6 (por exemplo, cromo) ou misturas destes.

Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, por grama de produto de petróleo bruto, em uma faixa de 0,0000001 grama a 0,00005 grama, de 0,0000003 grama a 0,00002 grama ou de 0,000001 grama a 0,00001 grama de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos por grama de produto de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, um teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos do produto de petróleo bruto é de 70 a 130%, 80 a 120% ou de 90 a 110% do teor total de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto.

Em certas formas de realização, a gravidade API do produto de petróleo bruto produzida do contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador, nas condições de contato, é de 70 a 130%, 80 a 120%, 90 a 110% ou 100 a 130% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, a gravidade API do produto de petróleo bruto é de 14 a 40, 15 a 30 ou 16 a 25.

Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem uma viscosidade de no máximo 90%, no máximo 80% ou no máximo 70% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem uma viscosidade em uma faixa de 10 a 60%, 20 a 50% ou 30 a 40% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, a viscosidade do produto de petróleo

bruto é de no máximo 90% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto enquanto a gravidade API do produto de petróleo bruto é de 70 a 130%, 80 a 120% ou de 90 a 110% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto
5 tem um teor de heteroátomo total de no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10% ou no máximo 5% do teor de heteroátomo total da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de heteroátomo total de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou pelo menos 99% do teor de heteroátomo total da alimentação
10 de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o teor de enxofre do produto de petróleo bruto pode ser no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10% ou no máximo 5% do teor de enxofre do produto de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um
15 teor de enxofre de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou pelo menos 99% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o teor de enxofre do produto de petróleo bruto é de 70 a 130%, 80 a 120% ou 90 a 110% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o teor de nitrogênio total do produto de petróleo bruto pode ser no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 10% ou no máximo 5% de um teor de nitrogênio total da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de nitrogênio total de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo
20 menos 80% ou pelo menos 99% do teor de nitrogênio total da alimentação de petróleo bruto.
25

Em algumas formas de realização, o teor de nitrogênio básico do produto de petróleo bruto pode ser no máximo 95%, no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10% ou no máximo 5% do teor de nitrogênio

básico da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de nitrogênio básico de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou de pelo menos 99% do teor de nitrogênio básico da alimentação de petróleo bruto.

- 5 Em algumas formas de realização, o teor de oxigênio do produto de petróleo bruto pode ser no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 30%, no máximo 10% ou no máximo 5% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de oxigênio de pelo menos 1%, pelo menos 30%,
10 pelo menos 80% ou pelo menos 99% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o teor de oxigênio do produto de petróleo bruto está em uma faixa de 1 a 80%, 10 a 70%, 20 a 60% ou 30 a 50% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o teor total de compostos de ácido carboxílico
15 do produto de petróleo bruto pode ser no máximo 90%, no máximo 50%, no máximo 10%, no máximo 5% do teor dos compostos de ácido carboxílico na alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor total de compostos de ácido carboxílico de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou pelo menos 99% do teor
20 total de compostos de ácido carboxílico na alimentação de petróleo bruto.

- Em algumas formas de realização, os compostos de oxigênio orgânico selecionados podem ser reduzidos na alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, os ácidos carboxílicos e/ou sais metálicos de ácidos carboxílicos podem ser quimicamente reduzidos antes dos
25 compostos de oxigênio orgânico que não contêm carboxílico. Os ácidos carboxílicos e os compostos de oxigênio orgânico que não contêm carboxílico em um produto de petróleo bruto podem ser diferenciados através da análise do produto de petróleo bruto usando métodos espectroscópicos no geral conhecidos (por exemplo, análise de infravermelho, espectrometria de massa

e/ou cromatografia a gás).

O produto de petróleo bruto, em certas formas de realização, tem um teor de oxigênio de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 70% ou no máximo 50% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto e o TAN do produto de petróleo bruto é de no máximo 90%, no máximo 70%, no máximo 50% ou no máximo 40% do TAN da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de oxigênio de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou pelo menos 99% do teor de oxigênio da alimentação de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tem um TAN de pelo menos 1%, pelo menos 30%, pelo menos 80% ou pelo menos 99% do TAN da alimentação de petróleo bruto.

Adicionalmente, o produto de petróleo bruto pode ter um teor de ácidos carboxílicos e/ou sais metálicos de ácidos carboxílicos de no máximo 90%, no máximo 70%, no máximo 50% ou no máximo 40% da alimentação de petróleo bruto e um teor de compostos de oxigênio orgânico que não contém carboxílico dentro de 70 a 130%, 80 a 120% ou de 90 a 110% dos compostos de oxigênio orgânico que não contém carboxílico da alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto inclui, nas suas estruturas moleculares, de 0,05 a 0,15 grama ou de 0,09 a 0,13 grama de hidrogênio por grama de produto de petróleo bruto. O produto de petróleo bruto podem incluir, na sua estrutura molecular, de 0,8 a 0,9 grama ou de 0,82 a 0,88 grama de carbono por grama de produto de petróleo bruto. Uma relação de hidrogênio atômico para carbono atômico (H/C) do produto de petróleo bruto pode estar dentro de 70 a 130%, 80 a 120% ou de 90 a 110% da relação de H/C atômicos da alimentação de petróleo bruto. Uma relação de H/C atômicos do produto de petróleo bruto dentro de 10 a 30% da relação de H/C atômicos da alimentação de petróleo bruto indica que a

absorção e/ou consumo de hidrogênio no processo são relativamente pequenos e/ou que hidrogênio é produzido *in situ*.

O produto de petróleo bruto inclui componentes com uma faixa de pontos de ebulição. Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto inclui, por grama do produto de petróleo bruto: pelo menos 0,001 grama ou de 0,001 a 0,5 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição de no máximo 100°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama ou de 0,001 a 0,5 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 100°C e 200°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama ou de 0,001 a 0,5 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 200°C e 300°C a 0,101 MPa; pelo menos 0,001 grama ou de 0,001 a 0,5 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 300°C e 400°C a 0,101 MPa; e pelo menos 0,001 grama ou de 0,001 a 0,5 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 400°C e 538°C a 0,101 MPa.

Em algumas formas de realização o produto de petróleo bruto inclui, por grama de produto de petróleo bruto, pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição de no máximo 100°C a 0,101 MPa e/ou pelo menos 0,001 grama de hidrocarbonetos com uma distribuição de faixa de ebulição entre 100°C e 200°C a 0,101 MPa.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto pode ter pelo menos 0,001 grama ou pelo menos 0,01 grama de nafta por grama de produto de petróleo bruto. Em outras formas de realização, o produto de petróleo bruto pode ter um teor de nafta de no máximo 0,6 grama ou no máximo 0,8 grama de nafta por grama de produto de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de destilado de 70 a 130%, 80 a 120% ou 90 a 110% do teor de destilado da alimentação de petróleo bruto. O teor de destilado do produto de petróleo bruto pode estar, por grama de produto de petróleo bruto, em uma

faixa de 0,00001 a 0,5 grama, 0,001 a 0,3 grama ou 0,002 a 0,2 grama.

Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de VGO de 70 a 130%, 80 a 120% ou de 90 a 110% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o

5 produto de petróleo bruto tem, por grama de produto de petróleo bruto, um teor de VGO em uma faixa de 0,00001 a 0,8 grama, de 0,001 a 0,5 grama, 0,002 a 0,4 grama ou de 0,001 a 0,3 grama.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de resíduo 70 a 130%, 80 a 120% ou 90 a 110% do teor de

10 resíduo da alimentação de petróleo bruto. O produto de petróleo bruto pode ter, por grama de produto de petróleo bruto, um teor de resíduo em uma faixa de 0,00001 a 0,8 grama, 0,0001 a 0,5 grama, 0,0005 a 0,4 grama, de 0,001 a 0,3 grama, de 0,005 a 0,2 grama ou de 0,01 a 0,1 grama.

Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto

15 tem um teor de MCR de 70 a 130%, 80 a 120% ou 90 a 110% do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto, enquanto o produto de petróleo bruto tem um teor de asfaltenos C_5 de no máximo 90%, no máximo 80% ou no máximo 50% do teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, o teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo

20 bruto é pelo menos 10%, pelo menos 60% ou pelo menos 70% do teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto enquanto o teor de MCR do produto de petróleo bruto está dentro de 10 a 30% do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, diminuir o

25 um teor relativamente estável de MCR pode aumentar a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total.

Em algumas formas de realização, o teor de asfaltenos C_5 e o teor de MCR pode ser combinado para produzir uma relação matemática entre os componentes de alta viscosidade no produto de petróleo bruto em relação

aos componentes de alta viscosidade na alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, uma soma de um teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto e um teor de MCR da alimentação de petróleo bruto pode ser representada por S. Uma soma de um teor de asfaltenos C_5 do produto de petróleo bruto e um teor de MCR do produto de petróleo bruto pode ser representado por S'. As somas podem ser comparadas (S' para S) para avaliar a redução líquida nos componentes de alta viscosidade na alimentação de petróleo bruto. A S' do produto de petróleo bruto pode estar em uma faixa de 1 a 99%, 10 a 90% ou 20 a 80% de S. Em algumas formas de realização, uma relação de teor de MCR do produto de petróleo bruto para o teor de asfaltenos C_5 está em uma faixa de 1,0 a 3,0, 1,2 a 2,0 ou 1,3 a 1,9.

Em certas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de MCR que é de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 50% ou no máximo 10% do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto tem um teor de MCR em uma faixa de 1 a 80%, 10 a 70%, 20 a 60% ou 30 a 50% do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto. O produto de petróleo bruto tem, em algumas formas de realização, de 0,0001 a 0,1 grama, de 0,005 a 0,08 grama ou 0,01 a 0,05 grama de MCR por grama de produto de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, o produto de petróleo bruto inclui de mais do que 0 grama, mas menos do que 0,01 grama, 0,000001 a 0,001 grama ou 0,00001 a 0,0001 grama de catalisador total por grama de produto de petróleo bruto. O catalisador pode ajudar na estabilização do produto de petróleo bruto durante o transporte e/ou tratamento. O catalisador pode inibir a corrosão, inibir o atrito e/ou aumentar as capacidades de separação de água do produto de petróleo bruto. Os métodos aqui descritos podem ser configurados para adicionar um ou mais catalisadores aqui descritos ao produto de petróleo bruto durante o tratamento.

O produto de petróleo bruto produzido a partir do sistema de

contato 100 tem propriedades diferente do que as propriedades da alimentação de petróleo bruto. Tais propriedades podem incluir, mas não são limitadas a:

- a) TAN reduzido; b) viscosidade reduzida; c) teor total de Ni/V/Fe reduzido;
- d) teores de enxofre, oxigênio, nitrogênio ou combinações destes reduzidos,
- 5 e) teor de resíduo reduzido; f) teor de asfaltenos C_5 reduzido; g) teor de MCR reduzido; h) gravidade API aumentada; i) um teor reduzido de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos; ou j) combinações destes. Em algumas formas de realização, uma ou mais propriedades do produto de petróleo bruto, em relação à alimentação de petróleo bruto, podem ser seletivamente
- 10 mudadas enquanto outras propriedades não são muito mudadas ou não mudam substancialmente. Por exemplo, pode ser desejável reduzir seletivamente apenas o TAN em uma alimentação de petróleo bruto sem também mudar significativamente a quantidade de outros componentes (por exemplo, enxofre, resíduo, Ni/V/Fe ou VGO). Desta maneira, a absorção de
- 15 hidrogênio durante o contato pode ser “concentrada” na redução de TAN e não na redução de outros componentes. Assim, o TAN da alimentação de petróleo bruto pode ser reduzido, enquanto se usa menos hidrogênio, visto que menos de tal hidrogênio também está sendo usado para reduzir outros componentes na alimentação de petróleo bruto. Se, por exemplo, um petróleo
- 20 bruto desvantajoso tem um TAN alto, mas um teor de enxofre que é aceitável para atingir as especificações de tratamento e/ou transporte, então tal alimentação de petróleo bruto pode ser mais eficientemente tratada para reduzir o TAN sem que reduza também o enxofre.

Os catalisadores usados em um ou mais formas de realização

25 das invenções podem incluir um ou mais metais volumosos e/ou um ou mais metais em um suporte. Os metais podem estar na forma elementar ou na forma de um composto do metal. Os catalisadores aqui descritos podem ser introduzidos dentro da zona de contato como um precursor e depois tornar-se ativo como um catalisador na zona de contato (por exemplo, quando enxofre

e/ou uma alimentação de petróleo bruto contendo enxofre são contatados com o precursor). O catalisador ou a combinação de catalisadores usados como aqui descritos podem ser ou não catalisadores comerciais. Os exemplos de catalisadores comerciais que são considerados para serem usados como aqui

5 descritos incluem HDS3; HDS22; HDN60; C234; C311; C344; C411; C424; C344; C444; C447; C454; C448; C524; C534; DN110; DN120; DN130; DN140; DN190; DN200; DN800; DN2118; DN2318; DN3100; DN3110; DN3300; DN3310; RC400; RC410; RN412; RN400; RN420; RN440; RN450; RN650; RN5210; RN5610; RN5650; RM430; RM5030; Z603; Z623;

10 Z673; Z703; Z713; Z723; Z753; e Z763, que são disponíveis da CRI International, Inc. (Houston, Texas, U.S.A.).

Em algumas formas de realização, os catalisadores usados para mudar as propriedades da alimentação de petróleo bruto incluem um ou mais metais das Colunas de 5 a 10 em um suporte. O(s) metal(is) das Colunas de 5

15 a 10 incluem, mas não são limitados a vanádio, cromo, molibdênio, tungstênio, manganês, tecnécio, rênio, ferro, cobalto, níquel, rutênio, paládio, ródio, ósmio, irídio, platina ou misturas destes. O catalisador pode ter, por grama de catalisador, um teor de metal(is) das Colunas de 5 a 10 total de pelo menos 0,0001 grama, pelo menos 0,001 grama, pelo menos 0,01 grama ou em

20 uma faixa de 0,0001 a 0,6 grama, de 0,005 a 0,3 grama, de 0,001 a 0,1 grama ou de 0,01 a 0,08 grama. Em algumas formas de realização, o catalisador inclui elemento(s) da Coluna 15 além dos metal(is) das Colunas de 5 a 10. Os exemplos de elementos da Coluna 15 incluem fósforo. O catalisador pode ter um teor de elemento da Coluna 15 total, por grama de catalisador, na faixa de

25 0,000001 a 0,1 grama, 0,00001 a 0,06 grama, 0,00005 a 0,03 grama ou 0,0001 a 0,001 grama.

Em certas formas de realização, um catalisador inclui metal(is) da Coluna 6. O catalisador pode ter, por grama de catalisador, um teor de metal(is) da Coluna 6 total de pelo menos 0,0001 grama, pelo menos 0,01

grama, pelo menos 0,02 grama e/ou em uma faixa de 0,0001 a 0,6 grama, 0,001 a 0,3 grama, de 0,005 a 0,1 grama ou de 0,01 a 0,08 grama. Em algumas formas de realização, o catalisador inclui de 0,0001 a 0,06 grama de metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador. Em algumas formas de
 5 realização, o catalisador inclui elemento(s) da Coluna 15 além do(s) metal(is) da Coluna 6.

Em algumas formas de realização, o catalisador inclui uma combinação de metal(is) da Coluna 6 com um ou mais metais da Coluna 5 e/ou Colunas 7 a 10. Uma relação molar do metal da Coluna 6 para metal da
 10 Coluna 5 pode estar em uma faixa de 0,1 a 20, 1 a 10 ou 2 a 5. Uma relação molar de metal da Coluna 6 para metal das Colunas de 7 a 10 podem estar em uma faixa de 0,1 a 20, 1 a 10 ou 2 a 5. Em algumas formas de realização, o catalisador inclui elemento(s) da Coluna 15 além da combinação de metal(is) da Coluna 6 com um ou mais metais das Colunas 5 e/ou 7 a 10. Em outras
 15 formas de realização, o catalisador inclui metal(is) da Coluna 6 e metal(is) da Coluna 10. Uma relação molar do metal total da Coluna 10 para o metal total da Coluna 6 no catalisador pode estar em uma faixa de 1 a 10 ou de 2 a 5. Em certas formas de realização, o catalisador inclui metal(is) da Coluna 5 e metal(is) da Coluna 10. Uma relação molar do metal total da Coluna 10 para o
 20 metal total da Coluna 5 no catalisador pode estar em uma faixa de 1 a 10 ou de 2 a 5.

Em algumas formas de realização, os metal(is) das Colunas de 5 a 10 são incorporados ou depositados em um suporte para formar o catalisador. Em certas formas de realização, o(s) metal(is) das Colunas de 5 a
 25 10 em combinação com o(s) elemento(s) Coluna 15 são incorporados ou depositados no suporte para formar o catalisador. Em formas de realização em que o(s) metal(is) e/ou elemento(s) são sustentados, o peso do catalisador inclui todo o suporte, todo(s) o(s) metal(is) e todo(s) o(s) elemento(s). O suporte pode ser poroso e pode incluir óxidos refratários, materiais com base

em carbono poroso, zeólitos ou combinações destes. Os óxidos refratários podem incluir, mas não são limitadas, alumina, sílica, sílica-alumina, óxido de titânio, óxido de zircônio, óxido de magnésio ou misturas destes. Os suportes podem ser obtidos a partir de um fabricante comercial tal como a Criterion Catalysts and Technologies LP (Houston, Texas, U.S.A.). Os materiais com base em carbono poroso incluem, mas não são limitados a carbono ativado e/ou grafita porosa. Os exemplos de zeólitos incluem zeólitos Y, zeólitos beta, zeólitos de mordenita, zeólitos de ZSM-5 e zeólitos de ferrierita. Os zeólitos podem ser obtidos a partir de um fabricante comercial tal como Zeolyst (Valley Forge, Pensilvânia, U.S.A.).

O suporte, em algumas formas de realização, é preparado tal que o suporte tem um diâmetro de poro médio de pelo menos 150 Å, pelo menos 170 Å ou pelo menos 180 Å. Em certas formas de realização, um suporte é preparado formando-se uma pasta aquosa do material de suporte. Em algumas formas de realização, um ácido é adicionado à pasta para ajudar na extrusão da pasta. A água e o ácido diluído são adicionados em quantidades tais e por métodos tais como requeridos para dar à pasta extrudável uma consistência desejada. Os exemplos de ácidos incluem, mas não são limitados ao ácido nítrico, ácido acético, ácido sulfúrico e ácido clorídrico.

A pasta pode ser extrudada e cortada usando métodos de extrusão de catalisador e métodos de corte de catalisador no geral conhecidos para formar extrudados. Os extrudados podem ser tratados por calor em uma temperatura em uma faixa de 5 a 260°C ou de 85 a 235°C por um período de tempo (por exemplo, durante 0,5 a 8 horas) e/ou até que o teor de umidade do extrudado tenha atingido um nível desejado. O extrudado tratado por calor pode ser ainda tratado por calor a uma temperatura em uma faixa de 800 a 1200°C ou 900 a 1100°C para formar o suporte tendo um diâmetro de poro médio de pelo menos 150 Å.

Em certas formas de realização, o suporte inclui alumina gama, alumina teta, alumina delta, alumina alfa ou combinações destes. A quantidade de alumina gama, alumina delta, alumina alfa ou combinações destas, por grama de suporte de catalisador, pode estar em uma faixa de

5 0,0001 a 0,99 grama, 0,001 a 0,5 grama, 0,01 a 0,1 grama ou no máximo 0,1 grama como determinado pela difração de raio x. Em algumas formas de realização, o suporte tem, sozinho ou em combinação com outras formas de alumina, um teor de alumina teta, por grama de suporte, em uma faixa de 0,1 a 0,99 grama, 0,5 a 0,9 grama ou 0,6 a 0,8 grama, como determinado pela

10 difração de raio x. Em algumas formas de realização, o suporte pode ter pelo menos 0,1 grama, pelo menos 0,3 grama, pelo menos 0,5 grama ou pelo menos 0,8 grama de alumina teta, como determinado pela difração de raio x.

