

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

(21) **PI 0614322-9 A2**

(22) Data de Depósito: 21/07/2006
(43) Data da Publicação: 27/11/2012
(RPI 2186)



(51) *Int.Cl.:*
C10G 11/00
C10C 3/00

(54) Título: PROCESSO E APARELHO PARA MELHORAR AS PROPRIEDADES DE FLUXO DE PETRÓLEO BRUTO

(30) Prioridade Unionista: 09/08/2005 US 11/200,285

(73) Titular(es): UOP LLC

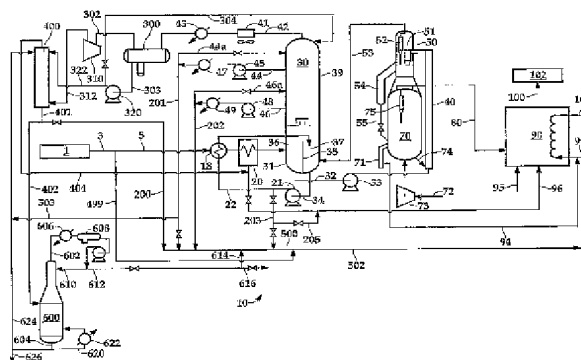
(72) Inventor(es): BRIAN WESLEY HEDRICK, JAMES FRANCIS MCGEHEE, JIBREEL ABDUL QAFISHEH, SELMAN ZIYA ERISKEN

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

(86) Pedido Internacional: PCT US2006028297 de 21/07/2006

(87) Publicação Internacional: WO 2007/021441 de 22/02/2007

(57) Resumo: PROCESSO E APARELHO PARA MELHORAR AS PROPRIEDADES DE FLUXO DE PETRÓLEO BRUTO. Um processo para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto pode incluir processamento de uma primeira corrente de petróleo bruto (5), que pode por sua vez incluir craqueamento da primeira corrente de petróleo bruto com catalisador fresco para formar uma corrente craqueada (53) e catalisador gasto. O catalisador gasto pode ser regenerado para formar catalisador fresco, que pode ser então reciclado. Pelo menos parte da corrente craqueada (530) pode ser misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto (499). Uma razão de parte da corrente craqueada a adicionar para a segunda corrente de petróleo bruto pode ser selecionada para alcançar uma densidade API de pelo menos cerca de 18. A primeira corrente de petróleo bruto (5) pode ser aquecida e extraída antes de ser craqueada.



“PROCESSO E APARELHO PARA MELHORAR AS PROPRIEDADES DE FLUXO DE PETRÓLEO BRUTO”

FUNDAMENTOS DA INVENÇÃO

5 A presente invenção refere-se a um processo novo e a um aparelho novo para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto.

TÉCNICA ANTERIOR RELACIONADA

10 Quando se perfura para óleo em lugares remotos, gasto considerável está associado com transporte de petróleo bruto da cabeça de poço para uma instalação receptora. Uma dificuldade de transporte de petróleo bruto é que certos petróleos brutos podem conter uma quantidade significativa de cera, que possui um ponto de ebulição alto. A temperatura na qual a cera se gelifica é o ponto de fluidez. A temperatura na qual a cera se solidifica é o ponto de névoa. Em situações nas quais o ponto de névoa ou o ponto de fluidez de um petróleo bruto ceroso é maior do que a temperatura ambiente, a possibilidade da solidificação e do acúmulo da cera é uma séria ameaça a um transporte contínuo de petróleo bruto. Limpeza de uma tubulação que tem se tornada obstruída com cera e petróleo bruto gelificado é muito cara e consumidora de tempo.

20 Outra especificação para bombeabilidade de tubulação é a viscosidade do óleo. A viscosidade do óleo é proporcionar ao trabalho requerido para bombeá-lo. Como consequência, cada tubulação possui uma especificação de viscosidade, API e ponto de fluidez. Por exemplo, para ser aceito para transporte no sistema Enbridge Pipeline no Canadá e nos E.U.A., a especificação de viscosidade é de 350 milímetros quadrados por segundo (mm²/s) na temperatura de operação da tubulação, que varia de estação para estação.

25 Ainda outra especificação para bombeabilidade de tubulação é o índice de densidade do American Petroleum Institute (API). Petróleo bruto é muitas vezes descrito em termos de "leve" ou "pesado" pelo índice de

densidade API. Um número alto denota um petróleo bruto “leve”, e um número baixo denota um petróleo bruto “pesado”.

5 Betume é um produto viscoso que pode ser difícil de transportar em uma tubulação. Betume natural é asfalto natural (arenitos de alcatrão, arenitos de óleo) e tem sido definido como rocha contendo hidrocarbonetos mais viscosos do que 10.000 mPa.s. Betume, por exemplo, do Cold Lake de Canadá, é 10 API e requer melhoria para especificações de tubulação, tipicamente pelo menos 18 API. Betume muitas vezes possui uma quantidade alta de níquel, vanádio, e carbono Conradson, e é alto em outros
10 contaminantes, e portanto não pode ser adequado como uma alimentação direta para uma unidade de craqueamento catalítico de fluido (FCC).

Um produto de petróleo com boas propriedades de fluxo tais como ponto de fluidez baixo, densidade API alta, e viscosidade baixa é desejado pelos refinadores.

15 Vários processos têm sido implementados para lidar com fluxo lento de petróleo bruto em tubulações. Em um processo, os pontos de fluidez de petróleos brutos cerosos têm sido melhorados pela remoção de uma parte da cera por extração com solvente em temperaturas baixas. Contudo, há gasto substancial na recuperação de solvente, disposição da cera, e resfriamento da
20 temperatura para temperaturas suficientemente baixas.

Em outro processo, petróleo bruto ceroso é diluído com uma fonte externa de frações mais leves de hidrocarbonetos. Contudo, este processo usa uma quantidade relativamente grande de solventes hidrocarbonetos caros para transportar um produto relativamente barato.
25 Ademais, quantidades grandes de hidrocarbonetos mais leves são difíceis de obter em localizações remotas.

Ainda um outro método para melhorar o fluxo de petróleo bruto envolve craqueamento térmico do óleo cri de modo a reduzir ou eliminar as moléculas de parafina cerosa pela conversão delas em

hidrocarbonetos mais leves. Calor suficiente é fornecido às moléculas de parafina cerosa para iniciar o craqueamento térmico. Contudo, craqueamento térmico de petróleo bruto pode não diminuir o ponto de fluidez ou a viscosidade de petróleos brutos de modo suficiente para criar um material

5 desejável para misturação com petróleo bruto para transporte através de uma tubulação. Processamento térmico tal como visco-redução pode criar um problema de estabilidade que produz precipitação de asfaleno na tubulação.

FCC é um processo catalítico para converter hidrocarbonetos pesados em hidrocarbonetos mais leves pelo contato dos hidrocarbonetos

10 pesados em uma zona de reação fluidizada com um catalisador composto de material particulado finamente dividido. A maioria das unidades de FCC agora usa catalisador contendo zeólito possuindo seletividade e atividade altas. À medida que a reação de craqueamento prossegue, quantidades substanciais de material elevadamente carbonáceo referido como coque são

15 depositadas sobre o catalisador, formando o catalisador gasto. Regeneração em temperatura alta queima o coque do catalisador gasto. O catalisador regenerado é então resfriado antes de ser retornado para a zona de reação. Catalisador gasto é continuamente removido da zona de reação e substituído por catalisador essencialmente livre de coque da zona de regeneração. Reação

20 de FCC e regeneração têm que ser energizadas continuamente para manter o processo funcionando. Em localizações remotas fontes externas de energia podem ser difíceis de obter e são muito caras.

Em campos de óleo remotos, um sistema para extrair e transportar petróleo bruto sem necessidade de uma fonte externa de energia

25 criando simultaneamente continuamente um produto desejável que pode ser transportado através de uma tubulação seria desejável.

SUMÁRIO DA INVENÇÃO

Um aspecto da invenção é direcionado para um processo para melhorar as propriedades de fluxo de um produto de petróleo bruto por

craqueamento de uma primeira corrente de petróleo bruto e misturação de pelo menos parte da primeira corrente de petróleo bruto com uma segunda corrente de petróleo bruto. Este aspecto inclui processamento da primeira corrente de petróleo bruto que pode incluir craqueamento da primeira corrente de petróleo bruto com catalisador fresco para formar uma corrente craqueada e catalisador gasto. A corrente craqueada pode ser separada do catalisador gasto. O catalisador gasto pode ser regenerado para formar catalisador fresco, que pode ser então reciclado. Pelo menos parte da corrente craqueada pode ser misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto. A primeira corrente de petróleo bruto pode ser extraída antes de ser craqueada. Em outro aspecto, a primeira corrente de petróleo bruto possui pelo menos uma das seguintes propriedades: uma densidade API menor do que 18, uma viscosidade maior do que 10.000 mm²/s a 38°C e um ponto de fluidez maior do que 20°C. Em um outro aspecto, uma razão de uma parte da corrente craqueada para a segunda corrente de petróleo bruto é selecionada para alcançar pelo menos uma das seguintes propriedades: uma densidade API de pelo menos 18, uma viscosidade de não maior do que 10.000 mm²/s a 38°C e um ponto de fluidez de não maior do que 20°C.

Vantajosamente, quando se usa este processo, a corrente craqueada pode ser separada em fração de fundo, óleo de ciclo leve, e nafta, na qual o óleo de ciclo leve pode ser combinado com a segunda corrente de petróleo bruto. A nafta pode ser desbutanizada para formar gás liquefeito de petróleo e gasolina, na qual estes dois produtos podem ser misturados com a segunda corrente de petróleo bruto. As fração de fundo, o óleo de ciclo leve, e o gás liquefeito de petróleo e a gasolina podem possuir, cada um, uma proporção respectiva, e durante a etapa de misturação, cada proporção respectiva pode ser selecionada para alcançar uma densidade API de pelo menos 18.

Em um outro aspecto da invenção, a regeneração do

catalisador pode formar um gás chaminé de regeneração que pode ser queimado em uma caldeira para gerar vapor. O vapor pode ser superaquecido. A etapa de regeneração parcialmente queima coque sobre o catalisador gasto para formar gás residual de regeneração possuindo uma razão de CO/CO_2 de entre 0,6:1 e 1:1.

Em um outro aspecto, a mistura de uma parte da corrente craqueada e a segunda corrente de petróleo bruto é transportada em uma tubulação mais de 32 quilômetros de onde foram misturadas para uma estação de processamento.

Em ainda outro aspecto da invenção, a primeira corrente de petróleo bruto pode incluir betume, e o processo pode incluir desasfaltação de betume com solvente antes da etapa de craqueamento. A etapa de desasfaltação pode formar piche que pode ser queimado em uma caldeira para gerar vapor.

