



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No.

06-123107

54. TÍTULO

Acetate pseudo y mejoramiento
de asfalto

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

C10G 55/06 (2006.01)
B01J 8/18 (2006.01)

71. SOLICITANTE

Kellogg Brown & Root Inc.

DOMICILIO

Houston, TX, USA

74. APODERADO

Delia Rodriguez d'Almeida

22. BOGOTÁ, D. C.,

Dic 6/06

FORMULARIO UNICO DE
ENTRADA EN FASE NACIONAL

1) SOLICITUD DE			
☒ Patente de invencion		☐ Patente de Modelo de Utilidad	
☒ Capitulo I		☐ Capitulo II	
2) SOLICITANTE (71)	Nombre: KELLOGG BROWN & ROOT, INC. Dirección: 601 Jefferson, Houston, TX 77002 USA Nacionalidad o domicilio: Houston, Texas, USA Lugar de constitución: Texas, USA		IDENTIFICACIÓN C C ☐ NIT ☒ C E ☐ OTRO ☐ Cual _____ NUMERO _____
	Teléfono E Mail	Fax	
3) REPRESENTANTE O APODERADO	Nombre: DILIA MARÍA RODRÍGUEZ D ALEMAN Dirección: Carrera 11 N 86 53 Piso 6 Bogota D C Telefono: 6181088 Fax: 6350824 E Mail: info@clarkemodet.com.co		IDENTIFICACIÓN C C ☒ NIT ☐ C E ☐ OTRO ☐ NUMERO 41 654 882 TP 20824 CSJ
4) INVENTOR (ES) (72)	Nombre: IQBAL, Rashid 2 ANSHUMALI, 3 ENG, Odette, 4 NICCUM Phillip Dirección: 1 3103 Scenic Elm Street, Houston, TX 77059 USA, 2 6526 Emerald Canyon Katy, TX 77450 USA, 3 4906 Glen Hollow, Sugar Land TX 77479 USA, 4 1115 Hawthorne, Houston, TX 77006 USA Nacionalidad o Domicilio: Todos los anteriores, Estadounidenses		
5) PCT (86) Solicitud Internacional No PCT/US2005/013219 Fecha ABRIL 20 2005 Publicación Internacional No WO2006/025873 A2 Fecha MARZO 9 2006			
6) Título (54) ACEITE PESADO Y MEJORAMIENTO DE ASFALTO			
7) Clasificación Internacional C10G 55/06 (2006 01) B01J 8/18(2006 01)			
8) PRIORIDAD		33) Pais de Origen	(32) Fecha
SI ☒ NO ☐		Estados Unidos	Agosto 30, 2004
			(31) Numero de Solicitud 10/711,176
9) Comprobante de pago N° 06-84251 Fecha: 03/31/06			
Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario Ver reverso de esta pagina			

v

- ## 1. Reporte internacional de búsqueda

Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario. Ver reverso de esta pagina

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO
Rad: 06-123107- -00000-0000
ec: 2008-12-08 18:39:22 Dep. 2020 NUECREACIONES
ra. 11 PATENTEIYI
ve: 378 FASENACIONALI
act 411 PRESENTACION Folios: 88

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 06 - 84,251
FECHA : OCTUBRE 31 DE 2006

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
CLARKE MODET Y CO. COLOMB	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	50107893	31/10/2006	6,592.000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
1		TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	463,000.00
		TOTAL :	\$ 463,000.00

SON: CUATROCIENTOS SESENTA Y TRES MIL PESOS



RESPONSABLE : _____

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
9 March 2006 (09.03.2006)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2006/025873 A2

(51) International Patent Classification:
C10G 55/06 (2006.01) B01J 8/18 (2006.01)

(21) International Application Number:
PCT/US2005/013219

(22) International Filing Date: 20 April 2005 (20.04.2005)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
10/711,176 30 August 2004 (30.08.2004) US

(71) Applicant (for all designated States except US): KEL-
LOGG BROWN & ROOT, INC. [US/US]; 601 Jefferson,
Houston, TX 77002 (US).

(72) Inventors: IQBAL, Rashid; 3103 Scenic Elm Street,
Houston, TX 77059 (US). ANSHUMALI; 6526 Emerald
Canyon, Katy, TX 77450 (US). ENG, Odette; 4906 Glen
Hollow, Sugar Land, TX 77479 (US). NICCUM, Phillip;
1115 Hawthorne, Houston, TX 77006 (US).

(74) Agent: MISLEY, Bradley, A.; Kellogg, Brown & Root,
Inc., 601 Jefferson, Houston, TX 77002 (US).

(81) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of national protection available): AE, AG, AL, AM,
AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN,
CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI,
GB, GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE,
KG, KM, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, MA,
MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NI, NO, NZ, OM,
PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM,
SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN,
YU, ZA, ZM, ZW.

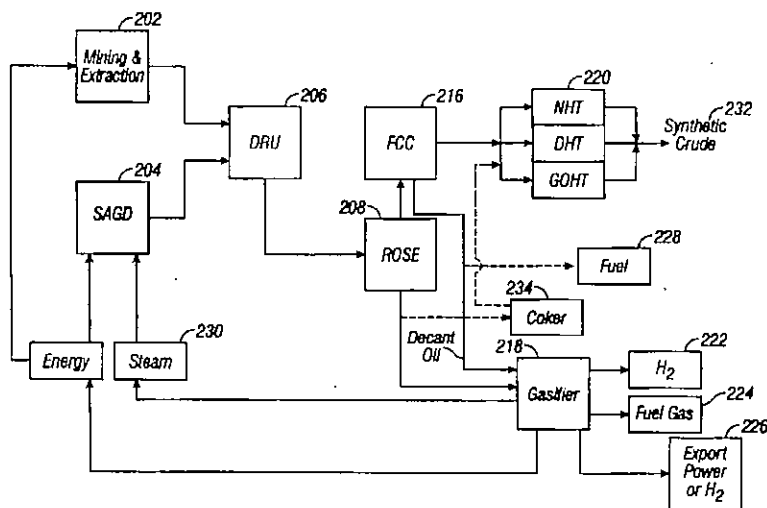
(84) Designated States (unless otherwise indicated, for every
kind of regional protection available): ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), Eurasian (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
European (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, MC, NL, PL, PT, RO,
SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN,
GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Published:

— without international search report and to be republished
upon receipt of that report

For two-letter codes and other abbreviations, refer to the "Guid-
ance Notes on Codes and Abbreviations" appearing at the begin-
ning of each regular issue of the PCT Gazette.

(54) Title: HEAVY OIL AND BITUMEN UPGRADING



(57) Abstract: Disclosed is a process for the upgrading and demetallizing of heavy oils and bitumens. A crude heavy oil and/or bitumen feed is supplied to a solvent extraction process (104) wherein DAO and asphaltenes are separated. The DAO is supplied to an FCC unit (106) having a low conversion activity catalyst for the removal of metals contained therein. The demetallized distillate fraction is supplied to a hydrotreater (110) for upgrading and collected as a synthetic crude product stream. The asphaltene fraction can be supplied to a gasifier (108) for the recovery of power, steam and hydrogen, which can be supplied to the hydrotreater (110) or otherwise within the process or exported. An optional coker (234) can be used to convert excess asphaltenes and/or decant oil to naphtha, distillate and gas oil, which can be supplied to the hydrotreater (220).

WO 2006/025873 A2

852

HEAVY OIL AND BITUMEN UPGRADING

BACKGROUND OF THE INVENTION

[0001] The present invention generally relates to the upgrading of heavy oils and bitumens. More particularly, the present invention relates to a process for the
5 upgrading of heavy oils and bitumens including one or more of the steps of production, fractionation, solvent extraction, fluid catalytic cracking and hydrotreating to produce synthetic crude and/or naphtha, distillate and gas oil streams having reduced metal and/or sulfur content.

[0002] As world reserves of light, sweet crudes diminish and worldwide
10 consumption of oil increases, refiners seek methods for extracting useful oils from heavier crude resources. The heavier crudes, which can include bitumens, heavy oils and tar sands, pose processing problems due to significantly higher concentration of metals, most notably nickel and vanadium. In addition, the heavier crudes typically have higher sulfur and asphaltene content, posing
15 additional problems in the upgrading of crudes. Finally, tar sands, bitumens and heavy oils are extremely viscous, resulting in problems in transporting the raw materials by traditional means. Heavy oils and bitumens often must be maintained at elevated temperatures to remain flowable, and/or mixed with a
lighter hydrocarbon diluent for pipeline transportation. The diluent can be
20 expensive and additional cost can be incurred in transporting it to the location where production is occurring.

[0003] As the prices of light oil and natural gas continue to increase, the price of heavy oils and bitumens remains relatively low due to the difficulty in the recovery and upgrading to useable oils. The recovery of bitumens and other heavy crudes is expensive due to substantial energy requirements in the
5 production.

[0004] Extensive reserves in the form of "heavy crudes" exist in a number of countries, including Western Canada, Venezuela, Russia, the United States, and elsewhere. These deposits of heavy crudes often exist in areas that are inaccessible by normal means. Generally, the term "heavy crude" refers to a
10 hydrocarbon material having an API gravity of less than 20. Typical heavy crude oils are not fluid at ambient temperatures, and contain a high fraction of materials boiling above 343°C (650°F) and a significant portion with a boiling point greater than 566°C (1050°F). The high proportion of high boiling point hydrocarbons materials typical in heavy oils make fractionation difficult without resorting to
15 vacuum fractionation.

[0005] High metals content in the hydrocarbon feed presents similar processing difficulties. Metals and asphaltenes in the heavy hydrocarbon materials are undesirable in the separated oil fractions as the metals tend to poison catalysts conventionally used in upgrading the oil fractions to other useful
20 products. Asphaltenes will tend to foul/plug downstream equipment. Because of such difficulties during processing by conventional methods, the highest boiling portions are often thermally upgraded by coking or visbreaking processes. The

heaviest fractions of heavy oil and bitumen containing the bulk of the metal and asphaltene can be separated by fractionation to recover lighter oils, which can be upgraded catalytically. However, the heavier fraction is still left with some usable oils that can not be extracted using fractionation techniques.

5 [0006] Metals present in heavy oils can include, for example, vanadium and nickel. Vanadium is typically present in excess of 100 wt ppm, often greater than 200 wt ppm. Nickel is typically present in excess of 50 wt ppm, with 75 wt ppm and greater also common.

[0007] Solvent extraction of the residuum oil has been known since the
10 1930's, as previously described in U.S. Pat. No. 2,940,920, to Garwin. With the introduction of the commercially available ROSE® process technology, solvent deasphalting processes have become more efficient and cost effective. Solvent deasphalting technology is commonly used today as one method of bottom-of-the-barrel upgrading in a deep conversion refinery and can also be used to produce
15 fluid catalytic cracker (FCC) feeds, lube bright stocks, deasphalted gas oil feeds for hydrotreating and hydrocracking units, specialty resins, and heavy fuel and asphalt blending components from heavy oil feedstocks. Improved techniques in solvent extraction have been disclosed in U.S. Pat. No. 5,843,303 to Ganeshan.

[0008] Prior studies have focused on methods of increasing the
20 transportability of heavy crudes by decreasing their viscosities. U.S. Pat. No. 5,192,421 to Audeh et al., discloses an improved method of demetallization during the deasphalting process, including the steps of deasphalting heavy

asphalt-rich crudes, followed by thermal treatment, to produce deasphalted crude having a reduced metal content.

[0009] In U.S. Pat. No. 4,875,998, Rendall discloses the extraction of bitumen oils from tar-sands with hot water. Specifically, bitumen oils are
5 conditioned in hot water and then extracted with a water immiscible hydrocarbon solvent to form a mixture which settles into several phases. Each phase can be processed to produce product bitumen oils and recycled process components. Other water or solvent extraction processes are disclosed in U.S. Pat. Nos. 4,160,718 to Rendall; 4,347,118 to Funk, et al.; 3,925,189 to Wicks, III; and
10 4,424,112 to Rendall. All patents and publications referenced to herein are hereby incorporated by reference in their entireties for the purposes of US practice and all other jurisdictions where permitted.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0010] The present invention provides a method for the conversion of heavy
15 crude feed, such as for example, bitumens, to useable lighter compounds having essentially no asphaltene and very low metal content.

[0011] In one embodiment, a process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of heavy oil or bitumen is provided. The process can include solvent deasphalting at least a portion of the heavy oil or bitumen to form
20 an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes having a reduced metals content. A feed comprising the DAO fraction can be fed to a reaction zone of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with

FCC catalyst to deposit a portion of the metals from the DAO fraction onto the FCC catalyst. A hydrocarbon effluent having a reduced metal content can be recovered from the FCC unit.

[0012] The process can also include converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir. The process can also include supplying the asphaltene fraction from the solvent deasphalting to the asphaltenes conversion. The process can also include removing metallized FCC catalyst from the FCC unit.

[0013] In one embodiment, a process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of heavy oil or bitumen is provided. The process can include converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir. Means can be provided for solvent deasphalting at least a fraction of the produced heavy oil or bitumen containing high metals to form an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes and having a reduced metals content. The asphaltene fraction from the solvent deasphalting can be supplied to the asphaltenes conversion. A feed comprising the DAO fraction can be fed to a reaction zone of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to deposit metals from the deasphalted oil fraction onto FCC catalyst. A demetallized hydrocarbon effluent can be recovered from the FCC unit; and metallized FCC catalyst can be removed from the FCC unit.

[0014] The heavy oil or bitumen production can include extraction from mined tar sands. The asphaltenes conversion can include gasification of a portion of the asphaltenes fraction to provide power, steam, fuel gas or combinations thereof for mining and extraction. The heavy oil or bitumen production can include injecting a mobilizing fluid through one or more injection wells completed in communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen and producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one production well in communication with the reservoir. The mobilizing fluid can comprise steam generated primarily by combustion of asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting.

[0015] The solvent deasphalting can have a high lift for maximizing the production of deasphalted oils. The process can include feeding a portion of the asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and coke. Lower boiling hydrocarbon fractions can be introduced to the FCC unit with the DAO fraction. The FCC unit can be operated at a conversion from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC unit. The operating conditions in the FCC unit can be adjusted to control proportions of naphtha, distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit. The process can include hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low sulfur hydrocarbon effluent. The hydrotreating can be done at a moderate pressure of from 3.5 to 10.5 MPa (500 to 1500 psi). The process can further include

gasifying asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to produce hydrogen for the hydrotreating.

[0016] In another embodiment, a process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of heavy oil or bitumen is provided. The process can include converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir. The process also can include solvent deasphalting at least a fraction of the produced heavy oil or bitumen containing high metals to form an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes having a reduced metals content. The asphaltene fraction can be supplied from the solvent deasphalting to the asphaltenes conversion. Steam can be generated by combustion of asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting. A feed comprising the DAO fraction, along with other lower boiling hydrocarbon fractions, can be supplied to a reaction zone of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to recover a demetallized hydrocarbon effluent from the FCC unit at a conversion from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC unit. The hydrocarbon effluent from the FCC unit can be hydrotreated to produce a low sulfur hydrocarbon effluent.