Os catalisadores sustentados podem ser preparados usando técnicas de preparação de catalisador no geral conhecidas. Os exemplos de

15 preparações de catalisador são descritos nas Patentes U.S. 6.218.333 concedida a Gabrielov *et al.*, 6.290.841 concedida a Gabrielov *et al.*, e 5.744.025 concedida a Boon *et al.* e Publicação do Pedido de Patente U.S. 20030111391 concedida a Bhan.

Em algumas formas de realização, o suporte pode ser

20 impregnado com metal para formar um catalisador. Em certas formas de realização, o suporte é tratado por calor em temperaturas em uma faixa de 400 a 1200°C, 450 a 1000°C ou 600 a 900°C antes da impregnação com um metal. Em algumas formas de realização, auxiliares de impregnação podem ser usados durante a preparação do catalisador. Os exemplos de auxiliares de

25 impregnação incluem um componente de ácido cítrico, ácido etilenodiaminotetraacético (EDTA), amônia ou misturas destes.

Em certas formas de realização, um catalisador pode ser formado adicionando-se ou incorporando-se os metal(is) das Colunas de 5 a 10 às misturas formadas tratadas por calor de suporte (“sobreposição”). A

sobreposição de um metal no topo do suporte formado tratados por calor tendo uma concentração substancialmente ou relativamente uniforme de metal freqüentemente fornece propriedades catalíticas benéficas do catalisador. O tratamento por calor de um suporte formado depois de cada sobreposição de metal tende a melhorar a atividade catalítica do catalisador. Os métodos para preparar um catalisador usando métodos de sobreposição são descritos na Publicação do Pedido de Patente U.S. 20030111391 concedido a Bhan.

O(s) metal(is) das Colunas de 5 a 10 e o suporte podem ser misturados com equipamento de mistura adequados para formar uma mistura de metal(is) das Colunas de 5 a 10 /suporte. A mistura de metal(is) das Colunas de 5 a 10/suporte pode ser misturada usando equipamento de mistura adequados. Os exemplos de equipamento de mistura adequados incluem básculas, invólucros estacionários ou masseiras, misturadores Muller (por exemplo, do tipo de batelada ou do tipo contínuo), misturadores de impacto e qualquer outro misturador no geral conhecido ou no dispositivo geral conhecido, que fornecerá adequadamente a mistura de metal(is) das Colunas de 5 a 10 /suporte. Em certas formas de realização, os materiais são misturados até que o(s) metal(is) das Colunas de 5 a 10 sejam substancial e homogeneamente dispersadas no suporte.

Em algumas formas de realização, o catalisador é tratado por calor nas temperaturas de 150 a 750°C, de 200 a 740°C ou de 400 a 730°C depois de combinar o suporte com o metal.

Em algumas formas de realização, o catalisador pode ser tratado por calor na presença de ar quente e/ou ar rico em oxigênio a uma temperatura em uma faixa entre 400°C e 1000°C para remover matérias voláteis tal que pelo menos uma porção dos metais das Colunas de 5 a 10 sejam convertidas ao óxido metálico correspondente.

Em outras formas de realização, entretanto, o catalisador pode ser tratado por calor na presença de ar nas temperaturas em uma faixa de 35 a

500°C (por exemplo, abaixo de 300°C, abaixo de 400°C ou abaixo de 500°C) por um período de tempo em uma faixa de 1 a 3 horas para remover uma maioria dos componentes voláteis sem converter os metais das Colunas de 5 a 10 ao óxido metálico. Os catalisadores preparados por um tal método são no
5 geral aludidos como catalisadores “não calcinados”. Quando os catalisadores são preparados desta maneira em combinação com um método de sulfetação, os metais ativos podem ser substancialmente dispersos no suporte. As preparações de tais catalisadores são descritas na Patentes U.S. 6.218.333 concedida a Gabrielov *et al.* e 6.290.841 concedida a Gabrielov *et al.*

10 Em certas formas de realização, um suporte de alumina teta pode ser combinado com metais das Colunas de 5 a 10 para formar uma mistura de suporte de alumina teta/metais das Colunas de 5 a 10. A mistura de suporte de alumina teta/metais das Colunas de 5 a 10 pode ser tratada por calor a uma temperatura de pelo menos 400°C para formar o catalisador tendo
15 uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å. Tipicamente, tal tratamento térmico é conduzido em temperaturas de no máximo 1200°C.

Em algumas formas de realização, o suporte (um suporte comercial ou um suporte preparado como aqui descrito) pode ser combinado
20 com um catalisador sustentado e/ou um catalisador de metal volumoso. Em algumas formas de realização, o catalisador sustentado podem incluir o(s) metal(is) da Coluna 15. Por exemplo, o catalisador sustentado e/ou o catalisador de metal volumoso pode ser triturado em um pó com um tamanho de partícula médio de 1 a 50 microns, 2 a 45 microns ou 5 a 40 microns. O pó
25 pode ser combinado com suporte para formar um catalisador de metal embutido. Em algumas formas de realização, o pó pode ser combinado com o suporte e depois extrudado usando técnicas padrão para formar um catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 80 a 200 Å ou 90 a 180 Å ou 120 a 130 Å.

Combinar o catalisador com o suporte permite que, em algumas formas de realização, pelo menos uma porção do metal resida sob a superfície do catalisador de metal embutido (por exemplo, embutido no suporte), levando a menos metal na superfície do que de outro modo ocorreria no catalisador de metal não embutido. Em algumas formas de realização, tendo menos metal na superfície do catalisador estende a vida e/ou atividade catalítica do catalisador permitindo-se que pelo menos uma porção do metal mova-se para a superfície do catalisador durante o uso. Os metais podem mover-se para a superfície do catalisador através da erosão da superfície do catalisador durante o contato do catalisador com uma alimentação de petróleo bruto.

A intercalação e/ou mistura dos componentes dos catalisadores muda, em algumas formas de realização, a ordem estruturada do metal da Coluna 6 na estrutura cristalina do óxido da Coluna 6 para uma ordem substancialmente aleatória do metal da Coluna 6 na estrutura cristalina do catalisador embutido. A ordem do metal da Coluna 6 pode ser determinada usando métodos de difração de raio x no pó. A ordem de metal elementar no catalisador em relação à ordem de metal elementar no óxido metálico pode ser determinada comparando-se a ordem do pico do metal da Coluna 6 em um espectro de difração de raio x do óxido da Coluna 6 com a ordem do pico do metal da Coluna 6 em um espectro de difração de raio x do catalisador. A partir da ampliação e/ou ausência de padrões associados com o metal da Coluna 6 em um espectro de difração de raio x, é possível estimar que o(s) metal(is) da Coluna 6 é/são substancial e aleatoriamente ordenados na estrutura cristalina.

Por exemplo, o trióxido de molibdênio e o suporte de alumina tendo um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å pode ser combinado para formar uma mistura de alumina/trióxido de molibdênio. O trióxido de molibdênio tem um padrão definido (por exemplo, picos D_{001} , D_{002} e/ou D_{003}

definidos). A mistura de alumina/trióxido da Coluna 6 pode ser tratada por calor a uma temperatura de pelo menos 538°C (1000°F) para produzir um catalisador que não exibe um padrão para o dióxido de molibdênio em um espectro de difração de um raio x (por exemplo, uma ausência do pico D_{001}).

5 Em algumas formas de realização, os catalisadores podem ser caracterizados pela estrutura de poro. Vários parâmetros da estrutura de poro incluem, mas não são limitados ao diâmetro de poro, volume de poro, áreas de superfície ou combinações destes. O catalisador pode ter uma distribuição da quantidade total de tamanhos de poro versus diâmetros de poro. O diâmetro
10 de poro médio da distribuição de tamanho de poro pode estar em uma faixa de 30 a 1000 Å, 50 a 500 Å ou 60 a 300 Å. Em algumas formas de realização, catalisadores que incluem pelo menos 0,5 grama de alumina gama por grama de catalisador têm uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 60 a 200 Å; 90 a 180 Å, 100 a 140 Å ou 120 a
15 130 Å. Em outras formas de realização, os catalisadores que incluem pelo menos 0,1 grama de alumina teta por grama de catalisador têm uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 180 a 500 Å, 200 a 300 Å ou 230 a 250 Å. Em algumas formas de realização, o diâmetro de poro médio da distribuição de tamanho de poro é de
20 pelo menos 120 Å, pelo menos 150 Å, pelo menos 180 Å, pelo menos 200 Å, pelo menos 220 Å, pelo menos 230 Å ou pelo menos 300 Å. Tais diâmetros de poro médios são tipicamente no máximo de 1000 Å.

O catalisador pode ter uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 60 Å ou pelo menos 90 Å.
25 Em algumas formas de realização, o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 a 180 Å, 100 a 140 Å ou 120 a 130 Å, com pelo menos 60% de um número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å, 35 Å ou 25 Å do diâmetro de poro médio. Em certas formas de

realização, o catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 70 a 180 Å, com pelo menos 60% de um número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å, 35 Å ou 25 Å do diâmetro de poro médio.

5 Em formas de realização em que o diâmetro de poro médio da distribuição de tamanho de poro é de pelo menos 180 Å, pelo menos 200 Å ou pelo menos 230 Å, maior do que 60% de um número total de poros na distribuição de tamanho de poro tem um diâmetro de poro dentro de 50 Å, 70 Å ou 90 Å do diâmetro de poro médio. Em algumas formas de realização, o
10 catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 180 a 500 Å, 200 a 400 Å ou 230 a 300 Å, com pelo menos 60% de um número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 50 Å, 70 Å ou 90 Å do diâmetro de poro médio.

15 Em algumas formas de realização, o volume de poro dos poros pode ser pelo menos 0,3 cm³/g, pelo menos 0,7 cm³/g ou pelo menos 0,9 cm³/g. Em certas formas de realização, o volume de poro dos poros pode variar de 0,3 a 0,99 cm³/g, 0,4 a 0,8 cm³/g ou 0,5 a 0,7 cm³/g.

 O catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro com
20 um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 a 180 Å pode ter, em algumas formas de realização, uma área de superfície de pelo menos 100 m²/g, pelo menos 120 m²/g, pelo menos 170 m²/g, pelo menos 220 ou pelo menos 270 m²/g. Tal área de superfície pode estar em uma faixa de 100 a 300 m²/g, 120 a 270 m²/g, 130 a 250 m²/g ou 170 a 220 m²/g.

25 Em certas formas de realização, o catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 180 a 300 Å pode ter uma área de superfície de pelo menos 60 m²/g, pelo menos 90 m²/g, pelo menos 100 m²/g, pelo menos 120 m²/g ou pelo menos 270 m²/g. Tal área de superfície pode estar em uma faixa de 60 a 300

m^2/g , 90 a $280 \text{ m}^2/\text{g}$, 100 a $270 \text{ m}^2/\text{g}$ ou 120 a $250 \text{ m}^2/\text{g}$.

Em certas formas de realização, o catalisador existe em formas formadas, por exemplo, pelotas, cilindros e/ou extrudados. O catalisador tipicamente tem uma resistência ao esmagamento em placa plana em uma
5 faixa de 50 a 500 N/cm, 60 a 400 N/cm, 100 a 350 N/cm, 200 a 300 N/cm ou 220 a 280 N/cm.

Em algumas formas de realização, o catalisador e/ou o precursor de catalisador é sulfetado para formar sulfetos metálicos (antes do uso) usando técnicas conhecidas no ramo (por exemplo, o processo
10 ACTICAT®, CRI International, Inc.). Em algumas formas de realização, o catalisador pode ser secado depois sulfetado. Alternativamente, o catalisador pode ser sulfetado *in situ* pelo contato do catalisador com uma alimentação de petróleo bruto que inclua compostos que contenham enxofre. A sulfuração *in situ* pode utilizar sulfito de hidrogênio gasoso na presença de hidrogênio ou
15 agentes de sulfuração de fase líquida tais como compostos de organoenxofre (incluindo sulfetos de alquila, polissulfetos, tióis e sulfóxidos). Os processos de sulfuração *ex situ* são descritos nas Patentes U.S. 5.468.372 concedida a Seamans *et al.* e 5.688.736 concedida a Seamans *et al.*

Em certas formas de realização, um primeiro tipo de
20 catalisador (“primeiro catalisador”) inclui o(s) metal(is) das Colunas 5 a 10 em combinação com um suporte e tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 150 a 250 Å. O primeiro catalisador pode ter uma área de superfície de pelo menos $100 \text{ m}^2/\text{g}$. O volume de poro do primeiro catalisador pode ser de pelo menos $0,5 \text{ cm}^3/\text{g}$. O
25 primeiro catalisador pode ter um teor de alumina gama de pelo menos 0,5 grama de alumina gama e tipicamente no máximo 0,9999 grama de alumina gama, por grama de primeiro catalisador. O primeiro catalisador tem, em algumas formas de realização, um teor total de metal(is) da Coluna 6, por grama de catalisador, em uma faixa de 0,0001 a 0,1 grama. O primeiro

catalisador é capaz de remover uma porção do Ni/V/Fe de uma alimentação de petróleo bruto, removendo uma porção dos componentes que contribuem para o TAN de uma alimentação de petróleo bruto, removendo pelo menos uma porção dos asfaltenos C_5 de uma alimentação de petróleo bruto, 5 removendo pelo menos uma porção dos metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos na alimentação de petróleo bruto ou combinações destes. Outras propriedades (por exemplo, teor de enxofre, o teor de VGO, gravidade API, teor de resíduo ou combinações destes) podem exibir mudanças relativamente pequenas quando a alimentação de petróleo bruto é contatada com o primeiro 10 catalisador. Ser capaz de mudar seletivamente as propriedades de uma alimentação de petróleo bruto enquanto apenas muda outras propriedades em quantidades relativamente pequenas pode permitir que a alimentação de petróleo bruto seja mais eficientemente tratada. Em algumas formas de realização, um ou mais primeiros catalisadores podem ser usados em qualquer 15 ordem.

Em certas formas de realização, o segundo tipo de catalisador (“segundo catalisador”) inclui os metal(is) das Colunas de 5 a 10 em combinação com um suporte e tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 90 Å a 180 Å. Pelo menos 60% 20 do número total de poros na distribuição de tamanho de poro do segundo catalisador tem um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio. O contato da alimentação de petróleo bruto com o segundo catalisador sob condições de contato adequadas pode produzir um produto de petróleo bruto que tenha propriedades selecionadas (por exemplo, TAN) 25 significativamente mudadas em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto enquanto outras propriedades são apenas mudadas em uma quantidade pequena. Uma fonte de hidrogênio, em algumas formas de realização, pode estar presente durante o contato.

O segundo catalisador pode reduzir pelo menos uma porção

dos componentes que contribuem para o TAN da alimentação de petróleo bruto, pelo menos uma porção dos componentes que contribuem para viscosidades relativamente altas e reduzir pelo menos uma porção do teor de Ni/V/Fe do produto de petróleo bruto. Adicionalmente, o contato de

5 alimentações de petróleo bruto com o segundo catalisador pode produzir um produto de petróleo bruto com uma mudança relativamente pequena no teor de enxofre em relação ao teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, o produto de petróleo bruto pode ter um teor de enxofre de 70% a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto. O produto de

10 petróleo bruto também pode exibir mudanças relativamente pequenas no teor de destilado, no teor de VGO e no teor de resíduo em relação à alimentação de petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, a alimentação de petróleo bruto pode ter um teor relativamente baixo de Ni/V/Fe (por exemplo, no

15 máximo 50 wtppm), mas um TAN, teor de asfaltenos ou teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos relativamente altos. Um TAN relativamente alto (por exemplo, TAN de pelo menos 0,3) pode tornar a alimentação de petróleo bruto inaceitável para transporte e/ou refino. Um petróleo bruto desvantajoso com um teor relativamente alto de asfaltenos C_5

20 pode exibir menos estabilidade durante o processamento em relação a outros petróleos brutos com teor relativamente baixo de asfaltenos C_5 . O contato da alimentação de petróleo bruto com os catalisadores secundários, pode remover componentes ácidos e/ou asfaltenos C_5 contribuindo com o TAN da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, a redução

25 de asfaltenos C_5 e/ou componentes que contribuem para o TAN pode reduzir a viscosidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total em relação à viscosidade da alimentação de petróleo bruto. Em certas formas de realização, uma ou mais combinações de catalisadores secundários podem realçar a estabilidade da mistura do produto total/produto de petróleo bruto,

aumentar a vida do catalisador, permitir a absorção líquida de hidrogênio mínima pela alimentação de petróleo bruto ou combinações destes, quando usados para tratar alimentação de petróleo bruto como aqui descrito.

Em algumas formas de realização, um terceiro tipo de catalisador (“terceiro catalisador”) pode ser obtível combinando-se um suporte com metal(is) da Coluna 6 para produzir um precursor de catalisador. O precursor de catalisador pode ser aquecido na presença de um ou mais compostos que contenham enxofre a uma temperatura abaixo de 500°C (por exemplo, abaixo de 482°C) durante um período relativamente curto de tempo para formar o terceiro catalisador não calcinado. Tipicamente, o precursor de catalisador é aquecido a pelo menos 100°C durante 2 horas. Em certas formas de realização, o terceiro catalisador pode ter, por grama de catalisador, um teor de elemento da Coluna 15 em uma faixa de 0,001 a 0,03 grama, 0,005 a 0,02 grama ou 0,008 a 0,01 grama. O terceiro catalisador pode exibir atividade e estabilidade significantes quando usados para tratar a alimentação de petróleo bruto como aqui descrito. Em algumas formas de realização, o precursor de catalisador é aquecido nas temperaturas abaixo de 500°C na presença de um ou mais compostos de enxofre.

O terceiro catalisador pode reduzir pelo menos uma porção dos componentes que contribuem para o TAN da alimentação de petróleo bruto, reduzir pelo menos uma porção dos metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, reduzir um teor de Ni/V/Fe do produto de petróleo bruto e reduzir a viscosidade do produto de petróleo bruto. Adicionalmente, o contato de alimentações de petróleo bruto com o terceiro catalisador pode produzir um produto de petróleo bruto com uma mudança relativamente pequena no teor de enxofre em relação ao teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto e com absorção relativamente mínima de hidrogênio líquida pela alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, um produto de petróleo bruto pode ter um teor de enxofre de 70% a 130% do teor de enxofre da alimentação de petróleo

bruto. O produto de petróleo bruto produzido usando o terceiro catalisador também podem exibir mudanças relativamente pequenas na gravidade API, no teor de destilado, no teor de VGO e no teor de resíduo em relação à alimentação de petróleo bruto. A capacidade para reduzir o TAN, os metais nos sais metálicos de sais orgânicos, o teor de Ni/V/Fe e a viscosidade do produto de petróleo bruto enquanto também muda apenas em uma pequena quantidade a gravidade API, o teor de destilado, o teor de VGO e o teor de resíduos em relação à alimentação de petróleo bruto, pode permitir que o produto de petróleo bruto seja usado por uma variedade de instalações de tratamento.

O terceiro catalisador, em algumas formas de realização, pode reduzir pelo menos uma porção do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto, enquanto mantém a estabilidade da alimentação de petróleo bruto/produto total. Em certas formas de realização, o terceiro catalisador pode ter um teor de metal(is) da Coluna 6 em uma faixa de 0,0001 a 0,1 grama, 0,005 a 0,05 grama ou 0,001 a 0,01 grama e um teor de metal(is) Coluna 10 em uma faixa de 0,0001 a 0,05 grama, de 0,005 a 0,03 grama ou de 0,001 a 0,01 grama por grama de catalisador. Um catalisador de metal(is) das Colunas 6 e 10 pode facilitar a redução de pelo menos uma porção dos componentes que contribuem para o MCR na alimentação de petróleo bruto nas temperaturas em uma faixa de 300 a 500°C ou 350 a 450°C e pressões em uma faixa de 0,1 a 10 MPa, 1 a 8 MPa ou 2 a 5 MPa.

Em certas formas de realização, um quarto tipo de catalisador (“quarto catalisador”) inclui metal(is) da Coluna 5 em combinação com um suporte de alumina teta. O quarto catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å. Em algumas formas de realização, o diâmetro de poro médio do quarto catalisador pode ser de pelo menos 220 Å, pelo menos 230 Å, pelo menos 250 Å ou pelo menos 300 Å. O suporte pode incluir pelo menos 0,1 grama, pelo menos 0,5

grama, pelo menos 0,8 grama ou pelo menos 0,9 grama de alumina teta por grama de suporte. O quarto catalisador pode incluir, em algumas formas de realização, no máximo 0,1 grama de metal(is) da Coluna 5 por grama de catalisador e pelo menos 0,0001 grama de metal(is) da Coluna 5 por grama de catalisador. Em certas formas de realização, o metal da Coluna 5 é vanádio.