Em ainda outro aspecto da invenção, um aparelho para reduzir o ponto de fluidez de petróleo bruto compreende: um tubo ascendente carregado com catalisador fresco e possuindo um fundo e um topo, no qual um conduto de petróleo bruto fornece uma primeira corrente de petróleo bruto para dentro do fundo e uma saída retira catalisador gasto e uma corrente craqueada vaporizada do topo. Um vaso contendo um ciclone pode estar em comunicação escoável com a saída para receber e separar a corrente craqueada vaporizada do catalisador gasto. Um regenerador pode estar em comunicação escoável com o vaso para receber e regenerar o catalisador gasto para formar o catalisador fresco. Um tubo bengala pode estar conectado entre o tubo ascendente e o regenerador para recarregar o tubo ascendente com o catalisador fresco. Um fracionador pode estar em comunicação escoável com o vaso para receber a corrente craqueada vaporizada para fracioná-la em frações leves, nafta, óleo de ciclo leve e fração de fundo, e linhas em comunicação escoável com o fracionador podem fornecer pelo menos parte da

nafta e pelo menos parte do óleo de ciclo leve para uma segunda corrente de petróleo bruto. Adicionalmente, uma linha de alimentação do fracionador está em comunicação escoável com o tubo ascendente.

BREVE DESCRIÇÃO DE VÁRIAS VISTAS DOS DESENHOS

5 FIG. 1 é um fluxograma mostrando uma visão geral do processo e do aparelho.

FIG. 2 é um fluxograma de um complexo de processamento de betume.

FIG. 3 é um fluxograma da unidade de recuperação de energia.

10 DESCRIÇÃO DETALHADA DA INVENÇÃO

Esta invenção pode melhorar as propriedades de fluxo de um petróleo bruto. O processo pode preparar *cutter stock* a partir de uma porção de um petróleo bruto usando componentes modularmente projetados. Petróleo bruto pode compreender a alimentação de petróleo bruto a ser cataliticamente craqueada por um processo de craqueamento catalítico fluidizado (FCC) e o
15 produto pode ser misturado com petróleo bruto não processado para criar uma mistura de petróleo bruto processado e não processado para melhorar as propriedades de fluxo do petróleo bruto pelo abaixamento do ponto de fluidez do petróleo bruto, elevação de densidade API e/ou redução da viscosidade
20 para facilitar o transporte do produto misturado através de uma tubulação para uma localização remota para processamento adicional.

Craqueamento catalítico fluidizado residual (RFCC) pode ser usado para processar resíduo de carbono Conradson e alimentações contaminadas com metais tais como resíduos atmosféricos ou misturas de
25 gasóleos e resíduo de vácuo. Dependendo do nível de resíduo de carbono e de contaminantes níquel e vanádio, estas alimentações podem ser hidrotratadas ou desasfaltadas antes de serem alimentadas a uma unidade de RFCC. Hidrotratamento ou desasfaltação de alimentação reduz o resíduo de carbono e os níveis de metal da alimentação, reduzindo ambos a tendência de

formação de coque da alimentação e a desativação do catalisador.

Esta invenção possui um fluxograma elevadamente integrado que minimiza a quantidade de equipamento necessária e pode ser tão independente quanto possível. Qualquer excesso de energia gerada no complexo pode ser usado para gerar vapor que pode ser exportado para o campo de óleo para injeção contínua de vapor. A necessidade de energia do complexo pode ser gerada em eficiência alta pelo uso de vapor de uma caldeira de CO que está elevadamente pressurizado e superaquecido ou por um expensor de recuperação de energia em uma linha de gás residual do regenerador de catalisador. Um tal complexo deve possuir energia em excesso e vapor extraído porque o rendimento de coque é muito alto em comparação com uma reação de FCC padrão. É esperado que a geração de energia para operar o complexo com gás de processo ou vapor de qualidade alta gerado pela caldeira de CO mais extração de vapor seja sinérgica no campo de óleo porque os métodos de recuperação de óleo intensificada necessitam de vapor saturado de pressão média que está em geral em excesso em uma refinaria. O campo de óleo também requer eletricidade para operar as bombas extraindo o petróleo bruto da terra.

Petróleo bruto de uma fonte pode compreender toda ou parte de uma alimentação de petróleo bruto a ser processada por FCC. Alimentação de petróleo bruto processada por esta invenção pode ser hidrocarboneto pesado compreendendo betume ou óleo pesado. Betume total pode incluir resinas e asfaltenos, que são hidrocarbonetos polinucleares complexos, que aumentam a viscosidade do petróleo bruto e aumentam o ponto de fluidez. Alimentação de petróleo bruto também pode incluir petróleo bruto convencional, produtos de fundo de torre atmosférica, frações de fundo de torre de vácuo, óleos de carvão mineral, óleos residuais, arenitos de alcatrão, óleo de folhelho e frações asfálticas.

Petróleo bruto é tipicamente muito viscoso, possuindo uma

densidade API de entre 8 e 13 API e tipicamente menor do que 18 API e/ou um ponto de fluidez de entre 20° e 50°C. Viscosidade de petróleo bruto pode estar entre 10.000 e 15.000 mm²/s a 40°C. Petróleo bruto pode ser caracterizado como uma corrente de hidrocarbonetos possuindo propriedades em pelo menos uma das seguintes faixas: ponto de fluidez de maior do que 20°C, viscosidade maior do que 10.000 mm²/s a 38°C e uma densidade API tipicamente maior do que 18 API.

Aparelho de processamento

Referindo-se à FIG. 1, aparelho 10 fornece um petróleo bruto do local de campo de óleo 1 em linha 3. A corrente de petróleo bruto em linha 3 é tipicamente submetida ao aquecimento e à separação de um óleo de uma fase aquosa para desaguar a corrente de petróleo bruto em linha 3. A corrente de petróleo bruto em linha 3 é separada em duas porções. Uma corrente de petróleo bruto é transportada em linha 5 para processamento enquanto que a outra corrente de petróleo bruto é transportada em linha 499 para desviar o processamento da linha 5. O petróleo bruto pode ser enviado a um aquecedor ignizado 20 onde o petróleo bruto pode ser pré-aquecido. Opcionalmente, o petróleo bruto em linha 5 também pode ser aquecido em trocador de calor 18 por troca de calor indireta com reciclo de fração de fundo em linha 22. Após deixar o aquecedor 20, o petróleo bruto aquecido pode ser introduzido em porção inferior 31 do fracionador 30. Em alguns processos de FCC, o petróleo bruto não é direcionado para o fracionador 30 mas em vez disso é introduzido diretamente no tubo ascendente 40 para craqueamento catalítico.

A recuperação de resíduos, ou fração de fundo, envolve vaporização seletiva ou destilação fracionada do petróleo bruto com mínima ou nenhuma mudança química no petróleo bruto. O processo de fracionamento pode proporcionar uma alimentação mais adequada para o processo de FCC. A vaporização seletiva de petróleo bruto ocorre sob condições de não-craqueamento, sem qualquer redução na viscosidade dos

componentes da alimentação. Hidrocarbonetos leves, aqueles ebulindo abaixo de 371°C, preferivelmente aqueles ebulindo abaixo de 357°C, e mais preferivelmente aqueles ebulindo abaixo de 343°C, são vaporizados do petróleo bruto na zona de alimentação 36. Os hidrocarbonetos leves tipicamente não são cataliticamente craqueados. Conseqüentemente, a zona de alimentação 36 serve como um extrator no qual hidrocarbonetos leves são extraídos da alimentação de petróleo bruto.

Alimentação de petróleo bruto pode ser alimentada diretamente em um tubo ascendente 40 sem a etapa de fracionamento, dependendo da quantidade de frações leves, gasolina, gasóleos e resíduos. Alimentação direta seria desejável se a quantidade de hidrocarbonetos ebulindo abaixo de 343°C for relativamente baixa e sua segregação for portanto desnecessária. O produto de fundo do fracionador 30, na zona de alimentação 36 é removido via alinha de alimentação de FCC 32 e direcionado por bomba 33 para o fundo do tubo ascendente 40.

A vazão de alimentação para o aparelho 10 pode estar entre 50.000 e 200.000 barris por dia, preferivelmente entre 75.000 e 150.000 barris por dia, e mais preferivelmente 100.000 barris por dia embora a vazão de alimentação possa variar destas faixas. Alimentação para FCC pode estar entre 10 LV-% e 60 LV-% da carga do complexo em linha 3 do campo de óleo 1 com vazões menores sendo preferíveis às vazões maiores a não ser que os balanços de utilidades requeiram vazões de carga maiores. A alimentação em linha 32 é contatada com o catalisador no tubo ascendente 40 e craqueada em produtos hidrocarbonetos mais leves que são removidos do tubo ascendente 40. O catalisador torna-se gasto porque resíduo de carbono se acumula sobre a superfície do catalisador. O catalisador gasto e os produtos são transportados para fora do topo do tubo ascendente 40 e para dentro de um vaso reator 50 opcionalmente através de um separador de corte grosseiro 51 para desintegrar os vapores de produto do catalisador gasto. Um ou mas

estágios de ciclones 52 adicionalmente separam o catalisador gasto dos produtos por indução da mistura de catalisador e gases de produto ao turbilhonamento de modo que o catalisador gasto mais pesado se movimenta descendentemente e os produtos gasosos mais leves se movimentam ascendentemente.

Condições operacionais aproximadas incluem aquecimento da alimentação de petróleo bruto para craqueamento catalítico para entre 149° e 260°C, preferivelmente entre 177° e 232°C, e mais preferivelmente 204°C. A temperatura no vaso reator 50 pode estar entre 454° e 593°C, preferivelmente entre 482° e 566°C, e mais preferivelmente entre 510° e 538°C. Aparelho 10 pode regenerar catalisador a entre 593° e 896°C, preferivelmente entre 649° e 760°C, mais preferivelmente entre 660° e 732°C. A conversão de FCC pode estar entre 60 e 80 LV-% para gasolina e produtos mais leves, preferivelmente entre 65 LV-% e 75 LV-% para gasolina e produtos mais leves, e mais preferivelmente 70 LV-% para gasolina e produtos mais leves.

Continuando com FIG. 1, os produtos de vapor saem do topo do vaso reator 50 e podem ser direcionados via linha 53 para a zona de produto 37 na porção inferior 31 do fracionador 30. Calor dos vapores de produto podem ser absorvidos dentro do fracionador 30 de modo que os vapores são dessuperaquecidos e ocorre a separação de produto primário. O calor requerido para a separação dos produtos no fracionador 30 é primariamente proporcionado pela corrente de produto craqueado. Assim, no caso de a alimentação de petróleo bruto ser enviada diretamente para o tubo ascendente 40, nenhum outro calor é inserido no fracionador 30. O fracionamento do produto alimentado à zona de produto 37 pode ser por remoção de calor, em vez de entrada de calor. O calor pode ser removido do fracionador por uma série de fluxos trocadores ao redor da bomba acoplados com resfriamento de topo e geração de calor de fração de fundo de fracionador na forma de condensador resfriado por ar / água.