[0017] The heavy oil or bitumen production can include injecting steam through one or more injection wells completed in communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen, and producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one production well completed in communication

with the reservoir. The heavy oil or bitumen production can include extraction from mined tar sands. The process can further include feeding a portion of the asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and coke. The process can include feeding the coker liquids to the hydrotreating with the

5 FCC hydrocarbon effluent. The process can also include supplying decant oil from the FCC unit to combustion, gasification or a combination thereof. The operating conditions in the FCC unit can be adjusted to control proportions of naphtha, distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit. The hydrotreating can be effected at a moderate pressure of from 3.5 to 10.5 MPa (500

10 to 1500 psi). The process can include gasifying asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to produce hydrogen for the hydrotreating.

[0018] In another embodiment, the application provides an apparatus for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of heavy oil or bitumen. The

15 apparatus can include means for converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir. Means can be provided for solvent deasphalting at least a portion of the produced heavy oil or bitumen containing high metals to form an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes

20 having a reduced metals content. Means can be provided for supplying the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to the asphaltenes conversion. Means can be provided for supplying a feed comprising the DAO fraction to a

reaction zone of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to deposit metals from the deasphalted oil fraction onto FCC catalyst. The apparatus can further include means for recovering a demetallized hydrocarbon effluent from the FCC unit; and means for removing metallized FCC catalyst from the FCC
5 unit.

[0019] The apparatus can include means for injecting a mobilizing fluid through one or more injection wells completed in communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen, and means for producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one production well in
10 communication with the reservoir. The apparatus can include means for generating the mobilizing fluid comprising steam primarily by combustion of asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting means. The apparatus can include means for extracting heavy oil or bitumen from mined tar sands. The solvent deasphalting means can provide a high lift. The
15 apparatus can further include means for feeding a portion of the asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and coke. The apparatus can further include means for operating the FCC unit at a conversion from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC unit. The apparatus can include means for adjusting operating conditions in the FCC unit to control proportions of
20 naphtha, distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit. The apparatus can include means for hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low sulfur hydrocarbon effluent. The apparatus can

include means for effecting the hydrotreating at a moderate pressure of from 3.5 to 10 MPa (500 to 1500 psi). The apparatus can also include means for gasifying asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to produce hydrogen for the hydrotreating.

- 5 [0020] In another embodiment, an apparatus for producing and upgrading crude oil from a subterranean reservoir of heavy oil or bitumen is provided. The apparatus can include means for injecting steam through one or more injection wells completed in communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen, means for producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least
- 10 one production well completed in communication with the reservoir, means for solvent deasphalting at least a fraction of the produced heavy oil or bitumen containing high metals to form a resin-lean asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes having a reduced metals content, means for generating steam for the injection means by combustion of
- 15 asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting means, means for supplying a feed comprising the DAO fraction and other lower boiling hydrocarbon fractions to a reaction zone of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to recover a demetallized hydrocarbon effluent from the FCC unit at a conversion rate from 30 to 65 percent by volume of the
- 20 DAO containing feed to the FCC unit, and means for hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low sulfur hydrocarbon effluent.

[0021] The apparatus can include means for feeding a portion of the asphaltene fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and coke. The apparatus can include means for feeding the coker liquids to the hydrotreating means with the FCC hydrocarbon effluent. The apparatus can include means for supplying decant oil from the FCC unit to combustion, gasification or a combination thereof. The apparatus can include means for adjusting operating conditions in the FCC unit to control proportions of naphtha, distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit. The apparatus can include means for effecting the hydrotreating at a moderate pressure of from 3.5 to 10 MPa (500 to 1500 psi). The apparatus can include means for gasifying asphaltenes recovered in the asphaltene fraction from the solvent deasphalting means to produce hydrogen for the hydrotreating means.

BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0022] For a more detailed description of the illustrated embodiments of the present invention, reference will now be made to the accompanying drawings, wherein:

[0023] Fig. 1 shows a process according to one embodiment of the invention for the treatment of heavy oils and/or bitumens requiring no input of power, steam or hydrogen.

[0024] Fig. 2 shows a process according to one embodiment of the invention for the partial upgrading of heavy oil or bitumen feedstock.

[0025] Fig. 3 shows the process of Fig. 2 wherein an FCC unit has been added.

[0026] Fig. 4 shows the process of Fig. 2 including a gasifier and a hydrotreating unit.

5 [0027] Fig. 5 shows the process of Fig. 4 with an added coker unit.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

[0028] Detailed embodiments of the present invention are disclosed herein. However, it is understood that the disclosed embodiments are merely exemplary of the invention, which can be embodied in various forms. Specific structural,
10 functional and process details disclosed herein are not intended to be limiting, but are merely illustrations that can be modified within the scope of the attached claims.

[0029] The present invention can convert heavy oils and/or bitumen having a high metal content to lower boiling hydrocarbons having a substantially reduced
15 metal content. The present invention can also provide for the simultaneous production of asphaltenes for use as fuel in the generation of steam and energy necessary for the production of the heavy oil or bitumen. A first portion of the metals is removed during solvent extraction of the heavy oil or bitumen feed, with substantially all remaining metals being removed during subsequent treatment in
20 an FCC unit. The present invention provides a substantial economic advantage by eliminating the need to transport natural gas or other fuel to the location of the reservoir for steam and or power generation. The heavy oil can be upgraded by

front-end removal of the asphaltene fraction, which can frequently contain a substantial portion of undesirable sulfur, nitrogen and metal compounds. The deasphalted oil is liquid at ambient condition and can be transported using traditional methods.

5 [0030] As shown in Fig. 1, a crude feed 100, which can include heavy oils and/or bitumens, is supplied to a residuum oil solvent extraction (ROSE) unit 104. The feed may optionally include a hydrocarbon solvent to assist in reducing the viscosity of the feed. The ROSE unit 104 separates the feed into at least two fractions: a first fraction which can include deasphalted oils and resins, and a
10 second fraction which can include asphaltenes. A portion of the metals present in the initial feed are separated from the distillate feed and preferentially remain with the separated asphaltenes. The deasphalted oils and resins are supplied to a fluid catalytic cracking (FCC) unit 106, which can include a low activity catalyst, to upgrade the oils and effectively remove remaining metals.

15 [0031] The asphaltenes from the ROSE unit 104 can be converted to pelletized form using known equipment or can alternatively be supplied to a gasifier 108, which burns and/or partially oxidizes the asphaltenes to produce steam, hydrogen and low energy gas, as needed. The effluent from FCC unit 106 can be supplied to a hydrotreater unit 110 where it can be upgraded, desulfurized
20 and separated to produce naphtha, distillate and gas oil streams. The decant oil from the FCC 106 can be supplied to the gasifier 108. The steam, hydrogen and low energy fuel gas produced by the gasifier 108 can be supplied to associated

processes as needed. The product streams from the hydrotreater 110 can be combined to form a synthetic crude if desired.

[0032] Heavy oils and bitumens can be recovered through thermal processes in which heat is generated above ground or in situ. The simplest thermal process is steam injection, wherein steam is used as a driving fluid to displace oil. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) is a technique wherein steam is injected directly into a formation for enhanced recovery of oils. Steam is injected through one or more wells into the top of a formation and water and hydrocarbons can be recovered from one or more wells positioned at the bottom of the formation. SAGD processes generally have a high recovery rate and a high oil rate at economic oil-to-steam ratios. Production using SAGD processes can be improved, if desired, by using techniques well known in the art, such as for example, injecting steam into the wells at a higher rate than others, applying electrical heating to the reservoir, and employing solvent CO₂ as an additive to the injection steam. SAGD techniques are disclosed in U.S. Pat. No. 6,357,526 to Abdel-Halim, et al.

[0033] Heavy crudes can also be recovered by a variety of traditional mining techniques, including employing shovels, trucks, conveyors and the like, to recover substantially solid bitumens and tar sands. The shovels can be electrically or hydraulically powered. Tar sand deposits can be excavated using traditional techniques for the recovery of heavy oils contained therein. The excavated sand deposits can optionally be pre-conditioned to facilitate the extraction and

19
19

separation of bitumen oils. The tar-sands can be crushed to a smaller size using conventional crushers, and can be further broken down using mechanical crushing and/or agitation. The crushed tar-sands can be readily slurried with hot water for transportation and supplied to a bitumen extraction and separation means.

- 5 Conditioning of tar-sands is further disclosed in U.S. Pat. No. 4,875,998 to Rendall.

[0034] The conditioned heavy oil or bitumen, mixed with steam and/or water can be passed through a water-oil separator to separate the fluids and produce a heavy oil or bitumen stream essentially free of water and solids. The heavy oil or bitumen can be separated in a continuous fractionation process, normally taking place at atmospheric pressure and a controlled bottom temperature of less than 400°C (750°F). Temperature of the fractionation tower bottoms can be controlled to prevent thermal cracking of the crude feed. If desired, vacuum fractionation can be used.

- 15 [0035] The heavy oil or bitumen, or the resid from atmospheric and/or vacuum distillation, can be supplied to a solvent deasphalting unit, which can be a conventional unit, employing equipment and methodologies for solvent deasphalting which are widely available in the art, for example, under the trade designations ROSE, SOLVAHL, or the like. Desirably, a ROSE unit is employed. The solvent deasphalting unit can separate the heavy oil or bitumen into an asphaltene-rich fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction. As is well known, the deasphalting unit can be operated and conditions varied to adjust the

20 25

properties and contents of the DAO and asphaltenes fractions. Desirably, the deasphalting unit can be controlled to ensure high lift in which a majority of the resins present in the feed are separated as deasphalted oils rather than asphaltenes. The asphaltene phase can be essentially free of resins. The asphaltene phase can be heated and steam stripped to form an asphaltene product stream. The solvent-DAO phase can be heated to separate the components into solvent and DAO phases. The DAO phase can be recovered, heated and steam stripped to form a DAO product stream for further treatment.

[0036] The ROSE process can be readily modified for use herein by the skilled artisan, although where no fractionation is employed, such modifications should of course be made to accommodate the entire crude feed, and not just the resid fraction of the feed. Deasphalting can also be accomplished by dissolving the crude feedstock in an aromatic solvent, followed by the addition of an excess of an aliphatic solvent to precipitate the asphaltenes. Subcritical extraction, where hydrocarbon solvents can be mixed with alcohols, can be used. Most deasphalting processes employ light aliphatic hydrocarbons, such as for example, propane, butane, and pentane, to precipitate the asphalt components from the feed.

[0037] The DAO fraction can be supplied to an FCC unit containing a conventional cracking catalyst. The FCC unit can include a stripper section and a riser reactor. Fresh catalysts can be added to the FCC unit, typically via the regenerator. Spent catalyst, including coke and metals deposited thereon, can be regenerated by complete or partial combustion in a regenerator to supply

regenerated catalyst for use in the reactor. The flue gases can be withdrawn from the top of a regeneration reactor through a flue gas line. A decant oil stream containing heavy oils and catalyst fines can be withdrawn from the FCC unit and supplied as a fuel oil and/or to a gasifier and/or coker. Exemplary FCC processes
5 are disclosed in U.S. Patents 4,814,067 to Gartside, et al.; 4,404,095 to Haddad, et al.; 3,785,782 to Cartmell; 4,419,221 to Castagnos, Jr.; 4,828,679 to Cormier, Jr., et al.; 3,647,682 to Rabo, et al.; 3,758,403 to Rosinski, et al.; and RE 33,728 to Dean, et al.

[0038] The catalyst inventory employed in the FCC unit of the present
10 invention desirably provides equilibrium catalyst microactivity test conversions between 35 and 60% per volume feed. Higher conversion does not generally provide any benefit in the present invention and has the disadvantage of higher catalyst replacement rates. By maintaining lower catalyst activity, catalyst consumption can be optimized for more economic usage of the catalyst.

[0039] In catalytic cracking, catalyst particles are heated and introduced into
15 a fluidized cracking zone with a hydrocarbon feed. The cracking zone temperature is typically maintained between 480° and 565°C (900° and 1050°F) at a pressure between about 0.17 and 0.38 MPa (25 and 55 psia). The circulation rate of the catalyst in the reactor can range from about 1.8 to 4.5 kg/kg of
20 hydrocarbon feed (4 to 10lb/lb of hydrocarbon feed). Any of the known catalysts useful in fluidized catalytic cracking can be employed in the practice of the present invention, including but not limited to Y-type zeolites, USY, REY, RE-

USY, faujasite and other synthetic and naturally occurring zeolites and mixtures thereof. Other suitable cracking catalysts include, but are not limited to, those containing silica and/or alumina, including acidic catalysts. The catalyst can contain refractory metal oxides such as magnesia or zirconia. The catalyst can
5 contain crystalline aluminosilicates, zeolites, or molecular sieves. Discarded or used catalyst from a high activity FCC process can be conveniently and inexpensively employed in the place of fresh catalyst.

[0040] The FCC unit can produce some lighter gases such as fuel gas, liquefied petroleum gas (LPG), or the like, which can be used as a fuel. These
10 may contain sulfur compounds which can be removed, if desired, using a small conventional sulfur removal unit with amine absorption, or the like.

[0041] The asphaltene fraction from the ROSE unit can be supplied to a pelletizer and pelletized, as is known by those skilled in the art. A suitable pelletizer is described in U.S. Pat. No. 6,357,526 to Abel-Halim, et al. The
15 asphaltene pellets can be transported in a dewatered form by truck, conveyor, or other means, to a boiler or gasifier, or can be slurried with water and transferred via pipeline. A portion of the asphaltenes can be passed or transported to a solids fuel mixing facility, such as a tank, bin or furnace, for storage or use as a solid
fuel. The boiler can be any conventionally designed boiler according to any
20 suitable type known to those skilled in the art, but is desirably a circulating fluid bed boiler, which burns the pellets to generate steam for use in the SAGD process for the production of the heavy oil or bitumen. Alternatively, the boiler can

provide electric power, or steam for the excavation and extraction equipment in a tar sand mining operation, including shovels, trucks, conveyors, hot water and so forth, as needed. The quantity of asphaltenes produced can be large enough to satisfy all of the steam and power requirements in the production of the heavy oil or bitumen, thus eliminating the need for imported fuel or steam, resulting in a significant reduction in the cost of production.

[0042] A gasifier can alternatively or additionally be employed, with the asphaltene fraction being conveniently pelletized and slurried to supply the water for temperature moderation in the gasification reactor. If desired, excess asphaltene pellets not required for the boiler(s) and/or gasification can be shipped to a remote location for combustion or other use. Steam can be generated by heat exchange with the gasification reaction products, and CO₂ can also be recovered in a manner well known to those in the art for injection into the reservoir with steam for enhanced production of heavy oils and bitumen. Hydrogen gas, and/or a low value fuel gas, can be recovered from the gasification effluent and exported, or the hydrogen can be supplied to an associated hydrotreating unit, as described below. Power can also be generated by expansion of the gasification reaction products and/or steam via a turbine generator. The power, steam and/or fuel gas can be used in the heavy oil or bitumen production, e.g. mining operations or SAGD, as described above. During startup, it may be desirable to import asphalt pellets, natural gas, or other fuel to fire the boiler to supply sufficient steam and/or

energy for the production of heavy oil or bitumen until the recovered asphaltene fraction is sufficient to meet the requirements for steam generation.

[0043] Alternatively or additionally, at least a portion of the asphaltene fraction and/or slurry oil can be supplied to a coker unit for maximizing distillates recovery. Coking processes are well known for converting very heavy low value residuum feeds from vacuum or atmospheric distillation columns to obtain coke and gas oil. Typically, the asphaltene fraction is heated to high temperatures in a coker unit, e.g. 480-510°C (900-950°F) to generate lighter components which are recovered as a vapor, and coke which forms as a solid residue in the coking unit.