Em algumas formas de realização, a alimentação de petróleo bruto pode ser contatada com um catalisador adicional subsequente ao contato com o quarto catalisador. O catalisador adicional pode ser um ou mais dos seguintes: o primeiro catalisador, o segundo catalisador, o terceiro catalisador, o quinto catalisador, o sexto catalisador, o sétimo catalisador, catalisadores comerciais aqui descritos ou combinações destes.

Em algumas formas de realização, hidrogênio pode ser gerado durante o contato da alimentação de petróleo bruto com o quarto catalisador a uma temperatura em uma faixa de 300 a 400°C, 320 a 380°C ou 330 a 370°C. O produto de petróleo bruto produzido a partir de tal contato pode ter um TAN de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 50% ou no máximo 10% do TAN da alimentação de petróleo bruto. A geração de hidrogênio pode estar em uma faixa de 1 a 50 Nm³/m³, 10 a 40 Nm³/m³ ou 15 a 25 Nm³/m³. O produto de petróleo bruto pode ter um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 70%, no máximo 50%, no máximo 10% ou pelo menos 1% do teor total de Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto.

Em certas formas de realização, um quinto tipo de catalisador (“quinto catalisador”) inclui metal(is) da Coluna 6 em combinação com um suporte de alumina teta. O quinto catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å, pelo menos 220 Å, pelo menos 230 Å, pelo menos 250 Å, pelo menos 300 Å ou no máximo 500 Å. O suporte pode incluir pelo menos 0,1 grama, pelo menos 0,5 grama ou no máximo 0,999 grama de alumina teta por grama de suporte. Em algumas formas de realização, o suporte tem um teor de alumina alfa abaixo

de 0,1 grama de alumina alfa por grama de catalisador. O catalisador inclui, em algumas formas de realização, no máximo 0,1 grama de metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador e pelo menos 0,0001 grama de metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador. Em algumas formas de realização, o(s)
 5 metal(is) da Coluna 6 são molibdênio e/ou tungstênio.

Em certas formas de realização, a absorção líquida de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto pode ser relativamente baixa (por exemplo, de 0,01 a 100 Nm³/m³, 180 Nm³/m³, 5 a 50 Nm³/m³ ou 10 a 30 Nm³/m³) quando a alimentação de petróleo bruto é contatada com o quinto
 10 catalisador a uma temperatura em uma faixa de 310 a 400°C, de 320 a 370°C ou de 330 a 360°C. A absorção líquida de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto, em algumas formas de realização, pode estar em uma faixa de 1 a 20 Nm³/m³, 2 a 15 Nm³/m³ ou 3 a 10 Nm³/m³. O produto de petróleo bruto produzido a partir do contato da alimentação de petróleo bruto com o quinto
 15 catalisador pode ter um TAN de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 50% ou no máximo 10% do TAN da alimentação de petróleo bruto. O TAN do produto de petróleo bruto pode estar em uma faixa de 0,01 a 0,1, 0,03 a 0,05 ou 0,02 a 0,03.

Em certas formas de realização, um sexto tipo de catalisador
 20 (“sexto catalisador”) inclui metal(is) da Coluna 5 e metal(is) da Coluna 6 em combinação com o suporte de alumina teta. O sexto catalisador tem uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å. Em algumas formas de realização, o diâmetro de poro médio de distribuição de tamanho de poro pode ser de pelo menos 220 Å, pelo menos
 25 230 Å, pelo menos 250 Å, pelo menos 300 Å ou no máximo 500 Å. O suporte podem incluir pelo menos 0,1 grama, pelo menos 0,5 grama, pelo menos 0,8 grama, pelo menos 0,9 grama ou no máximo 0,99 grama de alumina teta por grama de suporte. O catalisador podem incluir, em algumas formas de realização, um total

de metal(is) da Coluna 5 e metal(is) da Coluna 6 de no máximo 0,1 grama por grama de catalisador e pelo menos 0,0001 grama de metal(is) da Coluna 5 e metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador. Em algumas formas de realização, a relação molar de metal da Coluna 6 total para metal da Coluna 5 total pode estar em uma faixa de 0,1 a 20, 1 a 10 ou 2 a 5. Em certas formas de realização, o metal da Coluna 5 é vanádio e o(s) metal(is) da Coluna 6 são molibdênio e/ou tungstênio.

Quando a alimentação de petróleo bruto é contatada com o sexto catalisador a uma temperatura em uma faixa de 310 a 400°C, de 320 a 370°C ou de 330 a 360°C, a absorção líquida de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto pode estar em uma faixa de $-10 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ a $20 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$, $-7 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ a $10 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ ou $-5 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ a $5 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$. A absorção líquida negativa de hidrogênio é uma indicação de que hidrogênio está sendo gerado *in situ*. O produto de petróleo bruto produzido a partir do contato da alimentação de petróleo bruto com o sexto catalisador pode ter um TAN de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 50%, no máximo 10% ou pelo menos 1% do TAN da alimentação de petróleo bruto. O TAN do produto de petróleo bruto pode estar em uma faixa de 0,01 a 0,1, 0,02 a 0,05 ou 0,03 a 0,04.

A absorção líquida baixa de hidrogênio durante o contato da alimentação de petróleo bruto com o quarto, quinto ou sexto catalisadores reduz a exigência global de hidrogênio durante o processamento enquanto produz um produto de petróleo bruto que é aceitável para o transporte e/ou tratamento. Visto que a produção e/ou transporte de hidrogênio é caro, minimizar o uso de hidrogênio em um processo diminui os custos de globais de processamento.

Em certas formas de realização, um sétimo tipo de catalisador ("sétimo catalisador") tem um teor total de metal(is) da Coluna 6 em uma faixa de 0,0001 a 0,06 grama de metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador. O metal da Coluna 6 é molibdênio e/ou tungstênio. O sétimo

catalisador é benéfico na produção de um produto de petróleo bruto que tem um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto.

Outras formas de realização do primeiro, segundo, terceiro, quarto, quinto, sexto e sétimo catalisadores também podem ser feitas e/ou
5 usadas como é de outro modo aqui descrito.

Selecionar o(s) catalisador(es) deste pedido e controlar as condições de operação pode permitir que um produto de petróleo bruto seja produzido que tem TAN e/ou propriedades selecionadas mudadas em relação à alimentação de petróleo bruto enquanto outras propriedades da alimentação
10 de petróleo bruto não são significativamente mudadas. O produto de petróleo bruto resultante pode ter propriedades realçadas em relação à alimentação de petróleo bruto e ser, assim, mais aceitável para transporte e/ou refino.

O arranjo de dois ou mais catalisadores em uma sequência selecionada pode controlar a sequência de melhorias na propriedade para a
15 alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, TAN, gravidade API, pelo menos uma porção dos asfaltenos C_5 , pelo menos uma porção do ferro, pelo menos uma porção do níquel e/ou pelo menos uma porção do vanádio na alimentação de petróleo bruto pode ser reduzida antes que pelo menos uma porção de heteroátomos na alimentação de petróleo bruto seja reduzida.

20 O arranjo e/ou a seleção dos catalisadores pode, em algumas formas de realização, melhorar as vidas dos catalisadores e/ou a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total.

A melhora da vida de um catalisador e/ou estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total durante o
25 processamento pode permitir que um sistema de contato opere por pelo menos 3 meses, pelo menos 6 meses ou pelo menos 1 ano sem a substituição do catalisador na zona de contato.

As combinações de catalisadores selecionados pode permitir a redução em pelo menos uma porção do Ni/V/Fe, pelo menos uma porção dos

asfaltenos C_5 , pelo menos uma porção dos metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, pelo menos uma porção dos componentes que contribuem para o TAN, pelo menos uma porção do resíduo ou combinações destes, da alimentação de petróleo bruto antes que outras propriedades da alimentação de petróleo bruto sejam mudadas, enquanto mantém a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total durante o processamento (por exemplo, manter um valor P da alimentação de petróleo bruto acima de 1,5). Alternativamente, asfaltenos C_5 , TAN e/ou gravidade API podem ser incrementalmente reduzidos pelo contato da alimentação de petróleo bruto com catalisadores selecionados. a capacidade para mudar incrementalmente e/ou seletivamente as propriedades da alimentação de petróleo bruto pode permitir que a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total seja mantida durante o processamento.

Em algumas formas de realização, o primeiro catalisador (descrito acima) pode ser posicionado a montante de uma série de catalisadores. Tal posicionamento do primeiro catalisador pode permitir a remoção de contaminantes de peso molecular alto, contaminantes metálicos e/ou metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, enquanto mantém a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total.

O primeiro catalisador permite, em algumas formas de realização, a remoção de pelo menos uma porção de Ni/V/Fe, remoção de componentes ácidos, remoção de componentes que contribuam para uma diminuição na vida de outros catalisadores no sistema ou combinações destes, a partir da alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, reduzir pelo menos uma porção de asfaltenos C_5 na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total em relação à alimentação de petróleo bruto inibe o entupimento de outros catalisadores posicionados a jusante, e assim, aumenta a duração de tempo em que o sistema de contato pode ser operado sem o reabastecimento de catalisador. A remoção de pelo menos uma porção do

Ni/V/Fe da alimentação de petróleo bruto pode, em algumas formas de realização, aumentar uma vida de um ou mais catalisadores posicionados depois do primeiro catalisador.

- O(s) segundo(S) catalisador(es) e/ou o(s) terceiro(s) catalisador(es) pode(m) ser posicionado(s) a jusante do primeiro catalisador. Outro contato da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total com o(s) segundo(s) catalisador(es) e/ou terceiro(s) catalisador(es) pode reduzir ainda mais TAN, reduzir o teor de Ni/V/Fe, reduzir o teor de enxofre, reduzir o teor de oxigênio e/ou reduzir o teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos.

- Em algumas formas de realização, o contato da alimentação de petróleo bruto com o(s) segundo(s) catalisador(es) e/ou o(s) terceiro(s) catalisador(es) pode produzir uma mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total que tenha um TAN reduzido, um teor de enxofre reduzido, um teor de oxigênio reduzido, um teor de metais reduzido nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, um teor de asfaltenos reduzido, uma viscosidade reduzida ou combinações destes, em relação às respectivas propriedades da alimentação de petróleo bruto enquanto mantém a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total durante o processamento. O segundo catalisador pode ser posicionado em série, com o segundo catalisador estando a montante do terceiro catalisador ou vice versa.

- A capacidade para liberar hidrogênio às zonas de contato especificadas tende a minimizar o uso de hidrogênio durante o contato. As combinações de catalisadores que facilitam a geração de hidrogênio durante o contato e catalisadores que absorvem uma quantidade relativamente baixa de hidrogênio durante o contato, podem ser usados para mudar propriedades selecionadas de um produto de petróleo bruto em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto. Por exemplo, o quarto catalisador pode ser usado em combinação com o(s) primeiro(s)

catalisador(es), segundo(s) catalisador(es), terceiro(s) catalisador(es), quinto(s) catalisador(es), sexto(s) catalisador(es) e/ou sétimo(s) catalisador(es) para mudar propriedades selecionadas de uma alimentação de petróleo bruto, enquanto apenas muda outras propriedades da alimentação de petróleo bruto pelas quantidades selecionadas e/ou enquanto mantém a estabilidade da alimentação de petróleo bruto/produto total. A ordem e/ou o número de catalisadores podem ser selecionados para minimizar a absorção líquida de hidrogênio enquanto mantém a estabilidade da alimentação de petróleo bruto/produto total. A absorção líquida de hidrogênio mínima permite que o teor de resíduo, o teor de VGO, o teor de destilado, a gravidade API ou combinações destes da alimentação de petróleo bruto sejam mantidos dentro de 20% das respectivas propriedades da alimentação de petróleo bruto, enquanto o TAN e/ou a viscosidade do produto de petróleo bruto é de no máximo 90% do TAN e/ou da viscosidade da alimentação de petróleo bruto.

A redução na absorção líquida de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto pode produzir um produto de petróleo bruto que tem uma distribuição de faixa de ebulição similar à distribuição de ponto de ebulição da alimentação de petróleo bruto e um TAN reduzido em relação ao TAN da alimentação de petróleo bruto. O H/C atômicos do produto de petróleo bruto também podem mudar apenas em quantidades relativamente pequenas quando comparados ao H/C atômico da alimentação de petróleo bruto.

A geração de hidrogênio nas zonas de contato específicas pode permitir a adição seletiva de hidrogênio a outras zonas de contato e/ou permitir a redução seletiva de propriedades da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o(s) quarto(s) catalisador(es) pode(m) ser posicionado(s) a montante, a jusante ou entre catalisador(es) adicional(is) aqui descrito(s). O hidrogênio pode ser gerado durante o contato da alimentação de petróleo bruto com o(s) quarto(s) catalisador(es) e o hidrogênio pode ser liberado para as zonas de contato que incluem o(s) catalisador(es)

adicional(is). A liberação do hidrogênio pode ser contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, a liberação do hidrogênio pode ser concorrente ao fluxo da alimentação de petróleo bruto.

Por exemplo, em uma configuração empilhada (ver, por exemplo, a FIG. 2B), o hidrogênio pode ser gerado durante o contato em uma zona de contato (por exemplo, zona de contato 102 na FIG. 2B) e o hidrogênio pode ser liberado a um zona de contato adicional (por exemplo, a zona de contato 114 na FIG. 2B) em uma direção que seja contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o fluxo de hidrogênio pode ser concorrente com o fluxo da alimentação de petróleo bruto. Alternativamente, em uma configuração empilhada (ver, por exemplo, a FIG. 313), hidrogênio pode ser gerado durante o contato em uma zona de contato (por exemplo, zona de contato 102 na FIG. 3B). Uma fonte de hidrogênio pode ser liberada a uma primeira zona de contato adicional em uma direção que seja contrária ao fluxo da alimentação de petróleo bruto (por exemplo, adicionar hidrogênio através do conduto 106' para a zona de contato 114 na FIG. 3 B) e a uma segunda zona de contato adicional em uma direção que seja concorrente ao fluxo da alimentação de petróleo bruto (por exemplo, adicionar hidrogênio através do conduto 106' para a zona de contato 116 na FIG. 3B).

Em algumas formas de realização, o quarto catalisador e o sexto catalisador são usados em série, com o quarto catalisador estando a montante do sexto catalisador ou vice versa. A combinação do quarto catalisador com um catalisador(es) adicional(is) pode reduzir TAN, reduzir o teor de Ni/V/Fe e/ou reduzir um teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos, com absorção líquida baixa de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto. A absorção líquida baixa de hidrogênio pode permitir que outras propriedades do produto de petróleo bruto sejam mudadas apenas em quantidades pequenas em relação às mesmas propriedades da alimentação de

petróleo bruto.

Em algumas formas de realização, dois dos sétimos catalisadores diferentes podem ser usados em combinação. O sétimo catalisador usado a montante do sétimo catalisador a jusante pode ter um teor total de metal(is) da Coluna 6, por grama de catalisador, em uma faixa de 0,0001 a 0,06 grama. O sétimo catalisador a jusante pode ter um teor total de metal(is) da Coluna 6, por grama de sétimo catalisador a jusante, que seja igual ou maior do que o teor total de metal(is) da Coluna 6 no sétimo catalisador a montante ou pelo menos 0,02 grama de metal(is) da Coluna 6 por grama de catalisador. Em algumas formas de realização, a posição do sétimo catalisador a montante e do sétimo catalisador a jusante pode ser invertida. A capacidade para usar uma quantidade relativamente pequena de metal cataliticamente ativo no sétimo catalisador a jusante pode permitir que outras propriedades do produto de petróleo bruto sejam mudadas apenas em quantidades pequenas em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto (por exemplo, uma mudança relativamente pequena no teor de heteroátomo, gravidade API, teor de resíduo, teor de VGO ou combinações destes).

O contato da alimentação de petróleo bruto com os sétimos catalisadores a montante e a jusante pode produzir um produto de petróleo bruto que tenha um TAN de no máximo 90%, no máximo 80%, no máximo 50%, no máximo 10% ou pelo menos 1% do TAN da alimentação de petróleo bruto. Em algumas formas de realização, o TAN da alimentação de petróleo bruto pode ser incrementalmente reduzido pelo contato com os sétimos catalisadores a montante e a jusante (por exemplo, contato da alimentação de petróleo bruto com um catalisador para formar um produto de petróleo bruto inicial com propriedades mudadas em relação à alimentação de petróleo bruto e depois contato do produto de petróleo bruto inicial com um catalisador adicional para produzir o produto de petróleo bruto com propriedades

mudadas em relação ao produto de petróleo bruto inicial). A capacidade para reduzir TAN incrementalmente pode ajudar a manter a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total durante o processamento.

Em algumas formas de realização, a seleção de catalisador e/ou ordem de catalisadores em combinação com condições de contato controladas (por exemplo, temperatura e/ou taxa de fluxo de alimentação de petróleo bruto) pode ajudar na redução da absorção de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto, mantendo a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total durante o processamento e mudar uma ou mais propriedades do produto de petróleo bruto em relação às propriedades respectivas da alimentação de petróleo bruto. A estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total pode ser efetuada pelas várias fases que separam da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total. A separação de fase pode ser causada, por exemplo, pela insolubilidade da alimentação de petróleo bruto e/ou produto de petróleo bruto na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total, floculação de asfaltenos da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total, precipitação de componentes da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total ou combinações destes.

Em certos tempos durante o período de contato, a concentração de alimentação de petróleo bruto e/ou produto total na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total pode mudar. Conforme a concentração do produto total na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total muda devido à formação do produto de petróleo bruto, a solubilidade dos componentes da alimentação de petróleo bruto e/ou componentes do produto total na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total tende a mudar. Por exemplo, a alimentação de petróleo bruto pode conter componentes que são solúveis na alimentação de petróleo bruto no começo do processamento. Conforme as propriedades da

alimentação de petróleo bruto muda (por exemplo, TAN, MCR, asfaltenos C_5 , o valor P ou combinações destes), os componentes podem tender a tornar-se menos solúvel na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total. Em alguns exemplos, a alimentação de petróleo bruto e o produto total podem

5 formar duas fases e/ou tornarem-se insolúveis entre si. As mudanças na solubilidade também podem resultar na formação de duas ou mais fases na mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total. A formação de duas fases, através da floculação de asfaltenos, mudança na concentração de alimentação de petróleo bruto e produto total e/ou precipitação de

10 componentes, tende a reduzir a vida de um ou mais dos catalisadores. Adicionalmente, a eficiência do processo pode ser reduzida. Por exemplo, o tratamento repetido da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total pode ser necessário para produzir um produto de petróleo bruto com propriedades desejadas.

15 Durante o processamento, o valor P da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total pode ser monitorado e a estabilidade do processo, alimentação de petróleo bruto e/ou mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total pode ser avaliada. Tipicamente, um valor P que é de no máximo 1,5 indica que a floculação de asfaltenos a partir da

20 alimentação de petróleo bruto no geral ocorre. Se o valor P é inicialmente pelo menos 1,5 e tal valor P aumenta ou é relativamente estável durante o contato, então isto indica que a alimentação de petróleo bruto é relativamente estável durante o contato. A estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total, como avaliada pelo valor P, pode ser controlada

25 controlando-se as condições de contato, pela seleção de catalisadores, pela ordem seletiva dos catalisadores ou combinações destes. Tal controle das condições de contato podem incluir controlar a LHSV, a temperatura, pressão, absorção de hidrogênio, fluxo da alimentação de petróleo bruto ou combinações destes.

Em algumas formas de realização, as temperaturas de contato são controladas tal que os asfaltenos C_5 e/ou outros asfaltenos sejam removidos enquanto se mantém o teor de MCR da alimentação de petróleo bruto. A redução do teor de MCR através da absorção de hidrogênio e/ou

5 temperaturas de contato mais altas podem resultar na formação de duas fases que podem reduzir a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total e/ou vida de um ou mais dos catalisadores. O controle da temperatura de contato e a absorção de hidrogênio em combinação com os catalisadores aqui descritos permite que os asfaltenos C_5 sejam reduzidos

10 enquanto o teor de MCR da alimentação de petróleo bruto muda apenas em uma quantidade relativamente pequena.