Fracionador

Continuando com a FIG. 1, a coluna fracionadora 30 pode ser um fracionador de parede dividida com uma partição 35 posicionada verticalmente para isolar uma zona de alimentação 36 de uma zona de produto 37 no fundo do fracionador 30. Partição 35 pode ser formada de pelo menos um defletor que está geralmente perfurado (pelo menos 80% perfurado, preferivelmente 90% perfurado). Defletores múltiplos podem ser usados. O petróleo bruto é dirigido para a zona de alimentação 36 e aquecido para uma temperatura entre 315° e 427°C, preferivelmente entre 343° e 399°C, e mais preferivelmente uma temperatura de 371°C em uma pressão de entre 132 e 203 kPa, preferivelmente entre 152 e 193 kPa, e mais preferivelmente 172 kPa. Os hidrocarbonetos leves extraídos do petróleo bruto podem deixar a porção superior 39 do fracionador 30 e podem compreender produto de nafta leve fluído através da linha 42, produto de nafta pesada fluído através de linha 44, e/ou produto de óleo de ciclo leve fluído através da linha 46. O produto de nafta leve em linha 42 pode ser condensado por um condensador 41 e um gerador de vapor 43 antes de ser direcionado para o receptor de topo 300. Água é decantada do receptor 300 enquanto que gás vaporoso é separado em linha 302 do líquido de nafta não estabilizado em linha 303. O gás úmido é expandido no expansor 310 e alimentado ao fundo de uma coluna absorvedora 400 via linha 312. Ao passo que, a nafta líquida não estabilizada é comprimida em compressor 320 e alimentada a um topo da coluna absorvedora 400 via linha 322. Uma porção da nafta não estabilizada é refluxada para a coluna fracionadora 30 via linha 304. Na coluna absorvedora 400, a nafta líquida não estabilizada absorve gás liquefeito de petróleo (LPG) do gás úmido e sai da coluna absorvedora 400 em linha absorvente 401 compreendendo C₃+. A linha absorvente é dividida entre linha de produto 200 para fornecer C₃+ para linha 500 para misturar e uma linha de alimentação de desbutanizador 402. Em uma modalidade, nafta pesada em linha 201 é

desviada via linha 503 para linha 624 para suplementar a alimentação de nafta para a coluna absorvedora e aumentar a recuperação de LPG em linha 401. Gás seco compreendendo C_2 -, H_2S e H_2 sai da coluna absorvedora 400 em linha de gás seco 404. Gás seco é transportado pela linha de gás seco 404 para alimentar com combustível o aquecedor ignizado 20 e/ou uma caldeira de CO 90 via linha 96. Gás seco em linha 404 também pode ser direcionado para uma turbina a gás para a geração de eletricidade.

Fracionador 30 pode condensar produtos de reação superaquecidos da reação de FCC para produzir produtos de hidrocarboneto líquidos. Fracionador 30 também pode proporcionar algum fracionamento (ou extração) entre produtos de corrente lateral líquidos. Após os produtos de vapor serem resfriados de temperaturas de entre 482° e $966^\circ C$, preferivelmente entre 510° e $537^\circ C$, e mais preferivelmente $521^\circ C$ para temperaturas de entre 10° e $66^\circ C$, preferivelmente entre 21° e $49^\circ C$, e mais preferivelmente $38^\circ C$, os produtos de vapor são tipicamente condensados em produtos líquidos e os produtos líquidos são transportados para fora do fracionador 30 e direcionados para misturarem com o petróleo bruto não reagido e em linha 500. Tipicamente, qualquer produto mais pesado do que C_5 pode permanecer na fase líquida, e qualquer produto mais leve pode permanecer vaporizado como frações leves e pode ser transportado para fora do a fracionador 30 em linha 42 de topo. Os produtos líquidos retirados de cortes do fracionador 30 tipicamente podem compreender óleo de ciclo leve (LCO), fração de fundo ou óleo clarificado do fracionador, óleo de ciclo pesado (HCO), e nafta pesada (gasolina). Em FIG. 1, HCO não possui um corte separado mas é coletado na fração de fundo. A corrente de nafta pesada em linha 44 é retirada da coluna fracionadora 30 por uma bomba 45 e resfriada em um gerador de vapor 47. Uma porção de refluxo é retornada para a coluna em uma localização mais alta via linha 44a. Linha 201 de nafta pesada recolhe o restante para a linha 500. Linha 503 pode recolher alguma

ou toda a nafta pesada para a coluna desbutanizadora 600 via linha 402. Similarmente, a corrente de LCO em linha 46 é retirada da coluna fracionadora 30 por uma bomba 48 e resfriada em gerador de vapor 49. Uma porção de refluxo é retornada para a coluna 30 em uma localização mais alta via linha 46a. Linha 202 de LCO recolhe o restante para a linha 500. Finalmente, óleo clarificado é removido em linha 34 de fração de fundo da coluna fracionadora 30 por uma bomba 21 e uma porção de retorno é resfriada em um trocador de calor de alimentação 18 e retornada para a zona de produto 37 da coluna 30 isolada do lado de alimentação 36 pela partição 35. Linha 203 de fração de fundo pode recolher o restante do óleo clarificado para a linha 500 para misturação ou ser desviada para o vaporizador de CO 90 através de linhas 205 e 96.

Produtos de FCC

Catalisadores mais apropriado para uso em tubo ascendente 40 são peneiras moleculares zeolíticas possuindo um tamanho de poro médio grande. Tipicamente, peneiras moleculares com tamanho de poro grande com aberturas maiores do que 0,7 nm em diâmetro efetivo definido por anéis de mais do que 10 e tipicamente 12 membros. Índices de Tamanho de Poro dos poros grandes estão acima de 31. Componentes de zeólito de poro grande adequados incluem zeólitos sintéticos tais com o zeólitos de tipo X e de tipo Y, mordenita e faujasita. Zeólitos Y com um conteúdo de terra rara baixo podem ser o catalisador preferido. Conteúdo de terra rara baixo denota menos do que ou igual a 1,0% em peso de óxido de terra rara sobre a porção de zeolita do catalisador. O catalisador pode ser dispersado sobre uma matriz compreendendo um material aglutinante tal como sílica ou alumina e/ou material de carga inerte tal como caulim. É previsto que o catalisador de equilíbrio que tem sido usado como catalisador em um tubo ascendente de FCC previamente ou outros tipos de catalisador de craqueamento pode ser adequado para uso no tubo ascendente da presente invenção.

O sistema de FCC craqueia a maioria da alimentação de petróleo bruto em material na faixa de C_5+ ebulindo a 204°C . Estes produtos podem possuir uma densidade API de entre 30 e 60, preferivelmente de entre 35 e 55, e mais preferivelmente de entre 40 e 50, e portanto contribuem significativamente para o aumento na densidade API da corrente misturada em linha 502. Craqueamento catalítico do petróleo bruto maximiza o aumento de densidade API enquanto processa uma quantidade mínima de petróleo bruto.

O produto líquido combinado do processamento de FCC de petróleo bruto pode conter produtos convertidos do petróleo bruto ou da alimentação de betume e pode ser transportado em linha 500. O produto líquido do processamento do petróleo bruto é caracterizado por possuir uma densidade API de pelo menos 30, preferivelmente maior do que 35, e mais preferivelmente maior do que 37. Os produtos líquidos também podem possuir uma viscosidade menor do que $2\text{ mm}^2/\text{s}$, preferivelmente menor do que $1,5\text{ mm}^2/\text{s}$ e mais preferivelmente menor do que $1\text{ mm}^2/\text{s}$ a 50°C . Os produtos líquidos formados podem possuir um ponto de fluidez menor do que 4°C , preferivelmente menor do que -1°C , e mais preferivelmente menor do que $-3,8^{\circ}\text{C}$. Os produtos de conversão líquidos combinados do processamento de óleo pesado por FCC são mais leves e menos viscosos em virtude da redução em peso molecular. Mais craqueamento no FCC pode resultar em viscosidade e densidade menores do produto.

A quantidade exata de alimentação que é necessária para ser processada depende dos requerimentos de aceitação específica da tubulação para bombeabilidade. Estes podem ser especificados como densidade máxima e densidade API mínima, viscosidade máxima em certa temperatura, ponto de fluidez máximo ou combinação destas especificações. Qualquer uma das especificações acima mencionadas poderia ser o fator limitante para a quantidade de processamento necessária, dependendo do tipo de petróleo

bruto ou da especificação. Em adição, as especificações podem ser diferentes para tempos diferentes do ano devido à mudança das temperaturas de operação da tubulação. Ajuste do nível de conversão do FCC ou da quantidade processada pode ser exercido como um modo conveniente para atender às especificações em custo operacional mínimo.

Os produtos líquidos da reação de FCC são misturados com corrente de petróleo bruto não processado em linha 499 para formar um petróleo bruto misto adequado para transporte em linha 502. Entre 5 LV-% e 60 LV-% do petróleo bruto em linha 3 pode ser processado por FCC e adicionado em corrente de petróleo bruto não reagido ou não processado em linha 499, preferivelmente entre 10 LV-% e 40 LV-% de alimentação de petróleo bruto pode ser processado e adicionado em petróleo bruto não processado, mais preferivelmente 30 LV-% de alimentação de petróleo bruto pode ser processado e adicionado em petróleo bruto não processado em volume. Uma razão de petróleo bruto não processado para os produtos líquidos adicionados pode estar entre 0,5:1 e 9:1, preferivelmente entre 1:1 e 4:1, mais preferivelmente entre 2:1 e 3:1. Subfluxo de Absorvedor transportado em linha 200, bem como todas as outras correntes de líquido do fracionador 30, podem ser combinados com petróleo bruto não processado. Dependendo dos requerimentos do sítio ou do grau de petróleo bruto desejado, pode ser desejável queimar todo ou parte do óleo clarificado em linha 32 de fração de fundo, para equilibrar as necessidades de energia do sítio ou para melhorar a qualidade da corrente de petróleo bruto em linha 500 e/ou 502.