10 The coker unit can be a delayed coker, a flexicoker, a fluid coker, or the like as desired, all of which are well known in the art. In a delayed coking process, the feed is held at a temperature of approximately 450°C and a pressure from 75 to 170 kPag (10 to 25 psig) to deposit solid coke while cracked vapors are taken overhead. Coke produced in the coker can be transported to a storage area for use

15 as a solid fuel.

[0044] Product vapors from the coker can be withdrawn from the coker and supplied to an associated process, desirably a hydrotreating process. Optionally, the coker vapors can be separated by distillation into naphtha, distillate and gas oil fractions prior to being supplied to the hydrotreatment unit. By limiting the feed

20 to the coker in the present process to the excess asphaltenes fraction and FCC slurry oil that is not needed for generating steam, hydrogen and power, the size of

the coker can be advantageously reduced relative to front-end coker processing schemes.

[0045] Hydrotreatment of the FCC effluent (and any coker liquids) can improve the quality of the various products and/or crack residuum oils to lower-boiling, more valuable products. Mild hydrotreating can remove unwanted sulfur, nitrogen, oxygen, and metals, as well as hydrogenate any olefins. However, removal of sulfur and metals via a front-end hydrotreating process before FCC processing requires relatively large amounts of hydrogen, often requiring a separate hydrogen production unit or other source.

[0046] The hydrotreater in the present invention operates downstream from the FCC unit to treat the hydrocarbon feed after the metals have been removed, and primarily serves to remove sulfur from the feed. The hydrotreater can operate at between 0.8 and 21 MPa (100-3000 psig) and 350° and 500°C (650° and 930°F). Mild operating conditions for the hydrotreater can include a fixed bed operating at between 1.5 and 2.2 MPa (200-300 psig) and 350° to 400°C (650° to 750°F), without catalyst regeneration. Severe operating conditions for the hydrotreater are from 7 to 21 MPa (1000 to 3000 psig) and 350° to 500°C (650° to 930°F), and requiring catalyst regeneration. Desirably, the pressure is maintained in a moderate range between 3.5 and 10.5 MPa (500 to 1500 psi). Hydrogen consumption increases with increased severity of operating conditions and also depends upon the amount of metal and sulfur removed and the feed content of aromatic materials and olefins, which also consume hydrogen.

Because the metal content of the feed to the hydrotreater is negligible, a guard bed is not needed and high activity catalyst can be employed. Gas and LPG products from the hydrotreater will contain sulfur compounds, which can be removed in a conventional sulfur recovery unit as described above. The sulfur recovery unit
5 processing the hydrotreater light ends can be the same unit as for the FCC effluent, sized appropriately to accommodate both feeds, or separate sulfur recovery units can be employed.

[0047] By placing the solvent deasphalting and FCC units upstream of the hydrotreater, and removing metals prior to hydrotreating, the present invention
10 decreases the dependence of the process on the production of large quantities of hydrogen, and decreases the need for separate hydrogen production facilities.

[0048] One advantage to the present invention is that individual aspects of the present invention can be added to existing bitumen processing facilities, or that said facilities can be constructed in a stepwise manner incorporating any
15 number of the aspects of the present invention, as desired. Referring to Figs. 2-5, wherein like numerals are used in reference to like parts, the stepwise construction of a heavy oil and/or bitumen recovery process is shown.

[0049] Referring initially to Fig. 2, the base case upgrade in the stepwise construction is shown. A heavy oil and/or bitumen feed is obtained by excavation
20 202 and/or steam assisted gravity drainage 204. Solvent can be added to the feed as necessary (not shown) to facilitate transfer of the heavy oil/bitumen feed to the diluent recovery unit (DRU) 206 wherein the crude undergoes atmospheric

distillation. The residue from the distillation column can be supplied to an on-site or nearby ROSE unit 208 for separation of the DAO and resins from the asphaltenes. The asphaltene fraction can be removed from the ROSE unit and supplied to an aquaform unit 210 for the preparation of asphaltene pellets 212.

- 5 The asphaltene pellets 212 can be used as fuel, exported or stored. The DAO/resin fraction can be added to an imported diluent and collected as partially upgraded synthetic crude 214.

[0050] Referring to Fig. 3, an FCC unit 216 has been added to the Fig. 2 process. The FCC unit 216 is desirably at the same location or in close proximity
10 to the ROSE unit 208. The DAO/resin fraction can be supplied to an FCC unit 216 having a low activity catalyst as previously described herein. The FCC unit 216 removes substantially all remaining metals in the feed not previously removed by the ROSE unit 208.

[0051] Referring to Fig. 4, the Fig. 2 process includes a gasifier 218, and a
15 hydrotreater 220 has been added downstream of the FCC unit 216. The asphaltene fraction from the ROSE unit 208 can be supplied to the gasifier 218 which partially oxidizes the asphaltene to produce hydrogen 222, fuel gas 224, power 226, which can either be exported or supplied to the SAGD unit 204, and steam 230, which can be supplied to the SAGD unit 204. A decant oil stream
20 recovered from the FCC unit 216 can be supplied to the gasifier 218, or used as fuel 228. An essentially metal free stream of partially upgraded synthetic crude can be supplied from the FCC unit 216 to the hydrotreater 220, which can

optionally include separating the naphtha, distillate, and gas oil prior to hydrotreating. The hydrotreated naphtha, distillate, and gas oil can be blended to produce a synthetic crude 232. The gasifier 218 and hydrotreater 220 are desirably located in the same plant, and especially in close proximity to the FCC unit 216 and/or ROSE unit 208, or on-site with the heavy oil or bitumen production

[0052] Referring to Fig. 5, a coker unit 234 has been added to the process of Fig. 4 for improved recovery. A portion of the asphaltene fraction from the ROSE unit 208 can be supplied to coker unit 234. The coker unit 234 can produce a cracked effluent which can include naphthas, distillates and gas oils, and can be combined with the FCC unit 216 effluent and supplied to the hydrotreater 220 for further upgrading to a metal free synthetic crude 232. The coker unit is desirably located on-site or in close proximity to the ROSE unit 208 and/or FCC unit 216.

[0053] Another advantage to the present invention is an energy cost of near zero once the facilities are installed and operational. Because the asphaltene product can be readily converted to transportable, combustible fuel, the need for imported hydrogen, fuel and/or energy can be eliminated. The current process can thus be self-sufficient with respect to power, hydrogen and steam requirements for the SAGD and hydrotreater processes in the recovery and upgrade of heavy oils and/or bitumens. Similarly, power can be provided to mining equipment reducing requirements as compared to traditional mining

29

processes. The capital costs associated with the present invention are slightly higher than those associated with other methods for the recovery of bitumens, such as for example, processes employing front end delayed coking or ebullated bed hydrocracking. However, the present invention has a better return on investment, lower complexity and simpler operation, less coke disposal, complete energy self sufficiency, and can be constructed or be added as an upgrade in a stepwise fashion.

[0054] Example. Referring to the process shown in Fig. 5, feed comprising 28,900 m³/d (182,000 BPD (42-gallon barrels per day)) of 10-15 API diluted bitumen and heavy oils is supplied to a diluent recovery unit (DRU) 308. The DRU 308 supplies 24,800 m³/d (156,000 BPD) feed to the ROSE unit 314, where the unit 314 separates the feed into a DAO fraction and an asphaltene fraction. A 3,400 m³/d (21,500 BPD) stream of the asphaltene fraction is supplied to the gasifier 338, and a 3,400 m³/d (21,500 BPD) stream is supplied to the coker unit 354. An 18,000 m³/d (113,000 BPD) resid oil stream is supplied from the ROSE unit 314 to the fluid catalytic cracking (FCC) unit 328. FCC unit 328 removes remaining metals and separates the feed into a light fraction of reduced metal content and a heavy decant oil. A 3,800 m³/d (23,700 BPD) stream of the decant oil is supplied from the FCC unit 328 to the gasifier 338. A 12,600 m³/d (80,000 BPD) stream of a light fraction consisting primarily of distillates, naphtha and gas oil is supplied from the FCC unit 328 to the hydrotreater 332 where it is combined with a 2,100 m³/d (13,000 BPD) stream of gas oil collected from the coker 354

and supplied to the hydrotreater 332. Hydrotreater 332 produces 37-41 API synthetic crude at a rate of 16,000 m³/d (100,000 BPD).

[0055] Numerous embodiments and alternatives thereof have been disclosed. While the above disclosure includes the best mode belief in carrying
5 out the invention as contemplated by the inventors, not all possible alternatives have been disclosed. For that reason, the scope and limitation of the present invention is not to be restricted to the above disclosure, but is instead to be defined and construed by the appended claims.

31

CLAIMS

What is claimed is:

- 1 [cl 1] A process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of
2 heavy oil or bitumen, comprising:
3 solvent deasphalting at least a portion of the heavy oil or bitumen to form
4 an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction
5 essentially free of asphaltenes having a reduced metals content;
6 supplying a feed comprising the DAO fraction to a reaction zone of a fluid
7 catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to deposit a portion
8 of the metals from the DAO fraction onto the FCC catalyst; and
9 recovering a hydrocarbon effluent having a reduced metal content from the
10 FCC unit.
- 1 [cl 2] The process of claim 1, further comprising converting the
2 asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof for use in
3 producing heavy oil or bitumen from the reservoir for feed to the solvent
4 deasphalting.
- 1 [cl 3] The process of claim 2, further comprising supplying the asphaltene
2 fraction from the solvent deasphalting to the asphaltenes conversion.
- 1 [cl 4] The process of claim 1, further comprising removing metallized FCC
2 catalyst from the FCC unit.
- 1 [cl 5] A process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of
2 heavy oil or bitumen, comprising:

32

3 converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof
4 for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir;
5 solvent deasphalting at least a portion of the heavy oil or bitumen to form
6 an asphaltene fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction
7 essentially free of asphaltenes having a reduced metals content;
8 supplying the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to the
9 asphaltenes conversion;
10 supplying a feed comprising the DAO fraction to a reaction zone of a fluid
11 catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to deposit a portion
12 of the metals from the DAO fraction onto the FCC catalyst;
13 recovering a hydrocarbon effluent having a reduced metal content from the
14 FCC unit; and
15 removing metallized FCC catalyst from the FCC unit.

1 [cl 6] The process of claim 5, further comprising producing heavy oil or
2 bitumen by extraction from mined tar sands.

1 [cl 7] The process of claim 5 further comprising producing heavy oil or
2 bitumen by injecting a mobilizing fluid through one or more injection wells
3 completed in communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or
4 bitumen and producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least
5 one production well completed in communication with the reservoir.

1 [cl 8] The process of claim 7 wherein the mobilizing fluid comprises steam
2 generated primarily by combustion of asphaltenes recovered from the
3 asphaltenes fraction from the solvent deasphalting.

1 [cl 9] The process of claim 6, wherein the asphaltenes conversion
2 comprises gasification of a portion of the asphaltenes fraction to provide
3 power, steam, fuel gas or combinations thereof for the mining and
4 extraction.

1 [cl 10] The process of claim 5 wherein the solvent deasphalting has a high
2 lift.

1 [cl 11] The process of claim 5 further comprising feeding a portion of the
2 asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and
3 coke.

1 [cl 12] The process of claim 5 wherein lower boiling hydrocarbon fractions
2 are introduced to the FCC unit with the DAO fraction.

1 [cl 13] The process of claim 5 wherein the FCC unit is operated at a
2 conversion from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC unit.

1 [cl 14] The process of claim 5 wherein operating conditions in the FCC unit
2 are adjusted to control proportions of naphtha, distillate and gas oil in the
3 hydrocarbon effluent from the FCC unit.

1 [cl 15] The process of claim 5 further comprising hydrotreating the
2 hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low sulfur
3 hydrocarbon effluent.

34

1 [cl 16] The process of claim 15 wherein the hydrotreating is effected at a
2 moderate pressure of from 3.5 to 10 MPa.

1 [cl 17] The process of claim 15 further comprising gasifying asphaltenes
2 recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to
3 produce hydrogen for the hydrotreating.

1 [cl 18] A process for upgrading crude oil from a subterranean reservoir of
2 heavy oil or bitumen, comprising:

3 converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a combination thereof
4 for use in producing heavy oil or bitumen from a reservoir;

5 solvent deasphalting at least a portion of the heavy oil or bitumen
6 containing metals to form an asphaltene fraction and a deasphalted
7 oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes having a reduced
8 metals content;

9 supplying the asphaltene fraction from the solvent deasphalting to the
10 asphaltenes conversion;

11 generating steam by combustion of asphaltenes recovered in the
12 asphaltenes fraction from the solvent deasphalting;

13 supplying a feed comprising the DAO fraction to a reaction zone of a fluid
14 catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to recover a
15 demetallized hydrocarbon effluent from the FCC unit at a conversion
16 rate from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC unit;

35

17 hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low
18 sulfur hydrocarbon effluent.

1 [cl 19] The process of claim 18 wherein the heavy oil or bitumen production
2 comprises injecting steam through one or more injection wells completed in
3 communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen; and
4 producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one production
5 well completed in communication with the reservoir;

1 [cl 20] The process of claim 18 wherein the heavy oil or bitumen production
2 comprises extraction from mined tar sands.

1 [cl 21] The process of claim 18 further comprising feeding a portion of the
2 asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker liquids and
3 coke.

1 [cl 22] The process of claim 21 comprising feeding the coker liquids to the
2 hydrotreating with the FCC hydrocarbon effluent.

1 [cl 23] The process of claim 18 further comprising supplying decant oil
2 from the FCC unit to combustion, gasification or a combination thereof.

1 [cl 24] The process of claim 18 wherein operating conditions in the FCC
2 unit are adjusted to control proportions of naphtha, distillate and gas oil in
3 the hydrocarbon effluent from the FCC unit.

1 [cl 25] The process of claim 18 wherein the hydrotreating is effected at a
2 moderate pressure of from 3.5 to 10.5 MPa.

36

1 [cl 26] The process of claim 18 further comprising gasifying asphaltenes
2 recovered in the asphaltenes fraction from the solvent deasphalting to
3 produce hydrogen for the hydrotreating.

1 [cl 27] An apparatus for upgrading crude oil from a subterranean reservoir
2 of heavy oil or bitumen, comprising:
3 means for converting asphaltenes to steam, power, fuel gas, or a
4 combination thereof for use in producing heavy oil or bitumen from a
5 reservoir;
6 means for solvent deasphalting at least a portion of the produced heavy oil
7 or bitumen containing metals to form an asphaltene fraction and a
8 deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of asphaltenes having
9 a reduced metals content;
10 means for supplying the asphaltene fraction from the solvent deasphalting
11 to the asphaltenes conversion;
12 means for supplying a feed comprising the DAO fraction to a reaction zone
13 of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to deposit
14 metals from the DAO fraction onto FCC catalyst;
15 means for recovering a demetallized hydrocarbon effluent from the FCC
16 unit; and
17 means for removing metallized FCC catalyst from the FCC unit.

1 [cl 28] The apparatus of claim 27, further comprising means for injecting a
2 mobilizing fluid through one or more injection wells completed in

3 communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or bitumen; and
4 means for producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one
5 production well in completed in communication with the reservoir.

1 [cl 29] The apparatus of claim 28, further comprising means for generating
2 the mobilizing fluid comprising steam primarily by combustion of
3 asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent
4 deasphalting means.

1 [cl 30] The apparatus of claim 27, further comprising means for extracting
2 heavy oil and bitumen from mined tar sands.