Em algumas formas de realização, as condições de contato são controladas tal que as temperaturas em uma ou mais zonas de contato possam ser diferentes. Operar em temperaturas diferentes permite a mudança seletiva

15 nas propriedades da alimentação de petróleo bruto enquanto mantém a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total. A alimentação de petróleo bruto entra em uma primeira zona de contato no início de um processo. Uma primeira temperatura de contato é a temperatura na primeira zona de contato. Outras temperaturas de contato (por exemplo, a

20 segunda temperatura, terceira temperatura, quarta temperatura, *et cetera*) são as temperaturas nas zonas de contato que são posicionadas depois da primeira zona de contato. Uma primeira temperatura de contato pode estar em uma faixa de 100 a 420°C e uma segunda temperatura de contato pode estar em uma faixa que seja de 20 a 100°C, 30 a 90°C ou 40 a 60°C diferente da

25 primeira temperatura de contato. Em algumas formas de realização, a segunda temperatura de contato é maior do que a primeira temperatura de contato. Tendo temperaturas de contato diferentes pode-se reduzir o TAN e/ou o teor de asfaltenos C_5 em um produto de petróleo bruto em relação ao TAN e/ou ao teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto em um grau maior do

que a quantidade de redução de TAN e/ou asfalteno C_5 , se algum, quando a primeira e segunda temperaturas de contato são as mesmas como ou dentro de 10°C entre si.

Por exemplo, uma primeira zona de contato pode incluir um primeiro catalisador(es) e/ou um quarto catalisador(es) e uma segunda zona de contato podem incluir outro(s) catalisador(es) aqui descritos. A primeira temperatura de contato pode ser 350°C e a segunda temperatura de contato pode ser 300°C . O contato da alimentação de petróleo bruto na primeira zona de contato com o primeiro catalisador e/ou quarto catalisador na temperatura mais alta antes do contato com o(s) outro(s) catalisador(es) na segunda zona de contato pode resultar em mais do que a redução de TAN e/ou asfaltenos C_5 na alimentação de petróleo bruto em relação à redução de TAN e/ou asfaltenos C_5 na mesma alimentação de petróleo bruto quando a primeira e a segunda temperaturas de contato estão dentro de 10°C .

15 EXEMPLOS

Os exemplos não limitantes de preparação de suporte, preparações de catalisador e sistemas com arranjo selecionado de catalisadores e condições de contato controladas são apresentados abaixo.

Exemplo 1. Preparação de um Suporte de Catalisador. Um suporte foi preparado moendo-se 576 gramas de alumina (Criterion Catalysts and Technologies LP, Michigan City, Michigan, U.S.A.) com 585 gramas de água e 8 gramas de ácido nítrico glacial durante 35 minutos. A mistura moída resultante foi extrudada através de uma placa de matriz 1,3 Trilobe[®], secada entre 90 e 125°C e depois calcinada a 918°C , o que resultou em 650 gramas de um suporte calcinado com um diâmetro de poro médio de $182 \text{ \AA}$. O suporte calcinado foi colocado em um forno de Lindberg. A temperatura do forno foi elevada entre 1000 e 1100°C em 1,5 horas e depois mantida nesta faixa durante 2 horas para produzir o suporte. O suporte incluiu, por grama de suporte, 0,0003 grama de alumina gama, 0,0008 grama de alumina alfa,

0,0208 grama de alumina delta e 0,9781 grama de alumina teta, como determinado pela difração de raio x. O suporte teve uma área de superfície de $110 \text{ m}^2/\text{g}$ e um volume de poro total de $0,821 \text{ cm}^3/\text{g}$. O suporte teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $232 \text{ \AA}$,
5 com 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de $85 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio.

Este exemplo demonstra como preparar um suporte que tenha uma distribuição de tamanho de poro de pelo menos $180 \text{ \AA}$ e inclui pelo menos 0,1 grama de alumina teta.

10 Exemplo 2. Preparação de um Catalisador de Vanádio Tendo uma Distribuição de Tamanho de Poro Com um Diâmetro de Poro Médio de Pelo Menos $230 \text{ \AA}$. O catalisador de vanádio foi preparado da seguinte maneira. O suporte de alumina, preparado pelo método descrito no Exemplo 1, foi impregnado com uma solução de impregnação de vanádio preparado
15 combinando-se 7,69 gramas de VOSO_4 com 82 gramas de água deionizada. Um pH da solução foi 2,27.

O suporte de alumina (100 g) foi impregnado com a solução de impregnação de vanádio, envelhecida durante 2 horas com agitação ocasional, secada a 125°C por várias horas e depois calcinada a 480°C durante 2 horas.
20 O catalisador resultante conteve 0,04 grama de vanádio, por grama de catalisador, com o resto sendo o suporte. O catalisador de vanádio teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $350 \text{ \AA}$, um volume de poro de $0,69 \text{ cm}^3/\text{g}$ e uma área de superfície de $110 \text{ m}^2/\text{g}$. Adicionalmente, 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho
25 de poro do catalisador de vanádio teve um diâmetro de poro dentro de $70 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio.

Este exemplo demonstra a preparação de um catalisador da Coluna 5 tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos $230 \text{ \AA}$.

Exemplo 3. Preparação de um Catalisador de Molibdênio tendo uma Distribuição de Tamanho de Poro Com um Diâmetro de Poro Médio de Pelo Menos 230 Å. O catalisador de molibdênio foi preparado da seguinte maneira. O suporte de alumina preparado pelo método descrito no

5 Exemplo 1 foi impregnado com uma solução de impregnação de molibdênio. A solução de impregnação de molibdênio foi preparada combinando-se 4,26 gramas de $(\text{NH}_4)_2\text{Mo}_2\text{O}_7$, 6,38 gramas de MoO_3 , 1,12 grama de H_2O_2 a 30%, 0,27 grama de monoetanolamina (MEA) e 6,51 grama de água deionizada para formar uma lama. A lama foi aquecida a 65°C até a dissolução dos

10 sólidos. A solução aquecida foi esfriada na temperatura ambiente. O pH da solução foi 5,36. O volume da solução foi ajustado a 82 ml, com água deionizada.

O suporte de alumina (100 gramas) foi impregnado com a solução de impregnação de molibdênio, envelhecida durante 2 horas com

15 agitação ocasional, secada a 125°C por várias horas e depois calcinada a 480°C durante 2 horas. O catalisador resultante conteve 0,04 grama de molibdênio por grama de catalisador, com o resto sendo o suporte. O catalisador de molibdênio teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de 250 Å, um volume de poro de 0,77 cm³/g e uma

20 área de superfície de 116 m²/g. Adicionalmente, 67,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro do catalisador de molibdênio teve um diâmetro de poro dentro de 86 Å do diâmetro de poro médio.

Este exemplo demonstra a preparação de um catalisador de metal da Coluna 6 tendo uma distribuição de tamanho de poro com um

25 diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å.

Exemplo 4. Preparação de um Catalisador de Molibdênio/Vanádio tendo uma Distribuição de Tamanho de Poro Com um Diâmetro de Poro Médio de pelo menos 230 Å. O catalisador de molibdênio/vanádio foi preparado da seguinte maneira. O suporte de alumina,

preparado pelo método descrito no Exemplo 1, foi impregnado com uma solução de impregnação de molibdênio/vanádio preparada como segue. Uma primeira solução foi feita combinando-se 2,14 gramas de $(\text{NH}_4)_2\text{Mo}_2\text{O}_7$, 3,21 gramas de MoO_3 , 0,56 grama de peróxido de hidrogênio (H_2O_2) a 30%, 0,14 grama de monoetanolamina (MEA) e 3,28 gramas de água deionizada para formar uma lama. A lama foi aquecida a 65°C até a dissolução dos sólidos. A solução aquecida foi esfriada na temperatura ambiente.

Uma segunda solução foi feita combinando-se 3,57 gramas de VOSO_4 com 40 gramas de água deionizada. A primeira solução e a segunda solução foram combinadas e água deionizada suficiente foi adicionada para levar o volume da solução combinada até 82 ml para produzir a solução de impregnação de molibdênio/vanádio. A alumina foi impregnada com a solução de impregnação de molibdênio/vanádio, envelhecida durante 2 horas com agitação ocasional, secada a 125°C por várias horas e depois calcinada a 480°C durante 2 horas. O catalisador resultante conteve, por grama de catalisador, 0,02 grama de vanádio e 0,02 grama de molibdênio, com o resto sendo o suporte. O catalisador de molibdênio/vanádio teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de 300 Å.

Este exemplo demonstra a preparação de um catalisador de metal da Coluna 6 e um metal da Coluna 5 tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 230 Å.

Exemplo 5. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com Três Catalisadores. Um reator tubular com um poço térmico centralmente posicionado foi equipado com termopares para medir as temperaturas por todo um leito de catalisador. O leito de catalisador foi formado enchendo-se o espaço entre o poço térmico e uma parede interna do reator com catalisadores e carbetos de silício (grade 20, Stanford Materials; Aliso Viejo, CA). Acredita-se que tal carbetos de silício tenha propriedades catalíticas baixas, se alguma, sob as condições de processo aqui descritas.

Todos os catalisadores foram combinados com uma quantidade volumétrica igual de carbeto de silício antes de colocar a mistura dentro das porções de zona de contato do reator.

O fluxo de alimentação de petróleo bruto para o reator foi do
5 topo do reator para o fundo do reator. O carbeto de silício foi posicionado no fundo do reator para servir como um suporte de fundo. Uma mistura de catalisador/carbeto de silício de fundo (42 cm^3) foi posicionada no topo do carbeto de silício para formar uma zona de contato de fundo. O catalisador de fundo teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro
10 médio de $77 \text{ \AA}$, com 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de $20 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio.

O catalisador de fundo conteve 0,095 grama de molibdênio e 0,025 grama de níquel por grama de catalisador, com o resto sendo um
15 suporte de alumina.

Uma mistura de catalisador/carbeto de silício intermediária (56 cm^3) foi posicionada no topo da zona de contato de fundo para formar uma zona de contato intermediária. O catalisador intermediário teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $98 \text{ \AA}$,
20 com 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de $24 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio. O catalisador intermediário conteve 0,02 grama de níquel e 0,08 grama de molibdênio por grama de catalisador, com o resto sendo um suporte de alumina.

25 Uma mistura de catalisador/carbeto de silício de topo (42 cm^3) foi posicionada no topo da zona de contato intermediária para formar uma zona de contato de topo. O catalisador de topo teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $192 \text{ \AA}$ e conteve 0,04 grama de molibdênio por grama de catalisador, com o resto sendo

primariamente um suporte de alumina gama.

Carbeto de silício foi posicionado no topo da zona de contato de topo para preencher o espaço morto e para servir como uma zona de pré aquecimento. O leito de catalisador foi carregado em um forno de Lindberg
5 que incluiu cinco zonas de aquecimento que correspondem à zona de pré aquecimento, as zonas de contato de topo, intermediária e de fundo e o suporte de fundo.

Os catalisadores foram sulfetados pela introdução de uma mistura gasosa de 5% em volume de sulfito de hidrogênio e 95% em volume
10 de gás hidrogênio dentro das zonas de contato em uma taxa de 1,5 litro de mistura gasosa por volume (ml) de catalisador total (o carbeto de silício não foi contado como parte do volume de catalisador). As temperaturas das zonas de contato foram aumentadas para 204°C (400°F) em 1 hora e mantidas a 204°C durante 2 horas. Depois de manter a 204°C, as zonas de contato foram
15 incrementalmente aumentadas para 316°C (600°F) em uma taxa de 10°C (50°F) por hora. As zonas de contato foram mantidas a 316°C durante uma hora, depois incrementalmente elevada até 370°C (700°F) em 1 hora e mantida a 370°C durante duas horas. As zonas de contato foram deixadas esfriar até a temperatura ambiente.

20 Petróleo bruto da plataforma Mars no Golfo do México foi filtrado, depois aquecido em uma estufa a uma temperatura de 93°C (200°F) durante 12 a 24 horas para formar a alimentação de petróleo bruto tendo as propriedades resumidas na Tabela 1, FIG. 7. A alimentação de petróleo bruto foi alimentada no topo do reator. A alimentação de petróleo bruto fluiu
25 através da zona de pré aquecimento, zona de contato de topo, zona de contato intermediária, zona de contato de fundo e suporte de fundo do reator. A alimentação de petróleo bruto foi contatada com cada um dos catalisadores na presença de gás hidrogênio. As condições de contato foram como segue: relação de gás hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto fornecida ao

reator foi de $328 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (2000 SCFB), LHSV foi de 1 h^{-1} e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). As três zonas de contato foram aquecidas a 370°C (700°F) e mantidas a 370°C durante 500 horas. As temperaturas das três zonas de contato foram depois aumentadas e mantidas na seguinte sequência:

5 379°C (715°F) durante 500 horas e depois 388°C (730°F) durante 500 horas, depois 390°C (734°F) durante 1800 horas e depois 394°C (742°F) durante 2400 horas.

O produto total (isto é, o produto de petróleo bruto e gás) saiu do leito de catalisador. O produto total foi introduzido em um separador de fase gás-líquido. No separador de fase gás-líquido, o produto total foi

10 separado no produto de petróleo bruto e gás. A quantidade de gás que entra no sistema foi medida por um controlador de fluxo de massa. A quantidade de gás que sai do sistema foi medida por um medidor de teste úmido. O produto de petróleo bruto foi periodicamente analisado para determinar uma

15 porcentagem em peso de componentes do produto de petróleo bruto. Os resultados listados são médias das porcentagens em peso determinadas dos componentes. As propriedades do produto de petróleo bruto estão resumidas na Tabela 1 da FIG. 7.

Como mostrado na Tabela 1, o produto de petróleo bruto teve,

20 por grama de produto de petróleo bruto, um teor de enxofre de 0,0075 grama, um teor de resíduo 0,255 grama, um teor de oxigênio de 0,0007 grama. O produto de petróleo bruto teve uma relação de teor de MCR para teor de asfaltenos C_5 de 1,9 e um TAN de 0,09. O total de níquel e vanádio foi de 22,4 wtpm.

25 As vidas dos catalisadores foram determinadas medindo-se uma temperatura de leito média ponderada ("WABT") versus o comprimento de percurso da alimentação de petróleo bruto. As vidas dos catalisadores podem ser correlacionadas com a temperatura do leito de catalisador. Acredita-se que conforme a vida do catalisador diminui, um WABT aumenta.

A FIG. 8 é uma representação gráfica de WABT versus tempo (“t”) para a melhoria da alimentação de petróleo bruto nas zonas de contato descritas neste exemplo. A plotagem 136 representa a WABT média das três zonas de contato versus horas de tempo de condução para contatar uma alimentação de petróleo bruto com os catalisadores de topo, intermediário e fundo. Em uma maioria do tempo de condução, a WABT das zonas de contato apenas mudaram em aproximadamente 20°C. A partir de uma WABT relativamente estável, foi possível estimar que a atividade catalítica do catalisador não foi afetada. Tipicamente, um tempo de condução da unidade piloto de 3000 a 3500 horas correlaciona-se com 1 ano de operação comercial.

Este exemplo demonstra que contatar a alimentação de petróleo bruto com um catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de pelo menos 180 Å e catalisadores adicionais tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa entre 90 a 180 Å, com pelo menos 60% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de 45 Å do diâmetro de poro médio, com condições de contato controladas, produziu um produto total que incluiu o produto de petróleo bruto. Como medida pelo valor P, a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total foi mantida. O produto de petróleo bruto teve TAN reduzido, teor de Ni/V/Fe reduzido, teor de enxofre reduzido e teor de oxigênio reduzido em relação à alimentação de petróleo bruto, enquanto o teor de resíduo e o teor de VGO do produto de petróleo bruto foi de 90% a 110% destas propriedades da alimentação de petróleo bruto.

Exemplo 6. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com Dois Catalisadores Que Têm uma Distribuição de Tamanho de Poro com um Diâmetro de Poro Médio em uma Faixa Entre 90 a 180 Å. O aparelho de reator (exceto quanto ao número e o teor das zonas de contato), o método de sulfetar o catalisador, o método de separar o produto total e o método de

analisar o produto de petróleo bruto foram os mesmos como descritos no Exemplo 5. cada catalisador foi misturado com um volume igual de carbetto de silício.

O fluxo de alimentação de petróleo bruto para o reator foi do
 5 topo do reator para o fundo do reator. O reator foi enchido do fundo para o topo da seguinte maneira. O carbetto de silício foi posicionado no fundo do reator para servir como um suporte de fundo. Uma mistura de catalisador de fundo/carbetto de silício (80 cm^3) foi posicionada no topo do carbetto de silício para formar uma zona de contato de fundo. O catalisador de fundo teve uma
 10 distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $127 \text{ \AA}$, com 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro dentro de $32 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio. O catalisador de fundo incluiu 0,11 grama de molibdênio e 0,02 grama de níquel por grama de catalisador, com o resto sendo suporte.

15 Uma mistura de catalisador de topo/carbetto de silício (80 cm^3) foi posicionada no topo da zona de contato de fundo para formar a zona de contato de topo. O catalisador de topo teve uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de $100 \text{ \AA}$, com 66,7% do número total de poros na distribuição de tamanho de poro tendo um diâmetro de poro
 20 dentro de $20 \text{ \AA}$ do diâmetro de poro médio. O catalisador de topo incluiu 0,03 grama de níquel e 0,12 grama de molibdênio por grama de catalisador, com o resto sendo alumina. O carbetto de silício foi posicionado no topo da primeira zona de contato para preencher o espaço morto e para servir como uma zona de pré aquecimento. O leito de catalisador foi carregado em um forno
 25 Lindberg que incluiu quatro zonas de aquecimento que corresponde à zona de pré aquecimento, às duas zonas de contato e o suporte de fundo.

Petróleo bruto BS-4 (Venezuela) tendo as propriedades resumidas na Tabela 2, FIG. 9, foi alimentado ao topo do reator. A alimentação de petróleo bruto fluiu através da zona de pré aquecimento, da

zona de contato de topo, da zona de contato de fundo e do suporte de fundo do reator. A alimentação de petróleo bruto foi contatada com cada um dos catalisadores na presença de gás hidrogênio. As condições de contato foram como segue: a relação de gás hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto
 5 fornecidos para o reator foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB), a LHSV foi de 1 h^{-1} e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). As duas zonas de contato foram aquecidas a 260°C (500°F) e mantidas a 260°C (500°F) durante 287 horas. As temperaturas das duas zonas de contato foram depois aumentadas e mantidas na seguinte sequência: 270°C (525°F) durante 190 horas, depois 288°C
 10 (550°F) durante 216 horas, depois 315°C (600°F) durante 360 horas e depois 343°C (650°F) durante 120 horas por um tempo total de condução de 1173 horas.

O produto total saiu do reator e foi separado como descrito no Exemplo 5. O produto de petróleo bruto teve um TAN médio de 0,42 e uma
 15 gravidade API média de 12,5 durante o processamento. O produto de petróleo bruto teve, por grama de produto de petróleo bruto, 0,0023 grama de enxofre, 0,0034 grama de oxigênio, 0,441 grama de VGO e 0,378 grama de resíduo. As propriedades adicionais do produto de petróleo bruto são listados na TABELA 2 na FIG. 9.

20 Este exemplo demonstra que o contato da alimentação de petróleo bruto com os catalisadores tendo distribuições de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa entre 90 a $180 \text{ \AA}$ produziu um produto de petróleo bruto que teve um TAN reduzido, um teor de Ni/V/Fe reduzido e um teor de oxigênio reduzido, em relação às propriedades da
 25 alimentação de petróleo bruto, enquanto o teor de resíduo e o teor de VGO do produto de petróleo bruto foram 99% e 100% das respectivas propriedades da alimentação de petróleo bruto.

Exemplo 7. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com Dois Catalisadores. O aparelho de reator (exceto quanto ao número e

conteúdo das zonas de contato), catalisadores, o método de separação do produto total, a análise do produto de petróleo bruto e o método de sulfetação do catalisador foram os mesmos como descrito no Exemplo 6.