25 *Desbutanizador*

Em ainda uma outra modalidade, o subfluxo de absorvedor em linha 401 também pode ser enviado para a coluna de fracionamento desbutanizadora 600 via linha 402 para separar LPG da nafta. Fracionamento dá uma fração de topo C₄- em linha 602 que é condensada em condensar 606

com a produção de vapor e é desaguada em receptor 608. O LPG desaguado é bombeado e dividido entre linha de refluxo 610 que é retornada para o desbutanizador 600 e linha de recuperação 612. Linha de recuperação 612 é dividida entre uma linha de mistura 614 que mistura LPG com os produtos processados em linha 500 e uma linha de produto opcional 616 que recupera LPG como produto que pode ser armazenado e/ou vendido localmente. LPG é um excelente componente de corte, mas por causa de sua pressão de vapor alta pode ser misturado apenas até a especificação de vaporização rápida. Como consequência, a divisão entre linhas 610 e 612 e 614 e 616 deve ser ajustada para maximizar o LPG misturado em linha 500 até a especificação de vaporização rápida. Qualquer excesso pode ser capturado e vendido como LPG ou usado em aquecedor ignizado 20 ou na caldeira de CO 90. A coluna desbutanizadora 600 também produz as correntes de fração de fundo em linha 604 tipicamente compreendendo material C₅+. A corrente de fração de fundo 604 é dividida entre uma linha de reevaporador 620 que é aquecida pelo reevaporador 622 e retornada para a coluna desbutanizadora 600 e uma linha de recuperação de nafta 624 que recupera nafta para ser preferivelmente retornada para o topo da coluna absorvedora 400 ou recuperada como produto em linha 626 a ser armazenado e/ou vendido localmente.

Produto misturado

Como mostrado em FIG. 1, os produtos de conversão de separação; nafta pesada em linha 201, LCO em linha 202 e subfluxo de absorvedor em linha 200 são combinados em linha 500 onde eles se combinam com petróleo bruto não processado da linha 499, formando assim uma corrente misturada 502, ou um produto sintético. O petróleo bruto não processado pode ser fornecido diretamente do campo de óleo, mas mais preferivelmente pode ser extraído para remover hidrocarbonetos leves e ser desaguado. Em uma modalidade alternativa, uma porção de um ou mais uma mercadoria vendável. Se esta opção for desejada, uma porção maior da

alimentação necessitará ser processada no FCC para repor uma perda de material de viscosidade baixa para misturação.

Produtos líquidos podem incluir fração de fundo, óleo de ciclo leve, e nafta, e as porções de cada uma podem ser selecionadas para combinar com o petróleo bruto não processado para alcançar as propriedades de fluxo desejadas. O petróleo bruto não processado pode ser uma porção da fonte de petróleo bruto que não foi processada por FCC. Especificamente, todas as correntes líquidas podem ser combinadas com o petróleo bruto não processado. A nafta pode ser direcionada para um desbutanizador (não mostrado) para formar gás liquefeito de petróleo (LPG) e gasolina. O LPG e a gasolina podem ser adicionados no petróleo bruto não processado, em quantidades selecionadas para alcançar as propriedades de fluxo desejadas. A capacidade para modificar as quantidades relativas de hidrocarbonetos leves (propano a pentano) no petróleo bruto misturado de tubulação é vantajosa porque pode ser mantida em tancagem e conseqüentemente submetida a uma especificação ainda adicional de pressão de vapor de Reid (RVP) para minimizar a ebulição do material nas condições ambientes que pode violar as regulamentações ambientais, causar perda de material para queima ou requerer sistemas de vapor extensivos. Adição de LPG no petróleo bruto não processado tem que ser calibrada para equilibrar as propriedades de fluxo e pressão de vapor.

A corrente misturada em linha 502 pode possuir as seguintes características, 18 API ou maior, preferivelmente de pelo menos 19 API, mais preferivelmente maior do que 19,5 API. A corrente misturada pode possuir uma viscosidade a 38°C de não maior do que 10,000 mm²/s, preferivelmente não maior do que 5.000 mm²/s, e mais preferivelmente não maior do que 25 mm²/s. A corrente misturada também pode possuir um ponto de fluidez de não maior do que 20°C, preferivelmente não maior do que 15°C, e mais preferivelmente não maior do que 0°C. A corrente misturada pode ser então

bombeada em uma tubulação 502 para uma localização remota para processamento adicional tal como em uma refinaria ou uma estação de distribuição. Uma localização remota está tipicamente mais do que 32 quilômetros distante do poço no campo de óleo.

5 *Regeneração de catalisador*

Como mostrado em FIG. 1, o catalisador gasto separado dos produtos por ciclones 52 cai descendentemente para dentro de um leito e é extraído dos hidrocarbonetos por vapor em extrator 54 e liberado via conduto de catalisador gasto 55 regulado por uma válvula para um regenerador 70. No regenerador, 70 coque é queimado da superfície do catalisador gasto para produzir um catalisador regenerado ou fresco. Ar é bombeado da linha 72 pelo soprador 73 e entra no fundo do regenerador 70 para queimar o coque em uma temperatura de entre 482° e 871°C, preferivelmente entre 538° e 760°C, mais preferivelmente entre 649° e 704°C. Após o coque ter sido substancialmente queimado, o catalisador gasto torna-se de novo catalisador fresco. O carbono que tem sido queimado compõe o gás residual de regeneração contendo H₂, CO, CO₂, e hidrocarbonetos leves. Ciclones 75 separam catalisador regenerado do gás residual regenerado. Catalisador regenerado pode ser retornado para tubo ascendente 40 via conduto de catalisador regenerado 74 para contatar alimentação de petróleo bruto entrante em linha 32.

O gás residual de regeneração pode ser transportado para fora do regenerador 70 pela linha de combustão 80 e para dentro da caldeira de CO 90. A razão de CO/CO₂ no gás residual de regeneração em corrente 80 pode estar entre 0,6:1 e 1:1, preferivelmente entre 0,7:1 e 0,99:1, mais preferivelmente 0,9:1. Operação do regenerador 70 em queima parcial é mais apropriada para uso com resíduos pesados onde liberação de calor de regenerador e consumo de ar são altos devido ao rendimento alto de coque. Em adição, regeneração pobre em oxigênio oferece manutenção de atividade

de catalisador melhorada em níveis máximos de vanádio em catalisador, devido à mobilidade de vanádio reduzida em níveis de oxigênio mais baixos. Pela operação do regenerador 70 em queima parcial profunda para maximizar o rendimento de CO a unidade limitará a quantidade de calor que poderia ser liberada se o carbono fosse permitido ser completamente queimado a CO₂. Isto abaixará a temperatura de regenerador e permitirá uma razão maior de catalisador para óleo.

O poder calorífico do gás contendo CO pode ser baixo devido à diluição com muito nitrogênio, portanto para queima eficiente um combustível auxiliar tal como gás seco é opcionalmente injetado em linha 96 com ar em linha 95 para promover a combustão e aquecer a zona de queima para uma temperatura na qual substancialmente todo o CO é oxidado a CO₂ em caldeira de CO 90. Na caldeira de CO 90 o gás residual de regeneração alcança temperaturas de pelo menos 815°C, preferivelmente pelo menos 926°C, e mais preferivelmente pelo menos 982°C. A combustão na caldeira de CO 90 aquece e vaporiza a água alimentada pela linha de água 99 para gerar vapor superaquecido de pressão alta que deixa a caldeira de CO através da linha de vapor 101 para uso no complexo de FCC. O gás residual de regeneração contendo CO₂ deixa a caldeira de CO 90 e é liberado para a pilha 102. O gás seco em linha 96 pode se originar da linha de topo do absorvedor 400. Um combustível auxiliar alternativo pode compreender óleo clarificado desviado da linha 203 em linha 205.

Em adição à operação do regenerador 70 em queima parcial profunda, calor adicional pode ser removido do regenerador 70 através da operação de um resfriador de catalisador no regenerador 70. O regenerador pode estar equipado com entre 1 e 5 resfriadores de catalisador, mais preferivelmente 2 e 4 resfriadores de catalisador 71, e mais preferivelmente 3 resfriadores de catalisador. Resfriadores de catalisador podem remover calor através de geração de vapor. O vapor dos resfriadores de catalisador 71

podem ser fornecidos via linha 94 para a caldeira de CO 90 para ser superaquecido na caldeira de CO.

Recuperação de energia

O gás residual de regenerador pode ser opcionalmente direcionado via linha 80 para uma unidade de recuperação de energia, como mostrada em FIG. 3, antes de ser fornecido à caldeira de CO 90 como uma alternativa ao fornecimento de gás residual de regenerador diretamente para a caldeira de CO 90. Na caldeira de CO ar e gás combustível são misturados com o gás residual e queimados para converter o CO em CO₂.

Como mostrado em FIG. 3, a unidade de recuperação de energia, passa o gás residual de regenerador através de separador de terceiro estágio 81 para remover finos de catalisador na corrente de gás residual. Os finos de catalisador são então direcionados para fora do separador de terceiro estágio 81 via linha de subfluxo 82. O gás residual limpo é então direcionado via linha 83 para o expensor de recuperação de energia (ou turbina) 85 que gira um eixo energizando o gerador de energia elétrica 86 e ou o soprador de ar 73 para o regenerador. Gás residual do expensor 85 é direcionado via linha de expensor 84 para a caldeira de CO 90 mostrada em FIG. 1.

Também é contemplado que gás seco em linhas 404 e 96 poderia ser enviado para uma turbina a gás (não mostrada) para a geração de eletricidade se demandas de energia forem mais cruciais do que as demandas de vapor. O gás exaurido quente da turbina a gás poderia ser então enviado para uma caldeira de CO 90 para suplementar os requerimentos de calor na mesma.

Aparelho 10 pode ser econômica em escalas pequenas ou grandes e pode ser uma adaptação ideal para campos de óleo remotos que são faltantes de energia no sítio para produzir vapor requerido, são faltantes de óleo leve que pode ser requerido como *cutter stock* para transporte, ou são inacessíveis para refinarias capazes de processarem óleo pesado. Aparelho 10

pode possuir uma multiplicidade de tubo ascendentes 40, vaso reator 50, regenerador 70, e fracionador 30. Um arranjo empilhado de tubo ascendente 40, zona de desengate 50, e regenerador 70 tanto diminuirá o custo de investimento quanto a área de plotagem dos vasos.

- 5 O ponto de fluidez e a viscosidade de petróleo bruto em corrente de petróleo bruto 3 são abaixados, e a API aumentada, por craqueamento catalítico de uma porção na corrente de petróleo bruto 5 em produtos mais leves e misturação daqueles produtos com petróleo bruto não reagido em corrente 499. Aparelho 10 também produz energia através de
- 10 regeneração de gases de combustão direcionados para a caldeira de CO. Aparelho 10 é um sistema independente que aumenta as propriedades de fluxo de petróleo bruto enquanto que não necessita de energia externa significativa. Aparelho 10 pode gerar 100% da energia necessária para operar a si mesma mais um excesso que pode ser usado para bombear óleo da terra.
- 15 Um excesso de vapor também é gerado que pode ser usado para desaguar o petróleo bruto e inundar o campo de óleo para recuperação de óleo aumentada. O tamanho do aparelho 10 pode ser aumentado para além do tamanho requerido para melhorar o petróleo bruto para 18 API até que as necessidades de energia total do processo e do campo de óleo sejam
- 20 equilibradas.