1 [cl 31] The apparatus of claim 27 wherein the solvent deasphalting means
2 comprises a high lift.

1 [cl 32] The apparatus of claim 31 further comprising means for feeding a
2 portion of the asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker
3 liquids and coke.

1 [cl 33] The apparatus of claim 27 further comprising means for operating
2 the FCC unit at a conversion rate from 30 to 65 percent by volume of the
3 feed to the FCC unit.

1 [cl 34] The apparatus of claim 27 further comprising means for adjusting
2 operating conditions in the FCC unit to control proportions of naphtha,
3 distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit.

38

1 [cl 35] The apparatus of claim 27 further comprising means for
2 hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to produce a low
3 sulfur hydrocarbon effluent.

1 [cl 36] The apparatus of claim 35 further comprising means for effecting the
2 hydrotreating at a moderate pressure of from 3.5 to 10 MPa.

1 [cl 37] The apparatus of claim 36 further comprising means for gasifying
2 asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent
3 deasphalting to produce hydrogen for the hydrotreating.

1 [cl 38] Apparatus for producing and upgrading crude oil from a subterranean
2 reservoir of heavy oil or bitumen, comprising:

3 means for injecting steam through one or more injection wells completed in
4 communication with the reservoir to mobilize the heavy oil or
5 bitumen;

6 means for producing the mobilized heavy oil or bitumen from at least one
7 production well completed in communication with the reservoir;

8 means for solvent deasphalting at least a fraction of the produced heavy oil
9 or bitumen containing high metals to form a resin-lean asphaltene
10 fraction and a deasphalted oil (DAO) fraction essentially free of
11 asphaltenes having a reduced metals content;

12 means for generating steam for the injection means by combustion of
13 asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent
14 deasphalting means;

51
39

15 means for supplying a feed comprising the DAO fraction to a reaction zone
16 of a fluid catalytic cracking (FCC) unit with FCC catalyst to recover
17 a demetallized hydrocarbon effluent from the FCC unit at a
18 conversion from 30 to 65 percent by volume of the feed to the FCC
19 unit;

20 means for hydrotreating the hydrocarbon effluent from the FCC unit to
21 produce a low sulfur hydrocarbon effluent.

1 [cl 39] The apparatus of claim 38 further comprising means for feeding a
2 portion of the asphaltenes fraction to a delayed coker unit to produce coker
3 liquids and coke.

1 [cl 40] The apparatus of claim 39 further comprising means for feeding the
2 coker liquids to the hydrotreating means with the FCC hydrocarbon
3 effluent.

1 [cl 41] The apparatus of claim 40 further comprising means for supplying
2 decant oil from the FCC unit to combustion, gasification or a combination
3 thereof.

1 [cl 42] The apparatus of claim 38 further comprising means for adjusting
2 operating conditions in the FCC unit to control proportions of naphtha,
3 distillate and gas oil in the hydrocarbon effluent from the FCC unit.

1 [cl 43] The apparatus of claim 38 further comprising means for effecting the
2 hydrotreating at a moderate pressure of from 3.5 to 10 MPa.

- 1 . [cl 44] The apparatus of claim 38 further comprising means for gasifying
2 asphaltenes recovered in the asphaltenes fraction from the solvent
3 deasphalting means to produce hydrogen for the hydrotreating means.

40

41

1/4

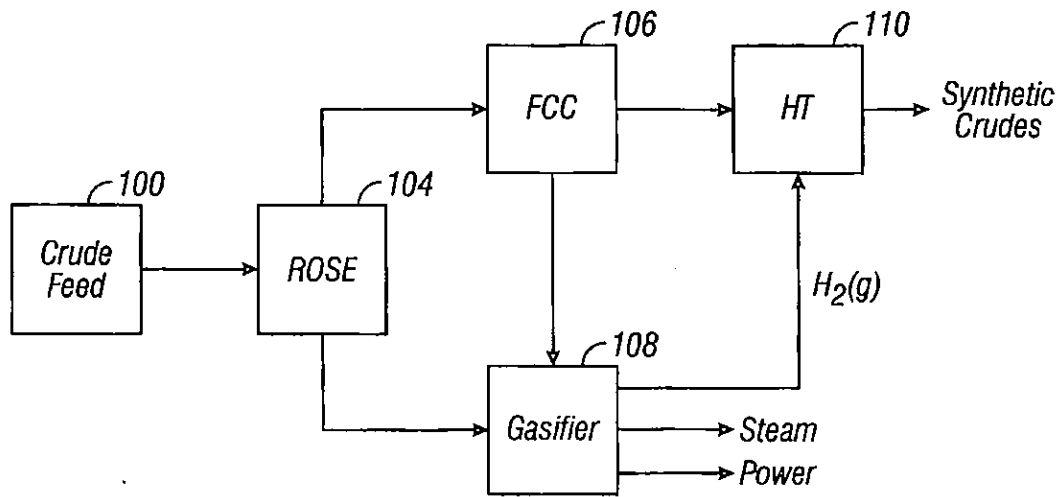


FIG. 1

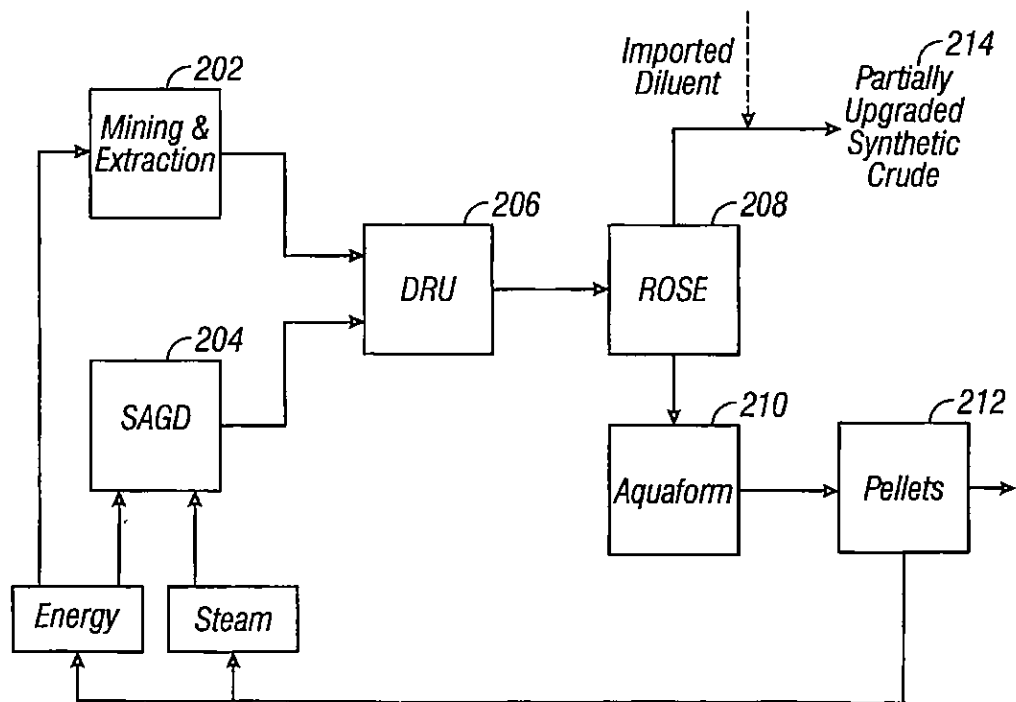


FIG. 2

42

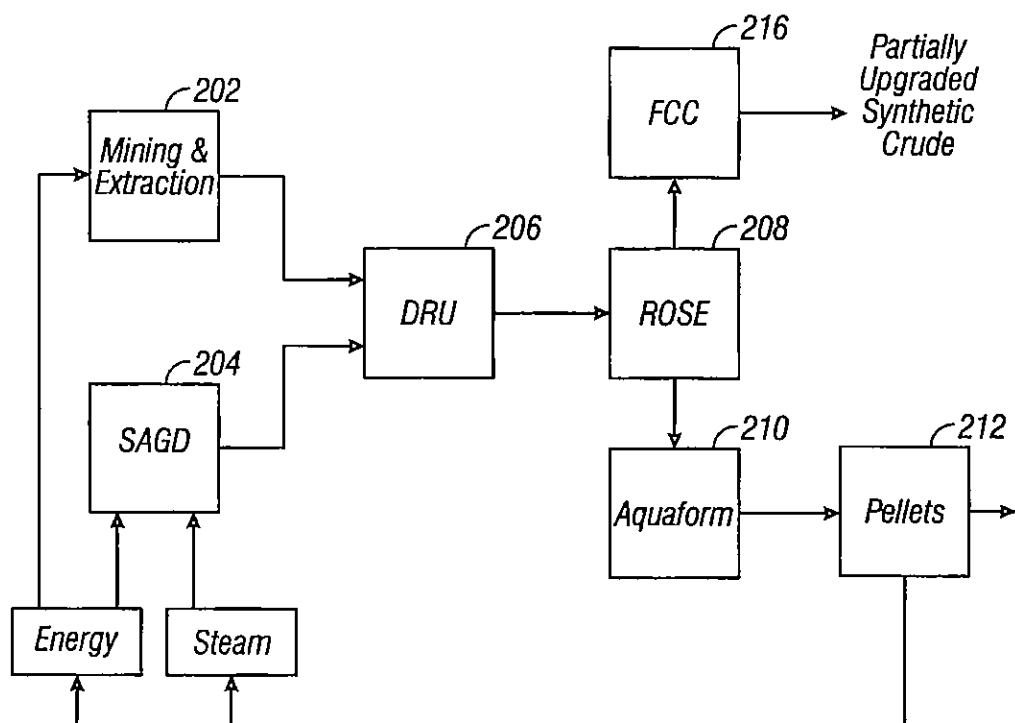


FIG. 3

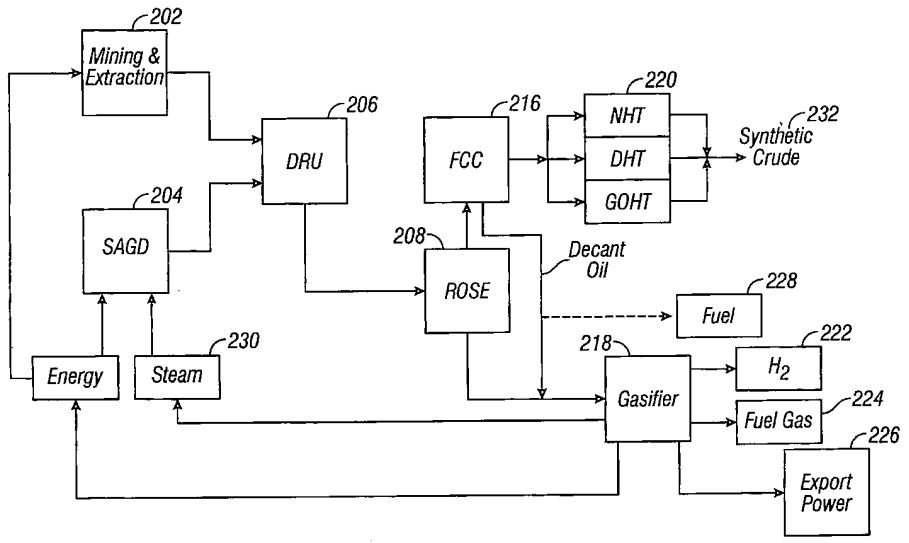


FIG. 4

23

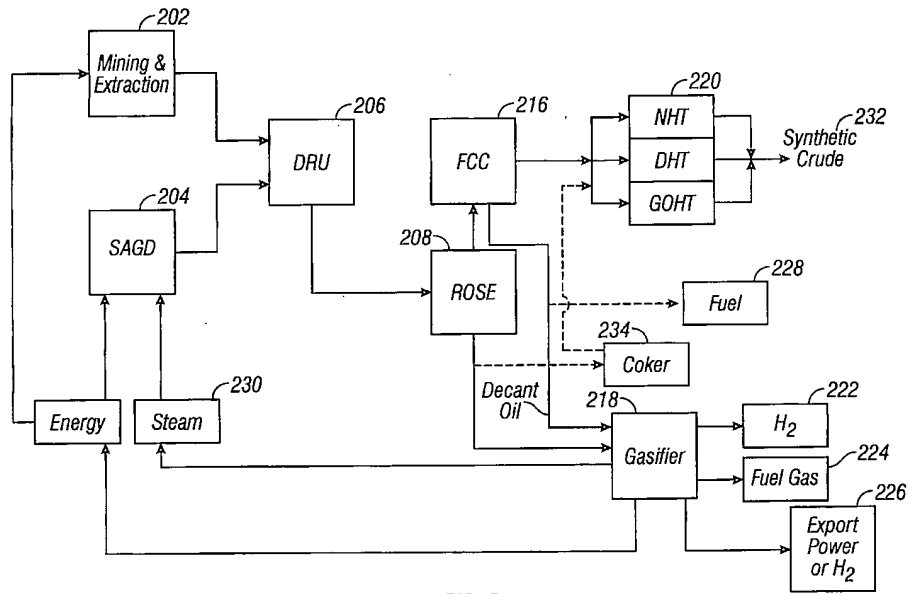


FIG. 5

tsd

ACEITE PESADO Y MEJORAMIENTO DE ASFALTO**CAMPO DE LA INVENCION**

La presente invención se refiere de manera
5 general, al mejoramiento de aceites pesados y asfalto. Más
particularmente, la presente invención se refiere a un
proceso para el mejoramiento de aceites pesados y asfaltos
que incluyen una o más de las etapas de producción,
fraccionamiento, extracción de solvente, craqueo catalítico
10 de fluido e hidrotratamiento, para producir corrientes de
crudo sintéticos y/o nafta, destilado y gasóleo que tienen
contenido de metal y/o azufre reducidos.

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

15 Como las reservas mundiales de luz, crudos
dulces, disminuyen y el consumo de petróleo alrededor del
mundo incrementa, los refinadores buscan métodos para
extraer petróleo útil de recursos crudos más pesados. Los
crudos más pesados, los cuales pueden incluir asfalto,
20 aceites pesados y arenas bituminosas, poseen problemas de
procesamiento debido a la concentración significativamente
superior de metales, más notablemente níquel y vanadio.
Además, los crudos más pesados tienen típicamente
contenido de asfaleno y azufre superior, poseyendo
25 problemas adicionales en el mejoramiento de crudos.

96

Finalmente, las arenas bituminosas, asfaltos y aceites pesados, son extremadamente viscosos, resultando en problemas en el transporte de los materiales crudos por medios tradicionales. Los aceites pesados y asfaltos, a menudo deben ser mantenidos a temperaturas elevadas para permanecer fluibles y/o mezclados con un diluyente de hidrocarburo más ligero para el transporte en tuberías. El diluyente puede ser costoso y se pueden incurrir en costos adicionales transportándolo en la ubicación en donde está ocurriendo la producción.

Como los precios de aceites ligeros y gas natural continúan incrementando, el precio de aceites pesados y asfaltos permanece relativamente bajo debido a la dificultad en la recuperación y mejoramiento de los aceites utilizables. La recuperación de asfaltos y otros crudos pesados es costosa, debido a los requerimientos sustanciales de energía en la producción.