Uma alimentação de petróleo bruto (petróleo bruto BC-10) tendo as propriedades resumidas na Tabela 3, FIG. 10, foi alimentada no topo do reator. A alimentação de petróleo bruto fluiu através da zona de pré aquecimento, zona de contato de topo, zona de contato de fundo e suporte de fundo do reator. As condições de contato foram como segue: relação de gás hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto fornecidos para o reator foi de 80 Nm³/m³ (500 SCFB), a LHSV foi de 2 h⁻¹ e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). As duas zonas de contato foram aquecidas incrementalmente a 343°C (650°F). Um tempo de condução total foi de 1007 horas.

O produto de petróleo bruto teve um TAN médio de 0,16 e uma gravidade API média de 16,2 durante o processamento. O produto de petróleo bruto teve 1,9 wtppm de cálcio, 6 wtppm de sódio, 0,6 wtppm de zinco e 3 wtppm de potássio. O produto de petróleo bruto teve, por grama de produto de petróleo bruto, 0,0033 grama de enxofre, 0,002 grama de oxigênio, 0,376 grama de VGO e 0,401 grama de resíduo. As propriedades adicionais do produto de petróleo bruto estão listadas na Tabela 3 na FIG. 10.

Este exemplo demonstra que o contato da alimentação de petróleo bruto com os catalisadores selecionados com as distribuições de tamanho de poro em uma faixa de 90 a 180 Å produziram um produto de petróleo bruto que teve um TAN reduzido, um teor de cálcio, sódio, zinco e potássio total reduzido enquanto o teor de enxofre, o teor de VGO e o teor de resíduo do produto de petróleo bruto foram 76%, 94% e 103% das respectivas propriedades da alimentação de petróleo bruto.

Exemplos de 8 a 11. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com Quatro Sistemas de Catalisador e Em Várias Condições de Contato. Cada aparelho reator (exceto quanto ao número e conteúdo das zonas

de contato), cada método de sulfetação do catalisador, cada método de separação do produto total e cada análise do produto de petróleo bruto foram os mesmos como descrito no Exemplo 5. Todos os catalisadores foram misturados com carbeto de silício em uma relação em volume de 2 partes de carbeto de silício para 1 parte de catalisador a menos que de outro modo indicado. O fluxo de alimentação de petróleo bruto através de cada reator foi do topo do reator para o fundo do reator. O carbeto de silício foi posicionado no fundo de cada reator para servir como um suporte de fundo. Cada reator teve uma zona de contato de fundo e uma zona de contato de topo. Depois que as misturas de catalisador/carbeto de silício foram colocadas nas zonas de contato de cada reator, o carbeto de silício foi posicionado no topo da zona de contato de topo para preencher o espaço morto e para servir como uma zona de pré aquecimento em cada reator. Cada reator foi carregado em um forno de Lindberg que incluiu quatro zonas de aquecimento que correspondem à zona de pré aquecimento, as duas zonas de contato e o suporte de fundo.

No Exemplo 8, uma mistura de catalisador de molibdênio/níquel /carbeto de silício não calcinada (48 cm^3) foi posicionada na zona de contato de fundo. O catalisador incluiu, por grama de catalisador, 0,146 grama de molibdênio, 0,047 grama de níquel e 0,021 grama de fósforo, com o resto sendo suporte de alumina.

Uma mistura de catalisador de molibdênio/carbeto de silício (12 cm^3) com o catalisador tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de 180 Å foi posicionada na zona de contato de topo. O catalisador de molibdênio teve um teor total de 0,04 grama de molibdênio por grama de catalisador, com o resto sendo suporte que incluiu pelo menos 0,50 grama de alumina gama por grama de suporte.

No Exemplo 9, uma mistura de catalisador de molibdênio/cobalto/carbeto de silício não calcinada (48 cm^3) foi posicionada em ambas as zonas de contato. O catalisador de molibdênio/cobalto não calcinado incluiu

0,143 grama de molibdênio, 0,043 grama de cobalto e 0,021 grama de fósforo com o resto sendo suporte de alumina.

Um mistura de catalisador de molibdênio/carbeto de silício (12 cm³) foi posicionada na zona de contato de topo. O catalisador de molibdênio
5 foi o mesmo como na zona de contato de topo do Exemplo 8.

No Exemplo 10, o catalisador de molibdênio como descrito na zona de contato de topo do Exemplo 8 foi misturado com carbeto de silício e posicionado em ambas as zonas de contato (60 cm³).

No Exemplo 11, uma mistura de catalisador de molibdênio/
10 níquel/carbeto de silício não calcinada (48 cm³) foi posicionada na zona de contato de fundo. O catalisador de molibdênio/níquel não calcinado incluiu, por grama de catalisador, 0,09 grama de molibdênio, 0,025 grama de níquel e 0,01 grama de fósforo, com o resto sendo suporte de alumina.

Uma mistura de catalisador de molibdênio/carbeto de silício
15 (12 cm³) foi posicionada na zona de contato de topo. O catalisador de molibdênio foi o mesmo como na zona de contato de topo do Exemplo 8.

O produto de petróleo bruto da plataforma Mars (Golfo do México) foi filtrado, depois aquecido em uma estufa a uma temperatura de 93°C (200°F) durante 12 a 24 horas para formar a alimentação de petróleo
20 bruto para os Exemplos de 8 a 11 tendo as propriedades resumidas na Tabela 4, FIG. 11. A alimentação de petróleo bruto foi alimentada no topo do reator nestes exemplos. A alimentação de petróleo bruto fluiu através da zona de pré aquecimento, zona de contato de topo, zona de contato de fundo e suporte de fundo do reator. A alimentação de petróleo bruto foi contatada com cada um
25 dos catalisadores na presença de gás hidrogênio. As condições de contato para cada exemplo foram como segue: a relação de gás hidrogênio para alimentação de petróleo bruto durante o contato foi de 160 Nm³/m³ (1000 SCFB) e a pressão total de cada sistema foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). A LHSV foi de 2,0 h⁻¹ durante as primeiras 200 horas de contato e depois diminuída

para $1,0 \text{ h}^{-1}$ durante os tempos de contato remanescentes. As temperaturas em todas as zonas de contato foram de 343°C (650°F) durante 500 horas de contato. Depois de 500 horas, as temperaturas em todas as zonas de contato foram controladas como segue: a temperatura nas zonas de contato foram

5 elevadas para 354°C (670°F), mantidas a 354°C durante 200 horas; elevadas para 366°C (690°F), mantidas a 366°C durante 200 horas; elevadas para 371°C (700°F), mantidas a 371°C durante 1000 horas; elevadas para 385°C (725°F), mantidas a 385°C durante 200 horas; depois elevadas para uma temperatura final de 399°C (750°C) e mantidas a 399°C durante 200 horas,

10 para um tempo de contato total de 2300 horas.

Os produtos de petróleo bruto foram periodicamente analisados para determinar TAN, absorção de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto, valor P, teor de VGO, teor de resíduo e teor de oxigênio. Os valores médios para as propriedades dos produtos de petróleo bruto

15 produzidos nos Exemplos de 8 a 11 estão listados na Tabela 5 na FIG. 11.

A FIG. 12 é uma representação gráfica do valor P do produto de petróleo bruto ("P") versus o tempo de condução ("t") para cada um dos sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11. A alimentação de petróleo bruto teve um valor P de pelo menos 1,5. As plotagens 140, 142, 144 e 146

20 representam o valor P do produto de petróleo bruto obtido contatando-se a alimentação de petróleo bruto com os quatro sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11 respectivamente. Durante 2300 horas, o valor P do produto de petróleo bruto permaneceu em pelo menos 1,5 para os sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 10. No Exemplo 11, o valor P foi acima de

25 1,5 para a maior parte do tempo de condução. No final da condução (2300 horas) para o Exemplo 11, o valor P foi de 1,4. A partir do valor P do produto de petróleo bruto para cada teste, pode ser deduzido que a alimentação de petróleo bruto em cada teste permaneceu relativamente estável durante o contato (por exemplo, a alimentação de petróleo bruto não separou de fase).

Como mostrado na FIG. 12, o valor P do produto de petróleo bruto permaneceu relativamente constante durante porções significantes de cada teste, exceto no Exemplo 10, em que o valor P aumentou.

A FIG. 13 é uma representação gráfica da absorção líquida de hidrogênio pela alimentação de petróleo bruto ("H₂") versus o tempo de condução ("t") para os quatro sistemas de catalisador na presença de gás hidrogênio. As plotagens 148, 150, 152, 154 representam a absorção líquida de hidrogênio obtida contatando-se a alimentação de petróleo bruto com cada um dos sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11, respectivamente. A absorção líquida de hidrogênio por uma alimentação de petróleo bruto em um período de tempo de condução de 2300 horas esteve em uma faixa entre 7 a 48 Nm³/m³ (43,8 a 300 SCFB). Como mostrado na FIG. 13, a absorção líquida de hidrogênio da alimentação de petróleo bruto foi relativamente constante durante cada teste.

A FIG. 14 é uma representação gráfica do teor de resíduo, expresso em porcentagem em peso, de produto de petróleo bruto ("R") versus o tempo de condução ("t") para cada um dos sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11. Em cada um dos quatro testes, o produto de petróleo bruto teve um teor de resíduo de 88 a 90% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto. As plotagens 156, 158, 160, 162 representam o teor de resíduo do produto de petróleo bruto obtido contatando-se a alimentação de petróleo bruto com os sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11, respectivamente. Como mostrado na FIG. 14, o teor de resíduo do produto de petróleo bruto permaneceu relativamente constante durante porções significantes de cada teste.

A FIG. 15 é uma representação gráfica da mudança na gravidade API do produto de petróleo bruto ("Δ API") versus o tempo de condução ("t") para cada um dos sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11. As plotagens 164, 166, 168, 170 representam a gravidade API do produto

de petróleo bruto obtido contatando-se a alimentação de petróleo bruto com os sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11, respectivamente. Em cada um dos quatro testes, cada produto de petróleo bruto teve uma viscosidade em uma faixa de 58,3 a 72,7 cSt. A gravidade API de cada produto de petróleo bruto aumentou em 1,5 a 4,1 graus. A gravidade API aumentada corresponde a uma gravidade API dos produtos de petróleo bruto em uma faixa de 21,7 a 22,95. A gravidade API nesta faixa é de 110 a 117% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto.

A FIG. 16 é uma representação gráfica do teor de oxigênio, expresso em porcentagem em peso, do produto de petróleo bruto (“O₂”) versus o tempo de condução (“t”) para cada um dos sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11. As plotagens 172, 174, 176, 178 representam o teor de oxigênio do produto de petróleo bruto obtido contatando-se a alimentação de petróleo bruto com os sistemas de catalisador dos Exemplos de 8 a 11, respectivamente. Cada produto de petróleo bruto teve um teor de oxigênio de no máximo 16% da alimentação de petróleo bruto. Cada produto de petróleo bruto teve um teor de oxigênio em uma faixa de 0,0014 a 0,0015 grama por grama de produto de petróleo bruto durante cada teste. Como mostrado na FIG. 16, o teor de oxigênio do produto de petróleo bruto permaneceu relativamente constante depois de 200 horas de tempo de contato. O teor de oxigênio do produto de petróleo bruto relativamente constante demonstra que os compostos de oxigênio orgânico selecionados são reduzidos durante o contato. Visto que o TAN também foi reduzido nestes exemplos, pode ser deduzido que pelo menos uma porção dos compostos de oxigênio orgânico contendo carboxílico são reduzidos seletivamente nos compostos de oxigênio orgânico que não contém carboxílico.

No Exemplo 11, nas condições de reação de 371°C (700°F), uma pressão de 6,9 MPa (1014,7 psi) e uma relação de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto de 160 Nm³/m³ (1000 SCFB), a redução do teor

de MCR da alimentação de petróleo bruto foi de 17,5% em peso, com base no peso da alimentação de petróleo bruto. A uma temperatura de 399°C (750°F), na mesma pressão e relação de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto, a redução do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto foi de 25,4% em peso, com base no peso da alimentação de petróleo bruto.

No Exemplo 9, nas condições de reação de 371°C (700°F), uma pressão de 6,9 MPa (1014,7 psi) e uma relação de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto de 160 Nm³/m³ (1000 SCFB), a redução do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto foi de 17,5% em peso, com base no peso da alimentação de petróleo bruto. A uma temperatura de 399°C (750°F), na mesma pressão e relação de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto, a redução do teor de MCR da alimentação de petróleo bruto foi de 19% em peso, com base no peso da alimentação de petróleo bruto.

A redução aumentada no teor de MCR da alimentação de petróleo bruto demonstra que o catalisador de metais das Colunas 6 e 10 não calcinado facilita a redução do teor de MCR em temperaturas mais altas do que o catalisador de metal das Colunas 6 e 9 não calcinado.

Estes exemplos demonstram que o contato de uma alimentação de petróleo bruto com um TAN relativamente alto (TAN de 0,8) com um ou mais catalisadores produz o produto de petróleo bruto, enquanto mantém a estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total e com absorção líquida de hidrogênio relativamente pequena. As propriedades de produto de petróleo bruto selecionadas foram no máximo 70% das mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto, enquanto as propriedades do produto de petróleo bruto selecionadas foram dentro de 20 a 30% das mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto.

Especificamente, como mostrado na Tabela 4, cada um dos produtos de petróleo bruto foi produzido com uma absorção líquida de hidrogênio pelas alimentações de petróleo bruto de no máximo 44 Nm³/m³

(275 SCFB). Tais produtos tiveram um TAN médio de no máximo 4% da alimentação de petróleo bruto e um teor de Ni/V total médio de no máximo 61% do teor de Ni/V total da alimentação de petróleo bruto, enquanto mantém um valor P para a alimentação de petróleo bruto acima de 3. O teor de resíduo

5 médio de cada produto de petróleo bruto foi de 88 a 90% do teor de resíduo da alimentação de petróleo bruto. O teor de VGO médio de cada produto de petróleo bruto foi de 115 a 117% do teor de VGO da alimentação de petróleo bruto. A gravidade API média de cada produto de petróleo bruto foi de 110 a 117% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto, enquanto a

10 viscosidade de cada produto de petróleo bruto foi de no máximo 45% da viscosidade da alimentação de petróleo bruto.

Exemplos de 12 a 14: Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com Catalisadores Tendo uma Distribuição de Tamanho de Poro Com um Diâmetro de Poro Médio de Pelo Menos 180 Å Com Consumo

15 de Hidrogênio Mínimo. Nos Exemplos de 12 a 14, cada aparelho reator (exceto quanto ao número e conteúdo das zonas de contato), cada método de sulfetação do catalisador, cada método de separação do produto total e cada análise do produto de petróleo bruto foram os mesmos como descrito no Exemplo 5. Todos os catalisadores foram misturados com um volume igual de

20 carbeto de silício O fluxo de alimentação de petróleo bruto para cada reator foi do topo do reator para o fundo do reator. O carbeto de silício foi posicionado no fundo de cada reator para servir como um suporte de fundo. Cada reator conteve uma zona de contato. Depois que as misturas de catalisador/carbeto de silício foram colocadas na zona de contato de cada

25 reator, o carbeto de silício foi posicionado no topo da zona de contato de topo para preencher o espaço morto e para servir como uma zona de pré aquecimento em cada reator. Cada reator foi carregado em um forno de Lindberg que incluiu três zonas de aquecimento correspondentes à zona de pré aquecimento, à zona de contato e ao suporte de fundo. A alimentação de

petróleo bruto foi contatada com cada um dos catalisadores na presença de gás hidrogênio.

Uma mistura de catalisador/carbeto de silício (40 cm^3) foi posicionada no topo do carbeto de silício para formar a zona de contato. Para o Exemplo 12, o catalisador foi o catalisador de vanádio como preparado no Exemplo 2. Para o Exemplo 13, o catalisador foi o catalisador de molibdênio como preparado no Exemplo 3. Para o Exemplo 14, o catalisador foi o catalisador de molibdênio/vanádio como preparado no Exemplo 4.

As condições de contato para os Exemplos de 12 a 14 foram como segue: relação de hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto fornecida para o reator foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB), a LHSV foi de 1 h^{-1} e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). As zonas de contato foram aquecidas incrementalmente até 343°C (650°F) em um período de tempo e mantidas a 343°C durante 120 horas por um tempo total de condução de 360 horas.

Os produtos totais saíram das zonas de contato e foram separados como descrito no Exemplo 5. A absorção líquida de hidrogênio durante o contato foi determinada para cada sistema de catalisador. No Exemplo 12, a absorção líquida de hidrogênio foi de $-10,7 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (-65 SCFB) e o produto de petróleo bruto teve um TAN de 6,75. No Exemplo 13, a absorção líquida de hidrogênio esteve em uma faixa de 2,2 a $3,0 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (13,9 a 18,7 SCFB) e o produto de petróleo bruto teve um TAN em uma faixa de 0,3 a 0,5. No Exemplo 14, durante o contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador de molibdênio/vanádio, a absorção líquida de hidrogênio esteve em uma faixa de $-0,05 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ a $0,6 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (-0,36 SCFB a 4,0 SCFB) e o produto de petróleo bruto teve um TAN em uma faixa de 0,2 a 0,5.

A partir dos valores de absorção líquida de hidrogênio durante o contato, foi estimado que o hidrogênio foi gerado na taxa de $10,7 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (65 SCFB) durante o contato da alimentação de petróleo bruto e o catalisador

de vanádio. A geração de hidrogênio durante o contato permite que menos hidrogênio seja usado no processo em relação a uma quantidade de hidrogênio usada nos processos convencionais para melhorar as propriedades de petróleo brutos desvantajosos. A exigência quanto a menos hidrogênio durante o contato tende a diminuir os custos de processamento de um petróleo bruto.

Adicionalmente, o contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador de molibdênio/vanádio produziu um produto de petróleo bruto com um TAN que foi mais baixo do que o TAN do produto de petróleo bruto produzido a partir do catalisador de molibdênio individual.

Exemplos de 15 a 18. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto Com um Catalisador de Vanádio e um Catalisador Adicional. Cada aparelho reator (exceto quanto ao número e conteúdo das zonas de contato), cada método de sulfetação do catalisador, cada método de separação do produto total e cada análise do produto de petróleo bruto foram os mesmos como descrito no Exemplo 5. Todos os catalisadores foram misturados com carbeto de silício em uma relação de volume de 2 partes de carbeto de silício para 1 parte de catalisador a menos que de outro modo indicado. O fluxo de alimentação de petróleo bruto para cada reator foi do topo do reator para o fundo do reator. O carbeto de silício foi posicionado no fundo de cada reator para servir como um suporte de fundo. Cada reator teve uma zona de contato de fundo e uma zona de contato de topo. Depois que as misturas de catalisador/carbeto de silício foram colocadas nas zonas de contato de cada reator, carbeto de silício foi posicionado no topo da zona de contato de topo para preencher o espaço morto e para servir como uma zona de pré aquecimento em cada reator. Cada reator foi carregado em um forno de Lindberg que incluiu quatro zonas de aquecimento correspondentes à zona de pré aquecimento, às duas zonas de contato e ao suporte de fundo.

Em cada exemplo, o catalisador de vanádio foi preparado

como descrito no Exemplo 2 e usado com o catalisador adicional.

No Exemplo 15, uma mistura de catalisador adicional/carbeto de silício (45 cm^3) foi posicionada na zona de contato de fundo, com o catalisador adicional sendo o catalisador de molibdênio preparado pelo método descrito no Exemplo 3. A mistura de catalisador de vanádio/carbeto de silício (15 cm^3) foi posicionada na zona de contato de topo.

No Exemplo 16, uma mistura de catalisador adicional/carbeto de silício (30 cm^3) foi posicionada na zona de contato de fundo, com o catalisador adicional sendo o catalisador de molibdênio preparado pelo método descrito no Exemplo 3. A mistura de catalisador de vanádio/carbeto de silício (30 cm^3) foi posicionada na zona de contato de topo.

No Exemplo 17, uma mistura de catalisador adicional/silício (30 cm^3) foi posicionada na zona de contato de fundo, com o catalisador adicional sendo o catalisador de molibdênio/vanádio como preparado no Exemplo 4. A mistura de catalisador de vanádio/carbeto de silício (30 cm^3) foi posicionada na zona de contato de topo.