Alimentação de petróleo bruto contendo betume

- Um ensaio de betume típico, por exemplo do Cold Lake do Canadá (CCL), pode possuir as seguintes propriedades. Betume pode possuir uma densidade API entre 9 e 12 API, e preferivelmente entre 10 e 11API.
- 25 Betume pode possuir um conteúdo de enxofre de entre 3 e 5% em peso, e preferivelmente entre 3,5 e 4,5% em peso. Betume pode possuir um conteúdo de nitrogênio de entre 0,1 e 0,4% em peso, e preferivelmente entre 0,2 e 0,3% em peso. Betume pode possuir um conteúdo de resíduo de carbono Conradson de entre 11 e 14% em peso, e preferivelmente entre 12 e 13,5% em peso.

Betume pode possuir um conteúdo de níquel e vanádio em ppmp de entre 250 e 280, e preferivelmente entre 255 e 270. Betume pode possuir um conteúdo de TAN em mg de KOH/g de entre 1 e 2, e more preferivelmente entre 1,2 e 1,5.

5 Os contaminantes contidos em betume são muito maiores do que a maioria dos petróleos brutos e processamento direto em um FCC seria possível apenas com rendimento de coque muito alto, necessitando de múltiplos resfriadores de catalisador 71 e uma taxa de reposição de catalisador muito alta devido ao acúmulo de metais.

10 *Desasfaltação por solvente*

Como mostrado em FIG. 2, uma modalidade alternativa da invenção na qual a linha 3 inclui betume. Betume é asfalto natural (arenitos de alcatrão, arenitos de óleo) e tem sido definido como rocha contendo hidrocarbonetos mais viscosos do que 10.000 mPa.s se não hidrocarbonetos que podem ser extraídos da rocha extraída ou lavrada. Outros betumes naturais são sólidos tais como gilsonita, grahamita, e ozokerita, que são distinguidos por veio, fusibilidade, e solubilidade. Alimentação contendo betume pode ser processada a montante da linha 5 que efetua a divisão entre linha 3 e linha 499 de FIG. 1. Alimentação contendo betume em linha 3 pode ser primeiro separada em uma coluna de fracionamento atmosférico 700 para proporcionar gás residual em uma linha de topo 702, nafta leve de operação direta em linha 704, nafta pesada em linha 706, querosene em linha 708, destilado médio em linha 710 e gasóleo atmosférico em linha 712. Variações destes cortes podem ser obtidas tais como cortes laterais menores da coluna atmosférica 700. Linhas 704, 706, 708 e 710 são combinadas para proporcionar linha 714. Opcionalmente, a corrente de fração de fundo da coluna atmosférica 700 é fornecida em linha de fração de fundo 701 para uma coluna de destilação a vácuo 720 que é operada sob condições de vácuo. Um linha de topo 722 da coluna 720 contendo gasóleo de vácuo é combinada com

38

a linha 712 para formar linha 725. Uma fração de fundo de vácuo em linha 724 é transportada para o aparelho de desasfaltação / solvente 711. Alternativamente, a fração de fundo atmosférica em linha 701 é enviada diretamente para o aparelho de desasfaltação / solvente 711 sem sofrer destilação a vácuo, omitindo a necessidade de coluna 720.

- No processo de desasfaltação por solvente, a fração de fundo de vácuo em linha 724 é bombeada e misturada com um solvente da linha 728 antes de entrar em um vaso extrator 730. Solvente adicional pode ser adicionado em uma extremidade inferior do vaso extrator 730 via linha 729.
- 10 O solvente parafínico leve, tipicamente propano, butano, pentano ou suas misturas solubiliza o material de hidrocarboneto pesado na fração de fundo de vácuo. As porções mais pesadas da alimentação são insolúveis e precipitam como piche em linha 732. O piche em linha 732 é aquecido no aquecedor ignizado 734 e extraído em extrator de piche 740 para dar piche em linha de
- 15 fração de fundo 742 e solvente em linha 744. O óleo desasfaltado na linha de refinato de extrator 736 é bombeado e aquecido para temperatura supercrítica para o solvente por troca de calor indireta com solvente aquecido na linha de reciclo de solvente 762 em trocador de calor 738 e em aquecedor ignizado 750. O solvente supercriticamente aquecido se separa do óleo desasfaltado no
- 20 separador de DAO 760 e sai na linha de reciclo de solvente 762. O reciclo de solvente é condensado por troca de calor indireta no trocador de calor 738 com o refinato de extrator em linha 736 e condensador 770. Uma corrente de DAO pobre em solvente sai do separador de DAO 760 em linha 764 e entra no extrator de DAO 780 que extrai o DAO do solvente arrastado em pressão
- 25 baixa. O solvente sai em linha 782 e une-se com o solvente em linha 744 e é condensado pelo resfriador 784 e armazenado no reservatório de solvente 786. Solvente é bombeado do reservatório 786 conforme a necessidade através da linha 788 para suplementar o solvente em linha 762 para facilitar a extração. DAO essencialmente livre de solvente em linha 790 é misturado

com os gasóleos misturados em linha 725 para proporcionar linha 5 para a unidade de FCC em FIG. 1. Alimentação em linha 5 que é processada na modalidade de FIG. 2 pode preferivelmente se desviar do fracionador 30 em FIG. 1. Porções do DAO em linha 790 e gasóleo em linha 725 podem se desviar da unidade de processo de FCC pela união da linha 714 para formar a linha 499 via linhas 794 e 796, respectivamente. Os detalhes de equipamento e de processamento de desasfaltação por solvente são descritos por Abdel-Halim e Floyd em "The ROSE Process", capítulo 10.2, R. A. Meyers ed. HANDBOOK OF PETROLEUM REFINING PROCESSES, 3 ed. McGraw-Hill 2004.

Tipicamente 40-80% em peso da alimentação é removido como DAO contendo a porção mais parafínica e de peso molecular mais baixo do resíduo de vácuo e é mais adequado para processamento de FCC. A fração de fundo ou o produto de piche do extrator de piche 740 contém uma porção grande dos contaminantes tais como resíduo de carbono Conradson, metais e asfaltenos e possui densidade alta entre 5 e -10 API, e comumente entre 0 e -10 API. Visto que esta corrente não flui bem e requer aquecimento para manter-se em um estado líquido, ela é inconveniente para transportar e portanto é melhor usada como um combustível no sítio. Uma modalidade preferida é injetar este combustível como combustível auxiliar na caldeira de CO 90 do tipo leito fluidizado. Outra modalidade é queimar este piche quer como tal quer cortado com uma quantidade pequena de uma corrente mais leve em um forno ou aquecedor gerador de vapor. Uma alternativa seria usar o óleo clarificado em linha 203 de FIG. 1 não na mistura de linha 500 devido ao seu valor inferior na refinaria, mas como *cutter stock* no piche para melhorar a combustão das características de alimentação de gaseificador na caldeira de CO 90 ou outro aquecedor ignizado a gás de FIG. 1.

Uma porção do óleo desasfaltado em linha 790 e/ou uma porção do gasóleo em linha 724 são enviadas para um reator de FCC para

processamento catalítico em conversão baixa a moderada. Entre 15% em peso e 50% em peso do DAO pode ser cataliticamente craqueado no FCC, preferivelmente entre 20% e 40% do DAO pode ser cataliticamente craqueado, e mais preferivelmente 30% do DAO pode ser cataliticamente craqueado. A fração de óleo desasfaltado alimentada ao FCC é ajustada de modo que por diluição, sejam diminuídas a viscosidade e a densidade após mistura dos produtos de FCC com o restante do óleo desasfaltado. A mistura resultante atende às especificações para uma tubulação e pode ser vantajosamente fornecida a uma refinaria como betume diluído sintético que possui menos metais do que o betume bruto.

Produtos

No processo da invenção, a quantidade de produtos convertidos por FCC combinados necessária para misturar com betume cataliticamente não processado, betume desasfaltado ou petróleo bruto pesado depende dos requerimentos de aceitação específicos da tubulação para bombeabilidade. Um meio conveniente de determinar a quantidade de alimentação necessária para o processo de FCC é pelo cálculo das viscosidades separadas dos produtos de FCC (quer combinados quer separadamente) e para o betume não processado ou betume desasfaltado. A viscosidade da mistura pode ser então estimada por misturação percentual em peso pela correlação de Refutas (usando a média ponderada do índice de Refutas para uma viscosidade particular). Este método bem estabelecido é descrito em C. Baird, GUIDE TO PETROLEUM PRODUCT BLENDING, Austin, Texas: HPI Consultants, 1989.

Em uma modalidade da invenção mostrada em FIG. 2, betume é desasfaltado e uma porção deste betume desasfaltado é convertida em produto de hidrocarboneto leve no tubo ascendente de FCC 40 de FIG. 1 e então misturada com o betume bruto não processado que se desviou do processamento em linha 4 e uniu em linha 499. Em uma modalidade

preferida, o betume é desasfaltado e uma porção deste betume desasfaltado é convertida no tubo ascendente de FCC 40 de FIG. 1 e então misturada com algum betume desasfaltado mas diferentemente não convertido que se desviou do processamento de FCC em linha 794. Esta última modalidade preferida possui uma vantagem significativa sobre a arte anterior como descrito na literatura. Por exemplo na apresentação "Oil Sands Market Development Issues" de T. H. Wise e G. R. Crandall. de Alberta Department of Energy Workshop #2-Future Business Solutions for Alberta's Oil Sands of March 14, 2001, uma ampla variedade de misturas de petróleo bruto sintéticas tradicionais de conversores variados com betume é enumerada juntamente com seu tipo de refinaria alvo:

Conversão melhoradora	Produtos de arenitos de óleo	Tipo de refinaria
1. Nenhuma	Mistura de betume	Asfalto ou coqueificação de petróleo bruto pesado
2. Parcial	Pesado melhorado	Coqueificação de petróleo bruto pesado
3. Coqueificação / Desvio ou	Sintético médio	Coqueificação ou hidrocrackeamento de resíduo de asfalto
4. Coqueificação	Sintéticos leves não de fundo	Craqueamento

A opção 3 nesta tabela, "Coqueificação/Desvio" refere-se à coqueificação de uma porção da alimentação e misturação com betume bruto e esta opção é amplamente praticada na indústria. Contudo, isto requer uma proporção relativamente grande de alimentação a ser enviada para o coqueificador, tipicamente entre 40% em peso e 45% em peso da alimentação porque os produtos do coqueificador são relativamente não seletivos e contêm uma porção significativa na faixa de ebulição de entre 343° e 566°C que é várias vezes mais alta em viscosidade do que a faixa C₅-204°C, que é portanto não tão efetiva no abaixamento da viscosidade ou do ponto de fluidez. Outra desvantagem deste processo da arte anterior é que é preparado um subproduto de coque de petróleo o qual é alto em enxofre e não é um combustível valioso para vendas. Pode, de fato, ser queimado no sítio, mas queima de combustível de coque de petróleo requer manuseio de sólidos, pulverização ou outro

equipamento caro.