Las reservas extensivas en la forma de "crudos pesados", existen en un número de países que incluyen, Oeste de Canadá, Venezuela, Rusia, los Estados Unidos y otras partes. Estos depósitos de crudos pesados existen a menudo, en áreas que son inaccesibles por medios normales. De manera general, el término "crudo pesado", se refiere a un material hidrocarburo que tiene una gravedad API de menos de 20. Los aceites crudos típicos, no fluyen a

temperaturas ambiente, y contienen una alta fracción de materiales de ebullición arriba de 343°C (650°F) y una porción significativa con un punto de ebullición mayor de 566°C (1050°F). La alta proporción de materiales de hidrocarburos de alto punto de ebullición típicos en aceites pesados, hace el fraccionamiento difícil sin recursos para fraccionamiento a vacío.

El contenido de metales altos en el campo de hidrocarburos, presenta dificultades de procesamiento similares. Los metales y asfaltenos en los materiales de hidrocarburos pesados, son indeseables en las fracciones de aceite separadas conforme los metales tienden a envenenar catalizadores convencionalmente usados en el mejoramiento de las fracciones de aceite a otros productos útiles. Los asfaltenos tenderán a incrustarse/obturar el equipo corriente abajo. Debido a tales dificultades durante el procesamiento por métodos convencionales, las porciones de ebullición más alta, a menudo son térmicamente mejoradas por procesos de reducción de viscosidad o coquización. Las fracciones más pesadas de aceites pesados y asfalto que contienen el volumen del metal y asfaleno, se pueden separar por fraccionamiento para recuperar aceites más ligeros, los cuales pueden ser mejorados catalíticamente. Sin embargo, la fracción más pesada todavía se deja con algunos aceites usables que no se pueden extraer usando

técnicas de fraccionamiento.

Los metales presentes en aceites pesados pueden incluir, por ejemplo, vanadio y níquel. El vanadio está típicamente presente en exceso de 100 ppm en peso, a menudo, mayor de 200 ppm en peso. El níquel está típicamente presente en exceso de 50 ppm en peso, también es común con 75 ppm en peso y mayor.

Se conoce la extracción de solvente del aceite de residuo, desde 1930, como se describe previamente en la Patente Estadounidense No. 2,940,920, por Garwing. Con la introducción de la tecnología de procesos ROSE® comercialmente disponible, los procesos de desasfaltado de solvente, han llegado a ser más eficiente y efectivos en costo. La tecnología de desasfaltado de solvente es comúnmente usada hoy día como un método de mejoramiento del fondo del barril en una refinería de conversión profunda, y también se puede usar para producir alimentaciones de craqueador catalítico de fluido (FCC), pilas brillosas de lubricante, alimentaciones de gasóleo desasfaltado para unidades de hidrotratamiento e hidrocrackeo, especialmente resinas y combustibles pesados y componentes de mezclado de asfalto de materias primas de aceite pesado. Técnicas mejoradas en la extracción de solvente se han descrito en la Patente Estadounidense No. 5,843,303 por Ganeshan.

Estudios previos se han enfocado en métodos para

incrementar la capacidad de transportación de crudos pesados disminuyendo sus viscosidades. La Patente Estadounidense No. 5,192,421 por Audeh et al., describe un método mejorado de desmetalización durante el proceso de desasfaltado, que incluye las etapas de desasfaltar crudos ricos en asfalto pesado, seguido por tratamiento térmico para producir crudos desasfaltados que tienen un contenido reducido de metales.

En la Patente Estadounidense No. 4,875,998, Rendall describe la extracción de aceites de asfalto de arenas bituminosas con agua caliente. Específicamente, los aceites de asfalto son acondicionados en agua caliente y después extraídos con un solvente de hidrocarburo inmiscible en agua para formar una mezcla la cual sedimenta en varias fases. Cada fase puede ser procesada para producir producto de aceites de asfalto y componentes de procesos reciclados. Otros procesos de extracción de solvente o agua, se describen en las Patentes Estadounidenses Nos. 4,160,718, por Rendall; 4,347,118 por Funk, et al.; 3,925,189 por Wicks, III; y 4,424,112 por Rendall. Todas las patentes y publicaciones referenciadas en este documento, están por este medio, incorporadas por referencia en sus totalidades para propósitos de la práctica en Estados Unidos y todas las otras jurisdicciones en donde se permite.

SUMARIO DE LA INVENCIÓN

La presente invención proporciona un método para la conversión de alimentación de crudos pesados, tales como por ejemplo, asfaltos, a compuestos más ligeros utilizables que no tienen esencialmente asfalteno y contenido de metal muy bajo.

En una modalidad, se proporciona un proceso para mejorar el aceite crudo a partir de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto. El proceso puede incluir desasfaltar el solvente al menos, una porción del aceite pesado o asfalto, para formar una fracción de asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO), esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido de metales reducido. Una alimentación que comprende la fracción DAO, se puede alimentar a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizadores FCC para depositar una porción de los metales a partir de la fracción DAO en el catalizador FCC. Un efluente de hidrocarburo que tiene un contenido de metal reducido, puede ser recuperado a partir de la unidad de FCC.

El proceso puede también incluir convertir asfaltenos a vapor, energía, gas combustible o una combinación de los mismos, para uso en la producción de aceite pesado o asfalto, a partir de un reservorio. El

proceso puede también incluir suministrar la fracción de asfalteno del solvente desasfaltante a la conversión de asfaltenos. El proceso puede también incluir remover el catalizador FCC metalizado de la unidad de FCC.

- 5 En una modalidad, se proporciona un proceso para mejorar el aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto. El proceso puede incluir, convertir asfaltenos a vapor, energía, gas combustible o una combinación de los mismos, para uso en la producción de
- 10 aceite pesado o asfalto a partir de un reservorio. Se pueden proporcionar medios para desasfaltar solvente al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contiene metales altos para formar una fracción de asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO),
- 15 esencialmente libre de asfaltenos y que tiene un contenido reducido de metales. La fracción de asfalteno del desasfaltado del solvente, puede ser suministrada a la conversión de asfaltenos. Una alimentación que comprende la fracción DAO, se puede alimentar a una zona de reacción de
- 20 una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizadores de FCC para depositar metales de la fracción de aceite desasfaltado sobre el catalizador FCC. Se puede recuperar un efluente de hidrocarburo desmetalizado a partir de la unidad de FCC; y se pueden remover
- 25 catalizadores FCC metalizados de la unidad de FCC.

La producción de aceite pesado o asfalto, puede incluir extracción de arenas bituminosas minadas. La conversión de asfaltenos puede incluir gasificación de una porción de la fracción de asfaltenos para proporcionar energía, vapor, gas combustible o combinaciones de los mismos para explotación minera y extracción. La producción de aceite pesado o asfalto, puede incluir inyectar un fluido movilizante a través de uno o más pozos de inyección terminados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto y producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos, un pozo de producción en comunicación con el reservorio. El fluido de movilización puede comprender vapor generado principalmente por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente.

El desasfaltado del solvente puede tener una alta elevación para maximizar la producción de aceites desasfaltados. El proceso puede incluir alimentar una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir líquidos coquizadores y coque. Las fracciones de hidrocarburos de ebullición más baja, se pueden introducir a la unidad FCC con la fracción DAO. La unidad FCC puede ser operada a una conversión de 30 a 65 por ciento en volumen de la alimentación a la unidad FCC. Las condiciones de operación en la unidad de FCC se

53

pueden ajustar para controlar proporciones de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad de FCC. El proceso puede incluir hidrogenar el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC para
5 producir un efluente de hidrocarburo de bajo azufre. El hidrotratamiento se puede hacer a una presión moderada desde 3.5 hasta 10.5 MPa (500 a 1500 psi). El proceso puede además, incluir asfaltenos gasificantes recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del solvente desasfaltante
10 para producir hidrógeno para el hidrotratamiento.

En otra modalidad, se proporciona un proceso para mejorar aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto. El proceso puede incluir convertir asfaltenos a vapor, energía, gas combustible o una
15 combinación de los mismos, para uso en la producción de aceite pesado o asfalto a partir del reservorio. El proceso puede también incluir desasfaltado del solvente al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contiene metales altos para formar una fracción de
20 asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO) esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido reducido de metales. La fracción de asfalteno puede ser suministrada del desasfaltado de solvente a la conversión de asfaltenos. El vapor se puede generar por combustión de
25 asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a

53

partir del desasfaltado de solvente. Una alimentación que comprende la fracción DAO, junto con otras fracciones de hidrocarburos de ebullición más baja, pueden ser suministradas a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizador FCC para recuperar un efluente de hidrocarburo desmetalizado a partir de la unidad FCC a una conversión de 30 a 65 por ciento en volumen de la alimentación a la unidad FCC. El efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC, puede ser hidrotratado para producir un efluente de hidrocarburo de bajo azufre.

La producción de aceite pesado o asfalto, puede incluir inyectar vapor a través de uno o más pozos de inyección terminados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto, y producir el aceite pesado movilizado o asfalto, de al menos un pozo de producción terminado, en comunicación con el reservorio. La producción de aceite pesado o asfalto puede incluir extracción de arenas bituminosas minadas. El proceso puede además incluir alimentar una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir líquidos coquizadores y coque. El proceso puede incluir alimentar los líquidos coquizadores al hidrotratamiento con el efluente de hidrocarburo FCC. El proceso puede también incluir suministrar aceite de decantación a partir de la

55

unidad FCC a combustión, gasificación o una combinación de los mismos. Las condiciones de operación en la unidad FCC se pueden ajustar para controlar las proporciones de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC. El hidrotratamiento puede ser efectuado a una presión moderada de 3.5 hasta 10.5 MPa (500 a 1500 psi). El proceso puede incluir gasificar alsfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente para producir hidrógeno para el hidrotratamiento.

En otra modalidad, la solicitud proporciona un aparato para mejorar aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto. El aparato puede incluir medios para convertir asfaltenos a vapor, energía, gas combustible, o una combinación de los mismos, en la producción de aceite pesado o asfalto, a partir de un reservorio. Se pueden proporcionar medios para desasfaltado de solvente en al menos una porción del aceite pesado producido o asfalto que contiene metales pesados para formar una fracción de asfaleno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO), esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido reducido de metales. Se pueden proporcionar medios para suministrar la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente a la conversión de asfaltenos. Se pueden proporcionar medios

5

56

para suministrar una alimentación que comprende la fracción DAO a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizador FCC para depositar metales a partir de la fracción de aceite

5 desasfaltado sobre el catalizador FCC.

El aparato puede incluir medios para inyectar un fluido de movilización a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto, y medios para

10 producir el aceite pesado movilizado o asfalto, a partir de al menos un pozo de producción en comunicación con el reservorio. El aparato puede incluir medios para generar el fluido de movilización que comprende vapor principalmente por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de

15 asfaltenos a partir de medios de desasfaltado de solvente. El aparato puede incluir medios para extraer aceite pesado o asfalto de arenas bituminosas minadas. Los medios de desasfaltado de solvente pueden proporcionar un nivel alto. El aparato puede además incluir medios para alimentar una

20 porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir líquidos coquizadores y coque. El aparato puede incluir además, medios para operar la unidad FCC a una conversión de 30 hasta 65 por ciento en volumen de la alimentación a la unidad FCC. El aparato

25 puede incluir medios para ajustar condiciones de operación

56

57

en la unidad FCC a proporciones de control de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad de FCC. El aparato puede incluir medios para hidrotratamiento del efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC para producir un efluente de hidrocarburo bajo en azufre. El aparato puede incluir medios para efectuar el hidrotratamiento a una presión moderada desde 3.5 hasta 10 MPa (500 a 1500 psi). El aparato puede también incluir medios para gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente para producir hidrógeno para el hidrotratamiento.

En otra modalidad, se proporciona un aparato para producir y mejorar aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto. El aparato puede incluir medios para inyectar vapor a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto, medios para producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos un pozo de producción completado en comunicación con el reservorio, medios para desasfaltado de solvente en al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contienen metales altos para formar una fracción de asfalteno empobrecido de resina y una fracción de aceite desasfaltada (DAO), esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido de metales reducidos,

57

58

medios para generar vapor para los medios de inyección por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos de medios de desasfaltado de solvente, medios para suministrar una alimentación que comprende la fracción

5 DAO y otras fracciones de hidrocarburos de baja ebullición a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizador FCC para recuperar un efluente de hidrocarburo desmetalizado a partir de la unidad FCC a una proporción de conversión desde 30 hasta 65

10 por ciento en volumen de la alimentación que contiene DAE la unidad FCC, y medios para hidrotratar el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC para producir un efluente de hidrocarburo bajo en azufre.

El aparato puede incluir medios para alimentar

15 una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir líquidos coquizadores y coque. El aparato puede incluir medios para alimentar los líquidos coquizadores a los medios de hidrotratamiento con el efluente de hidrocarburo FCC. El aparato puede incluir

20 medios para suministrar aceite de decantación de la unidad de FCC a combustión, gasificación o una combinación de los mismos. El aparato puede incluir medios para ajustar las condiciones de operación en la unidad FCC para controlar proporciones de nafta, destilado y gasóleo en el efluente

25 de hidrocarburo a partir de la unidad de FCC. El aparato

58

puede incluir medios para efectuar el hidrotratamiento a una presión moderada desde 3.5 hasta 10 MPa (500 a 1500 psi). El aparato puede incluir medios para gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir de los medios de desasfaltado de solvente para producir hidrógeno para los medios de hidrotratamiento.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS FIGURAS

Para una descripción más detallada de las modalidades ilustradas de la presente invención, se hará referencia ahora a los dibujos acompañantes, en donde:

La Figura 1 muestra un proceso de conformidad con una modalidad de la invención, para el tratamiento de aceites pesados y/o asfaltos que requieren sin importar energía, vapor o hidrógeno.

La Figura 2 muestra un proceso de conformidad con una modalidad de la invención para el mejoramiento parcial de aceite pesado o materias primas de asfaltos.

La Figura 3 muestra los procesos de la Figura 2, en donde una unidad FCC ha sido agregada.

La Figura 4 muestra el proceso de la Figura 2, que incluye un gasificador y una unidad de hidrotratamiento.

La Figura 5 muestra el proceso de la Figura 4 con una unidad coquizadora agregada.

5

60

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

Las modalidades detalladas de la presente invención se describen en este documento. Sin embargo, se entiende que las modalidades descritas son meramente
5 ejemplares de la invención, las cuales pueden ser incluidas en varias formas. Los detalles de procesos y funcionales, estructurales específicos descritos en este documento, no están propuestos para ser limitantes, sino meramente ilustraciones que pueden ser modificadas dentro del alcance
10 de las reivindicaciones adjuntas.

La presente invención puede convertir aceites pesados y/o asfalto que tiene un alto contenido de metal a hidrocarburos de ebullición más baja, que tienen un contenido de metal sustancialmente reducido. La presente
15 invención puede también proporcionarse para la producción simultánea de asfaltenos para uso como combustible en la generación de vapor y energía necesaria para la producción de aceite pesado o asfalto. Una primera porción de los metales se remueve durante la extracción de solvente de la
20 alimentación de aceite pesado o asfalto, con sustancialmente todos los metales restantes siendo removidos durante el tratamiento subsecuente en una unidad FCC. La presente invención proporciona una ventaja económica sustancial eliminando la necesidad de transportar
25 gas natural u otro combustible a la ubicación del

60

reservorio para la generación de vapor o energía. El aceite pesado puede ser mejorado por remoción de extremo frontal de la fracción del asfalteno, el cual puede contener frecuentemente una porción sustancial de compuestos de azufre, nitrógeno y compuestos metálicos indeseables. El aceite desasfaltado es líquido a condición ambiental y puede ser transportado usando métodos tradicionales.