No Exemplo 18, pérolas Pyrexo (Glass Works Corporation, Nova Iorque, U.S.A.) (30 cm) foram posicionadas em cada zona de contato.

O petróleo bruto (Bacia de Santos, Brasil) para os exemplos de 15 a 18 tendo as propriedades resumidas na Tabela 5, FIG. 17 foi alimentada no topo do reator. A alimentação de petróleo bruto fluiu através da zona de pré aquecimento, zona de contato de topo, zona de contato de fundo e suporte de fundo do reator. A alimentação de petróleo bruto foi contatada com cada um dos catalisadores na presença de gás hidrogênio. As condições de contato para cada exemplo foram como segue: a relação de gás hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto fornecida para o reator foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB) para as primeiras 86 horas e $80 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (500 SCFB) para o período de tempo remanescente, a LHSV foi de 1 h^{-1} e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi). As zonas de contato foram aquecidas incrementalmente até

343°C (650°F) em um período de tempo e mantidas a 343°C por um tempo de condução total de 1400 horas.

Estes exemplos demonstram que o contato de uma alimentação de petróleo bruto com um catalisador de metal da Coluna 5 tendo uma
5 distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio de 350 Å em combinação com um catalisador adicional tendo uma distribuição de tamanho de poro com um diâmetro de poro médio em uma faixa de 250 a 300 Å, na presença de uma fonte de hidrogênio, produz um produto de petróleo bruto com propriedades que são mudadas em relação às mesmas propriedades
10 de alimentação de petróleo bruto, enquanto apenas muda em quantidades pequenas outras propriedades do produto de petróleo bruto em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto. Adicionalmente, durante o processamento, a absorção de hidrogênio relativamente pequena pela alimentação de petróleo bruto foi observada.

15 Especificamente, como mostrado na Tabela 5, FIG. 17, o produto de petróleo bruto tem um TAN de no máximo 15% do TAN da alimentação de petróleo bruto para os Exemplos de 15 a 17. Os produtos de petróleo bruto produzidos nos Exemplos de 15 a 17 cada um teve um teor total de Ni/V/Fe de no máximo 44%, um teor de oxigênio de no máximo 50%
20 e viscosidade de no máximo 75% em relação às mesmas propriedades da alimentação de petróleo bruto. Adicionalmente, o produtos de petróleo bruto produzido no Exemplos de 15 a 17 cada um teve uma gravidade API de 100 a 103% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto.

Ao contrário, o produto de petróleo bruto produzido sob
25 condições não catalíticas (Exemplo 18) produziu um produto com viscosidade aumentada e gravidade API diminuída em relação à viscosidade e gravidade API da alimentação de petróleo bruto da viscosidade aumentada e gravidade API diminuída, pode ser possível deduzir que o cozimento e/ou polimerização da alimentação de petróleo bruto foi iniciada.

Exemplos 19. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto em Várias LHSV. Os sistemas de contato e os catalisadores foram os mesmos como descrito no Exemplo 6. As propriedades das alimentações de petróleo bruto estão listadas na Tabela 6 na FIG. 18. As condições de contato foram como segue: uma relação de gás hidrogênio para a alimentação de petróleo bruto fornecidos para o reator foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB), a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi) e a temperatura das zonas de contato foi de 371°C (700°F) durante o tempo de condução total. No Exemplo 19, a LHSV durante o contato foi aumentada em um período de tempo de 1 h^{-1} a 12 h^{-1} , mantidas a 12 h^{-1} durante 48 horas e depois a LHSV foi aumentada para $20,7 \text{ h}^{-1}$ e mantida a $20,7 \text{ h}^{-1}$ durante 96 horas.

No Exemplo 19, o produto de petróleo bruto foi analisado para determinar TAN, viscosidade, densidade, teor de VGO, teor de resíduo, teor de heteroátomo e teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos durante os períodos de tempo em que a LHSV estava a 12 h^{-1} e a $20,7 \text{ h}^{-1}$. Os valores médios para as propriedades dos produtos de petróleo bruto são mostrados na Tabela 6, FIG. 18.

Como mostrado na Tabela 6, FIG. 18, o produto de petróleo bruto para o Exemplo 19 teve um TAN reduzido e uma viscosidade reduzida em relação ao TAN e à viscosidade da alimentação de petróleo bruto, enquanto a gravidade API do produto de petróleo bruto foi de 104 a 110% da gravidade API da alimentação de petróleo bruto. Uma relação em peso do teor de MCR para o teor de asfaltenos C_5 foi de pelo menos 1,5. A soma do teor de MCR e teor de asfaltenos C_5 foi reduzida em relação à soma do teor de MCR e teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto. A partir da relação em peso do teor de MCR para o teor de asfaltenos C_5 e da soma reduzida do teor de MCR e dos asfaltenos C_5 , pode ser deduzido que os asfaltenos em vez dos componentes que têm uma tendência para formar coque estão sendo reduzidos. O produto de petróleo bruto também teve teor total de potássio,

sódio, zinco e cálcio de no máximo 60% do teor total dos mesmos metais da alimentação de petróleo bruto. O teor de enxofre do produto de petróleo bruto foi de 80 a 90% do teor de enxofre da alimentação de petróleo bruto.

Os Exemplos 6 e 19 demonstram que as condições de contato podem ser controladas tal que uma LHSV através da zona de contato seja maior do que 10 h^{-1} , quando comparado a um processo que tem uma LHSV de 1 h^{-1} , para produzir produtos de petróleo bruto com propriedades similares. A capacidade para mudar seletivamente uma propriedade de uma alimentação de petróleo bruto em velocidades espaciais horárias líquidas maiores do que 10 h^{-1} permite que o processo de contato seja realizado em recipientes de tamanho reduzido em relação aos recipientes comercialmente disponíveis. Um tamanho de recipiente menor pode permitir que o tratamento de petróleos brutos desvantajosos sejam realizados nos locais de produção que tenham dimensões restritas (por exemplo, instalações afastadas da costa).

Exemplo 20. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto em Várias Temperaturas de Contato. Os sistemas de contato e os catalisadores foram os mesmos como descritos no Exemplo 6. A alimentação de petróleo bruto tendo as propriedades listadas na Tabela 7 na FIG. 19 foi adicionada ao topo do reator e contatada com os dois catalisadores nas duas zonas de contato na presença de hidrogênio para produzir um produto de petróleo bruto. As duas zonas de contato foram operadas em temperaturas diferentes.

As condições de contato na zona de contato de topo foram como segue: a LHSV foi de 1 h^{-1} ; a temperatura na zona de contato de topo foi de 260°C (500°F); uma relação de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB); e a pressão foi 6,9 MPa (1014,7 psi).

As condições de contato na zona de contato de fundo foram como segue: a LHSV foi de 1 h^{-1} , a temperatura na zona de contato de fundo foi de 315°C (600°F); uma relação de hidrogênio para alimentação de

petróleo bruto foi de $160 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$ (1000 SCFB); e a pressão foi de 6,9 MPa (1014,7 psi).

O produto total saiu da zona de contato de fundo e foi introduzida no separador de fase gás-líquido. No separador de fase gás-líquido, o produto total foi separado no produto de petróleo bruto e gás. O
5 produto de petróleo bruto foi periodicamente analisado para determinar o TAN e o teor de asfaltenos C_5 .

Os valores médios para as propriedades de produto de petróleo bruto obtido durante a condução estão listados na Tabela 7, FIG. 19. A
10 alimentação de petróleo bruto teve um TAN de 9,3 e um teor de asfaltenos C_5 de 0,055 grama de asfaltenos C_5 por grama de alimentação de petróleo bruto. O produto de petróleo bruto teve um TAN médio de 0,7 e um teor de asfaltenos C_5 médio de 0,039 grama de asfaltenos C_5 por grama de produto de petróleo bruto. O teor de asfaltenos C_5 do produto de petróleo bruto foi de no
15 máximo 71% do teor de asfaltenos C_5 do produto de petróleo bruto.

O teor total de potássio e sódio no produto de petróleo bruto foi de no máximo 53% do teor total dos mesmos metais na alimentação de petróleo bruto. O TAN do produto de petróleo bruto foi no máximo 10% do TAN da alimentação de petróleo bruto. Um valor P de 1,5 ou mais alto foi
20 mantido durante o contato.

Como demonstrado nos Exemplos 6 e 20, tendo-se uma primeira (neste caso, topo) temperatura de contato que seja 50°C mais baixa do que a temperatura de contato da segunda (neste caso, fundo) zona tende a realçar a redução do teor de asfaltenos C_5 no produto de petróleo bruto em
25 relação ao teor de asfaltenos C_5 da alimentação de petróleo bruto.

Adicionalmente, a redução do teor de metais nos sais metálicos dos ácidos orgânicos foi realçada usando diferenciais de temperatura controlados. Por exemplo, a redução no teor de potássio e sódio total do produto de petróleo bruto do Exemplo 20 foi realçada em relação à

redução do teor de potássio e sódio total do produto de petróleo bruto do Exemplo 6 com uma estabilidade da mistura de alimentação de petróleo bruto/produto total relativamente constante para cada exemplo, como medido pelo valor P.

- 5 Usando uma temperatura mais baixa de uma primeira zona de contato permite a remoção dos compostos de peso molecular alto (por exemplo, asfaltenos C_5 e/ou sais de metais de ácidos orgânicos) que têm uma tendência para formar polímeros e/ou compostos tendo propriedades físicas de maciez e/ou pegajosidade (por exemplo, gomas e/ou alcatrões). A remoção
- 10 destes compostos em temperatura mais baixa permite que tais compostos sejam removidos antes que eles entupam e revistam os catalisadores, aumentando deste modo a vida dos catalisadores que operam em temperaturas mais altas que são posicionados depois da primeira zona de contato.

- Exemplo 21. Contato de uma Alimentação de Petróleo bruto e
- 15 um Catalisador como uma Lama. Um catalisador de metal volumoso e/ou um catalisador do pedido (0,0001 a 5 gramas ou 0,02 a 4 gramas de catalisador por 100 gramas da alimentação de petróleo bruto) podem ser, em algumas formas de realização, formados em lama com a alimentação de petróleo bruto e reagidos sob as seguintes condições: temperatura em uma faixa de 85 a
- 20 425°C (185 a 797°F), pressão em uma faixa de 0,5 a 10 MPa e relação de fonte de hidrogênio para alimentação de petróleo bruto de 16 a 1600 Nm^3/m^3 por um período de tempo. Depois de tempo de reação suficiente para produzir o produto de petróleo bruto, o produto de petróleo bruto é separado do catalisador e/ou alimentação de petróleo bruto residual usando um aparelho de
- 25 separação, tal como um filtro e/ou centrífuga. O produto de petróleo bruto pode ter um teor de TAN, ferro, níquel e/ou vanádio mudado e um teor de asfaltenos C_5 reduzido em relação à alimentação de petróleo bruto.

Outras modificações e formas de realização alternativas de vários aspectos da invenção estarão evidentes àqueles habilitados na técnica

- em vista desta descrição. Consequentemente, esta descrição deve ser interpretada apenas como ilustrativa e é para o propósito de divulgar àqueles habilitados na técnica a maneira geral de realizar a invenção. Deve ser entendido que as formas da invenção mostradas e aqui descritas devem ser
- 5 tomadas como exemplos de formas de realização. Elementos e materiais podem ser substituídos no lugar daqueles ilustrados e aqui descritos, partes e processos podem ser invertidos e certas características da invenção podem ser utilizadas independentemente, todos como estariam evidentes a uma pessoa habilitada na técnica depois de se ter o benefício desta descrição da invenção.
- 10 Mudanças podem ser feitas nos elementos aqui descritos sem divergir do espírito e escopo da invenção como descrito nas seguintes reivindicações.

REIVINDICAÇÕES

1. Método de produzir um produto de petróleo bruto, o método caracterizado pelo fato de que compreende:

5 contatar uma alimentação de petróleo bruto com dois ou mais catalisadores para produzir um produto total que inclua o produto de petróleo bruto, em que o produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa, a alimentação de petróleo bruto tendo um valor ácido total (TAN) de pelo menos 0,1 e os dois ou mais catalisadores compreendendo: pelo menos um catalisador compreendendo vanádio, um ou mais compostos de
10 vanádio ou misturas destes; e um catalisador adicional, em que o catalisador adicional compreende um ou mais metais da coluna 6 da tabela periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da coluna 6 ou misturas destes; e
 controlar as condições de contato tal que o produto de petróleo bruto tenha um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo
15 bruto, em que o TAN é como determinado pelo método ASTM D664.

2. Método de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a alimentação de petróleo bruto é contatada com o catalisador adicional subsequente ao contato com o catalisador de vanádio.

3. Método de acordo com a reivindicação 2, caracterizado pelo
20 fato de que o contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador de vanádio forma uma corrente de alimentação e a corrente de alimentação tem um TAN de no máximo 90% do TAN da alimentação de petróleo bruto e o contato da corrente de alimentação com o catalisador adicional forma o produto de petróleo bruto e o produto de petróleo bruto tem um TAN de no
25 máximo 90% do TAN da corrente de alimentação.

4. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 3, caracterizado pelo fato de que o TAN do produto de petróleo bruto é de no máximo 50%, no máximo 30% ou no máximo 10% do TAN da alimentação de petróleo bruto.

5. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 3, caracterizado pelo fato de que o TAN da alimentação de petróleo bruto está em uma faixa de 0,3 a 20, de 0,4 a 10 ou de 0,5 a 5.

5 6. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 5, caracterizado pelo fato de que o catalisador de vanádio compreende além disso um ou mais metais da coluna 6 da tabela periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais metais da coluna 6.

7. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 6, caracterizado pelo fato de que o catalisador de vanádio e/ou o catalisador adicional compreende além disso um ou mais metais das colunas de 7 a 10 da tabela periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais metais das colunas de 7 a 10.

8. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 7, caracterizado pelo fato de que o catalisador de vanádio e/ou o catalisador adicional compreende além disso um ou mais elementos da coluna 15 da tabela periódica e/ou um ou mais compostos de um ou mais elementos da coluna 15.

9. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 8, caracterizado pelo fato de que o um ou mais metais da coluna 6 são molibdênio e/ou tungstênio.

10. Método de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o contatar compreende contatar a alimentação de petróleo bruto com o catalisador adicional, na presença de um gás compreendendo uma fonte de hidrogênio, um gás inerte ou misturas destes.

25 11. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 10, caracterizado pelo fato de que o método ainda compreende gerar gás hidrogênio durante o contato da alimentação de petróleo bruto com o catalisador de vanádio e

controlar as condições de contato tal que o contatar da

alimentação de petróleo bruto com o catalisador adicional é realizado na presença de pelo menos uma porção do hidrogênio gerado.

12. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 11, caracterizado pelo fato de que a alimentação de petróleo bruto é
5 contatada em uma zona de contato que está em uma instalação afastada da costa ou a ela ligada.

13. Método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 12, caracterizado pelo fato de que o método ainda compreende combinar o produto de petróleo bruto com um petróleo bruto que seja o mesmo como o da
10 alimentação de petróleo bruto ou diferente para formar uma mistura.

14. Produto de petróleo bruto ou mistura, caracterizado(a) pelo fato de que pode ser obtido(a) pelo método de acordo com qualquer uma das reivindicações de 1 a 13.

15. Método de produzir combustível de transporte, combustível de aquecimento, lubrificantes ou substâncias químicas, o método caracterizado pelo fato de que compreende o processamento de um produto de petróleo bruto ou uma mistura de acordo com a reivindicação 14.

16. Método de acordo com a reivindicação 15, caracterizado pelo fato de que o processamento compreende destilar o produto de petróleo bruto ou a mistura em uma ou mais frações de destilado.
20

17. Método de acordo com as reivindicações 15 ou 16, caracterizado pelo fato de que o processamento compreende hidrotratar.

18. Sistema para produzir um produto de petróleo bruto, o sistema caracterizado pelo fato de que compreende:

25 uma zona de contato a montante (102);

um ou mais catalisadores na zona de contato (102), pelo menos um dos catalisadores compreendendo vanádio, um ou mais compostos de vanádio ou misturas destes;

uma zona de contato a jusante (114) posicionada a jusante da

zona de contato (102); e

um ou mais catalisadores adicionais na zona de contato a jusante (114), pelo menos um dos catalisadores adicionais compreendendo um ou mais metais da coluna 6 da tabela periódica, um ou mais compostos de um ou mais metais da coluna 6 ou misturas destes.

19. Sistema de acordo com a reivindicação 18, caracterizado pelo fato de que a zona de contato a montante (102) e/ou a zona de contato a jusante (114) compreendem um ou mais reatores de leito empilhados.

20. Sistema de acordo com as reivindicações 18 ou 19, caracterizado pelo fato de que a zona de contato (102) e/ou a zona de contato a jusante (114) compreendem um ou mais reatores de leito em ebulição.

21. Sistema de acordo com qualquer uma das reivindicações de 18 a 20, caracterizado pelo fato de que o sistema ainda compreende um conduto (104) ligado à zona de contato (102), o conduto (104) sendo configurado para transportar uma alimentação de petróleo bruto para a zona de contato (102); um conduto (110) ligado à zona de contato a jusante (114), o conduto (110) sendo configurado para transportar o produto total da zona de contato a jusante (114); e um ou mais condutos (106) ligados à zona de contato a montante (102) e/ou à zona de contato a jusante (114), os condutos (106) sendo configurados para transportar uma fonte de hidrogênio e/ou um gás transportador para dentro da zona de contato a montante (102) e/ou da zona de contato a jusante (114).

22. Sistema de acordo com a reivindicação 21, caracterizado pelo fato de que o sistema ainda compreende:

uma zona de separação a montante (120) ligada à zona de contato a montante (102), a zona de separação a montante (120) sendo configurada para produzir a alimentação de petróleo bruto; e

um conduto (126) ligado à zona de separação a montante (120) e à zona de contato a montante (102), o conduto (126) sendo configurado para

transportar a alimentação de petróleo bruto da zona de separação a montante (120) para a zona de contato a montante (102).

23. Sistema de acordo com qualquer uma das reivindicações de 18 a 22, caracterizado pelo fato de que o sistema ainda compreende:

5 uma zona de mistura (130) ligada à zona de contato a jusante (114), a zona de mistura (130) sendo configurada para combinar o produto de petróleo bruto com uma ou mais correntes do processo e/ou um ou mais petróleos brutos para produzir uma mistura; e

 um conduto (128) ligado à zona de contato a jusante (114) e à
10 zona de mistura (130), o conduto (138) sendo configurado para transportar o produto de petróleo bruto da zona de contato a jusante (114) para a zona de mistura (130); e

 um conduto (134) ligado à zona de mistura (130), o conduto (134) sendo configurado para transportar a mistura da zona de mistura (134).

15 24. Sistema de acordo com a reivindicação 23, caracterizado pelo fato de que o sistema compreende além disso um conduto (132) ligado ao conduto (128), o conduto (132) sendo configurado para transportar pelo menos uma corrente de processo e/ou pelo menos um petróleo bruto para o conduto (138) e/ou para a zona de mistura (130).

20 25. Sistema de acordo com qualquer uma das reivindicações de 18 a 24, caracterizado pelo fato de que o sistema está posicionado ou ligado a uma instalação afastada da costa.

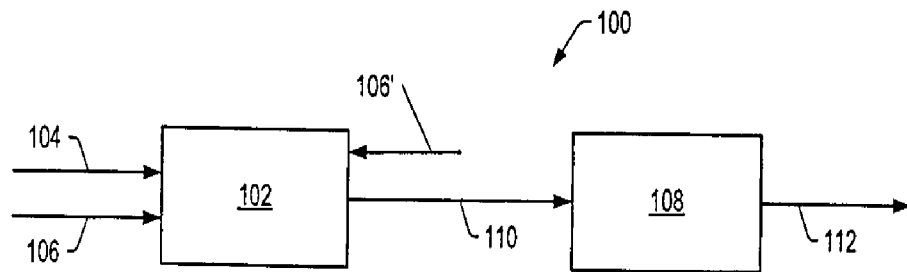


FIG. 1

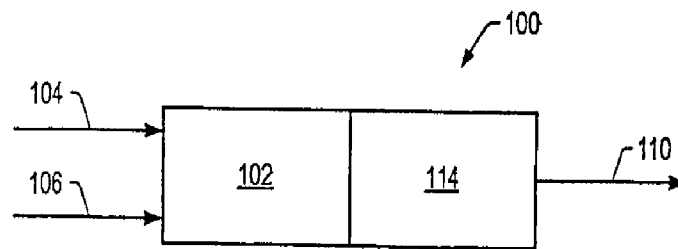


FIG. 2A

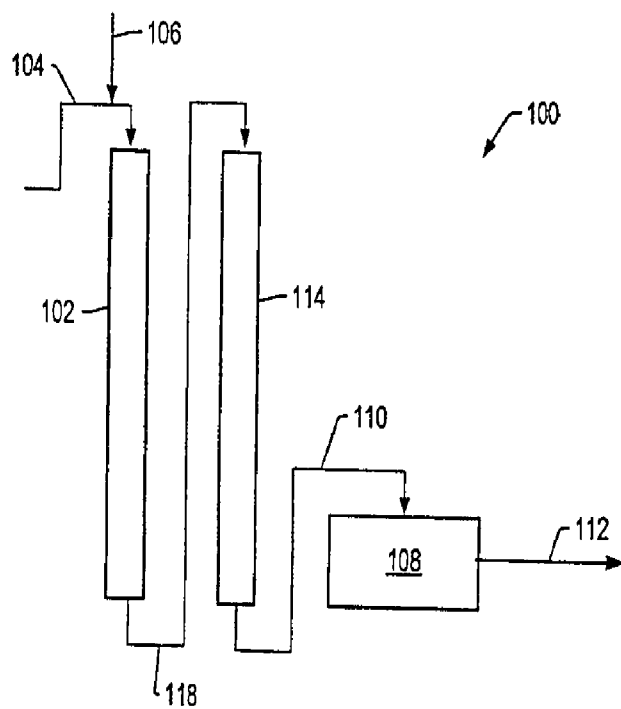


FIG. 2B

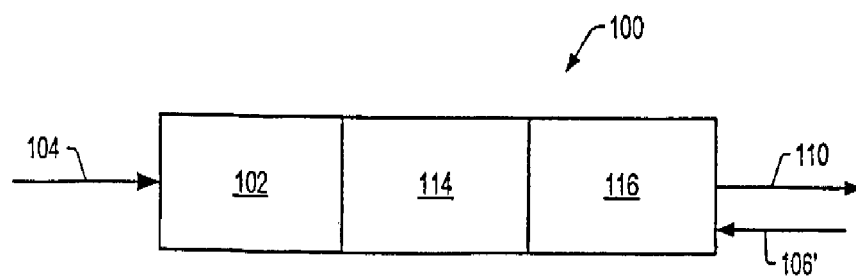


FIG. 3A

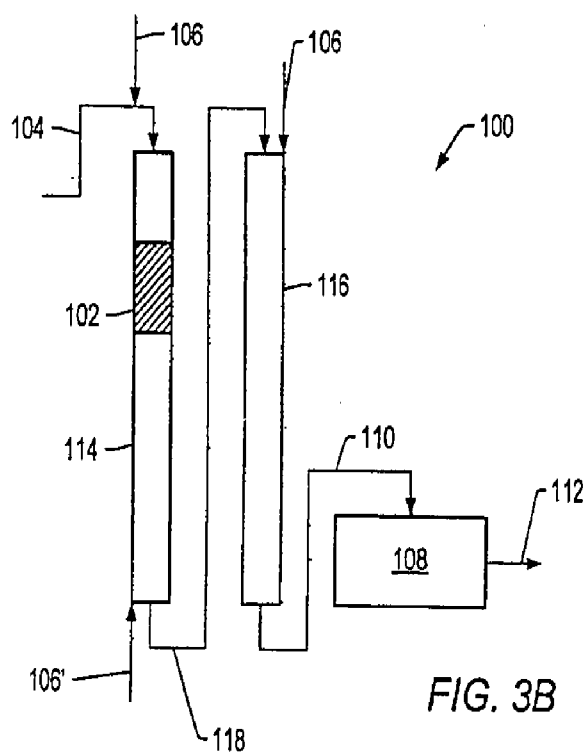


FIG. 3B

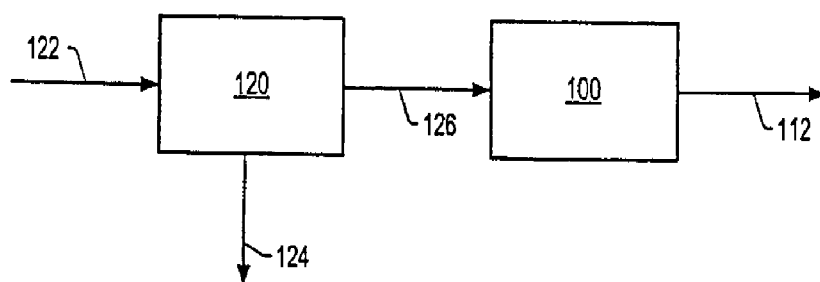


FIG. 4

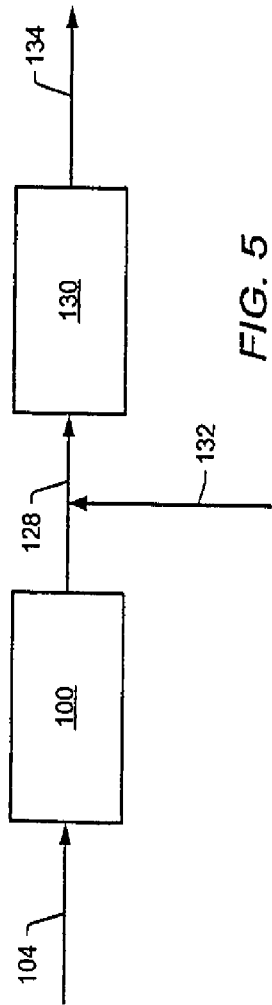


FIG. 5

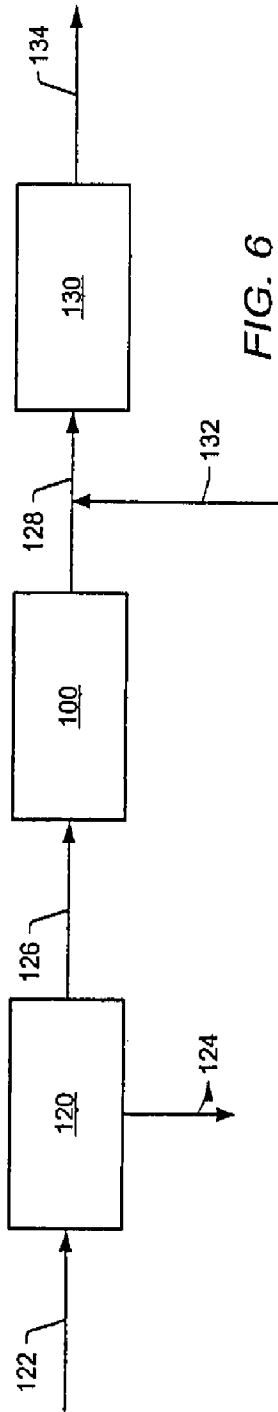


FIG. 6

Tabela 1

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Exemplo	5	5
TAN	0,8	0,09
Gravidade API	24,9	28,6
Densidade a 15,56° C (60 °F), g/cm ³	0,9046	0,8838
Hidrogênio, % em peso	11,68	12,44
Carbono, % em peso	85,24	96,43
Enxofre, % em peso	2,24	0,75
Oxigênio, % em peso	0,29	0,07
Nitrogênio, % em peso	0,19	0,16
Nitrogênio Básico Total, % em peso	0,05	0,05
Níquel, ppm em peso	27	7,6
Vanádio, ppm em peso	59	14,8
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	6,6	4,4
Asfaltenos C ₅ , % em peso	5,21	2,3
Destilado, % em peso	20,5	22,1
VGO, % em peso	31,3	31,8
Resíduo, % em peso	28,3	25,5
Valor P	4,5	4,5
Viscosidade a 37,8° C (100 °F), cSt	17,4	14,8

FIG. 7

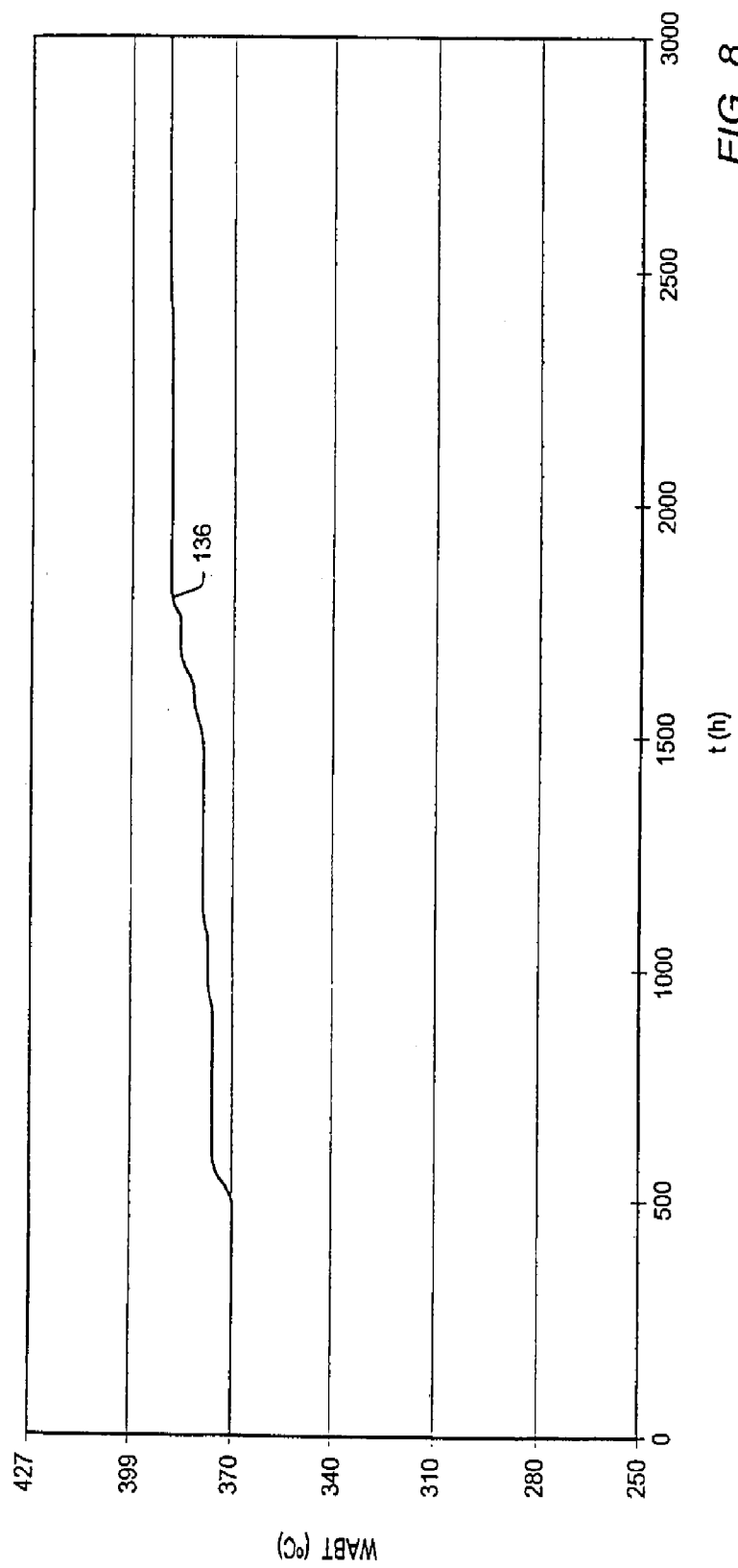


FIG. 8

Tabela 2

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Número do Exemplo	6	6
TAN	10,3	0,42
Gravidade API	13,2	12,5
Densidade a 15,56° C (60 °F), g/cm ³	0,9776	0,9824
Hidrogênio, % em peso	11,54	11,71
Carbono, % em peso	86,89	87,28
Enxofre, % em peso	0,31	0,23
Oxigênio, % em peso	0,90	0,34
Nitrogênio, % em peso	038	0,39
Nitrogênio Básico Total, % em peso	0,14	0,15
Níquel, ppm em peso	13,7	10,7
Vanádio, ppm em peso	3,4	2,9
Ferro, ppm em peso	19	2,5
Sódio, ppm em peso	37	24
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	7,2	6,7
Asfaltenos C ₅ , % em peso	4,8	4,8
Destilado, % em peso	17,6	17,8
VGO, % em peso	44,6	44,1
Resíduo, % em peso	37,8	37,8
Valor P	5	5
Viscosidade a 37,8° C (100 °F), cSt	6880	3893

FIG. 9

Tabela 3

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Número do Exemplo	7	7
TAN	3,7	0,16
Gravidade API	15,0	16,2
Densidade a 15,56° C (60 °F), g/cm ³	0,9659	0,9582
Hidrogênio, % em peso	11,4	11,6
Carbono, % em peso	87,1	87,4
Enxofre, % em peso	0,43	0,33
Oxigênio, % em peso	0,42	0,20
Nitrogênio, % em peso	0,52	0,50
Nitrogênio Básico Total, % em peso	0,16	0,18
Níquel, ppm em peso	12,4	11,0
Vanádio, ppm em peso	19,2	15
Ferro, ppm em peso	10,4	0,8
Cálcio, ppm em peso	5,4	1,9
Sódio, ppm em peso	117	6
Zinco, ppm em peso	2,5	0,6
Potássio, ppm em peso	46	3
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	8,3	7,9
Asfaltenos C ₅ , % em peso		6,3
Destilado, % em peso	15,6	19,4
VGO, % em peso	39,6	37,6
Resíduo, % em peso	38,8	40,1
Viscosidade a 37,8° C (100 °F), cSt	1224	862

FIG. 10

Tabela 4

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Número do Exemplo		8	9	10	11
TAN	0,8	0,04	0,04	0,04	0,05
Gravidade API	19,6	22,3	22,95	21,7	22,9
Densidade a 15,56° C (60 °F), g/cm ³	0,9363	0,9198	0,9162	0,9236	0,9165
Hidrogênio, % em peso	11,68	12,0	12,10	11,91	12,08
Carbono, % em peso	85,24	86,10	86,2	85,90	86,25
Enxofre, % em peso	1,91	1,6	1,3	1,8	1,3
Oxigênio, % em peso	0,9	0,15	0,14	0,15	0,14
Nitrogênio, % em peso	0,22	0,20	0,19	0,22	0,20
Nitrogênio Básico Total, % em peso	0,06	NA	NA	NA	NA
Níquel, ppm em peso	27	18	15	14	14
Vanádio, ppm em peso	69	41	35	29	33
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	7,5	5,8	5,9	6,5	6,0
Asfaltenos C ₅₊ , % em peso	6,0	4,0	4,0	3,4	3,9
VGO, % em peso	30,0	34,6	34,6	35,1	34,8
Resíduo, % em peso	34,9	31,5	31,2	31,2	31,0
Valor P	---	3,1	3,2	4,5	3,2
Absorção de Hidrogênio, Nm ³ /m ³	---	29,3	40,3	18,9	35,3
Viscosidade a 100 °F (37,8° C), cSt	177	62,6	59,7	72,7	58,3

FIG. 11

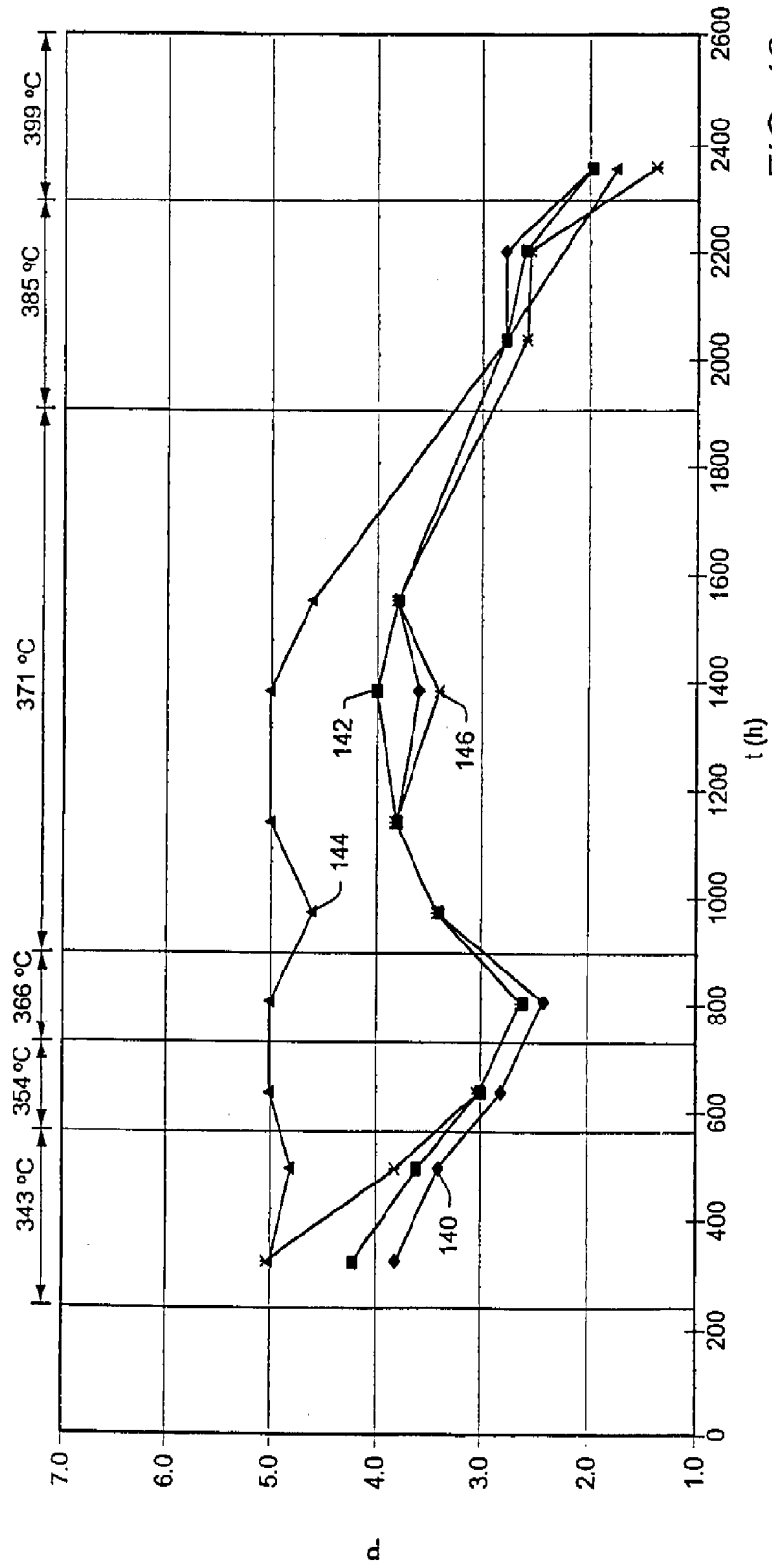


FIG. 12

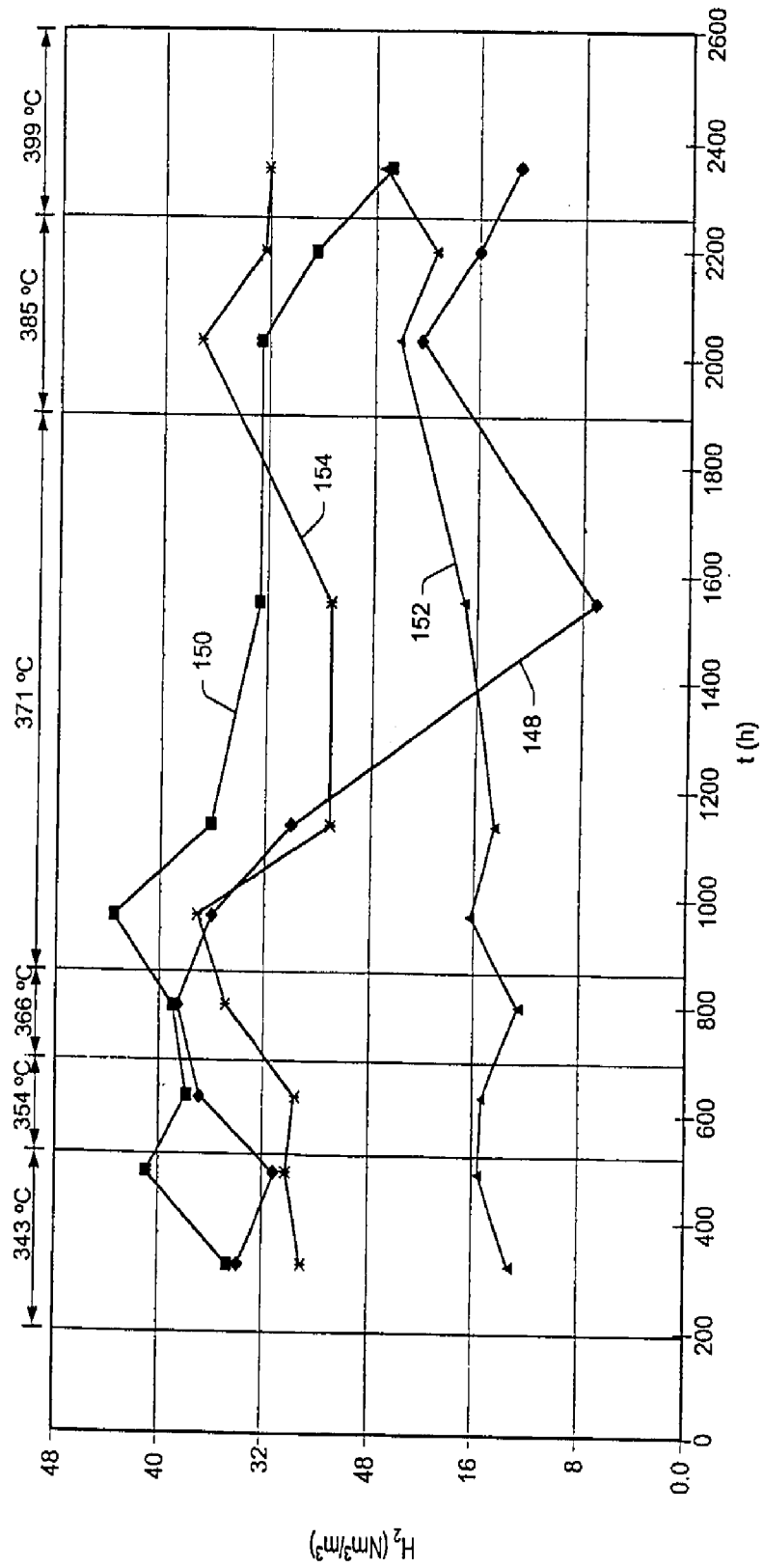


FIG. 13

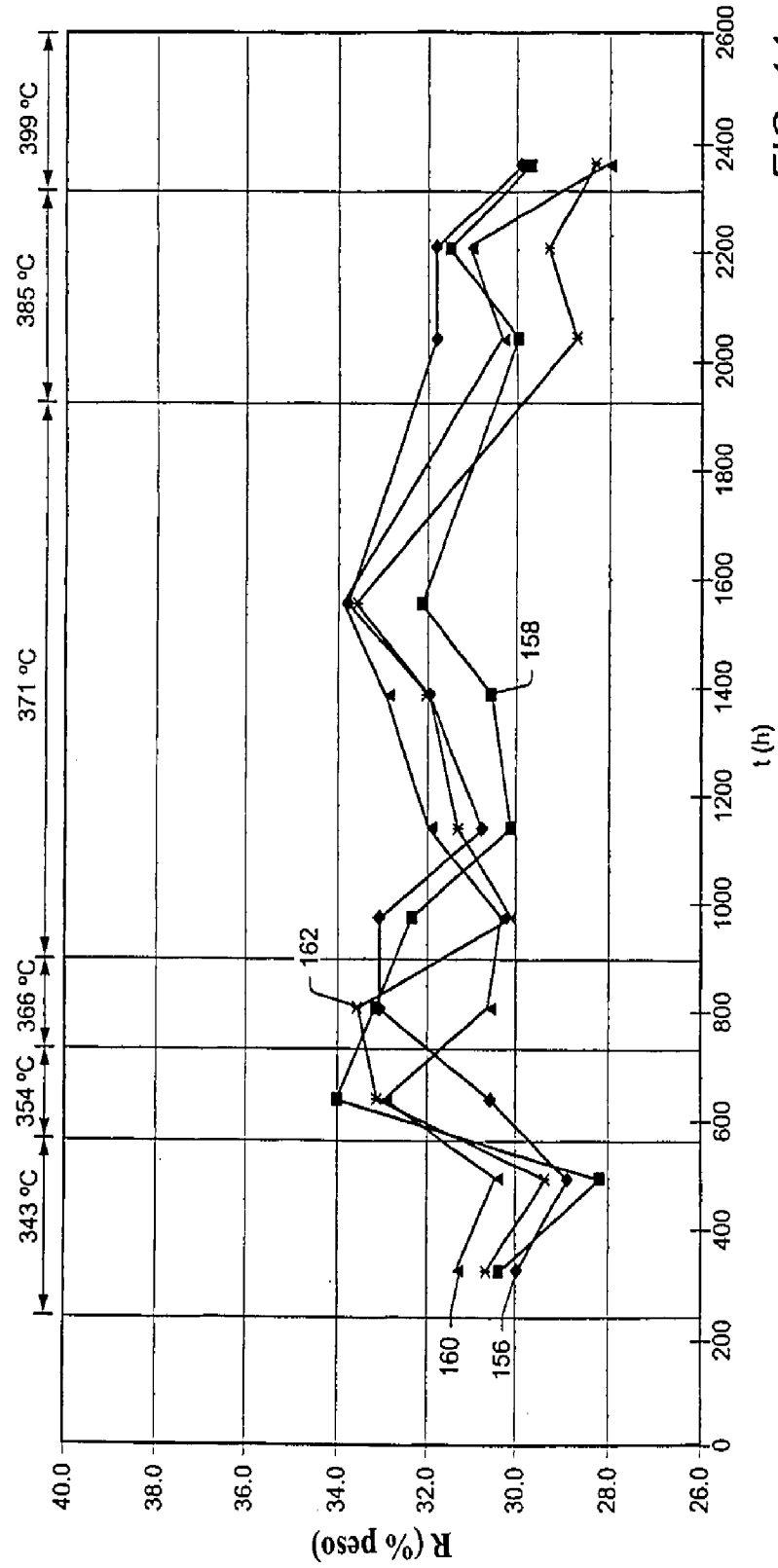


FIG. 14

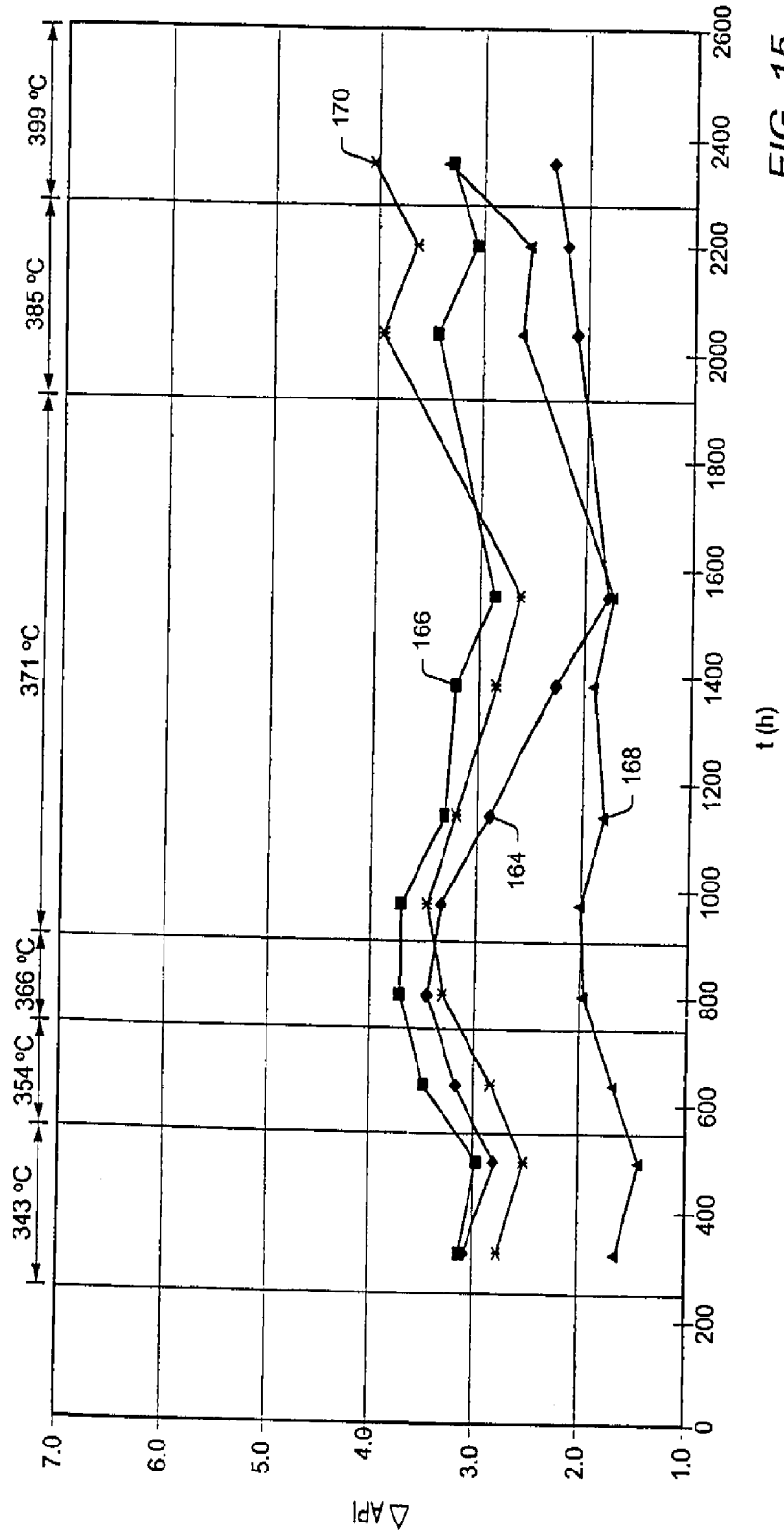


FIG. 15

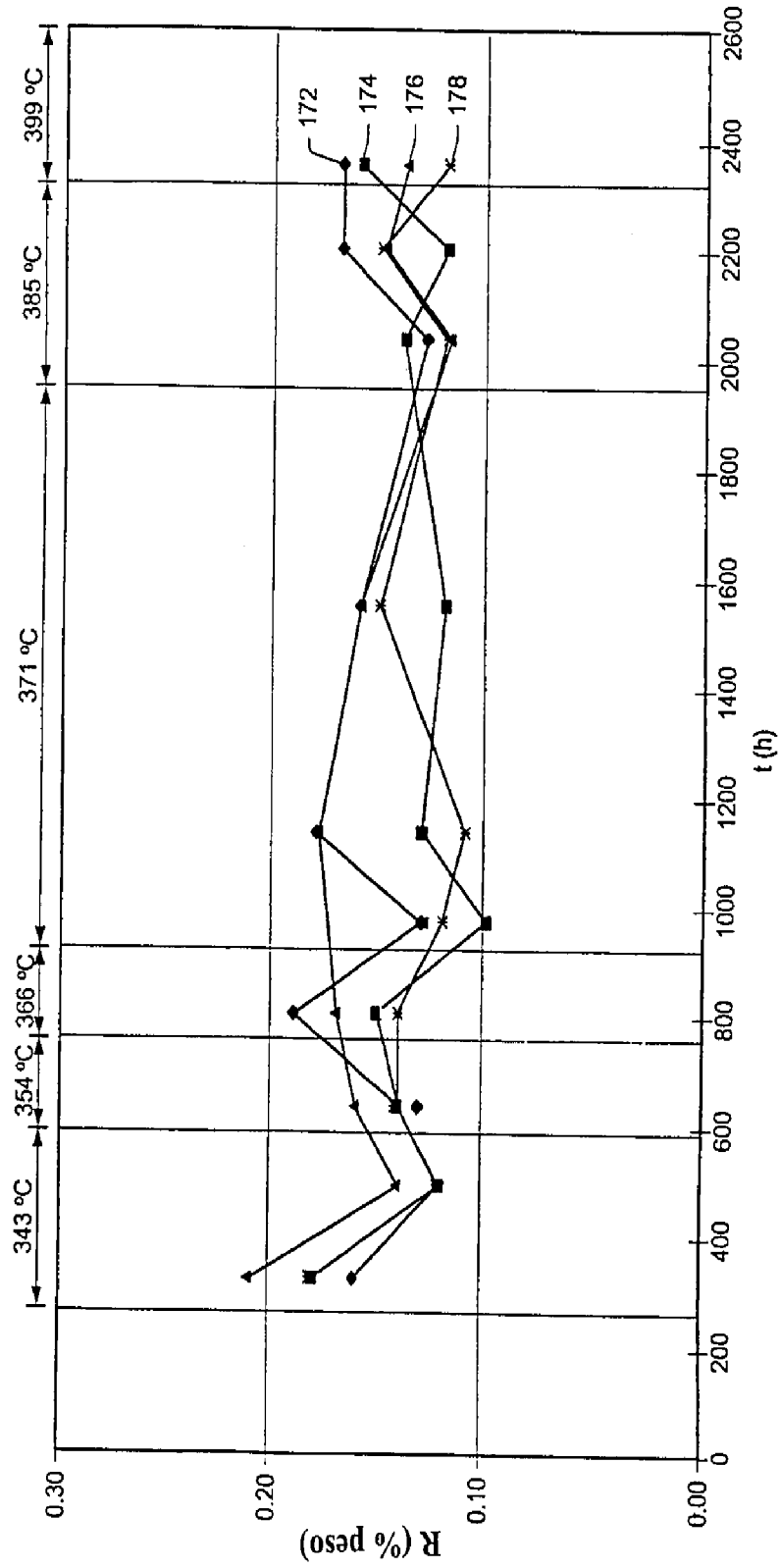


FIG. 16

Tabela 5

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Exemplo N ^o		15	16	17	18
Catalisador (% da quantidade total de catalisador em todas as zonas de contato)	—	V (25 %); Mo (75 %)	V (50 %); Mo (50 %)	V (50 %); Mo/V (50 %)	Pérolas Pyrex
TAN	9,3	0,9	1,4	1,4	8
Gravidade API	13,8	14,2	14,1	13,8	13,5
Densidade a 15,56° C (60 °F),	0,9740	0,9712	0,9711	0,9716	0,9758
Hidrogênio, % em peso	11,50	11,59	11,62	11,58	11,48
Carbono, % em peso	86,83	87,23	87,26	87,28	86,80
Enxofre, % em peso	0,34	0,29	0,31	0,32	0,34
Oxigênio, % em peso	0,90	0,43	0,30	0,41	0,72
Nitrogênio, % em peso	0,42	0,42	0,41	0,41	0,42
Nitrogênio Básico Total, % em peso	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Níquel, ppm em peso	14	14	14	14	14
Vanádio, ppm em peso	4	4	4	4	4
Ferro, ppm em peso	32	3	4	4	18
Sódio, ppm em peso	—	9	10	7	—
Potássio, ppm em peso	—	84	60	90	147
Cálcio, ppm em peso	—	26	31	30	29
Zinco, ppm em peso	—	9	4	3	5
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	7,4	7,2	7,2	7,3	7,9
Asfaltenos C ₅ , % em peso	5,5	4,1	4,0	4,1	5,0
VGO, % em peso	—	41,7	41,3	41,3	40,8
Resíduo, % em peso	37,8	41,9	41,7	42,4	43,2
Valor P	5	5	5	5	5
Absorção Hidrogênio, Nm ³ /m ³	—	-1,0	1,9	-2,4	-8,9
Densidade a 37,8° C (100° F), cSt	6830	4600	4240	5156	7576

FIG. 17

Tabela 6

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Número do Exemplo	6	1	19	19	19	19
LHSV, h ⁻¹	---	---	---	---	---	---
TAN	10,3	0,42	9,3	4	12,3	20,7
Gravidade API	13,2	12,5	13,8	14,5	14,5	14,3
Densidade a 15,56° C (60° F)	0,9776	0,9824	0,9740	0,9695	0,9695	0,9709
Hidrogênio, % em peso	11,54	11,71	11,50	44,68	44,68	11,58
Carbono, % em peso	86,89	87,28	86,83	87,28	87,28	86,99
Enxofre, % em peso	0,31	0,23	0,34	0,28	0,28	0,30
Oxigênio, % em peso	0,90	0,34	---	0,42	0,42	0,72
Nitrogênio, % em peso	0,38	0,39	0,42	0,41	0,41	0,41
Níquel, ppm	13,7	10,7	13,5	12,8	12,8	13,2
Vanádio, ppm	3,4	2,9	3,7	3,3	3,3	3,5
Sódio, ppm em peso	37	24	37	20	20	34
Cálcio, ppm em peso	72	---	72	52	52	50
Zinco, ppm em peso	46	---	46	< 0,4	< 0,4	< 0,4
Potássio, ppm em peso	320	---	310	183	183	203
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	7,2	6,7	7,4	7,1	7,1	7,2
Asfaltenos C ₅ , % em peso	4,8	4,8	5,5	4,6	4,6	4,6
Destilado, % em peso	17,6	17,8	---	18,33	18,33	17,97
VGO, % em peso	44,6	44,1	---	41,8	41,8	41,8
Resíduo, % em peso	37,8	37,8	37,8	38,6	38,6	39,4
Viscosidade a 37,8° C (100° F) cSt	6880	3893	6830	3774	3774	4276

FIG. 18

Tabela 7

Propriedade	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto	Alimentação de petróleo bruto	Produto de petróleo bruto
Número do Exemplo	6	6	20	20
TAN	10,3	0,42	9,3	0,7
Gravidade API	13,2	12,5	13,8	14,7
Densidade a 15,56° C (60° F), g/cm ³	0,9776	0,9824	0,9740	0,9678
Hidrogênio, % em peso	11,54	11,71	11,50	11,68
Carbono, % em peso	86,89	87,28	86,8	87,42
Enxofre, % em peso	0,31	0,23	0,34	0,24
Oxigênio, % em peso	0,90	0,34	---	0,20
Nitrogênio, % em peso	0,38	0,39	0,42	0,40
Níquel, ppm	13,7	10,7	13,5	10,9
Vanádio, ppm	3,4	2,9	3,7	3,3
Ferro, ppm	19	2,5	32	13
Sódio, ppm em peso	37	24	37	9,8
Potássio, ppm em peso	320	---	310	175
Resíduo de Micro-Carbono, % em peso	7,2	6,7	7,4	6,8
Asfaltenos C ₅ , % em peso	4,8	4,8	5,5	3,9
Destilado, % em peso	17,6	17,8	---	17,8
VGO, % em peso	44,6	44,1	---	42,8
Resíduo, % em peso	37,8	37,8	37,8	40,1
Valor P	5	5	5	5
Viscosidade a 37,8 C (100°F), cSt	6880	3893	6830	3781

FIG. 19

RESUMO

“MÉTODOS DE PRODUZIR UM PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E
COMBUSTÍVEL DE TRANSPORTE, COMBUSTÍVEL DE
AQUECIMENTO, LUBRIFICANTES OU SUBSTÂNCIAS QUÍMICAS,
5 PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO E SISTEMA PARA PRODUZIR UM
PRODUTO DE PETRÓLEO BRUTO”

O contato de uma alimentação de petróleo bruto com um ou
mais catalisadores produz um produto total que inclui um produto de petróleo
bruto. O produto de petróleo bruto é uma mistura líquida a 25°C e 0,101 MPa.
10 Uma ou mais outras propriedades do produto de petróleo bruto podem ser
mudadas em pelo menos 10% em relação às respectivas propriedades da
alimentação de petróleo bruto.