A última opção 4 "Coqueificação" na qual todo o betume é coqueificado para produzir um produto sintético leve sem fundo que é enviado para uma refinaria baseada em FCC pode apresentar uma dificuldade.

- 5 Não apenas há um produto de coque de petróleo para se lidar, mas as propriedades da faixa de ebulição de gasóleo de vácuo entre 343° e 566°C o torna uma alimentação medíocre para craqueamento catalítico. Por causa da natureza térmica da coqueificação, há produtos leves produzidos e portanto uma deficiência em hidrogênio na alimentação de FCC resulta em padrão de
- 10 rendimento relativamente insatisfatório a não ser que o hidrogênio seja repostado por hidrotratamento.

- O processo desta invenção evita eficientemente as dificuldades destas duas opções. Dependendo da especificação da tubulação, devido ao rendimento superior de produto mais leve e menos viscoso, tipicamente entre
- 15 20% em peso e 35% em peso do betume tem que ser processado em vez de entre 40% em peso e 45% em peso requerido para o coqueificador. Ademais, um produto de piche é produzido o qual pode ser mais convenientemente queimado no complexo. Em adição, o produto de petróleo bruto sintético possui uma faixa de ebulição entre 343° e 566°C compreendendo uma
- 20 percentagem maior de material virgem (não reagido) que é maior em conteúdo de hidrogênio e portanto alimentação melhor para o refinador alvo com uma unidade de FCC. O processo da invenção, pela capacidade de segregar o óleo clarificado no produto de fundo do fracionador 34 e enviá-lo para ser queimado ou diferentemente disposto, pode deixar um petróleo bruto
- 25 sintético não craqueado em linha 32 ebulindo na faixa entre 343° e 566°C, que é alimentação de FCC particularmente boa. Se fosse proposto em opção 3 acima para apenas usar produtos de coqueificador ebulindo abaixo de 343°C para diluir a mistura, uma porção impraticavelmente grande da alimentação requereria processamento.

Em sumário, o petróleo bruto sintético bombeável de tubulação misturado da presente invenção e suas várias modalidades possuem várias vantagens chave. A mistura de petróleo bruto sintético resultante possui um perfil de destilação “equilibrado”, sem um excesso de material na faixa de ebulição de gásóleo de vácuo entre 343° e 566°C. O petróleo bruto sintético é portanto mais similar em propriedades ao petróleo bruto pesado convencional do que ao betume. A faixa de ebulição do petróleo bruto sintético entre 343° e 566°C não é preenchida com material possuindo propriedades degradadas para refino a jusante pela unidade de FCC. No caso de todo o betume ser processado através de unidade de desasfaltação por solvente, o petróleo bruto sintético melhorado está livre de asfalteno e em um grau maior (tipicamente maior do que 90% em peso) está desmetalizado. O petróleo bruto sintético possui densidade menor e níveis de contaminantes menores, tornando-o mais fácil para processar em refinarias.

15 *Subprodutos de alimentação de betume*

No caso de betume, a unidade de FCC estará processando uma corrente de óleo pesado contendo enxofre, e o coque queimado no regenerador possuirá uma quantidade significativa de enxofre e assim requer um dispositivo de controle de poluição. A unidade de FCC também provavelmente requererá manejo da grande liberação de calor da carga de coque pela operação em modo de queima parcial, assim uma caldeira de calor residual é requerida para queimar o monóxido de carbono residual. Uma tal caldeira de calor residual muitas vezes usada em tais situações é uma caldeira de leito fluidizado pressurizado, tal como vendida por Foster Wheeler, Ltd. na qual grânulos de calcário são fluidizados em um leito de fluido. O enxofre no gás residual quente reage com o calcário para produzir sulfato de cálcio que é recuperado em uma câmara de sacos de filtragem. O CO é queimado na temperatura alta do leito fluidizado, aumentada por sua queima com um combustível suplementar. Piche, formado durante a etapa de desasfaltação, é

94

5 difícil queimar por causa de sua viscosidade alta. Contudo, em um leito fluidizado, não é necessariamente requerida a atomização deste material e ele pode ser adicionado diretamente sem requerimentos de bocal especial porque a massa térmica alta do material sólido quente atua para garantir combustão eficiente. Assim, um uso bom da política produzida pela unidade de desasfaltação por solvente é como um combustível suplementar de valor baixo em uma caldeira queimadora de CO de calor residual, tal como caldeira de CO 90. A prática da invenção neste modo soluciona o problema de que o próprio piche é extremamente alto em enxofre (8% em peso) e a queima dele requer controle de poluição, de maneira que este método de operação faz uso ótimo do equipamento.

10 O piche pode ser usado para criar vapor, gerar energia, ou vapor produzido na extração de betume do campo de óleo pode ser usado em um modo ambientalmente responsável porque a porção de valor mais baixo do betume é usada para produzir o vapor necessário para a técnica de extração. Outros modos de arranjar o equipamento são possíveis, no interesse de melhorar a eficiência termodinâmica e minimizar a quantidade de energia necessária para produzir uma alimentação de valor alto para a refinaria.

20 Em sumário, esta invenção é direcionada a um processo para melhorar as propriedades de fluxo de uma corrente de petróleo bruto, incluindo processamento de uma primeira corrente de petróleo bruto que pode incluir o craqueamento da primeira corrente de petróleo bruto com catalisador fresco para formar uma corrente craqueada e catalisador gasto. A corrente craqueada pode ser separada do catalisador gasto. O catalisador gasto pode ser regenerado para formar catalisador fresco, que pode ser então reciclado. Pelo menos parte da corrente craqueada pode ser misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto. A primeira corrente de petróleo bruto pode ser extraída antes de ser craqueada. Uma razão da segunda corrente de petróleo bruto para a primeira corrente de petróleo bruto pode estar entre 0.5:1 e 9:1. Uma razão de parte da corrente craqueada a adicionar para a segunda corrente

de petróleo bruto pode ser selecionada para alcançar uma densidade API de pelo menos 18. A primeira corrente de petróleo bruto pode ser extraída antes da etapa de craqueamento.

5 A corrente craqueada pode ser separada em uma corrente de fração de fundo, óleo de ciclo leve, e nafta, na qual a corrente de fração de fundo o óleo de ciclo leve podem ser combinadas com segunda corrente de petróleo bruto. A nafta pode ser desbutanizada para formar gás liquefeito de petróleo e gasolina, e o gás liquefeito de petróleo e a gasolina podem ser adicionados na segunda corrente de petróleo bruto. A corrente de fração de
10 fundo, óleo de ciclo leve, gás liquefeito de petróleo e gasolina podem ser cada um uma porção a ser misturada com a segunda corrente de petróleo bruto, e cada porção pode ser selecionada para alcançar uma densidade API de pelo menos 18.

A etapa de regeneração pode formar um gás residual de regeneração que pode ser queimada para gerar vapor. O vapor pode ser
15 superaquecido. A etapa de regeneração parcialmente queima o citado catalisador regenerado para formar gás residual de regeneração possuindo uma razão de CO/CO_2 de entre 0,6:1 e 1:1.

A primeira corrente de petróleo bruto pode conter betume, e a etapa de processamento pode incluir desasfaltação de betume com solvente
20 antes da etapa de craqueamento. A etapa de desasfaltação pode formar piche que pode ser queimado para gerar vapor.

Um processo para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto, pode compreender aquecimento e extração de uma primeira corrente de petróleo bruto, craqueamento da primeira corrente de petróleo
25 bruto com catalisador fresco para formar corrente craqueada vaporizada e catalisador gasto. A corrente craqueada vaporizada pode ser separada do catalisador gasto, e o catalisador gasto pode ser regenerado para formar catalisador fresco, a ser reciclado. A corrente craqueada vaporizada pode ser condensada para obter uma corrente condensada, e pelo menos parte da

yb
a

corrente condensada misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto.

O processo também pode compreender aquecimento de uma primeira corrente de petróleo bruto. Então a primeira corrente de petróleo bruto pode ser extraída. Então a primeira corrente de petróleo bruto é

5 craqueada com catalisador fresco para formar a corrente craqueada e catalisador gasto. A corrente craqueada é separada do catalisador gasto, que é regenerado para formar catalisador fresco a ser reciclado. A corrente craqueada pode ser fracionada em frações leves, nafta, óleo de ciclo leve, e fração de fundo. Pelo menos parte da nafta e do óleo de ciclo leve pode ser

10 misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto.

O aparelho para melhorar as propriedades de fluxo pode compreender: tubo ascendente 40 carregado com catalisador fresco e possuindo um fundo e um topo, no qual um conduto de petróleo bruto fornece uma primeira corrente de petróleo bruto para o fundo e uma saída remove o

15 catalisador gasto e a corrente craqueada vaporizada do topo. Um vaso pode estar em comunicação escoável com a saída e contendo um ciclone para receber e separar a corrente craqueada vaporizada do catalisador gasto. Regenerador 70 pode estar em comunicação escoável com o vaso para receber e regenerar o catalisador gasto para formar o catalisador fresco. Um tubo bengala pode ser

20 conectado entre o tubo ascendente e o regenerador para recarregar o tubo ascendente com o catalisador fresco. Fracionador 30 pode estar em comunicação escoável com o vaso para receber a corrente craqueada vaporizada e fracioná-la em frações leves, nafta, óleo de ciclo leve e fração de fundo, e linhas em comunicação escoável com o fracionador podem fornecer pelo menos parte da

25 nafta e do óleo de ciclo leve em uma segunda corrente de petróleo bruto. O regenerador pode possuir um resfriador de catalisador para resfriar o catalisador . O regenerador pode emitir gás residual que pode ser queimado em uma caldeira para formar vapor. Um compressor e uma turbina podem utilizar a energia do vapor. A caldeira pode possuir um leito fluidizado adequado para piche.

Embora a descrição escrita acima da invenção permita que uma pessoa ordinariamente experiente faça e use o que é considerado presentemente como o melhor método da mesma, aquelas pessoas ordinariamente experientes entenderão e apreciarão a existência de variações, combinações, e equivalentes de suas modalidades exemplares específicas. Portanto a invenção não é para ser aqui limitada pelas modalidades exemplares, mas pelas modalidades dentro do escopo e do espírito das reivindicações anexadas.

EXEMPLO 1

Neste exemplo, petróleo bruto do caracterizado em Tabela 1 é dividido em uma corrente de alimentação compreendendo 30% em peso de petróleo bruto.

Tabela 1: Amostra de petróleo bruto (de Colômbia)

densidade API	12,8
UOP K	11,40
Níquel, ppm em peso	42
Vanádio, ppm em peso	152
Enxofre,% em peso	1,28
Carbono-Con,% em peso	12,88

A alimentação de amostra de petróleo bruto em Tabela 1 foi submetida ao processamento de FCC para obter um produto com a composição em Tabela 2. A composição em Tabela 2 é baseada sobre uma recuperação de 89% em peso de C₄'s e recuperação de 66% em peso de C₃'s para remisturação com o petróleo bruto de desvio.

Tabela 2: Condições estimadas para a unidade de FCC

	Produtos
Vazão de alimentação, BPSD	15.000
Temperatura do Tubo ascendente, C	232
Temperatura do Reator, °C	524
Pressão do Reator, kPa	138
Catalisador MAT	64
Catalisador/Óleo, kg/kg alimentação	10,09
Delta Coque,% em peso	1,50
Temperatura do Regenerador, °C	664
Conversão, vol-% (90% @ 193°C)	66,6
Recuperação de Líquido, vol %	99,12
API de mistura	39,7
RVP de mistura @ 38°C	28,9

48

O produto de FCC de Tabela 2 foi misturado com o petróleo bruto não processado caracterizado em Tabela 1 para obter em uma proporção de 70% de petróleo bruto para 30% de diluente de produto de FCC em peso para obter uma mistura com as propriedades em Tabela 3.

5 Tabela 3: Diluente de produto de FCC misturado com petróleo bruto não processado

	Petróleo bruto não processado	Produto líquido de FCC	Mistura
BPSD	70.000	28.413	98.413
K	454.257	155.010	609.267
API	12,3	39,7	19,6
Pressão de vapor de Reid @ 38°C, kPa (absoluta)		199,3	102,0
Viscosidade, mm ² /s @ 38°C	28.000	1,1	24,9
Viscosidade, mm ² /s @ 100°C	47	0,4	5,4

O produto misturado possui propriedades de viscosidade e de densidade API que atendem à maioria das especificações de tubulação.

EXEMPLO 2

10 Neste exemplo, a alimentação ao processo é betume possuindo densidade API de 10,2. Todo o betume é submetido a uma etapa de desasfaltação por solvente. O piche criado da etapa de desasfaltação pode ser então queimado em uma caldeira de CO. Para propósitos de comparação, a especificação de tubulação será assumida para requerer uma densidade

15 específica de pelo menos 19 API e uma viscosidade de não maior do que 120 mm²/s a 25°C. Tabela 4 dá as propriedades para o produto do processamento de FCC de betume.

Tabela 4: Produtos de FCC para alimentação de petróleo bruto contendo betume

	% em peso	API	LV-%
Nafta C ₅ + (193°C/90%)	44,72	52,68	56,18
LCO (316°C/90%)	17,24	14,73	17,19
Fração de fundo a 343°C	14,13	2,71	12,93
C3 + C4	11,54		
Total	87,63		

A Tabela 5 mostra as propriedades dos componentes do

49

diluyente e do betume inteiro.

Tabela 5: Produtos de FCC para alimentação de petróleo bruto contendo betume

	UOP K	Viscosidade			R Refutas VBN @ 25°C	Fração de diluyente, peso - %	Gravidade específica, g/c ³
		mm ² /s @ 50°C	mm ² /s @ 99°C	mm ² /s @ 25°C			
Betume inteiro		6000	150	105,520	46,559		
Nafta C ₅ +	11,52	0,538	0,381	0,703	-2,075	58,778	0,768
LCO	10,3	3,093	1,341	5,915	20,338	22,655	0,968
Fundos	10,23	91,03	8,881	555,3	37,776	18,567	1,054
Mistura diluyente				1,8	10,40	100,000	0,851

A densidade API da mistura diluyente está em Tabela 6, as

5 propriedades das misturas de diluyente e betume são dadas em proporções diferentes.

Tabela 6: Propriedades de misturação de betume desasfaltado e produto de FCC C₅+ combinado

Diluyente % em peso,	Betume % em peso	Densidade específica g/cm ³	API	Refutas VBN @ 25°C	Viscosidade mm ² /s @ 25°C
	100	0,9652	15,10	44,3	19792,9
5	95	0,958	16,09	42,6	6664,13
10	90	0,9524	17,07	40,9	2528,947
15	85	0,9461	18,06	39,2	1067,391
20	80	0,9399	19,04	37,5	495,1267
25	75	0,9338	20,03	35,8	249,7246
30	70	0,9278	21,01	34,1	135,6311
35	65	0,9218	22,00	32,4	78,63587
40	60	0,9160	22,98	30,7	48,28679
19,79	80,21	0,9402	19,00	37,6	510,2853
31,08	68,92	0,9265	21,22	33,8	120

Conseqüentemente, apenas menos de 20% do betume

desasfaltado submetido ao processamento de FCC é diluyente suficiente para

10 atender à especificação de densidade API e apenas mais de 31% do betume

desasfaltado submetido ao processamento de FCC é diluyente suficiente para

atender à especificação de viscosidade. Contudo, a Tabela 7 mostra que 45 e 47%

do diluyente preparado de acordo com a arte anterior de produto de coqueificador

misturado com betume bruto sem ser submetido à desasfaltação é requerido para

15 atender às mesmas especificações de tubulação, respectivamente.

Tabela 7: Mistura de acordo com a arte anterior (produto de coqueificador C5+)

Diluyente % em peso	Betume % em peso	Gravidade específica g/cm ³	API	Refutas VBN @ 25°C	Viscosidade mm ² /s
45,42	54,58	0,9402	19,00	34,2	137,8868
46,93	53,07	0,9384	19,29	33,8	120

EXEMPLO 3

Neste exemplo, 207.670 BPD de Betume de Cold Lake do Canadá possuindo uma densidade API de 10,6 são fracionados e a fração de fundo de vácuo de 565,6°C+ é alimentada a um processo de desasfaltação por solvente, rejeitando uma corrente de 35.100 BPD de piche possuindo uma densidade de -10 API. 66.460 BPD de óleo desasfaltado são enviados a uma unidade de FCC e os produtos ebulindo abaixo de pentano são separados para combustível ou vendas. O betume desasfaltado é combinado com os produtos de FCC misturados para formar um petróleo bruto sintético. O piche rejeitado do processo é queimado como combustível auxiliar na caldeira de CO que gera o vapor requerido para a recuperação do betume da terra pelo processo de drenagem por gravidade auxiliada por vapor (SAGD). A razão em peso de vapor / óleo do processo de extração de betume é assumida para ser 3,0 que é igual a uma margem de 20% sobre o valor alvo relatado de 2,5 para um processo comercial conforme operado pela EnCana Corporation em suas operações quer em Christina Lake quer em Foster Creek, Alberta de acordo com o EnCana Corporate Annual Report, 2002.

Tabela 8: Produção e combustão de piche

Calor de combustão de asfaltenos de Cold Lake, J/g	37.790
Betume processado total, BPD	207.670
Betume processado total, kg/h	1.373.296
Piche produzido, BPD	35.100
Piche produzido, % em peso	19,7
Valor de combustível, megaJoule/Dia	251.587.036
Valor de combustível, megaJoule/bbl Betume	1.211,4
Vapor requerido para extrair betume, kg/h	4.119.888
Energia requerida para produzir vapor, kJ/kg vapor	2.366
Energia requerida para produzir vapor para extração de betume, megaJoule/Dia	234.127.444
% de requerimento de energia de geração de vapor satisfeito pela combustão de piche	93



Tabela 8 mostra que 93% dos requerimentos de energia para extração de betume para transporte em tubulação de acordo com a presente invenção são proporcionados pelo piche de valor baixo queimado em uma caldeira de CO.

5 EXEMPLO 4

Neste exemplo, foi determinada a percentagem em volume de produto líquido de FCC requerida para ser adicionado em petróleo bruto para obter um ponto de fluidez da mistura abaixo de 20°C. O cálculo assumiu que LCO e gasolina de FCC possuem o mesmo impacto do querosene sobre a
10 mistura. Em Tabela 9, cada corrente possui um número de referência correspondendo à linha em FIG. 1.

Tabela 9: Ponto de fluidez de corrente misturada

	Petróleo bruto (3)	Petróleo bruto para mistura (499)	Petróleo bruto para processo (5)	Alimentação de FCC (32)	Produtos C ₅ + de 30 (500)	Mistura C ₅ + (502)
% em volume de petróleo bruto	100,0	73,7	26,3	21,2	23,1	96,8
% em peso de petróleo bruto	100,0	73,7	26,3	21,8	21,4	95,1
Gravidade específica, g/cm ³	0,8924	0,8924	0,8924	0,9200	0,8249	0,8763
API	27,06	27,06	27,06	22,3	40,0	30,0
Ponto de fluidez, °C	45	45	45	46	-	18
Viscosidade @ 38°C, mm ² /s	104,0	104,0	104,0	365,5	4,0	38,2

Apenas 26 LV% da corrente de petróleo bruto foi requerido para sofrer processamento para proporcionar diluição suficiente da corrente
15 de petróleo bruto restante para obter um ponto de fluidez de 18°C.

12/2

REIVINDICAÇÕES

1. Processo para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto, caracterizado pelo fato de compreender:

5 processar uma primeira corrente de petróleo bruto incluindo craquear a citada primeira corrente de petróleo bruto com catalisador fresco para formar uma corrente craqueada e catalisador gasto;

separar a citada corrente craqueada de citado catalisador gasto;

regenerar o citado catalisador gasto para formar citado catalisador fresco;

10 reciclar citado catalisador fresco; e

misturar pelo menos parte de citada corrente craqueada com uma segunda corrente de petróleo bruto.

2. Processo de acordo com a reivindicação 1, caracterizado pelo fato de que a citada primeira corrente de petróleo bruto possui pelo
15 menos uma propriedade selecionada do grupo consistindo de uma densidade API menor do que 18, uma viscosidade maior do que $10.000 \text{ mm}^2/\text{s}$ a 38°C e um ponto de fluidez maior do que 20°C .

3. Processo de acordo com a reivindicação 1 ou 2, caracterizado pelo fato de que a citada primeira corrente de petróleo bruto
20 compreende betume, e no qual a citada etapa de processar adicionalmente compreende desasfaltar o citado betume com solvente antes de citada etapa de craquear.

4. Processo de acordo com a reivindicação 1, 2 ou 3, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender separar pelo menos
25 parte de citada corrente craqueada em fração de fundo, óleo de ciclo leve, e nafta, e no qual a citada etapa de misturar pode compreender misturar pelo menos parte de citada nafta e/ou óleo de ciclo leve com citada segunda corrente de petróleo bruto.

5. Processo de acordo com a reivindicação 1, 2, 3 ou 4,

caracterizado pelo fato de que a citada etapa de regenerar forma um gás residual de regeneração e citado processo adicionalmente compreende queimar o citado gás residual de regeneração em uma caldeira para gerar vapor.

5 6. Processo de acordo com a reivindicação 1, 2, 3, 4 ou 5, caracterizado pelo fato de adicionalmente compreender transportar uma mistura de citada corrente craqueada e citada segunda corrente de petróleo bruto a mais de 32 quilômetros de onde ela foi misturada em uma tubulação para uma estação de processamento.