Como se muestra en la Figura 1, una alimentación cruda 100, la cual puede incluir aceites pesados y/o asfaltos, es suministrada a una unidad de extracción de solvente de aceite de residuo (ROSE) 104. La alimentación puede incluir opcionalmente un solvente hidrocarburo para asistir en la reducción de la viscosidad de la alimentación. La unidad ROSE 104 separa la alimentación en al menos dos fracciones: una primera fracción la cual puede incluir aceites desasfaltados y resinas, y una segunda fracción la cual puede incluir asfaltenos. Una porción de los metales presentes en la alimentación inicial se separa de la alimentación de destilados y permanece preferencialmente con los asfaltenos separados. Los aceites y resinas desasfaltados son suministrados a una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) 106, la cual puede incluir un catalizador de baja actividad, para mejorar los aceites y remover efectivamente, metales remanentes.

Los asfaltenos de la unidad ROSE 104, pueden ser

convertidos granulados usando equipamiento conocido o pueden ser alternativamente suministrados a un gasificador 108, el cual quema y/o oxida parcialmente los asfaltenos para producir vapor, hidrógeno y gas de baja energía, como se necesite. El efluente de la unidad FCC 106, puede ser suministrado a una unidad hidrotratante 110, en donde puede ser mejorada, desulfurada y separada para producir nafta, destilado y vapores de gasóleo. El aceite decantado del FCC 106, puede ser suministrado al gasificador 108. El vapor, hidrógeno y gas combustible de baja energía, producido por el gasificador 108, puede ser suministrado a procesos asociados como sea necesario. Los vapores del producto a partir del hidrotratante 110 pueden ser combinados para formar un crudo sintético, si se desea.

Los aceites pesados y asfaltos se pueden recuperar a través de procesos térmicos en los cuales, el calor es generado arriba de la tierra o in situ. Los procesos térmicos más simples son inyección de vapor, en donde se usa vapor como un fluido de accionamiento para desplazar el aceite. El Drenaje de Gravedad Asistida por Vapor (SAGD), es una técnica en donde se inyecta vapor directamente en una formación para recuperación mejorada de aceites. El vapor es inyectado a través de uno o más pozos en la parte superior de una formación, y se pueden recuperar hidrocarburos de uno o más pozos posicionados en

63

la parte inferior de la formación. Los procesos SAGD, tienen en general, una proporción de recuperación alta y una proporción de aceite alta, a proporciones de aceite a vapor económicas. Los procesos de producción que usan SAGD, 5 pueden ser mejorados, si se desea, usando técnicas bien conocidas en el arte, tales como por ejemplo, inyectar vapor en los pozos a una proporción superior que otros, aplicando calentamiento eléctrico al reservorio, y empleando solvente CO2 como un aditivo al vapor de 10 inyección. Se describen técnicas de SAGD en la Patente Estadounidense No. 6,357,526 por Abdel-Halim, et. al.

Los crudos pesados también se pueden recuperar por una variedad de técnicas de extracción de minerales tradicionales, que incluyen emplear palas, camiones, 15 transportadores y similares, para recuperar sustancialmente, asfaltos sólidos y arenas bituminosas. Estas palas pueden ser energizadas eléctricamente o hidráulicamente. Los depósitos de arenas bituminosas pueden ser excavados usando técnicas tradicionales para la 20 recuperación de aceites pesados contenidos en estos. Los depósitos de arenas excavadas pueden opcionalmente, ser pre-acondicionados para facilitar la extracción y separación de aceites asfaltados. Las arenas bituminosas pueden ser trituradas a un tamaño más pequeño, usando 25 trituradores convencionales, y puede además, ser rotas

63

usando trituración mecánica y/o agitación. Las arenas bituminosas trituradas, pueden ser fácilmente lechadas con agua caliente para transportación y suministro a medios de extracción y separación. El acondicionamiento de arenas bituminosas es además descrito en la Patente Estadounidense No. 4,875,998 por Rendall.

El aceite pesado acondicionado o asfalto, mezclado con vapor y/o agua, se puede pasar a través de un separador de agua-aceite para separar los fluidos y producir una corriente de aceite pesado o asfalto, esencialmente libre de agua y sólidos. El aceite pesado o asfalto, se puede separar en un proceso de fraccionamiento continuo, tomando lugar normalmente, a presión atmosférica y una temperatura de fondo controlada de menos de 400°C (750°F). La temperatura de fraccionamiento de fondos de torre, se puede controlar para prevenir el craqueo térmico de la alimentación cruda. Si se desea, se puede usar fraccionamiento a vacío.

El aceite pesado o asfalto, o el residuo de destilación atmosférica y/o a vacío, se puede suministrar a una unidad de desasfaltado de solvente, la cual puede ser una unidad convencional, empleando equipo y metodologías para desasfaltado de solventes, las cuales son ampliamente disponibles en la técnica, por ejemplo, bajo las designaciones comerciales ROSE, SOLVAHL o similares.

64

Deseablemente, se emplea una unidad ROSE. La unidad de desasfaltado de solvente puede separar el aceite pesado o asfalto en una fracción rica en asfalteno y una fracción de aceite asfaltado (DAO). Como es bien sabido, la unidad de desasfaltado puede ser operada y las condiciones se varían para ajustar las propiedades y contenidos de las fracciones de asfaltenos y DAO. De manera deseable, la unidad de desasfaltado puede ser controlada para asegurar alto nivel en el cual, una mayoría de las resinas presentes en la alimentación se separan como aceites desasfaltados en lugar de asfaltenos. La fase de asfalteno puede estar esencialmente libre de resinas. La fase de asfalteno puede ser calentada y el vapor retirado para formar un vapor de producto asfalteno. La fase de solvente-DAO puede ser calentada para separar los componentes en fases DAO y solventes. La fase DAO se puede recuperar, calentar y retirar el vapor para formar un vapor de producto DAO para tratamiento adicional.

El proceso ROSE puede ser fácilmente modificado para uso en este documento por el experto en la técnica, aunque no se emplea fraccionamiento, tales modificaciones deben por supuesto, ser elaboradas para acomodar la alimentación cruda completa, y no solo la fracción de residuo de la alimentación. También se puede realizar desasfaltado disolviendo la materia prima cruda en un

solvente aromático, seguida por la adición de un exceso de solvente alifático para precipitar los asfaltenos. Se puede usar la extracción subcrítica, en donde los solventes de hidrocarburos se pueden mezclar con alcoholes. La mayoría de los procesos de desasfaltado emplean hidrocarburos alifáticos ligeros, tales como, por ejemplo, propano, butano y pentano, para precipitar los componentes de asfalto de la alimentación.

La fracción DAO puede ser suministrada a una unidad FCC que contiene un catalizador de craqueo convencional. La unidad FCC puede incluir una sección separadora y un reactor vertical. Los catalizadores frescos se pueden agregar a la unidad de FCC, típicamente vía el regenerador. Los catalizadores gastados, que incluyen coque y metales depositados en estos, se pueden regenerar por combustión completa o parcial en un regenerador, para suministrar catalizador regenerado para uso en el reactor. Los gases de combustión pueden ser retirados de la parte superior de un reactor de regeneración a través de una línea de gas de combustión. Una corriente de aceite de decantación que contiene aceites pesados y finos catalizadores, se puede retirar de la unidad FCC y suministrar como un aceite de combustible y/o a un gasificador y/o coquizador. Procesos FCC ejemplares se describen en las Patentes Estadounidenses 4,814,067, por

Gartside, et al., 4,404,095, por Haddad, et al.; 3,785,782 por Cartmell; 4,419,221 por Castagnos, Jr.; 4,828,679 por Cormier, Jr., et al; 3,647,682 por Rabo, et al.; 3,758,403 por Rosinski, et al.; y RE 33,728 por Dean, et al.

5 El catalizador inventor empleado en la unidad FCC de la presente invención, proporciona deseablemente, conversiones de prueba de microactividad catalizadora en equilibrio entre 35 y 60% por alimentación de volumen. La conversión superior no proporciona generalmente, algún
10 beneficio en la presente invención, y tiene la desventaja de proporciones de reemplazo de catalizador superior. Manteniendo actividad catalizadora inferior, el consumo de catalizador puede ser optimizado para empleo más económico del catalizador.

15 En el craqueo catalítico, las partículas catalizadoras son calentadas e introducidas en una zona de craqueo fluidizado con una alimentación de hidrocarburo. La temperatura de la zona de craqueo es típicamente mantenida entre 480° y 565°C (900° y 1050°F), a una presión entre
20 aproximadamente 0.17 y 0.38 MPa (25 y 55 psig). La proporción de circulación del catalizador en el reactor, puede variar desde aproximadamente 1.8 hasta 4.5 kg/kg de alimentación de hidrocarburo (4 a 10lb/lb de alimentación de hidrocarburo). Cualquiera de los catalizadores conocidos
25 empleados en el craqueo catalítico fluidizado, se puede

emplear en la práctica de la presente invención, que incluye pero no se limita a zeolitas tipo Y, USY, REY, RE-USY, faujasita y otras zeolitas que se originan naturalmente y mezclas de los mismos. Otros catalizadores de craqueo adecuados incluyen, pero no se limitan a, aquellos que contienen sílice y/o alúmina, que incluyen catalizadores ácidos. El catalizador puede contener óxidos de metal refractorios tales como magnesio o circonio. El catalizador puede contener aluminosilicatos cristalinos, zeolitas o tamices moleculares. El catalizador descartado o usado de un proceso FCC de alta actividad, puede ser convenientemente y económicamente, empleado en el lugar del catalizador fresco.

La unidad FCC puede producir algunos gases más ligeros tales como gas combustible, gas de petróleo licuado (LPG) o similares, los cuales se pueden usar como un combustible. Estos pueden contener compuestos de azufre, los cuales pueden ser removidos, si se desea, usando una unidad de remoción de azufre convencional, menor, con absorción de amina, o similares.

La fracción de asfalteno de la unidad ROSE, puede ser suministrada a un granulador, y ser granulada, como se conoce por aquellos expertos en la técnica. Un granulador adecuado se describe en la Patente Estadounidense No. 6,357,526, por Abel-Halim, et. al. Las pelotillas de

19
69

asfalteno pueden ser transportadas en una forma deshidratada por camión, transportador, u otros medios, a un calentador o gasificador, o puede ser lechada con agua y transferida vía tubería. Una porción de los asfaltenos

5 puede ser pasada o transportada a una instalación de mezclado de combustibles sólidos, tal como un tanque, silo, u horno, para almacenamiento o uso como un combustible sólido. El calentador puede ser cualquier calentador convencionalmente designado, de conformidad con cualquier

10 tipo adecuado conocido por aquellos expertos en la técnica, pero es deseablemente un calentador de lecho fluido de circulación, el cual quema las pelletillas para generar vapor para uso en el proceso SAGD para la producción del aceite pesado o asfalto. Alternativamente, el calentador

15 puede proporcionar energía eléctrica o vapor para el equipo de excavación y extracción en una operación de explotación minera de arenas bituminosas que incluyen, palas, camiones, transportadores, agua caliente, etc., como sea necesario. La cantidad de asfaltenos producidos puede ser

20 suficientemente grande para satisfacer todos los requerimientos de vapor y energía en la producción del aceite pesado o asfalto, eliminando así la necesidad de vapor o combustible importado, resultando en una reducción significativa en el costo de producción.

25 Un gasificador puede alternativamente o

adicionalmente, ser empleado, con la fracción de asfalteno
siendo convencionalmente granulada y lechada para
suministrar el agua para moderación de temperatura en el
reactor de gasificación. Si se desea, las pelotillas en
5 exceso de asfalteno no requeridas para el(los)
calentador(es) y/o gasificación, se pueden enviar a una
ubicación remota para combustión u otro uso. El vapor puede
ser generado por intercambio de calor con los productos de
reacción de gasificación y el CO₂ también se puede
10 recuperar en una manera bien conocida por aquellos en la
técnica para inyección en el reservorio con vapor para
producción mejorada de aceites pesados y asfalto. El gas
hidrógeno, y/o un gas combustible de bajo valor, se pueden
recuperar del efluente de gasificación y exportar, o el
15 hidrógeno se puede suministrar a una unidad de
hidrotratamiento asociada, como se describe abajo. La
energía también se puede generar por expansión de los
productos y/o vapor de reacción de gasificación vía un
generador de turbina. La energía, vapor y/o gas
20 combustible, se pueden usar en la producción de aceites
pesados o asfaltos, por ejemplo, operaciones de explotación
minera o SAGD como se describe anteriormente. Durante el
inicio, puede ser deseable importar pelotillas de asfalto,
gas natural u otro combustible para incendiar el calentador
25 para suministrar suficiente vapor y/o energía para la

71 *

producción de aceite pesado o asfalto, hasta que la fracción de asfaleno recuperada es suficiente para cubrir los requerimientos de generación de vapor.

Alternativamente o adicionalmente, al menos una
5 porción de la fracción de asfaleno y/o aceite de suspensión, se puede suministrar a una unidad coquizadora para maximizar la recuperación de destilados. Los procesos de coquización son bien conocidos para convertir alimentaciones de residuos de bajo valor muy pesados de
10 columnas de destilación a vacío o atmosférica, para obtener coque y gasóleo. Típicamente, la fracción de asfaleno es calentada a altas temperaturas en una unidad coquizadora, por ejemplo, 480-510°C (900-950°F), para generar componentes más ligeros, los cuales son recuperados como un
15 vapor, y coque, el cual forma un residuo sólido en la unidad coquizadora. La unidad coquizadora puede ser un coquizador retardado, un coquizador flexible, un coquizador fluido o similar, como se desee, todos los cuales son bien conocidos en la técnica. En un proceso de coquización
20 retardado, la alimentación se mantiene a una temperatura de aproximadamente 450°C y una presión de 75 a 170 kPa (10 a 25 psig), para depositar el coque sólido, mientras los vapores craqueados son tomados del encabezado. El coque producido en el coquizador puede ser transportado a un área
25 de almacenamiento para uso como un combustible sólido.

72

Los vapores de producto del coquizador, pueden ser retirados del coquizador y suministrados a un proceso asociado, deseablemente un proceso de hidrotratamiento. Opcionalmente, los vapores coquizadores pueden ser separados por destilación en fracciones nafta, destilado y gasóleo, antes de ser suministrados a la unidad de hidrotratamiento. Limitando la alimentación en el coquizador en el presente proceso a la fracción de asfaltenos en exceso y aceite de suspensión FCC que no se necesita para generar vapor, hidrógeno y energía, el tamaño del coquizador puede ser ventajosamente reducido con relación a los esquemas de procesamiento de coquizador de extremo frontal.

El hidrotratamiento del efluente de FCC (y cualquiera de los líquidos coquizadores), puede mejorar la calidad de varios productos y/o aceites de residuos de craqueo a productos más valiosos de baja ebullición. El hidrotratamiento medio puede remover azufre indeseado, nitrógeno, oxígeno y metales, así como también hidrogenar cualquier olefina. Sin embargo, la remoción de azufre y metales vía un proceso de hidrotratamiento de extremo frontal antes del procesamiento de FCC, requiere cantidades relativamente grandes de hidrógeno, a menudo, requiriendo una unidad de producción de hidrógeno separada u otra fuente.

23

73

El hidrotratador en la presente invención, opera corriente abajo de la unidad FCC para tratar la alimentación de hidrocarburo después que los metales han sido removidos, y principalmente, sirve para remover el

5 azufre de la alimentación. El hidrotratador puede operar entre 0.8 y 21 MPa (100-300 psig) y 250° y 500°C (650° y 930°F). Las condiciones de operación media para el hidrotratador pueden incluir una operación de lecho fijo entre 1.5 y 2.2 MPa (200-300 psig) y 350° a 400°C (650° a

10 750°F), sin regeneración de catalizadores. Las condiciones de operación severas para el hidrotratador son de 7 a 21 Mpa (1000 a 3000 psig) y 350° a 500°C (650° a 930°F), y que requieren regeneración de catalizador. Deseablemente, la presión se mantiene en un intervalo moderado entre 3.5 y

15 10.5 MPa (500 a 1500 psi). El consumo de hidrógeno incrementa con severidad incrementada de condiciones de operación y también depende de la cantidad de metal y azufre removido del contenido de alimentación de materiales aromáticos y olefinas, lo cual también consume hidrógeno.

20 Debido a que el contenido de metal de la alimentación al hidrotratador es insignificante, un lecho de protección no es necesario y se puede emplear catalizador de alta actividad. Los productos de LPG y gas del hidrotratador, contendrán compuestos de azufre, los cuales pueden ser

25 removidos en una unidad convencional de recuperación de

azufre como se describe anteriormente. La unidad de recuperación de azufre que procesa los extremos ligeros de hidrotratador, puede ser la misma unidad como para el efluente de FCC, apropiadamente clasificada para acomodar 5 ambas alimentaciones, o se pueden emplear unidades de recuperación de azufre separadas.

Colocando las unidades de desasfaltado de solvente y FCC corriente arriba del hidrotratador, y removiendo metales antes del hidrotratamiento, la presente 10 invención disminuye la dependencia del proceso en la producción de grandes cantidades de hidrógeno y disminuye la necesidad de instalaciones de producción de hidrógeno separadas.

Una ventaja de la presente invención, es que 15 aspectos individuales de la presente invención se pueden agregar a instalaciones de procesamiento de asfalto existente, o que dichas instalaciones pueden ser construidas en una manera en forma de etapas, incorporando cualquier número de los aspectos de la presente invención, 20 como se desee. Con referencia a las Figuras 2-5, en donde se usan números similares con referencia a partes similares, se muestra la construcción por etapas de un proceso de recuperación de aceite pesado y/o asfalto.

Con referencia inicialmente a la Figura 2, se 25 muestra el mejoramiento en caso bajo en la construcción por

4
25

etapas. Se obtiene una alimentación de aceite pesado y/o
asfalto por excavación 202 y/o drenaje por gravedad
asistida por vapor 204. El solvente puede ser agregado a la
alimentación como sea necesario (no mostrado), para
5 facilitar la transferencia de la alimentación de aceite
pesado/asfalto a la unidad de recuperación de diluyente
(DRU) 206, en donde lo crudo se somete a destilación
atmosférica. El residuo de la columna de destilación puede
ser suministrado en una unidad ROCE más cercana o en sitio
10 208, para separación del DAO y resinas de los asfaltenos.
La fracción de asfalteno se puede remover de la unidad ROSE
y suministrar a una unidad de acuaforma 210 para la
preparación de pelotillas de asfalteno 212. Las pelotillas
de asfalteno 212 se pueden usar como combustible, exportar
15 o almacenar. La fracción DAO/resina puede ser agregada a un
diluyente importado y colectarse como crudo sintético
parcialmente mejorado 214.

Con referencia a la Figura 3, una unidad FCC 216
se ha agregado al proceso de la Figura 2. La unidad FCC
20 216, está deseablemente en la misma ubicación o en
proximidad cercana a la unidad ROSE 208. La fracción
DAO/resina puede ser suministrada a una unidad FCC 216 que
tiene un catalizador de baja actividad, como se describe
previamente en este documento. La unidad FCC 216 remueve
25 sustancialmente todos los metales en la alimentación no

76

removidos previamente por la unidad ROSE 208.

Con referencia a la Figura 4, el proceso de la Figura 2 que incluye un gasificador 218 y un hidrotratador 220, ha sido agregado corriente abajo de la unidad FCC 216.

5 La fracción de asfalteno de la unidad ROSE 208 puede ser suministrada al gasificador 218, el cual parcialmente oxida el asfalteno para producir hidrógeno 222, gas combustible 224, energía 226, la cual puede ser exportada o suministrada a la unidad SAGD 204, y vapor 230, la cual
10 puede ser suministrada a la unidad SAGD 204. Un vapor de aceite de decantación recuperado de la unidad FCC 216, puede ser suministrado al gasificador 218, o usado como combustible 228. Un vapor esencialmente libre de metal de crudo sintético parcialmente mejorado, se puede suministrar
15 a la unidad FCC 216 al hidrotratador 220, el cual puede opcionalmente, incluir separar la nafta, destilado y gasóleo previo al hidrotratamiento. El nafta, destilado y gasóleo hidrotratado, puede ser mezclado para producir un crudo sintético 232. El gasificador 218 y el hidrotratador
20 220 son deseablemente ubicados en la misma planta, y especialmente, en proximidad cercana a la unidad FCC 216 y/o unidad ROSE 208, en sitio con la producción de aceite pesado o asfalto.

Con referencia a la Figura 5, una unidad
25 coquizadora 234 ha sido agregada al proceso de la Figura 4

77

para recuperación mejorada. Una porción de la fracción de asfalteno de la unidad ROSE 208, se puede suministrar a la unidad coquizadora 234. La unidad coquizadora 234 puede producir un efluente craqueado, el cual puede incluir 5 naftas, destilados y gasóleos, y se puede combinar con el efluente de la unidad FCC 216 y suministrar al hidrotratador 220 para mejoramiento adicional a un crudo sintético libre de metal 232. La unidad coquizadora es deseablemente localizada en sitio o en proximidad cercana a 10 la unidad ROSE 208 y/o unidad FCC 216.

Otra ventaja de la presente invención es un costo de energía de casi cero, una vez que las instalaciones son instaladas y en operación. Debido a que el producto de asfalteno puede ser fácilmente convertido a gasolina 15 combustible, transportable, la necesidad de hidrógeno importado, combustible y/o energía, se puede eliminar. El proceso actual puede de este modo, ser auto-suficiente con respecto a los requerimientos de energía, hidrógeno y vapor para los procesos de hidrotratamiento y SAGD en la 20 recuperación y mejoramiento de aceites pesados y/o asfaltos. De manera similar, se puede proporcionar energía al equipo de extracción minera reduciendo requerimientos comparados con los procesos de extracción minera tradicionales. Los costos de capital asociados con la 25 presente invención, son ligeramente superiores que aquellos

28

asociados con otros métodos para la recuperación de asfaltos, tales como por ejemplo, procesos que emplean coquización retardada de extremo frontal o hidro craqueo de lecho en ebullición. Sin embargo, la presente invención

5 tiene un mejor regreso en la investigación, complejidad inferior y operación más simple, menos desecho de coque, completa energía auto-suficiente y se puede construir o ser agregado a un mejoramiento en una forma de etapas.

Ejemplo. Con referencia a los procesos mostrados

10 en la Figura 5, la alimentación comprende 28,900 m³/d (182,00 BPD (42 galones de barriles por día)) de asfalto y aceites pesados diluidos 10-15 API es suministrada a una unidad de recuperación de diluyente (DRU) 308. El DRU 308 suministra 24,800 m³/d (156,000 BPD) alimentado a la unidad

15 ROSE 314, en donde la unidad 314 separa la alimentación en una fracción DAO y una fracción de asfalteno. Un vapor de 3,400 m³/d (21,500 BPD) de la fracción de asfalteno, es suministrado al gasificador 338, y un vapor de 3,400 m³/d (21,500 BPD) es suministrado a la unidad coquizadora 354.

20 Se suministra un vapor de aceite residual 18,000 m³/d (113,000 BPD) de la unidad ROSE 314 a la unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) 328. La unidad 328 FCC remueve metales restantes y separa la alimentación en una fracción ligera de contenido reducido de metal y un aceite de

25 decantación pesado. Un vapor de 3,800 m³/d (27,700 BPD) del

28

79

aceite de decantación es suministrado de la unidad FCC 328 al gasificador 338. Un vapor de 12,600 m³/d (80,000 BPD), de una fracción ligera que consiste principalmente de destilados, nafta y gasóleo, es suministrada a la unidad FCC 328 al hidrotratador 332, en donde es combinada con un vapor 2,100 m³/d (13,000 BPD) de gasóleo colectado del coquizador 354 y suministrado al hidrotratador 332. El hidrotratador 332 produce crudo sintético 37-41 API a una relación de 16,000 m³/d (100,000 BPD).

Se han descrito numerosas modalidades y alternativas. Mientras la descripción anterior incluye el mejor modo confiado para llevar a cabo la invención como se contempla por los inventores, no se han descrito todas las posibles alternativas. Por tal razón, el alcance y limitación de la presente invención no está restringido a la descripción anterior, pero en su lugar, es definida y construida por las reivindicaciones adjuntas.

20

25

NOVEDAD DE LA INVENCIÓN

Habiéndose descrito la presente se considera como novedad, y por lo tanto, se reclama como propiedad lo
5 contenido en las siguientes:

REIVINDICACIONES

1. Un proceso para mejorar aceite crudo a partir
10 de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto, caracterizado porque comprende:

desasfaltar el solvente al menos, una poción del aceite pesado o asfalto, para formar una fracción de asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO),
15 esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido de metales reducido;

suministrar una alimentación que comprende la fracción DAO, a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizadores FCC
20 para depositar una porción de los metales a partir de la fracción DAO en el catalizador FCC; y

recuperar un efluente de hidrocarburo que tiene un contenido de metal reducido, a partir de la unidad de FCC.

25 2. El proceso de conformidad con la

81

reivindicación 1, caracterizado porque además comprende
convertir los asfaltenos a vapor, energía, gas combustible
o una combinación de los mismos, para uso en la producción
de aceite pesado o asfalto del reservorio para alimentación
5 para desasfaltar el solvente.

3. El proceso de conformidad con la
reivindicación 2, caracterizado además porque comprende
suministrar la fracción de asfaltenos del desasfaltado de
solvente a la conversión de asfaltenos.

10 4. El proceso de conformidad con la
reivindicación 1, caracterizado además porque comprende
remover el catalizador FCC metalizado de la unidad FCC.

5. Un proceso para mejorar el aceite crudo de un
reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto,
15 caracterizado porque comprende:

convertir asfaltenos a vapor, energía, gas
combustible o una combinación de los mismos, para uso en la
producción de aceite pesado o asfalto a partir de un
reservorio;

20 desasfaltar solvente al menos una fracción del
aceite pesado producido o asfalto para formar una fracción
de asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO),
esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido
reducido de metales;

25 suministrar la fracción de asfaltenos del

desasfaltado del solvente, a la conversión de asfaltenos;

suministrar una alimentación que comprende la fracción DAO, a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizadores de FCC
5 para depositar una porción de los metales de la fracción de DAO sobre el catalizador FCC;

recuperar un efluente de hidrocarburo que tiene un contenido de metal reducido a partir de la unidad FCC; y

remover el catalizador FCC metalizado de la
10 unidad de FCC.

6. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque además comprende producir aceite pesado o asfalto por extracción de arenas bituminosas minadas.

15 7. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque además comprende producir aceite pesado o asfalto, inyectando un fluido de movilización a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para
20 movilizar el aceite pesado o asfalto y producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos un pozo de producción completado en comunicación con el reservorio.

8. El proceso de conformidad con la reivindicación 7, caracterizado porque el vapor comprende
25 fluido de movilización generado principalmente por

23

83

combustión de asfaltenos recuperados de la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente.

9. El proceso de conformidad con la reivindicación 6, caracterizado porque la conversión de asfaltenos comprende gasificación de una porción de la fracción de asfaltenos para proporcionar energía, vapor, gas combustible o combinaciones de los mismos para la extracción y minería.

10. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque el desasfaltado de solvente tiene un nivel alto.

11. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado además porque comprende alimentar una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir líquidos coquizadores y coque.

12. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque las fracciones de hidrocarburos de ebullición se introducen en la unidad FCC con la fracción DAO.

13. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado porque la unidad FCC es operada a una conversión de 30 a 65 por ciento en volumen de la alimentación a la unidad FCC.

14. El proceso de conformidad con la

reivindicación 5, caracterizado porque las condiciones de operación en la unidad FCC se ajustan a las proporciones de control de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo de la unidad FCC.

5 15. El proceso de conformidad con la reivindicación 5, caracterizado además porque comprende hidrotratar el efluente de hidrocarburo de la unidad FCC para producir un efluente de hidrocarburo bajo en azufre.

10 16. El proceso de conformidad con la reivindicación 15, caracterizado porque el hidrotratamiento se efectúa a una presión moderada desde 3.5 a 10 MPa.

15 17. El proceso de conformidad con la reivindicación 15, caracterizado porque además comprende gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos del desasfaltado de solvente para producir hidrógeno del hidrotratamiento.

18. Un proceso para mejorar aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto, caracterizado porque comprende:

20 convertir asfaltenos a vapor, energía, gas combustible o una combinación de los mismos, para uso en la producción de aceite pesado o asfalto a partir de un reservorio;

25 desasfaltar solvente en al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contiene metales

85

altos para formar una fracción de asfalteno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO) esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido reducido de metales;

suministrar la fracción de asfalteno a partir del
5 desasfaltado de solvente a la conversión de asfaltenos;

generar vapor por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente;

suministrar una alimentación que comprende la
10 fracción DAO, a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizador FCC para recuperar un efluente de hidrocarburo desmetalizado a partir de la unidad FCC a una conversión de 30 a 65 por ciento en volumen de la alimentación a la unidad FCC;

15 hidrotreatar el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC, para producir un efluente de hidrocarburo de bajo azufre.

19. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque la producción de
20 aceite pesado o asfalto comprende inyectar vapor a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto; y producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos un pozo de producción terminado en comunicación
25 con el reservorio.

86

20. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque la producción de aceite pesado o asfalto comprende extracción de arenas bituminosas minadas.

5 21. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado además porque comprende alimentar una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada, para producir líquidos coquizadores y coque.

10 22. El proceso de conformidad con la reivindicación 21, caracterizado porque comprende alimentar los líquidos coquizadores al hidrotratamiento con el efluente de hidrocarburo de FCC.

15 23. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado además porque comprende suministrar aceite de decantación de la unidad FCC a combustión, gasificación o una combinación de los mismos.

20 24. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque las condiciones de operación en la unidad FCC, se ajustan a proporciones de control de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC.

25 25. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado porque el hidrotratamiento se efectúa a una presión moderada de 3.5 a 10.5 MPa.

26. El proceso de conformidad con la reivindicación 18, caracterizado además porque comprende gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente para
5 producir hidrógeno para el hidrotratamiento.

27. Un aparato para mejorar aceite crudo a partir de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto, caracterizado porque comprende:

medios para convertir asfaltenos a vapor,
10 energía, gas combustible o una combinación de los mismos, para uso en la producción de aceite pesado o asfalto a partir de un reservorio;

medios para desasfaltar solvente al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contiene
15 metales para formar una fracción de asfaleno y una fracción de aceite desasfaltado (DAO), esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido reducido de metales;

medios para suministrar la fracción de asfaltenos del desasfaltado del solvente, a la conversión de
20 asfaltenos;

medios para suministrar una alimentación que comprende la fracción DAO, a una zona de reacción de una unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con catalizadores de FCC para depositar metales de la fracción
25 de DAO sobre el catalizador FCC;

88

medios para recuperar un efluente de hidrocarburo desmetalizados a partir de la unidad FCC; y

medios para remover el catalizador FCC metalizado de la unidad de FCC.