10 7. Processo de acordo com a reivindicação 1, 2, 3, 4, 5 ou 6, caracterizado pelo fato de que a citada etapa de processar adicionalmente compreende extrair a citada primeira corrente de petróleo bruto antes de citada etapa de craquear.

15 8. Processo de acordo com a reivindicação 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7, caracterizado pelo fato de que a citada corrente craqueada é vapor e adicionalmente compreende condensar a citada corrente craqueada de vapor para obter corrente condensada e misturar pelo menos parte de citada corrente condensada com citada segunda corrente de petróleo bruto.

20 9. Aparelho (10) para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto, caracterizado pelo fato de compreender:

25 um tubo ascendente (40) carregado com catalisador fresco e possuindo um fundo e um topo, no qual um conduto de petróleo bruto (32) fornece uma primeira corrente de petróleo bruto para dentro de citado fundo e uma saída (51) remove o catalisador gasto e uma corrente craqueada vaporizada de citado topo;

 um vaso (50) em comunicação escoável com a citada saída contendo um ciclone (52) para receber e separar a citada corrente craqueada vaporizada de citado catalisador gasto;

 um regenerador (70) em comunicação escoável com citado

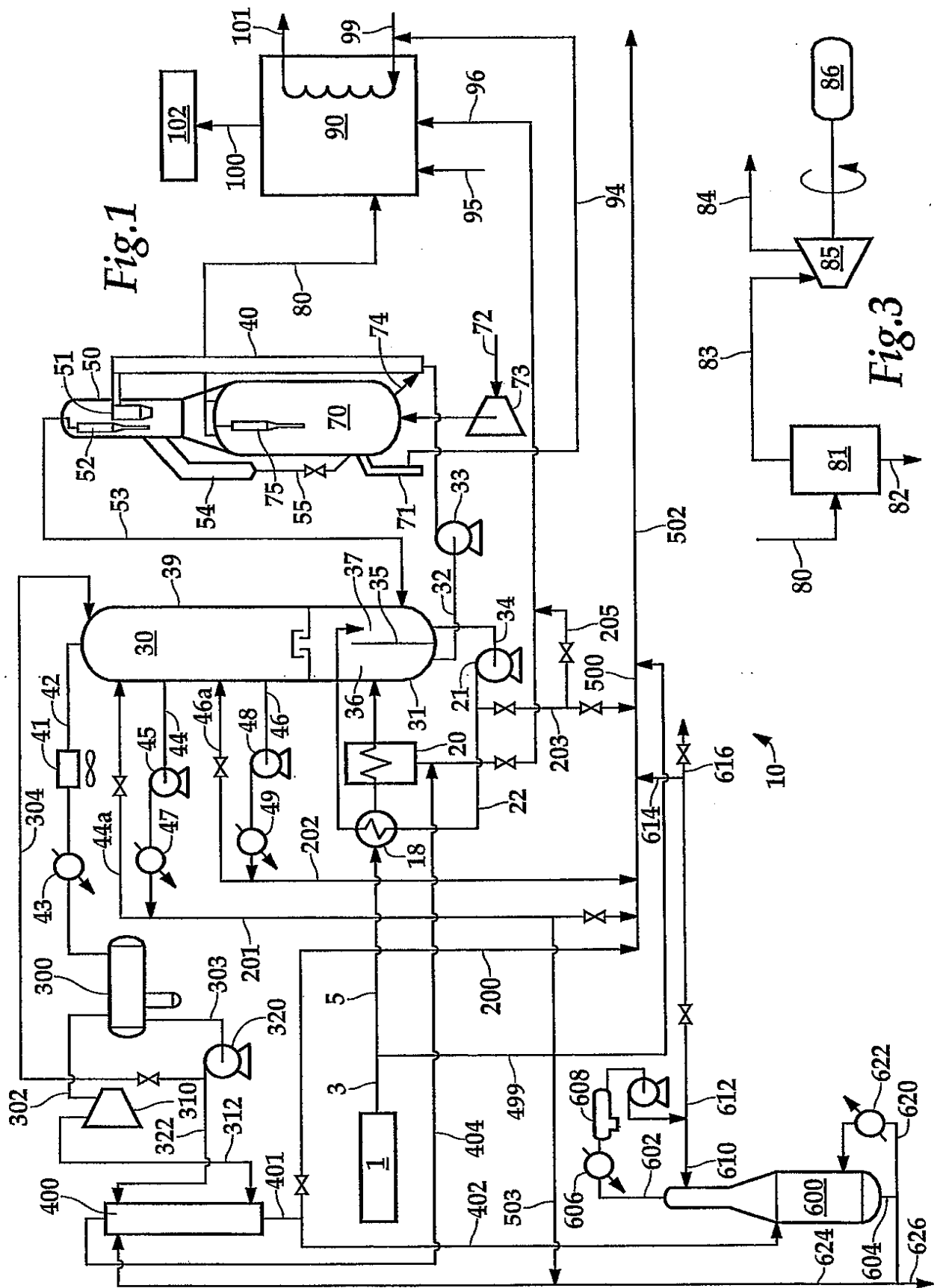
vaso (50) para receber e regenerar o citado catalisador gasto para proporcionar o citado catalisador fresco;

5 um conduto (74) conectado entre citado tubo ascendente e citado regenerador para recarregar o citado tubo ascendente com o citado catalisador fresco;

um fracionador (30) em comunicação escoável com citado vaso (50) para receber a corrente craqueada vaporizada e fracioná-la em frações leves, nafta, óleo de ciclo leve e fração de fundo; e

10 linhas (201, 202) em comunicação escoável com citado fracionador para fornecer pelo menos parte de citada nafta e pelo menos parte de citado óleo de ciclo leve a uma segunda corrente de petróleo bruto (499).

10. Aparelho de acordo com a reivindicação 9, caracterizado pelo fato de que o citado conduto de petróleo bruto (32) comunica fluidamente o citado fracionador (30) com o citado tubo ascendente (40).



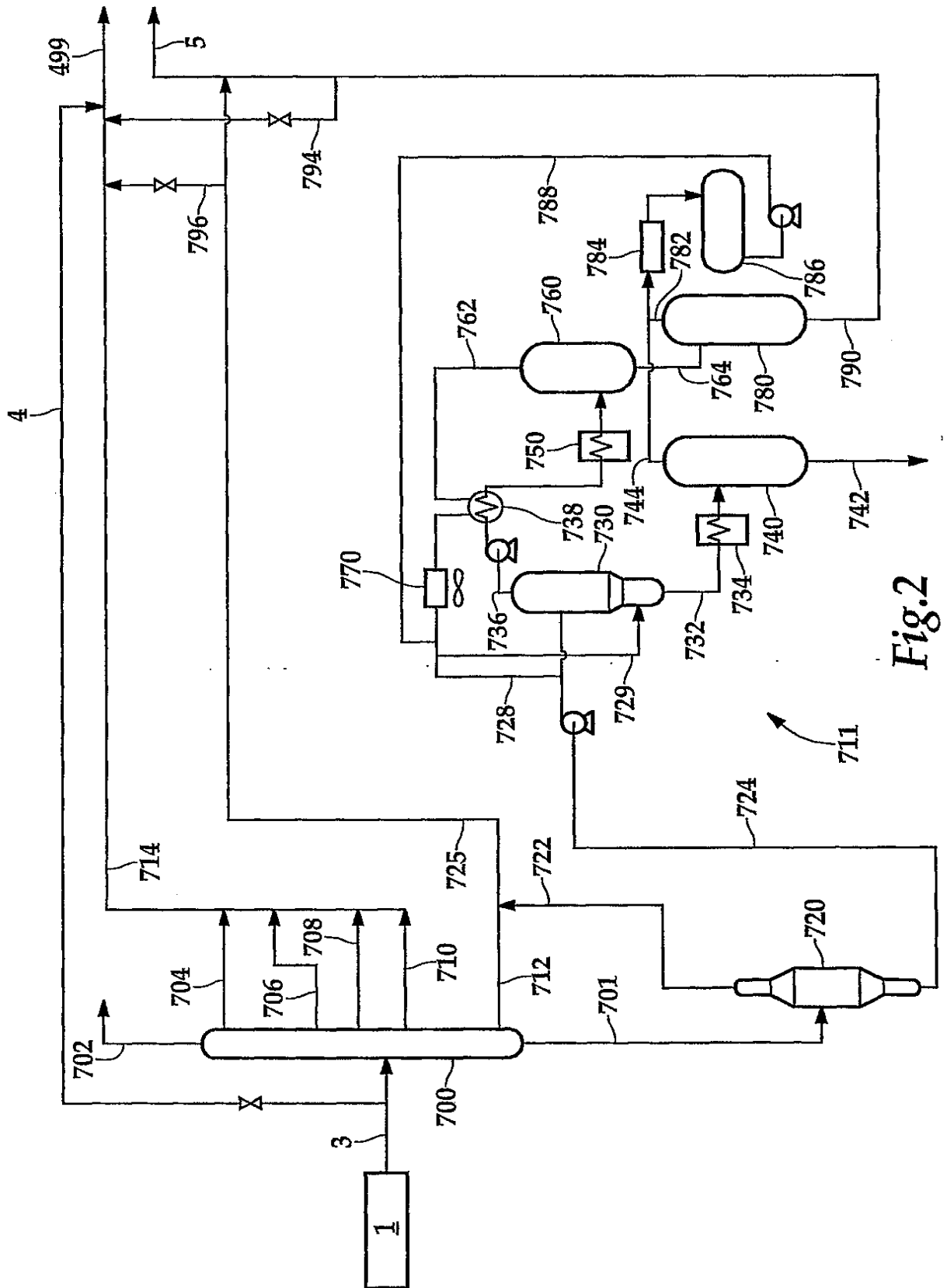


Fig. 2



RESUMO

“PROCESSO E APARELHO PARA MELHORAR AS PROPRIEDADES DE FLUXO DE PETRÓLEO BRUTO”

Um processo para melhorar as propriedades de fluxo de petróleo bruto pode incluir processamento de uma primeira corrente de petróleo bruto (5), que pode por sua vez incluir craqueamento da primeira corrente de petróleo bruto com catalisador fresco para formar uma corrente craqueada (53) e catalisador gasto. O catalisador gasto pode ser regenerado para formar catalisador fresco, que pode ser então reciclado. Pelo menos parte da corrente craqueada (53) pode ser misturada com uma segunda corrente de petróleo bruto (499). Uma razão de parte da corrente craqueada a adicionar para a segunda corrente de petróleo bruto pode ser selecionada para alcançar uma densidade API de pelo menos cerca de 18. A primeira corrente de petróleo bruto (5) pode ser aquecida e extraída antes de ser craqueada.