5 28. El aparato de conformidad con la reivindicación 27, caracterizado además porque comprende medios para inyectar un fluido de movilización a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o
10 asfalto; y medios para producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos un pozo de producción completado en comunicación con el reservorio.

 29. El aparato de conformidad con la reivindicación 28, caracterizado además porque comprende
15 medios para generar fluido de movilización que comprende vapor principalmente por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de asfalteno a partir de los medios de desasfaltado de solvente.

 30. El aparato de conformidad con la
20 reivindicación 27, caracterizado además porque comprende medios para extraer aceite pesado y asfalto de arenas bituminosas minadas.

 31. El aparato de conformidad con la reivindicación 27, caracterizado porque los medios de
25 desasfaltado de solvente comprenden un alto nivel.

89

32. El aparato de conformidad con la reivindicación 31, caracterizado además porque comprende medios para alimentar una porción de la fracción de asfaltenos a una unidad coquizadora retardada, para
5 producir líquidos coquizadores y coque.

33. El aparato de conformidad con la reivindicación 27, caracterizado además porque comprende medios para operar la unidad FCC a una proporción de conversión de 30 a 65 por ciento en volumen de la
10 alimentación a la unidad FCC.

34. El aparato de conformidad con la reivindicación 27, caracterizado además porque comprende medios para ajustar las condiciones de operación en la unidad FCC a proporciones de control de nafta, destilado y
15 gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC.

35. El aparato de conformidad con la reivindicación 27, caracterizado además comprende medios para hidrotratar el efluente de hidrocarburo a partir de la
20 unidad FCC para producir un efluente de hidrocarburo de bajo azufre.

36. El aparato de conformidad con la reivindicación 35, caracterizado además porque comprende medios para efectuar el hidrotratamiento a una presión
25 moderada desde 3.5 a 10 MPa.

90

90

37. El aparato de conformidad con la reivindicación 36, caracterizado además porque comprende medios para gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir del desasfaltado de solvente para producir hidrógeno para el hidrotratamiento.

38. Aparato para producir y mejorar aceite crudo de un reservorio subterráneo de aceite pesado o asfalto, caracterizado porque comprende:

medios para inyectar vapor a través de uno o más pozos de inyección completados en comunicación con el reservorio para movilizar el aceite pesado o asfalto;

medios para producir el aceite pesado movilizado o asfalto de al menos un pozo de producción completado en comunicación con el reservorio;

medios para desasfaltado de solvente en al menos una fracción del aceite pesado producido o asfalto que contienen metales altos para formar una fracción de asfalteno empobrecido de resina y una fracción de aceite desasfaltada (DAO), esencialmente libre de asfaltenos que tienen un contenido de metales reducidos;

medios para generar vapor para los medios de inyección por combustión de asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos de medios de desasfaltado de solvente;

medios para suministrar una alimentación que

t

91

comprende la fracción DAO a una zona de reacción de una
unidad de craqueo catalítico de fluido (FCC) con
catalizador FCC para recuperar un efluente de hidrocarburo
desmetalizado a partir de la unidad FCC a una conversión
5 desde 30 hasta 65 por ciento en volumen de la alimentación
a la unidad FCC;

medios para hidrotratar el efluente de
hidrocarburo a partir de la unidad FCC para producir un
efluente de hidrocarburo bajo en azufre.

10 39. El aparato de conformidad con la
reivindicación 38, caracterizado además porque comprende
medios para alimentar una porción de la fracción de
asfaltenos a una unidad coquizadora retardada para producir
líquidos coquizadores y coque.

15 40. El aparato de conformidad con la
reivindicación 39, caracterizado además porque comprende
medios para alimentar los líquidos coquizadores a los
medios de hidrotratamiento con el efluente de hidrocarburo
FCC.

20 41. El aparato de conformidad con la
reivindicación 40, caracterizado además porque comprende
medios para suministrar aceite de decantación de la unidad
FCC a combustión, gasificación o una combinación de los
mismos.

25 42. El aparato de conformidad con la

92

reivindicación 38, caracterizado además porque comprende medios para ajustar condiciones de operación en la unidad FCC a proporciones de control de nafta, destilado y gasóleo en el efluente de hidrocarburo a partir de la unidad FCC.

5 43. El aparato de conformidad con la reivindicación 38, caracterizado además porque comprende medios para efectuar el hidrotratamiento a una presión moderada desde 3.5 a 10 MPa.

10 44. El aparato de conformidad con la reivindicación 38, caracterizado además porque comprende medios para gasificar asfaltenos recuperados en la fracción de asfaltenos a partir de los medios de desasfaltado de solvente para producir hidrógeno a los medios de hidrotratamiento.

15

20

25

42
23**RESUMEN DE LA INVENCION**

La presente invención se refiere a un proceso para el mejoramiento y desmetalización de aceites pesados y asfaltos. Se suministra una alimentación de aceite pesado crudo y/o asfalto a un proceso de extracción de solvente, en donde se separan DAO y asfaltenos. El DAO es suministrado a una unidad FCC que tiene un catalizador de actividad de aja conversión para la remoción de metales contenidos en este. La fracción destilada desmetalizada es suministrada a un hidrotratador para mejoramiento y colección como vapor de producto crudo sintético. La fracción de asfalteno puede ser suministrada a un gasificador para la recuperación de energía, vapor e hidrógeno, el cual puede ser suministrado al hidrotratador o de otro modo, dentro de los procesos o exportado. Se puede usar un coquizador opcional para convertir el exceso de asfaltenos y/o aceite de decantación a nafta, destilado y gasóleo, el cual puede ser suministrado al hidrotratador.



○ ○

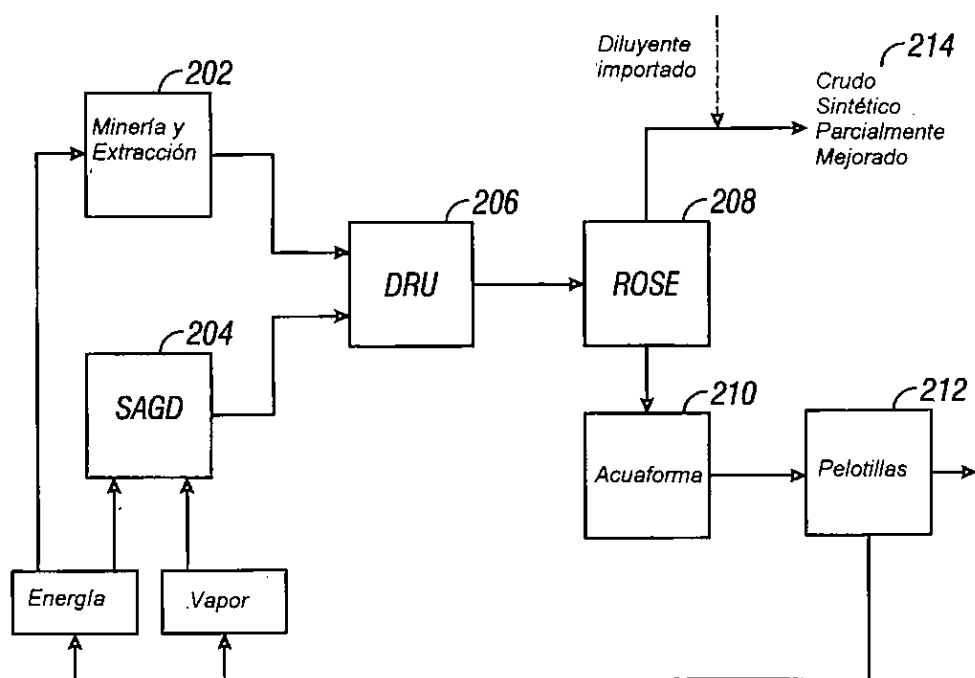


FIG. 2

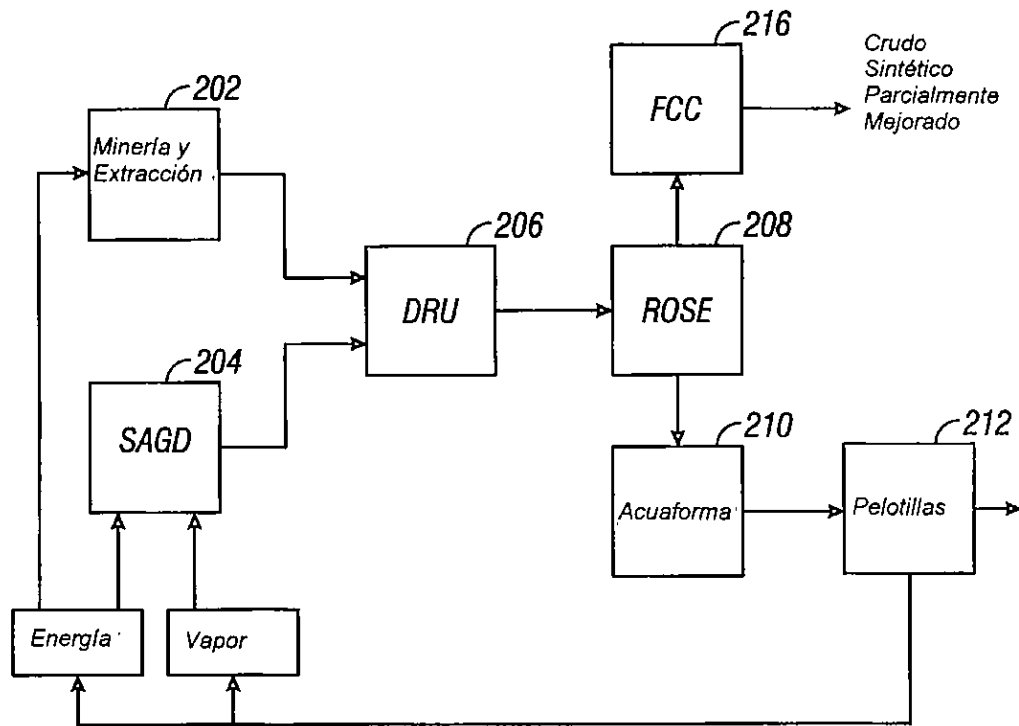


FIG. 3

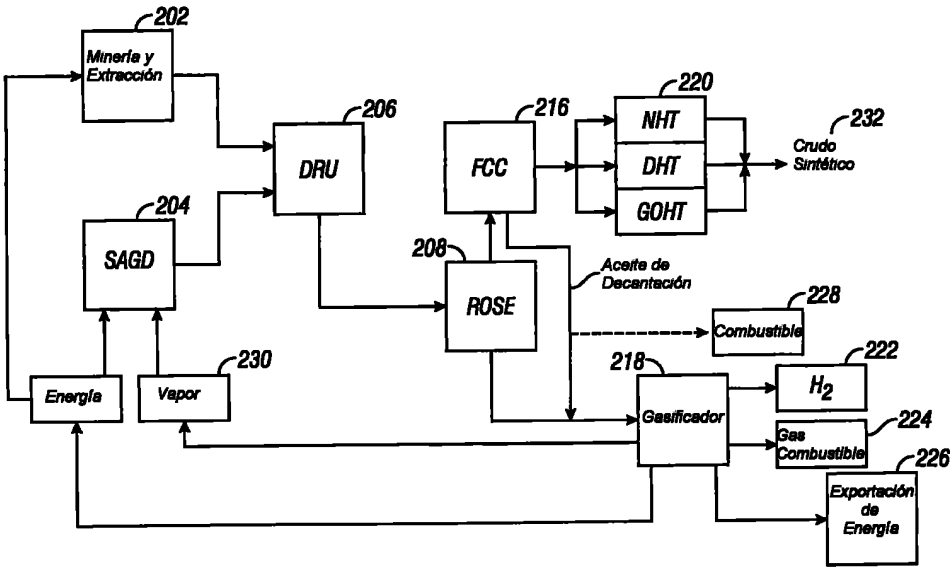


FIG 4

[Handwritten signature]

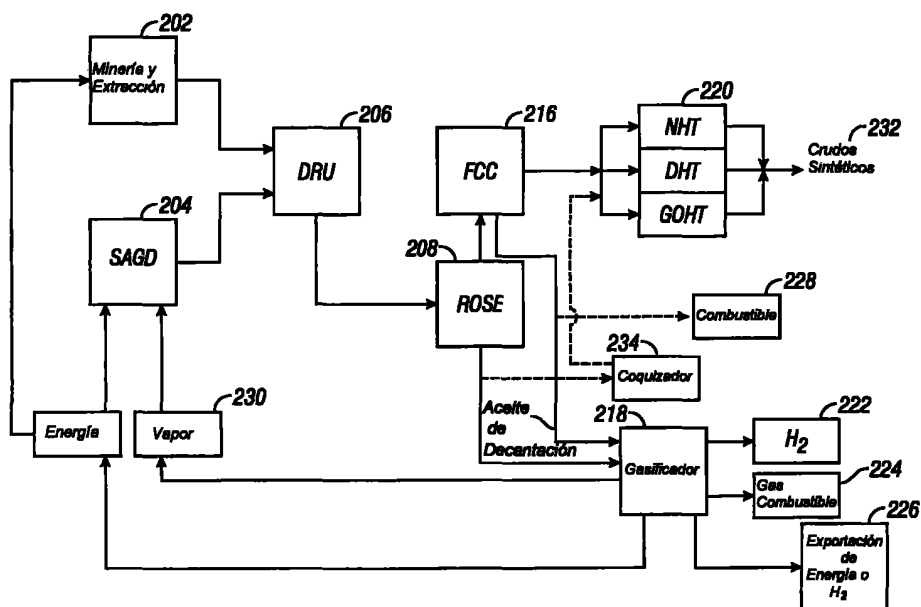


FIG 5

4/4

62

FORMATO DE DIGITALIZACION
RELACION DE ANEXOS

Royal
Technologies S.A.
Miguel Alemán 1000, 2000

98

Expediente No		06123107	No de Folio
Item		No de unidades	
1	CD		
2	DVD		
3	REVISTA		
4	LIBRO		
5	PERIODICO		
6	DISQUETES		
7	SOBRE DE MANILA	1	
8	SOBRE BLANCO TAMAÑO CARTA		
9	SOBRE BLANCO TAMAÑO OFICIO		
10	OTROS:		

Observaciones: Acta Final

**REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE
PCT**

PATENTE DE INVENCION

☒

MODELO DE UTILIDAD ☐

- ◆ Indicación de que se solicita la concesión de una patente ☒
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☒
- ◆ Descripción de la Invención ☒
- ◆ Dibujos de ser estos pertinentes ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☒

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

DISEÑO INDUSTRIAL ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de Diseño Industrial ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica y fotográfica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐

ESQUEMA DE TRAZADO ☐

- ◆ Indicación de que se solicita el registro de un Esquema de Trazado ☐
- ◆ Datos de identificación del solicitante o de la persona que presenta la solicitud ☐
- ◆ Representación gráfica del esquema trazado ☐
- ◆ Comprobante de pago de las tasas establecidas ☐

COMPLETA ☐

INCOMPLETA ☐


Firma Responsable

Fecha

06 DIC. 2006

Carrera 13 No. 27-00 Piso 5, 7 y 10
Conmutador: 3 82 08 40
Fax: 350 52 20
E-mail: info@sic.gov.co
www.sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia