



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA



DYN
NOV

Delegatura de propiedad Industrial

División de Nuevas Creaciones

Organización CSA Ltda

PCT

SOLICITUD

PATENTE DE INVENCION

21. EXPEDIENTE No.

07-93656

54. TÍTULO

**MEJORA EN LA PRODUCCION DE BITUMEN
CON DISOLVENTES COMUNES O DIFERENTES**

51. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL

71. SOLICITANTE

KELLOGG BROWN Y ROOT LLC.

DOMICILIO

HOUSTON, TEXAS, U. S. A.

74. APODERADO

Laura HICHENSEN NINO

22. BOGOTÁ, D. C., 11-09-07.

202049

(FORMA P-10)

SSA 31107103

PETITORIO

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-093656- -00000-0000

Fecha: 2007-09-11 16:37:03 Dep. 2020 NUECREACION
Tra. 11 PATENTEIYI Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 101

Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE PCT ENTRADA EN FASE NACIONAL

21/01/2008

①

SOLICITUD DE :

☒ Patente de Invención.

☐ Patente de Modelo de Utilidad.

☒ Capítulo I.

☐ Capítulo II.

②

SOLICITANTE
(71)

Nombre: KELLOGG BROWN & ROOT LLC.

Dirección: 601 JEFFERSON, HOUSTON, TEXAS,
U.S.A.

Nacionalidad o Domicilio: HOUSTON, TEXAS,
U.S.A.

Lugar de Constitución: U.S.A.

Teléfono:

Fax:

E-mail:

IDENTIFICACIÓN

C.C.

☐

NT

☐

C.E.

☐

Otro

☐

Cual

Número

③

REPRESENTANTE
O APODERADO

Nombre: LAURA MICHELSEN NIÑO

Dirección: CALLE 93B No. 12 - 48, Of. 204,
BOGOTA, D.C., COLOMBIA

Teléfono: 601 9660

Fax: 611 4209

E-mail: tum@tumnet.com

IDENTIFICACIÓN

C.C.

☒

NT

☐

C.E.

☐

Otro

☐

Cual

Número 39.783.287 TP.67.897

④

INVENTOR (ES)
(72)

Nombre: RASHID IQBAL, ANSHUMALI, RAYMOND H. FLOYD

3103 SCENIC ELM STREET, HOUSTON, TX 77059, U.S.A., 2751
Dirección: HAMILTON CREEK DR. W. MOBILE, AL 36695, U.S.A., 2210
LYTHAM LANE, KATY, TX 77450, U.S.A.

Nacionalidad o Domicilio ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

⑤ PCT (86)

Solicitud Internacional No. PCT/US2006/020396

Fecha 25/05/2006

Publicación Internacional No. WO/2007/001706 A2

Fecha 04/01/2007

⑥

Título (54) MEJORA EN LA PRODUCCION DE BITUMEN CON DISOLVENTES COMUNES
O DIFERENTES.

⑦

Clasificación Internacional (51)

C10C 3/00 (2006.1), C10G 1/00 (2006.01), B01J 8/04 (2006.01)

⑧

Prioridad

(33) País de Origen

(32) Fecha

(31) Número de Solicitud

SI ☒

NO ☐

U.S.A.

21/06/2005

11/160,366

⑨

Comprobante de pago No.

Fecha

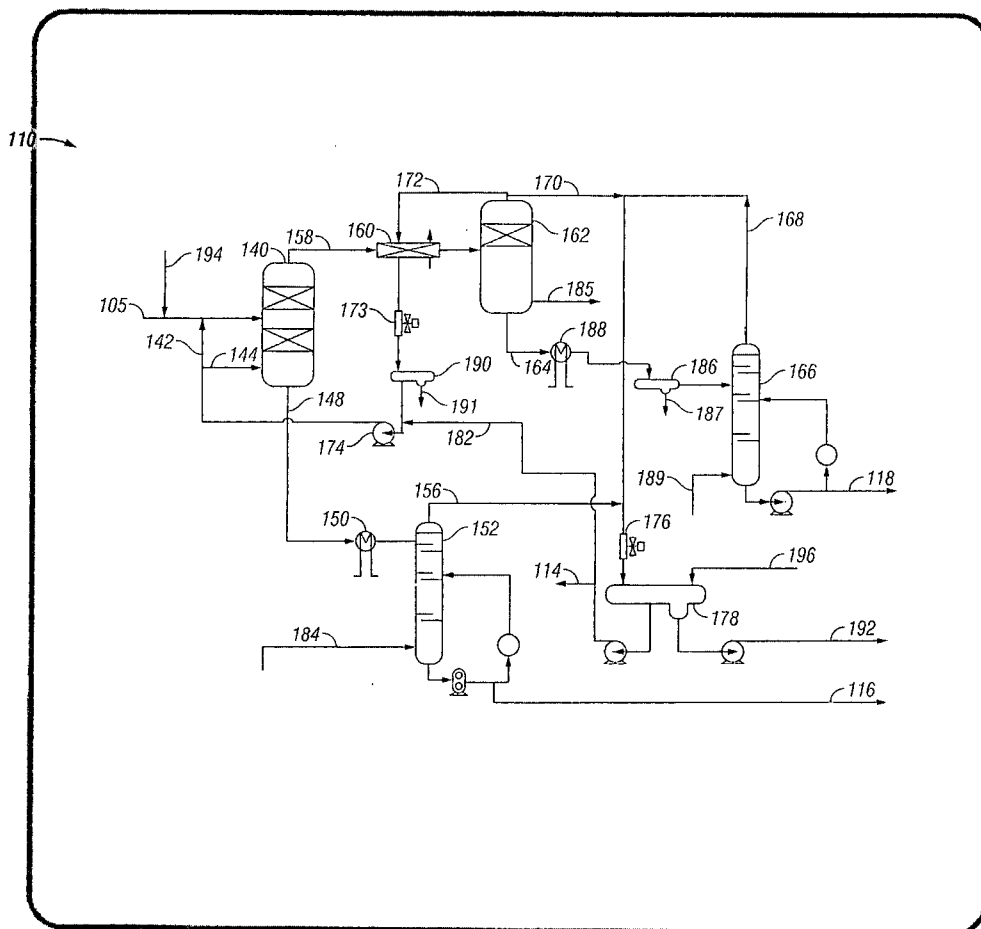
Instrucciones para el diligenciamiento del presente formulario, ver reverso de esta página.

10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☒ Documento que acredite la existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☒ Poderes, si fuere el caso.
- ☒ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☐ Declaraciones
- ☒ Copia de la solicitud internacional. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☒ Traducción de la solicitud internacional al castellano. (Resumen, descripción, reivindicaciones, dibujos)
- ☐ Copia del examen preliminar internacional efectuado por la Autoridad Internacional de Examen Preliminar (IPEA).
- ☐ Traducción del examen preliminar internacional efectuado por la IPEA.
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☒ Arte final 12x12.
- ☐ De ser el caso, información sobre otras solicitudes de patente o títulos obtenidos en el extranjero por el mismo titular o su causante, relacionadas parcial o totalmente con la invención de esta solicitud.
- ☐ De ser el caso, modificaciones efectuadas a la solicitud internacional.
- ☒ Otros

11 FIGURA CARACTERÍSTICA:



12

Solicito la concesión de la patente,

NOMBRE: LAURA MICHELSEN IÑO

FIRMA:

Laura Michelsen Iño

C.C. 39.783.287

T.P. 67.897

3

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

NIT : 800176089-2

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 07 - 73,320
FECHA : SEPTIEMBRE 11 DE 2007

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO



No. 07-093656- -00000-0000

Fecha: 2007-09-11 16:37:03 Dep. 2020 NUECREACIONE
Tra. 11 PATENTEIYII Eve: 378 FASENACIONALI
Act. 411 PRESENTACION Folios: 101

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. PAGO	FECHA PAGO	Vr. PAGO
TRIANA URIBE & MICHELSEN CONSIGNACION		BANCO POPULAR	050-00110-6	67355480	11/09/2007	482,000.00

***** CONCEPTO *****

CANT.	RENTISTICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1	50005-01-01	SOLICITUDES	
1		TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	482,000.00
		TOTAL :	\$ 482,000.00

SON: CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS MIL PESOS

RESPONSABLE : _____

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____



NOTARIA SEXTA

DEL CIRCULO DE BOGOTA, D.C.

CALLE 71A No. 15-22

CONMUTADOR: 540 28 20 - FAX: 312 68 86

Correo Electrónico: notaria6liquida1@etb.net.co

SEGUNDA COPIA DE LA ESCRITURA 6704

LAURA MICHELSEN NINO

DE FECHA : 28 DE AGOSTO DE 2007

ACTO : PROTOCOLIZACION

EXPEDICION: 29 DE AGOSTO DE 2007

EN 4 HOJAS RUBRICADAS



CERTIFICADO SC 3980-1
PRESTACION DEL
SERVICIO PUBLICO
NOTARIAL
ISO 9001:2000
NTC-ISO 9001:2000



JUAN MANUEL BOTERO MEDINA

NOTARIO SEXTO



AA 7385411

ESCRITURA PÚBLICA NÚMERO: 6704 - - -

No. SEIS MIL SETECIENTOS CUATRO - - - - -

DE LA NOTARÍA SEXTA (6ª.) DEL
CÍRCULO DE BOGOTÁ, D.C. - - - - -

DE FECHA: VEINTIOCHO (28) DE AGOSTO - - -

DEL AÑO DOS MIL SIETE (2007). - - - - -

CLASE DE ACTO O CONTRATO: **PROTOCOLIZACIÓN.** - - - - -

En la ciudad de Bogotá, Distrito Capital, República de Colombia,
ante mí **JUAN MANUEL BOTERO MEDINA** - - - - -

Notario Sexto (6o.) - - - de este Círculo Notarial, se otorgó

la escritura pública, que se consigna en los siguientes términos: - -

Compareció la Doctora **LAURA MICHELSEN NIÑO**, mayor de edad,
vecina de esta ciudad, de estado civil casada, e identificada con la
cédula de ciudadanía número **39'783.287** de **Usaquén**, y
manifestó: - - - - -

PRIMERO: Que presenta para su protocolización el siguiente
documento: (i) El instrumento debidamente otorgado el veintiocho
(28) de junio de dos mil siete (2007), por **BRADLEY A. MISLEY** en
nombre y representación de la sociedad **KELLOGG BROWN &
ROOT LLC.**, sociedad constituida y existente de acuerdo a las leyes
del Estado de Delaware, Estados Unidos de América, domiciliada en
la ciudad de Houston, Estado de Texas, Estados Unidos de América,
contentivo del nombramiento como representantes para asuntos de
Propiedad Intelectual e Industrial y contra la competencia desleal a
los abogados, **FERNANDO TRIANA, LAURA MICHELSEN, JUAN
CARLOS URIBE y JUAN PABLO TRIANA**; (ii) Certificación notarial
debidamente legalizada. - - - - -

- - - - - HASTA AQUÍ LA MINUTA PRESENTADA - - - - -

OTORGAMIENTO Y AUTORIZACIÓN: El documento precedente
fue leído en forma legal por la compareciente a quien se le advirtió

sobre las responsabilidades que el presente acto genera, no obstante lo cual y previa revisión minuciosa imparte su aprobación al verificar que no hay ningún error y por encontrar que expresa su voluntad en forma fidedigna, junto con el suscrito Notario, quien en esta forma lo autoriza. - - - - -

DERECHOS NOTARIALES: Según tarifa establecida en la Resolución 7880 del 28 de Diciembre de 2006, \$ 38.110.00 - - -

IVA 16% \$ 9.436.00 - - - - -

PAPEL NOTARIAL: Esta escritura se extendió en las hojas de papel sellado notarial distinguidas con los números : AA 7385411

EN BLANCO... EN BLANCO

Laura Michelsen Niño
LAURA MICHELSEN NIÑO
 C.C. No. 39783287
 TEL: 6019660


 HUELLA



EL NOTARIO SEXTO (60.) DEL CÍRCULO
 DE BOGOTÁ, D.C.

TRADUCCIÓN OFICIAL No. 07/298 de un documento escrito en inglés, el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Juan Pablo Piedrahita Aguilera, Traductor e Intérprete Oficial debidamente reconocido por el Ministerio del Interior y de Justicia, por resolución número 718 de 2003 y autorizado por el Ministerio de relaciones Exteriores de Colombia.

(Se traduce un Sello y Apostilla No. N-596905, adjunta a un poder, otorgado por la compañía Kellogg Brown & Root LLC, firmado por Bradley A. Misley, y a un certificado notarial, ambos escritos en inglés y español.)

(En español e inglés, poder, otorgado por la compañía Kellogg Brown & Root LLC, firmado por Bradley A. Miskey, dos (2) hojas).

(En español e inglés, certificado notarial, una (1) hoja).

(Sello Notarial a tinta: VALERIE N. DRIVER, Notario Público, Estado de Texas,
Comisión vence 12-15-2007)

(Sello Pre-impreso del Estado de Texas)

El Estado de Texas
Secretario de Estado
APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América

Este documento público

2. Ha sido firmado por VALERIE N. DRIVER

3. Obrando en calidad de Notario Público, Estado de Texas

4. Lleva el sello/estampilla de VALERIE N. DRIVER, Notario Público, Estado de Texas, Comisión vence 12-15-07

CERTIFICADA

5. En Austin, Texas

6. Hoy julio 3, 2007

7. **Por el Secretario de Estado de Texas**

8. **Certificado Número N-596905**

9. (Sello) (Sello Pre-impreso del Estado de Texas)

10. (Firma) Firmado

(Firmado) Phil Wilson, Secretario de Estado
ST/uj

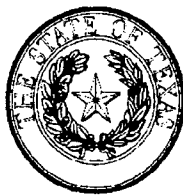
ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta oficina para su confrontación y a la cual me remito.

Bogotá, Agosto 24, 2007.



186 PALABRAS

TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA



The State of Texas

Secretary of State

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 Octobre 1961)

1. Country: United States of America
2. This public document has been signed by VALERIE N DRIVER
3. acting in the capacity of Notary Public, State of Texas
4. and bears the seal/stamp of VALERIE N DRIVER, Notary Public, State of Texas, Commission Expires: 12-15-07

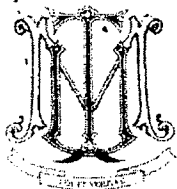
CERTIFIED

5. at Austin, Texas
6. on July 3, 2007
7. by the Secretary of State of Texas
8. Certificate No. N-596905
9. Seal
10. Signature:



Phil Wilson

TRADUCCION OFICIAL No. 71298 Phil Wilson
JUAN PABLO MEDAFITA AGUILERA Secretary of State
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA
ST/uj



TRIANA, URIBE & MICHELSEN

00 02 00

7

REPRESENTATION AND POWER OF ATTORNEY

I (we), the undersigned Bradley A. Misley,
Chief Patent Counsel

in representation of Kellogg Brown & Root LLC

domiciled in Houston, Texas USA

in due compliance with the terms of paragraph 1st. of article 543 of the Commercial Code, do hereby appoint **FERNANDO TRIANA**, tpa. No. 45.265 c.c. No. 79.154.036; **LAURA MICHELSEN**, tpa. No. 67.897 c.c. No. 39.783.287; **JUAN CARLOS URIBE**, tpa. No. 54.493 c.c. No. 79.159.313 and **JUAN PABLO TRIANA**, tpa. 63.077 c.c. No. 79.487.222; domiciled at Calle 93 B No. 12-48 (204), Bogotá, D.C., Colombia, the first as principal and the others as alternates, in the order of their appointment, as our representatives for all industrial property and intellectual matters with faculty to receive notifications and to appoint attorneys in and out of Court. The first alternate shall replace the principal in case of his absence or of temporal or definitive impediment. The same rule will apply when the second or third alternate representative is to replace the first or second one, or when the second or third is to replace the principal one. In such cases, the principal representative, shall state his intention not to act as representatives through a declaration given before a Notary Public in Colombia, or before a Notary or another Public Official or a Colombian Consul abroad; and in ceases of impediment, the appropriate certificate shall suffice. If any of the appointees were to be definitely absent, the following alternate shall take his place. When the absence or impediment of the principal representative, or of the first or second or third alternate in their turn cases, the representation can be taken again in their sequence, by the principal, the first or second or third alternate depending on case, and the mere fact or its exercise will suffice. The exercise of the representation by the first or second or third alternates in their turn shall end at such time.

REPRESENTACIÓN Y PODER

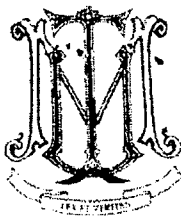
Yo (nosotros), abajo suscrito(s) Bradley A. Misley
Chief Patent Counsel

en representación de Kellogg Brown & Root LLC

domiciliado(s) en Houston, Texas U.S.A.

por el presente nombro (nombramos) a **FERNANDO TRIANA**, tpa. No. 45.265 c.c. No. 79.154.036; **LAURA MICHELSEN**, tpa. No. 67.897 c.c. No. 39.783.287; **JUAN CARLOS URIBE**, tpa. No. 54.493 c.c. No. 79.159.313 y **JUAN PABLO TRIANA**, tpa. 63.077 c.c. No. 79.487.222; domiciliados en la Calle 93 B No. 12-48 (204), Bogotá, D.C., Colombia, en obediencia a lo dispuesto en el parágrafo 1ro. del Artículo 543 del Código de Comercio, el primero como principal y los demás como suplentes, en su orden, como mis (nuestros) representantes en todos los asuntos de propiedad industrial con facultad para recibir notificaciones y nombrar apoderados judiciales o extrajudiciales. El primer representante suplente reemplazará al principal en caso de ausencia o impedimento temporal o definitivo de aquel. La misma regla se aplicará cuando el segundo y tercer representantes suplentes hayan de reemplazar al primero, al segundo o al principal. En tales casos, el representante principal, o el primero, o segundo suplente, o tercer suplente en su caso, o todos ellos, declararán su intención de no ejercer la representación mediante declaración autenticada por Notario Público en Colombia, o por Notario u otro Funcionario Público, o Cónsul de Colombia, en el extranjero; y si se tratare de impedimento, con el certificado respectivo. Si alguno de los nombrados faltare definitivamente, el siguiente tomará su lugar. Cuando cesare la ausencia o impedimento del representante principal, o de su primero o segundo o tercer suplente, en su caso, podrán ejercer la representación, en su orden, uno u otros según el caso, asumiéndola por el solo hecho de ejercerla, cesando en ese momento el ejercicio de la representación por el primero o segundo o tercer suplente en su caso.





In addition, we grant a Power of Attorney in favor of the above named attorneys-at-law so that they may obtain the protection of my (our) industrial property and against the unfair competition, for which purpose I (we) authorize the said attorneys to represent me (us) before any authorities or persons, with or without jurisdiction, specially those administrative, administrative contentious and judicial, in all matters concerning the following: a) Obtainment of patents, layout-designs of integrated circuits, utility models and industrial designs; the registration of marks and trade slogans; the deposit of commercial names and trade emblems; the obtainment of the declaration and authorization of denominations of origin; renewal, payment of the annuity fees, assignment, license, change of name or domicile, voluntary cancellation; and the registration of commercialization agreements and licenses of use of the above rights; b) Protection of trade secrets; c) Obtainment of plant variety protection; d) Obtainment of functioning licenses, health registrations and sale licenses any other petition before the sanitary or administrative authorities; e) Protection to the consumers and actions against restrictive commercial practices; f) Obtainment of copyright registrations for any type of artistic, literary, scientific, musical, video, films, video games, choreography works, software or any other production in the artistic, scientific or literary fields capable of being reproduced or expressed by any means known now or in the future; Registration of agreements related with the execution or transfer of intellectual property rights; Obtention of reduced postal tariff; g) Registration of domain names; their renewal, assignment, change of name, change of domicile and any other acts related with their management. h) Actions of repossession, of opposition, cancellation, nullity, infringement of rights, custom procedures, writ of mandamus, granting of licenses; and in general the civil, criminal and administrative suits relating to all those rights; actions and suits instituted by me (us) or against me (us). And that in all the above matters they may substitute this Power of Attorney, compromise, execute license agreements, assignment agreements, file extraordinary remedies suches nullification and/or revision and/or supplication of court decisions, conciliate, admit the facts of the case, desist, cancel, assign, receive, resign, and ratify acts done by representatives without a Power of Attorney.

Además, confiero (conferimos) poder a los abogados arriba nombrados, para obtener la protección de mi (nuestra) propiedad industrial e intelectual y contra la competencia desleal, a cuyo efecto autorizo(amos) a los dichos apoderados para que me (nos) representen ante cualesquiera entidades o personas, ejerzan o no jurisdicción, especialmente ante las del orden administrativo, contencioso-administrativo y judicial, en todo lo concerniente a los siguientes asuntos: a) Obtención de patentes de invención, de los esquemas de trazado de circuitos integrados, modelos de utilidad y diseños industriales, el registro de marcas y de lemas comerciales; el depósito de nombres comerciales y enseñanzas; la obtención de la declaración y de la autorización de denominaciones de origen; su renovación, pago de anualidades de mantenimiento, traspaso, licencia, cambio de nombre o domicilio, cancelación voluntaria; y el registro de acuerdos de comercialización y de licencias de uso de esos derechos; b) Protección de secretos empresariales c) Obtención de la protección para variedades vegetales; d) Obtención y tramitación de todo lo relacionado con licencias de funcionamiento, registros sanitarios, licencias de venta y cualquier otra petición ante las autoridades sanitarias o administrativas; e) Protección del consumidor y acciones por practicas comerciales restrictivas f) Obtención del registro de derechos de autor para cualquier tipo de obra artística, literaria, científica, musical, videográfica, cinematográfica, coreográficas, o cualquier otra producción, en el campo artístico, científico, o literario capaz de ser reproducido o expresado por cualquier medio conocido ahora o por conocer en el futuro; Registro de contratos relacionados con la ejecución o transferencia de derechos intelectuales; Obtención de tarifa postal reducida; g) Registro de nombres de dominio, su renovación, traspaso, cambio de nombre, cambio de domicilio y demás actos relacionados con su administración. h) Las acciones reivindicatorias, de oposición, de cancelación, de nulidad, de infracción de derechos, de medidas cautelares, de medidas en frontera, de tutela, de concesión de licencias y en general los procesos civiles, penales, administrativos o contencioso-administrativos relacionados con todos estos derechos; acciones y procesos que promovamos o se nos promuevan; Y para que en todos los asuntos arriba determinados, puedan sustituir este mandato, transigir, suscribir contratos de licencia, contratos de cesión, presentar recursos extraordinarios de casación y/o revisión y/o suplica, conciliar, admitir los hechos del proceso, desistir, cancelar, ceder, recibir, renunciar y ratificar los actos de agentes oficiosos.

Given and Signed this/Dado y firmado hoy June 28, 2007

in/en Houston, Texas USA

Signature/Firma

NOTARIAL CERTIFICATION (CORPORATION)

On this 28 day of June (month), 2007 (year)
appeared before me

Bradley A. Misley,
who I know personally and who signed this document
as representative of the corporation or company
named

Kellogg Brown & Root LLC

Consequently, I certify:

1. That I have seen the following documents (with date and origin):
 - 1.1. Certificate of Formation and Limited
 - 1.2. Liability Company Agreement, both
 - 1.3. dated Dec. 1, 2005, Delaware, USA.
2. That the above documents prove the following:
 - 2.1. That the corporation or company
Kellogg Brown & Root LLC
was constituted and exists in accordance with the
laws
of Delaware, USA.
 - 2.2. That the domicile of said corporation or company
is Houston, Texas, USA.
 - 2.3. That the corporation or company is developing
its corporate or company activities and that the
purpose for which the present power of attorney is
granted is comprised within the corporation or
company purposes.
 - 2.4. That Mr. (~~Mrs.~~) Bradley A. Misley
is authorized to grant the present power of attorney.

City Houston

State Texas

Country United States of America

Notary Public

* Documents must be identified with date and origin

CERTIFICACION NOTARIAL (SOCIEDAD)

Hoy, 28 (día) de junio
(mes) de 2007 (año) se hizo presente ante mí el
Señor (a)

Bradley A. Misley
(nombre), a quien conozco personalmente y que firma
éste documento en representación de la sociedad
denominada

Kellogg Brown & Root LLC

En consecuencia certifico lo siguiente:

1. Que he revisado los siguientes documentos (con fecha y origen):
 - 1.1. Certificado de creación y acuerdo de
 - 1.2. responsabilidad limitada de la compañía,
 - 1.3. ambos de fecha diciembre 1, 2005, Delaware, U.S.A.
2. Que estos documentos prueban:
 - 2.1. Que la sociedad
Kellogg Brown & Root LLC
(nombre) fue constituida y que existe de acuerdo con
las leyes de
Delaware U.S.A.
 - 2.2. Que el domicilio de esta sociedad
es Houston, Texas, U.S.A.
 - 2.3. Que esta compañía desarrolla actualmente su
objeto social y que el objeto del poder que se otorga
está comprendido dentro del mismo.
 - 2.4. Que el Señor (~~Mrs.~~) Bradley A. Misley
está autorizado para otorgar este poder.

Ciudad Houston

Estado Texas

País Estados Unidos de América

Notario Público

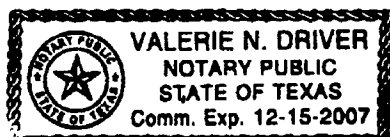
* Los documentos deben identificarse con fecha y origen

Given and Signed this/Dado y firmado hoy June 28, 2007

in/en Houston, Texas USA

Signature/Firma

Valerie N. Driver



TRADUCCIÓN OFICIAL No. 07/299 de un documento escrito en inglés, el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Juan Pablo Piedrahita Aguilera, Traductor e Intérprete Oficial debidamente reconocido de conformidad con el Certificado de Idoneidad Profesional No. 0045 expedido por la Universidad Nacional de Colombia, por el Ministerio de Relaciones Exteriores y autorizado por el Ministerio del Interior y de Justicia, por resolución número 718 de 2003

(Se traducen unos Certificados y Cesión de Solicitud de Patente No. 11160366 y Apostilla No. 07032832-1, escritos en inglés.)

A 1633833

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

A TODOS A QUIENES ESTOS PRESENTES LLEGAREN:

DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS

OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS

Julio 13 de 2007

POR EL PRESENTE CERTIFICO QUE ADJUNTA SE ENCUENTRA UNA COPIA FIEL DE LOS ARCHIVOS DE ESTA OFICINA DE UN DOCUMENTO REGISTRADO EL 24 de Mayo, 2006.

Por autoridad de

Bajo la Secretaría de Comercio para Propiedad intelectual

y del Director de la Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

(Firmado.) L EDELEN

Funcionario que Certifica

(SELLO DE OBLEA DE LA OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

Versión Electrónica 1.1

Versión en Hoja Impresa 1.1

CESIÓN PATENTE

TIPO PRESENTACIÓN: NUEVA CESIÓN

TIPO DE TRASPASO:	FUSIÓN
FECHA EFECTIVA:	12/31/2005
DATOS DE LA PARTE QUE TRASPASA:	
Nombre :	<u>KELOOG BROWN & ROOT LLC</u>
Fecha de suscripción :	<u>05/10/2006</u>

DATOS DE LA PARTE QUE RECIBE:	
Nombre :	<u>Kellogg Brown and Root, LLC.</u>
Dirección :	<u>601 Jefferson</u>
Ciudad :	<u>Houston</u>
Estado :	<u>TEXAS</u>
Código Postal :	<u>77002</u>
NÚMERO DE PROPIEDADES: Total 1	
Tipo	Número
Solicitud Número	11160366
DATOS PARA CORRESPONDENCIA	
Número de fax:	(713) 753 - 7626
<i>La correspondencia será enviada por medio del correo de EE.UU., cuando no sea posible enviarla vía fax</i>	
Teléfono: 713-753-8661	
Correo Electrónico: christian.heausler@halliburton.com	
Nombre del Corresponsal: Kellogg Brown & Root LLC	
Línea de Dirección 1: 601 Jefferson	
Línea de Dirección 2: KT2852	
Línea de Dirección 4: Houston TEXAS 77002	
Expediente No. 11160366	
NOMBRE DEL REMITENTE: : Christian Heausler	
Total anexos: 2	

fuelle=Cerlifiaa#página1.tif

fuelle= Cerlifiaa#página2.tif

500107502

PATENTE

RIEL: 017662 MARCO: 0882

CERTIFICACIÓN DE KELLOGG BROWN & ROOT LLC

YO, J ROBERT TAYLOR, por la presente certifico que soy el Secretario Asistente debidamente nombrado de KELLOGG BROWN & ROOT LLC (sucesor de los derechos y obligaciones de Kellogg Brown & Root, Inc., en virtud de la cesión realizada con vigencia el 31 de Diciembre, 2005), compañía de responsabilidad limitada (la "Compañía"), constituida bajo las leyes del Estado de Delaware, Estados Unidos de América, y, como Secretario Asistente, tengo acceso a todos los registros originales de la Compañía y en tal calidad, estoy autorizado para firmar este Certificado en nombre de la Compañía.

ADEMÁS CERTIFICO, que con vigencia el 31 de Diciembre, 2005, Kellogg Brown & Root, Inc., sociedad de Delaware y subsidiaria de KBR Holdings LLC, se fusionó en KBRI TX – 1 Newco, Inc., sociedad de Texas y KBRI TX – 1 Newco Inc fue la absorbente (Anexo 1); inmediatamente después, KBRI TX – 1 Newco, Inc., se fusionó con KBRI TX – 12 Newco, LLC., compañía de responsabilidad limitada de Texas, de conformidad con las leyes de fusión del Estado de Texas, para constituir cada una de las siguientes, KBRI TX3 Newco Inc., KBRI TX5 Newco Inc., (sociedades de Texas) y KBRI TX4 Newco LLC (compañía de responsabilidad limitada de Texas), y en relación con tal fusión, la totalidad de los negocios, operaciones, activos y pasivos, derechos y

obligaciones, y contratos de la anterior Kellogg Brown & Root, Inc. se le traspasaron a KBRI TX4 Newco LLC, compañía de responsabilidad limitada de Texas (Anexo 2), incluyendo sin limitación, los acuerdos identificados en el Anexo 1 ("Acuerdos de Proyectos KBR Inc.") pero excluyendo las Acciones Ordinarias DE-2, las Acciones Ordinarias de KBR Services y la Licencia de California TX-1 (en cada caso como se define en el Plan de Acuerdo de Fusión de KBRI TX-1 Newco, Inc. y KBRI TX-2 Newco, LLC, con fecha Diciembre 20, 2005 (en conjunto los "Activos Excluidos"), cuyo activos se traspasaron a entidades diferentes a la Compañía a través de dicha fusión; e inmediatamente después, KBRI TX-4 Newco Inc. se fusionó en sus filial KBRI DE-2 NEWCO, LLC, una compañía de responsabilidad limitada de Delaware, y KBRI DE-2 NEWCO LLC fue la absorbente (Anexo3).

ADEMÁS CERTIFICO que el Anexo 3.1 es una copia fiel y verdadera del consentimiento por escrito de la Junta Directiva de KBRI TX-1 Newco, Inc, dado en lugar de Una Asamblea Extraordinaria, con fecha Diciembre 12, 2005, aprobando la fusión de KBRI TX-1 Newco, Inc y KBRI Newco TX-2, Inc.

ADEMÁS CERTIFICO que el Anexo 3.2 es una copia fiel y verdadera del consentimiento por escrito del único socio de KBRI TX-2 Newco LLC, dado en lugar de Una Asamblea Extraordinaria, con fecha Diciembre 12, 2005, aprobando la fusión de KBRI TX-1 Newco, Inc y KBRI Newco TX-2, LLC.

ADEMÁS CERTIFICO que, como resultado de una serie de fusiones descritas en el párrafo precedente, y el cambio de nombre descrito en el

párrafo a continuación, Kellogg Brown & Root LLC es la compañía sucesora de Kellogg Brown & Root, Inc., y de todos sus negocios, operaciones, activos y pasivos, derechos, obligaciones y contratos (incluyendo sin limitación, los Acuerdos de Proyectos KBR Inc., pero excluyendo los Activos Excluidos) por ministerio de las leyes de fusión del Estados de Texas y del Estado de Delaware.

ADEMÁS CERTIFICO que el 3 de Enero, 2006, KBRI DE-2 NEWCO, LLC, reformó su Certificado de Constitución cambiando su nombre a Kellogg Brown & Root LLC (Anexo 4).

PATENTE
RIEL: 017662 MARCO: 0883

ADEMÁS CERTIFICO que adjunto se encuentra una copia fiel y verdadera del Acuerdo para Compañía de Responsabilidad Limitada KBRI DE-2 NEWCO, LLC (Anexo 5).

ADEMÁS CERTIFICO que la compañía Halliburton fue la última compañía matriz de Kellogg Brown & Root, Inc. el 31 de Diciembre, 2005. Como última compañía matriz, Halliburton Company era la propietaria indirecta del 100% de las acciones de Kellogg Brown & Root Inc., y después de la reestructuración que ocurrió el 31 de Diciembre, 2005, como se describe en este Certificado, Halliburton permanece como la propietaria indirecta del 100% de las acciones de Kellogg Brown & Root LLC. De otra forma como está dispuesto en los documentos de fusión (Anexo 1), las relaciones legales entre

Halliburton Company y Kellogg Brown & Root LLC son sustancialmente las mismas que existían entre Halliburton Company y Kellogg Brown & Root Inc., con anterioridad a la reestructuración de Diciembre 31, 2005.

EN TESTIMONIO DE LO CUAL, el suscrito ha firmado este Certificado y ha estampado el sello empresarial de la Sociedad hoy día 10 de Mayo, 2006.

(Firmado) J ROBERT TAYLOR

Secretario Asistente

(Sello Empresarial en Relieve)

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA §

ESTADO DE TEXAS §

Este instrumento fue reconocido ante mí el 10 de Mayo, 2006, por J ROBERT TAYLOR, Secretario Asistente de Kellogg Brown & Root LLC.

(Firmado) Charmane R. Whatley

Notario en y para el Estado de Texas

(Sello Notarial a tinta: Charmane R. Whatley, Notario Público, Estado de Texas, Comisión Vence 01-26-2009)

REGISTRADA 05/24/2006

**PATENTE
RIEL: 017662 MARCO: 0884**

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por L.EDELEN
3. Obrando en calidad de Funcionario que Certifica

4. Lleva el sello/estampilla de Oficina de Patentes y Marcas
CERTIFICADA
5. En Washington D.C.
6. Hoy NUEVE de AGOSTO, 2007
7. Por el *Funcionario Asistente de Autenticaciones, Departamento de Estado de los Estados Unidos*
8. No. **07032832-1**
9. Sello/Estampilla (Sello en Relieve, Departamento de Estado)
10. Firma (Firmado)
Patrick O. Hatchett

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta oficina para su confrontación y a la cual me remito.
Bogotá, Agosto 24, 2007.

1318 PALABRAS

MINISTERIO DE
RELACIONES EXTERIORES
2007 AGO 24 P 12:36
JEFE DE LEGALIZACIONES
BOGOTA D.C.

TRADUCCION OFICIAL No. _____
 JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUIRRE
 TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
 RES. 718 DE MAYO 2003
 DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

NO SE ACOGE
RESPONSABILIDAD
DEL TEXTO

88675
 F. O. Hatchett

SI LA FIRMA APARECE EN EL
DOCUMENTO DESEMPENA
LAS FUNCIONES INDICADAS.

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by N. Williams

3. acting in the capacity of Certifying Officer

4. bears the seal/stamp of U.S. Patent and Trademark Office

Certified

5. at Washington, D.C.

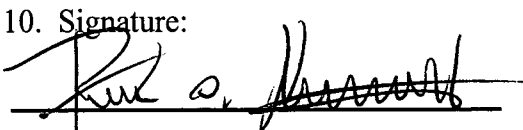
6. the ninth of August, 2007

7. by Assistant Authentication Officer, United States Department of State

8. No. 07032832-2

9. Seal/Stamp:

10. Signature:

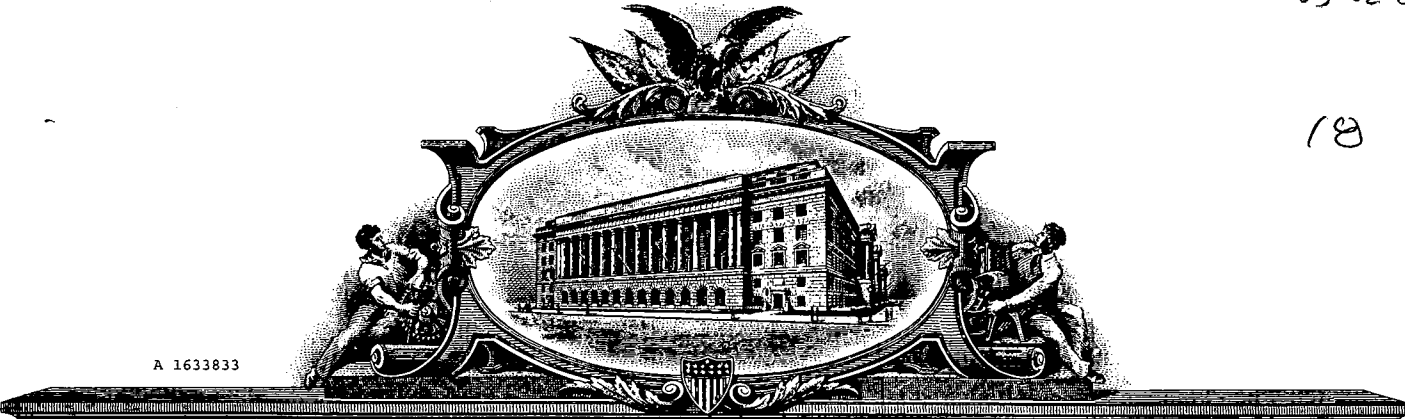


Patrick O. Hatchett

71300

TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

A 1633833



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

July 18, 2007

**THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED IS A TRUE COPY FROM THE
RECORDS OF THIS OFFICE OF A DOCUMENT RECORDED ON
SEPTEMBER 14, 2005.**

**By Authority of the
Under Secretary of Commerce for Intellectual Property
and Director of the United States Patent and Trademark Office**




N. WILLIAMS

Certifying Officer

TRADUCCION OFICIAL No. 71300
JUAN PABLO MED. AHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
Res. 118 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

19

PATENT ASSIGNMENT

Electronic Version v08
Stylesheet Version v02

SUBMISSION TYPE:	NEW ASSIGNMENT												
NATURE OF CONVEYANCE:	ASSIGNMENT OF ASSIGNOR'S INTEREST												
CONVEYING PARTY DATA													
<table border="1"><thead><tr><th>Name</th><th>Execution Date</th></tr></thead><tbody><tr><td>Rashid Iqbal</td><td>2005-08-25</td></tr><tr><td>NFN Anshimali</td><td>2005-08-26</td></tr><tr><td>Raymond H. Floyd</td><td>2005-08-25</td></tr></tbody></table>	Name	Execution Date	Rashid Iqbal	2005-08-25	NFN Anshimali	2005-08-26	Raymond H. Floyd	2005-08-25					
Name	Execution Date												
Rashid Iqbal	2005-08-25												
NFN Anshimali	2005-08-26												
Raymond H. Floyd	2005-08-25												
RECEIVING PARTY DATA													
<table border="1"><thead><tr><th>Name</th><th>Street Address</th><th>Internal Address</th><th>City</th><th>State/Country</th><th>Postal Code</th></tr></thead><tbody><tr><td>Kellogg Brown and Root, Inc.</td><td>601 Jefferson</td><td></td><td>Houston</td><td>TEXAS</td><td>77002</td></tr></tbody></table>	Name	Street Address	Internal Address	City	State/Country	Postal Code	Kellogg Brown and Root, Inc.	601 Jefferson		Houston	TEXAS	77002	
Name	Street Address	Internal Address	City	State/Country	Postal Code								
Kellogg Brown and Root, Inc.	601 Jefferson		Houston	TEXAS	77002								
PROPERTY NUMBERS Total: 1													
<table border="1"><thead><tr><th>Property Type</th><th>Number</th></tr></thead><tbody><tr><td>Application Number</td><td>11160366</td></tr></tbody></table>	Property Type	Number	Application Number	11160366									
Property Type	Number												
Application Number	11160366												
CORRESPONDENCE DATA													
FAX NUMBER: 7136522556 <i>Correspondence will be sent via US Mail when the fax attempt is unsuccessful.</i> When the customer number has been provided, the Office of Public Records will obtain the correspondence data from the official record on file at the USPTO. CUSTOMER NUMBER: 032583													
NAME OF PERSON SIGNING:	Daniel N. Lundeen												
DATE SIGNED:	2005-09-14												
Total Attachments: 3 source=asmt1.tif source=asmt2.tif source=asmt3.tif													

CH \$40.00 110400 11160366

800020969

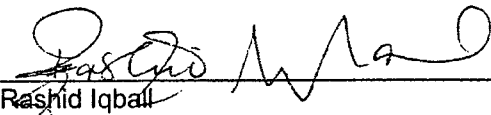
TRADUCCION OFICIAL No. 71300
JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
REG. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

PATENT
REEL: 016544 FRAME: 0313

ASSIGNMENT

IN CONSIDERATION of Ten Dollars and other good and valuable consideration, the receipt of which is hereby acknowledged, we, Rashid Iqbal, 3103 Scenic Elm Street, Houston, Texas 77059, USA; Anshumali, 6526 Emerald Canyon, Katy, Texas 77450, USA.; and Raymond H. Floyd, 2210 Lytham Lane, Katy, Texas 77450, USA, do hereby sell, assign and transfer to Kellogg Brown & Root, Inc., a corporation of the State of Delaware, having a place of business at 601 Jefferson Avenue, Houston, Texas 77002, its successors and assigns, the entire right, title and interest in and to the invention entitled "Bitumen Production-Upgrade With Common Solvent" (Case No. 11160366//KEL125), US Serial No. 11/160,366 filed June 21, 2005, invented by us, and all patents granted therefore in the United States and all foreign countries, and all divisions, reissues, continuations and extensions thereof, and we hereby covenant that we have full right so to do, and we hereby authorize and request the Commissioner of Patents to issue all patents on said invention or resulting therefrom to said Company as assignee of the entire, right, title, and interest therein, and we agree that we will sign all lawful papers, execute all divisional, continuation and reissue applications, make all rightful oaths and generally do everything possible to aid said Company, its successors, assigns and nominees, to obtain and enforce proper patent protection for said improvements in the United States and all foreign countries.

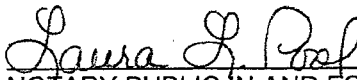
EXECUTED THIS 25th day of August, 2005.


Rashid Iqbal

STATE OF TEXAS
COUNTY OF HARRIS

§
§

On this 25th day of August, 2005, before me personally appeared the above named Rashid Iqbal, to me personally known as the individual who executed the foregoing assignment, who acknowledged to me that he executed the same of his own free will for the purposes therein set forth.


NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF TEXAS

71300
TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN F. DEL ROSARIO
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
REC. 18 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

PATENT
REEL: 016544 FRAME: 0314

EXECUTED THIS _____ day of August, 2005.

Anshimali

STATE OF TEXAS
COUNTY OF HARRIS

§
§

On this _____ day of August, 2005, before me personally appeared the above named Anshimali, to me personally known as the individual who executed the foregoing assignment, who acknowledged to me that he executed the same of his own free will for the purposes therein set forth.

NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF TEXAS

EXECUTED THIS 25 day of August, 2005.

Raymond H. Floyd
Raymond H. Floyd

STATE OF TEXAS
COUNTY OF HARRIS

§
§

On this 25th day of August, 2005, before me personally appeared the above named Raymond H. Floyd, to me personally known as the individual who executed the foregoing assignment, who acknowledged to me that he executed the same of his own free will for the purposes therein set forth.

Laura L. Pool
NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF TEXAS

7 7 3 0
TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN ENRIQUE MEDAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
REG. 118 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

PATENT
REEL: 016544 FRAME: 0315

EXECUTED THIS 26 day of August, 2005.

Ansh

Anshimali

Alabama
STATE OF ~~TEXAS~~
COUNTY OF ~~HARRIS~~
Mobile

§
§

On this 26 day of August, 2005, before me personally appeared the above named Anshimali, to me personally known as the individual who executed the foregoing assignment, who acknowledged to me that he executed the same of his own free will for the purposes therein set forth.

Edwina Strickland Hoern
NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF TEXAS

NOTARY PUBLIC STATE OF ALABAMA AT LARGE
MY COMMISSION EXPIRES: Apr 25, 2006
BONDED THRU NOTARY PUBLIC UNDERWRITERS

EXECUTED THIS _____ day of August, 2005.

Raymond H. Floyd

STATE OF TEXAS
COUNTY OF HARRIS

§
§

On this _____ day of August, 2005, before me personally appeared the above named Raymond H. Floyd, to me personally known as the individual who executed the foregoing assignment, who acknowledged to me that he executed the same of his own free will for the purposes therein set forth.

NOTARY PUBLIC IN AND FOR THE STATE OF TEXAS

71330
TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN PABLO FLORES AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
REC. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

RECORDED: 09/14/2005

PATENT
REEL: 016544 FRAME: 0316

74

TRADUCCIÓN OFICIAL No. 07/300 de un documento escrito en inglés, el cual para su identificación se sella con el sello del traductor al tiempo con la presente. Esta traducción ha sido preparada por Juan Pablo Piedrahita Aguilera, Traductor e Intérprete Oficial debidamente reconocido de conformidad con el Certificado de Idoneidad Profesional No. 0045 expedido por la Universidad Nacional de Colombia, por el Ministerio de Relaciones Exteriores y autorizado por el Ministerio del Interior y de Justicia, por resolución número 718 de 2003

(Se traducen una Cesión de Solicitud de Patente No. 11160366 y Apostilla No. 07032832-2, escritos en inglés.)

A 1633833

ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

A TODOS A QUIENES ESTOS PRESENTES LLEGAREN:

DEPARTAMENTO DE COMERCIO DE LOS ESTADOS UNIDOS

OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS

Julio 18 de 2007

POR EL PRESENTE CERTIFICO QUE ADJUNTA SE ENCUENTRA UNA COPIA FIEL DE LOS ARCHIVOS DE ESTA OFICINA DE UN DOCUMENTO REGISTRADO EL 14 de Septiembre, 2005.

Por autoridad de

Bajo la Secretaría de Comercio para Propiedad intelectual

y del Director de la Oficina de Patentes y Marcas de los Estados Unidos

(Firmado.) N. WILLIAMS

Funcionario que Certifica

(SELLO DE OBLEA DE LA OFICINA DE PATENTES Y MARCAS DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA)

CESIÓN PATENTE

Versión Electrónica v08

Versión en Hoja Impresa v02

TIPO PRESENTACIÓN: NUEVA CESIÓN

CH	\$40.00	110400
11160366		

TIPO DE TRASPASO: CESIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DEL CEDENTE

DATOS DE LAS PARTES QUE TRASPASAN:Nombre : Rashid Iqbal Fecha de suscripción: 2005-08-25Nombre : NFN Anshumali Fecha de suscripción: 2005-08-26Nombre : Raymond H. Floyd Fecha de suscripción: 2005-08-25**DATOS DE LA PARTE QUE RECIBE:**Nombre : Kellogg Brown and Root, Inc.Dirección : 601 JeffersonCiudad : HoustonEstado : TEXASCódigo Postal : 77002**NÚMERO DE PROPIEDADES:** Total 1

Tipo	Número
Solicitud Número	11160366

DATOS PARA CORRESPONDENCIA

Número de fax: 7136522556

La correspondencia será enviada por medio del correo de EE.UU., cuando no sea posible enviarla vía fax.

NÚMERO DE CLIENTE: 032583**NOMBRE DEL FIRMANTE:** Daniel N. Lundeen**FECHA DE FIRMA:** 2005-09-14

Total anexos: 3

fuente=asmt1.tif

fuente=asmt2.tif

fuente=asmt3.tif

800020969**PATENTE**
RIEL: 016544 MARCO: 0313

CESIÓN

POR LA CONTRAPRESTACIÓN de Diez Dólares y otra buena y valiosa contraprestación, recibo de la cual se reconoce en el presente, nosotros, **Rashid Iqbal**, de 3103 Scenic Elm Street, Houston, 77059, Condado de Harris, Estado de Texas; **Anshumali**, 6526 Emerald Canyon, Katy, Texas 77450, Estados Unidos de América, y **Raymond H. Floyd**, 2210 Lytham Lane, Katy, Texas 77450 Estados Unidos de América, por la presente vendemos, cedemos y traspasamos a Kellogg Brown & Root, Inc., sociedad del Estado de Delaware, con domicilio comercial en 601 Jefferson Avenue, Houston, Texas 77002, a sus sucesores y causahabientes, la totalidad de los derechos, propiedad y participación en y sobre la invención "Actualización de Producción de Bitumen con Solvente Común" No. de Serie 11/160,366 de Estados Unidos presentada el 21 de Junio, 2005, inventado por nosotros, y sobre todas las patentes que se otorguen sobre ella en los Estados Unidos y en todos los países extranjeros, y todas las divisiones, reexpediciones, continuaciones y extensiones de ella, y por la presente convenimos que tenemos el pleno derecho de hacerlo, y por la presente autorizamos y le solicitamos al Comisario para patentes expedir todas las patentes sobre dicha invención o las que resulten de ella a dicha Compañía como cesionario de la totalidad de los derechos, propiedad y participación sobre ella, y acordamos firmar todos los papeles legales, suscribir todas las solicitudes de división, continuación y reexpedición, hacer los juramentos y en general hacer todo lo posible para ayudar a dicha Compañía, a sus sucesores,

cesionarios y agentes, para obtener y hacer cumplir la protección de patente apropiada para dichas mejoras en los Estados Unidos y en los países extranjeros.

FIRMADA HOY DÍA 25 de Agosto, 2005

(Firmado), Rashid Iqbal

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE HARRIS

Hoy día 25 de Agosto, 2005, ante mí, compareció personalmente la antedicha Rashid Iqbal, a quien conozco personalmente y quien sé que es la persona quien firmó el instrumento anterior, quien reconoció ante mí haberlo firmado en un acto libre y espontáneo para los fines que allí se indican.

(Firmado) LAURA L POOL

NOTARIO PÚBLICO EN Y PARA EL ESTADO DE TEXAS

PATENTE
RIEL: 016544 MARCO: 0314

FIRMADA HOY DÍA (en blanco), de Agosto 2005

(en blanco), Anshimali

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE HARRIS

Hoy día en blanco, ante mí, compareció personalmente la antedicha Anshimali, a quien conozco personalmente y quien sé que es la persona quien firmó el instrumento anterior, quien reconoció ante mí haberlo firmado en un acto libre y espontáneo para los fines que allí se indican.

(en blanco)

NOTARIO PÚBLICO EN Y PARA EL ESTADO DE TEXAS

FIRMADA HOY DÍA 25 de Agosto, 2005

(Firmado), Raymond H. Floyd

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE HARRIS

Hoy día 25 de Agosto, 2005, ante mí, compareció personalmente el antedicho Raymond H. Floyd, a quien conozco personalmente y quien sé que es la persona quien firmó el instrumento anterior, quien reconoció ante mí haberlo firmado en un acto libre y espontáneo para los fines que allí se indican.

(Firmado) LAURA L POOL

NOTARIO PÚBLICO EN Y PARA EL ESTADO DE TEXAS

REGISTRADA: 08/23/2005

PATENTE

RIEL: 016544 MARCO: 0315

FIRMADA HOY DÍA 26 de Agosto 2005

((Firmado), Anshumali

ESTADO DE ALABAMA

CONDADO DE MOBILE

Hoy día 26 de Agosto, 2005, ante mí, compareció personalmente la antedicha Anshumali conozco personalmente y quien sé que es la persona quien firmó el instrumento anterior, quien reconoció ante mí haberlo firmado en un acto libre y espontáneo para los fines que allí se indican.

(Firmado) Elvira Strickland (ilegible)

NOTARIO PÚBLICO EN Y PARA EL ESTADO DE ALABAMA

(Sello notarial a tinta: Notario Público para la totalidad del Estado de Alabama,
Mi Comisión vence Abril, 25, 2006, Avalada por NOTARY PUBLIC
UNDERWRITERS)

FIRMADA HOY DÍA (en blanco) de Agosto, 2005

(Firmado), Raymond H. Floyd

ESTADO DE TEXAS

CONDADO DE HARRIS

Hoy día (en blanco) de Agosto, 2005, ante mí, compareció
personalmente el antedicho Raymond H. Floyd, a quien conozco
personalmente y quien sé que es la persona quien firmó el instrumento
anterior, quien reconoció ante mí haberlo firmado en un acto libre y espontáneo
para los fines que allí se indican.

(en blanco)

NOTARIO PÚBLICO EN Y PARA EL ESTADO DE TEXAS

REGISTRADA: 09/14/2005

PATENTE

RIEL: 016544 MARCO: 0316

APOSTILLA

(Convención de la Haya de Octubre 5 de 1961)

1. País: Estados Unidos de América
Este documento público
2. Ha sido firmado por N. WILLIAMS
3. Obrando en calidad de Funcionario que Certifica
4. Lleva el sello/estampilla de Oficina de Patentes y Marcas

CERTIFICADA

5. En Washington D.C.
6. Hoy NUEVE de AGOSTO, 2007
7. Por el *Funcionario Asistente de Autenticaciones, Departamento de Estado de los Estados Unidos*
8. No. **07032832-2**
9. Sello/Estampilla (Sello en Relieve, Departamento de Estado)
10. Firma (Firmado)
Patrick O. Hatchett

ES TRADUCCIÓN FIEL Y COMPLETA de la cual se deja copia en los archivos de esta oficina para su confrontación y a la cual me remito.
Bogotá, Agosto 24, 2007.

1178 PALABRAS

Juan Pablo R. Hatchett
 2007-08-24 P 12:34
 TRADUCCION OFICIAL N° 07032832-2
 JUAN PABLO R. HATCHETT AGU
 TRADUCTOR INTERPRETE OFIC
 RES. MAYO 2003
 DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA
 DEF. DE AUTENTICACIONES
 1300
 MINISTERIO DE
 RELACIONES EXTERIORES

888676
 fs. Rubén
 NO SE ASUME
 RESPONSABILIDAD
 DEL TEXTO
 CUYA FIRMA APARECE EN EL
 DOCUMENTO DESEMPLEA
 LAS FUNCIONES INDICADAS.

APOSTILLE

(Convention de La Haye du 5 octobre 1961)

1. Country: United States of America

This public document

2. has been signed by L. Edelen

3. acting in the capacity of Certifying Officer

4. bears the seal/stamp of U.S. Patent and Trademark Office

Certified

5. at Washington, D.C.

6. the ninth of August, 2007

7. by Assistant Authentication Officer, United States Department of State

8. No. 07032832-1

9. Seal/Stamp:

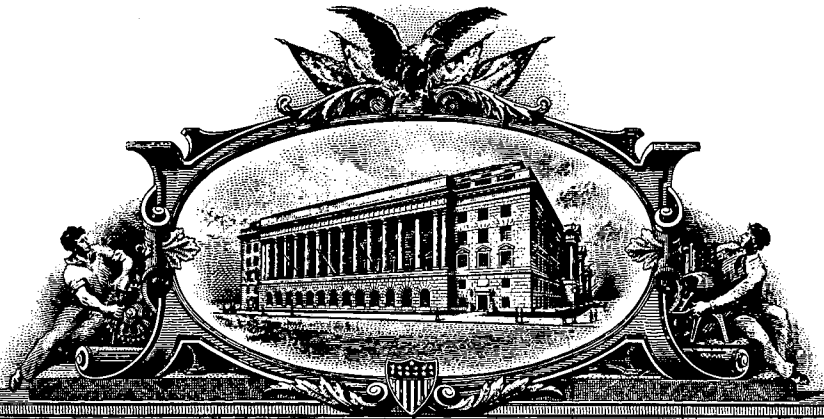
10. Signature:



Patrick O. Hatchett

TRADUCCION OFICIAL No. 071299
JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

A 1633833



THE UNITED STATES OF AMERICA

TO ALL TO WHOM THESE PRESENTS SHALL COME:

UNITED STATES DEPARTMENT OF COMMERCE

United States Patent and Trademark Office

July 13, 2007

**THIS IS TO CERTIFY THAT ANNEXED IS A TRUE COPY FROM THE
RECORDS OF THIS OFFICE OF A DOCUMENT RECORDED ON
May 24, 2006.**

By Authority of the
Under Secretary of Commerce for Intellectual Property
and Director of the United States Patent and Trademark Office



L. Edelen

L. EDELEN
Certifying Officer

071299
TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN PABLO FIED. ANITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

PATENT ASSIGNMENT

Electronic Version v1.1
Stylesheet Version v1.1

SUBMISSION TYPE:	NEW ASSIGNMENT
NATURE OF CONVEYANCE:	MERGER
EFFECTIVE DATE:	12/31/2005
CONVEYING PARTY DATA	
Name	Execution Date
Kellogg Brown & Root, LLC	05/10/2006
RECEIVING PARTY DATA	
Name:	Kellogg Brown & Root LLC
Street Address:	601 Jefferson Avenue
City:	Houston
State/Country:	TEXAS
Postal Code:	77002
PROPERTY NUMBERS Total: 1	
Property Type	Number
Application Number:	11160366
CORRESPONDENCE DATA	
Fax Number:	(713)753-7626
Correspondence will be sent via US Mail when the fax attempt is unsuccessful.	
Phone:	7137538661
Email:	christian.heausler@halliburton.com
Correspondent Name:	Kellogg Brown & Root LLC
Address Line 1:	601 Jefferson Avenue
Address Line 4:	Houston, TEXAS 77002
ATTORNEY DOCKET NUMBER:	11160366
NAME OF SUBMITTER:	Christian Heausler
Total Attachments: 2 source=Certification#page1.tif source=Certification#page2.tif	

CH \$40.00 11160366

500107502

071299
PATENT
REEL: 017662 FRAME: 0882
TRADUCCION OFICIAL No. _____
JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
RES. 118 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

34

CERTIFICATION OF KELLOGG BROWN & ROOT LLC

I, J ROBERT TAYLOR, do hereby certify that I am the duly elected Assistant Secretary of KELLOGG BROWN & ROOT LLC (successor to the rights and obligations of Kellogg Brown & Root, Inc. by virtue of merger effective December 31, 2005), a limited liability company (the "Company"), formed under the laws of the State of Delaware USA, and as Assistant Secretary, I have access to all original records of the Company and, in such capacity, I am authorized to execute this Certificate on behalf of the Company.

I FURTHER CERTIFY that effective December 31, 2005, Kellogg Brown & Root, Inc., a Delaware corporation and subsidiary of KBR Holdings, LLC, merged into KBRI TX-1 Newco, Inc., a Texas corporation and KBRI TX-1 Newco, Inc. was the survivor (Attachment 1); immediately thereafter, KBRI TX-1 Newco, Inc. merged with KBRI TX-2 Newco LLC, a Texas limited liability company, pursuant to the merger laws of the State of Texas to form each of KBRI TX-3 Newco, Inc., KBRI TX-5 Newco, Inc. (each a Texas corporation) and KBRI TX-4 Newco LLC (a Texas limited liability company), and in connection with such merger, all of the business, operations, assets and liabilities, rights and obligations, and contracts of the former Kellogg Brown & Root, Inc. were allocated to KBRI TX-4 Newco LLC, a Texas limited liability company (Attachment 2), including without limitation the agreements identified in Schedule 1 (the "KBR Inc. Project Agreements") but excluding the DE-2 Common Stock, the KBR Services Common Stock and the TX-1 California License (in each case as defined in the Agreement and Plan of Merger of KBRI TX-1 Newco, Inc. and KBRI TX-2 Newco, LLC dated December 20, 2005 (together the "Excluded Assets"), which assets were allocated to entities other than the Company through such merger; and immediately thereafter, KBRI TX-4 Newco Inc. merged into its affiliate KBRI DE-2 NEWCO, LLC, a Delaware LLC, and KBRI DE-2 NEWCO, LLC was the survivor (Attachment 3).

I FURTHER CERTIFY that Attachment 3.1 is a true and correct copy of the KBRI TX-1 Newco, Inc. Written consent of the Board of Directors of In Lieu of a Special Meeting dated December 12, 2005 approving the merger of KBRI TX-1 Newco, Inc and KBRI Newco TX-2, Inc.

I FURTHER CERTIFY that Attachment 3.2 is a true and correct copy of the KBRI TX-2 Newco LLC Written consent of the Sole Member of In Lieu of a Special Meeting dated December 12, 2005 approving the merger of KBRI TX-1 Newco, Inc and KBRI Newco TX-2 LLC.

I FURTHER CERTIFY that, as a result of the series of mergers described in the preceding paragraph and the name change described in the paragraph below, Kellogg Brown & Root LLC is the successor company of Kellogg Brown & Root, Inc., and all of its business, operations, assets and liabilities, rights, obligations, and contracts (including without limitation the KBR Inc. Project Agreements, but excluding the Excluded Assets) by operation of the merger laws of the State of Texas and the State of Delaware.

I FURTHER CERTIFY that on January 3, 2006, KBRI DE-2 NEWCO, LLC amended its Certificate of Formation changing its name to Kellogg Brown & Root LLC (Attachment 4).

PATENT

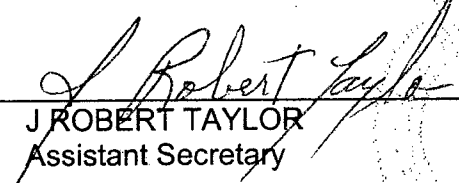
REEL: 017662 FRAME: 0883

TRADUCCION OFICIAL No. _____
 JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA
 TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL
 R.S. 718 DE MAYO 2003
 DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

I FURTHER CERTIFY that attached is a true and correct copy of the Limited Liability Company Agreement for KBRI DE-2 NEWCO, LLC (Attachment 5).

I FURTHER CERTIFY that Halliburton Company was the ultimate parent company of Kellogg Brown & Root, Inc. on December 31, 2005. As the ultimate parent company, Halliburton Company was the indirect owner of 100% of the shares of Kellogg Brown & Root, Inc. and after the restructuring that occurred on December 31, 2005, as described in this Certificate, Halliburton Company remains the indirect owner of 100% of the shares of Kellogg Brown & Root LLC. Other than as provided in the merger documents (Attachment 1), the legal relationships between Halliburton Company and Kellogg Brown & Root LLC are substantially the same as those that existed between Halliburton Company and Kellogg Brown & Root, Inc. prior to the December 31, 2005, restructuring.

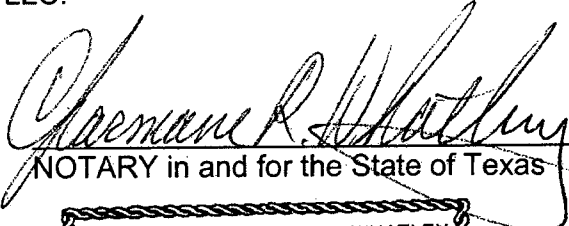
IN WITNESS WHEREOF, the undersigned has executed this Certificate and affixed the corporate seal of the Corporation this the 10th day of May 2006.

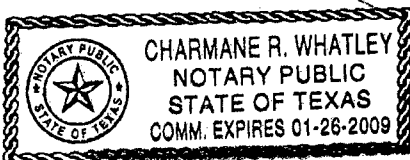

J ROBERT TAYLOR
Assistant Secretary



UNITED STATES OF AMERICA §
§
THE STATE OF TEXAS §

This instrument was acknowledged before me on May 10, 2006, by J Robert Taylor, Assistant Secretary of Kellogg Brown & Root LLC.


NOTARY in and for the State of Texas



RECORDED: 05/24/2006

PATENT

TRADUCCION OFICIAL No. 071299 REEL: 017662 FRAME: 0884

JUAN PABLO PIEDRAHITA AGUILERA

TRADUCTOR E INTERPRETE OFICIAL

RES. 718 DE MAYO 2003
DEL MIN. INTERIOR Y DE JUSTICIA

(12) INTERNATIONAL APPLICATION PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY (PCT)

(19) World Intellectual Property Organization
International Bureau



(43) International Publication Date
4 January 2007 (04.01.2007)

PCT

(10) International Publication Number
WO 2007/001706 A2

(51) International Patent Classification:
C10C 3/00 (2006.01) **B01J 8/04** (2006.01)
C10G 1/00 (2006.01)

(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, KN, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, LY, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NG, 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.

(21) International Application Number:
PCT/US2006/020396

(22) International Filing Date: 25 May 2006 (25.05.2006)

(25) Filing Language: English

(26) Publication Language: English

(30) Priority Data:
11/160,366 21 June 2005 (21.06.2005) US

(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, LV, 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).

(71) Applicant (for all designated States except US): **KELLOGG BROWN & ROOT, LLC** [US/US]; 601 Jefferson, Houston, TX 77002 (US).

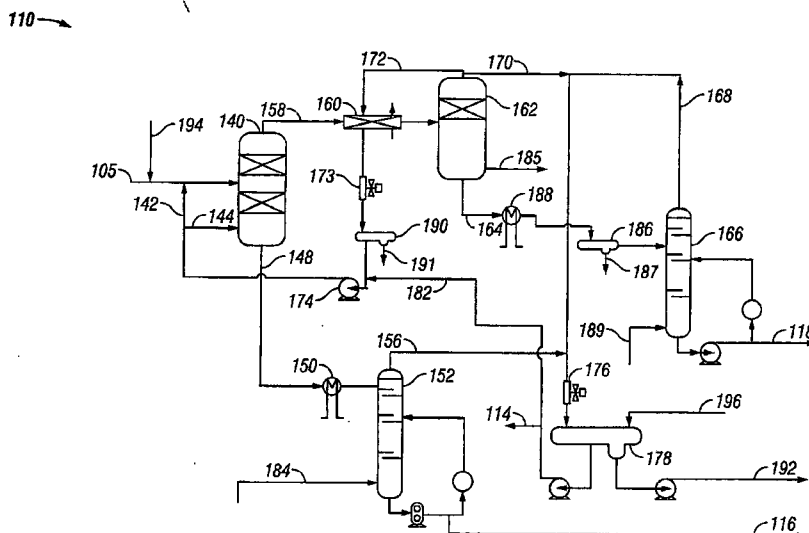
Published:
— without international search report and to be republished upon receipt of that report

(72) Inventors: **IQBAL, Rashid**; 3103 Scenic Elm Street, Houston, TX 77059 (US). **ANSHUMALI**; 2751 Hamilton Creek Dr., W. Mobile, AL 36695 (US). **FLOYD, Raymond, H.**; 2210 Lytham Lane, Katy, TX 77450 (US).

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

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

(54) Title: BITUMEN PRODUCTION-UPGRADE WITH COMMON OR DIFFERENT SOLVENTS



(57) Abstract: Disclosed is a process for the upgrading of heavy oils and bitumens, where the total feed to the process can include heavy oil or bitumen, water, and diluent. The process can include the steps of solvent deasphalting (110) the total feed (105) to recover an asphaltene fraction (116), a deasphalted oil fraction (118) essentially free of asphaltenes, a water fraction (112), and a solvent fraction (114). The process allows removal of salts from the heavy oils and bitumens either into the aqueous products or with the asphaltene product.

WO 2007/001706 A2

**BITUMEN PRODUCTION-UPGRADE WITH COMMON OR
DIFFERENT SOLVENTS**

BACKGROUND OF THE INVENTION

[0001] The present invention generally relates to the upgrading of heavy
5 oils and bitumens. More particularly, the present invention relates to a process
for the upgrading of heavy oils and bitumens including one or more of the steps
of production, desalting, dewatering, fractionation, solvent extraction, delayed
coking, thermal cracking, fluid catalytic cracking and hydrotreating and / or
hydrocracking to produce synthetic crude and/or naphtha, distillate and gas oil
10 streams.

[0002] Refiners continue to seek improved methods for processing and
converting heavy crude oil resources into more useful oils and end products.
The heavier crudes, which can include bitumens, bitumens from tar sands, and
other heavy oils, pose processing problems due to the presence of salts, metals,
15 and organic acids. 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 expensive and additional cost is normally incurred in transporting
20 it to the location where production is occurring.

[0003] Additionally, natural occurring water in the oils, commonly known as produced water, contains salts. This water is in some processes vaporized to meet pipeline specifications for water content. Salts are thus left in the oil and then transported with the heavy oil or bitumen or with the solvent diluted heavy oil or bitumen.

[0004] Fig. 1 illustrates one of the process schemes for the processing of heavy oil or bitumen to convert into and recover useful hydrocarbon products. A heavy crude oil or bitumen feed 10 produced from a well, by an in-situ production method such as steam assisted gravity drainage (SAGD) or by a mining operation, can be mixed with a diluent to keep the mixture viscosity in a desired range for transport to a refinery or other facility for processing, and can also include water, salts, metals, silt, etc. Total feed 10 is ideally first processed to remove the water and salt from the hydrocarbons in desalter 12; the water and salt can be recovered via stream 14.

[0005] The hydrocarbons can be recovered in stream 16 and fed to crude or atmospheric distillation unit 18 to recover the diluent 20 and to obtain straight run naphtha, distillates, gas oil, and the like, recovered in stream 22. Diluent 20 can be recovered and returned to heavy oil or bitumen production or mining facilities via a pipeline. The atmospheric tower bottoms (ATB) residue 24 is usually further processed to increase the yield of the more valuable products, e.g. naphtha, distillates and gas oil. The ATB residue 24 may contain a large proportion of hydrocarbons boiling above 565°C (1050°F), as well as

nitrogen, sulfur, and organometallic compounds, and Conradson carbon residue (CCR), and can be difficult to process. Frequently, a vacuum distillation tower 26 is employed to recover additional vacuum gas oil 28 from the ATB residue 24. The vacuum tower bottoms (VTB) residue 30 is even more concentrated in high-boiling hydrocarbons, e.g. normally boiling at greater than 565°C (1050°F), as well as CCR, sulfur, nitrogen and organometallic compounds.

[0006] In typical refinery processing with a vacuum distillation tower 26, the VTB residue 30 (and/or the ATB residue 24) can be fed to solvent deasphalting 32 (SDA). The solvent deasphalting 32 contacts the residue with propane, butane, pentane, hexane, or a combination thereof, or a like solvent (at either subcritical or supercritical conditions, e.g. residuum oil supercritical extraction or ROSE®; other SDA processes can include DEMEX and SOLVAHL, or conventional solvent deasphalting) to separate the asphaltenes 34 from deasphalted oil (DAO) 36 (and/or resins). The DAO 36 has lower levels of CCR, sulfur, nitrogen, and metals than the atmospheric resid/vacuum resid feed since these constituents are disproportionately retained with the asphaltenes 34.

[0007] The products 22, 28 obtained from the atmospheric tower 18 and vacuum tower 26, as well as DAO 36 from the solvent deasphalting 32, can be combined to form distillate stream 38. Distillate stream 38 or the individual product streams 22, 28, 36 are usually further processed to upgrade the hydrocarbons and remove additional nitrogen and sulfur in order to facilitate

processing in catalytic cracking units, hydrotreating and hydrocracking units of any type, and the like, without prematurely poisoning their catalysts.

[0008] The typical Fig. 1 process for the separation and upgrading of heavy oil or bitumen feed into useful products involves several processing steps
5 and can require a substantial capital investment. Additionally, the bitumen or heavy oil feed can include acidic species. Any acid in the bitumen or heavy oil feed can also require the use of expensive metallurgy in fractionation equipment usually operating above 232°C (450°F).

[0009] In U.S. Pat. No. 4,875,998, Rendall discloses the extraction of
10 bitumen oils from tar-sands with hot water. 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 4,424,112 to Rendall.

[0010] Other representative references directed to the production of crude petroleum from tar sands include Canadian Patent Application 2,069,515 by
15 Kovalsky; US Patent 5,046,559 to Glandt; US Patent 5,318,124 to Ong et al; US Patent 5,215,146 to Sanchez; and Good, "Shell/Aostra Peace River Horizontal Well Demonstration Project," 6th UNITAR Conference on Heavy Crude and Tar Sands (1995).

[0011] Solvent extraction of the residuum oil has been known since the
20 1930's, as previously described in U.S. Pat. No. 2,940,920, to Garwin. Other representative solvent deasphalting techniques using supercritical solvent conditions are described, for example, in publications such as Northup et al.,

“Advances in Solvent Deasphalting Technology,” presented at the 1996 NPRA Annual Meeting, San Antonio, Texas, March 17-19, 1996, and Nelson et al., “ROSE®: The Energy-Efficient, Bottom-of-the-Barrel Alternative,” presented at the 1985 Spring AIChE Meeting, Houston, Texas, March 24-25, 1985, all of which are incorporated herein by reference. Improved techniques in solvent extraction have been disclosed in U.S. Pat. No. 5,843,303 to Ganeshan. U.S. Pat. No. 6,357,526 discloses a process and system which integrates on-site heavy oil or bitumen upgrading and energy recovery for steam production with steam-assisted gravity drainage (SAGD) production of the heavy oil or bitumen which is maintained at elevated temperature for pumping to the upgrading unit.

SUMMARY OF THE INVENTION

[0012] The process of the present invention can decrease the capital investment required, decrease operating expenses, improve operating reliability and can greatly simplify the processing steps needed to process a total feed from heavy oil or bitumen from mining or SAGD, or other in-situ production methods. The invention can use a diluent to transport the heavy oil or bitumen to a solvent deasphalting unit, which can conveniently use the diluent as the deasphalted oil (DAO) extraction solvent. Solvent recovered within the deasphalting unit is then returned to the heavy oil or bitumen production site for use as a diluent. Alternately the invention can use a blend of solvents for deasphalting oil, for example where one of the blend components can be the diluent used to transport the heavy oil or bitumen. The solvent can, when

44

needed, be fractionated to recover diluent for return to the production site. The present invention can process the total heavy oil or bitumen feed, thus eliminating the need for front-end desalting and fractionation. Desalting and water separation in one embodiment can be effected in a modified solvent
5 deasphalting operation.

[0013] In one embodiment, the present invention provides an integrated process for transporting and upgrading heavy oil or bitumen, comprising: diluting the heavy oil or bitumen with a diluent comprising a hydrocarbon having from 3 to 8 carbon atoms primarily for the purpose of forming a
10 pumpable mixture, e.g. at ambient pipeline temperature conditions; transporting the mixture, e.g. via pipeline, to a solvent deasphalting unit that can be at a remote location; solvent deasphalting the mixture to recover an asphaltene fraction, a deasphalted oil fraction essentially free of asphaltenes, and a solvent fraction comprising said diluent; recycling where required a portion of the
15 recovered solvent as the diluent for the heavy oil or bitumen.

[0014] The heavy oil or bitumen can have an API gravity from 2 to 15. The heavy oil or bitumen can have a total acid number of between 0.5 and 6. The heavy oil or bitumen can have a basic sediment and water (BS&W) content from 0.1 to 6 weight percent. The heavy oil or bitumen can contain more than
20 1.4 g chloride salt per m³ (0.5 g per 1000 42-gallon barrels of crude), or more than 2.85 g/m³ chloride salt (1 g per 1000 42-gallon barrels of crude) in another embodiment.

[0015] As used herein, “essentially free of” a component means having less than 0.1 weight percent of that component, or less than 0.01 weight percent in another embodiment. For example, “essentially free of water” means less than 0.1 weight percent water, or less than 0.01 weight percent.

5 [0016] The heavy oil or bitumen can contain water, and the solvent deasphalting can include sour water recovery wherein the deasphalted oil fraction is essentially free of water. The heavy oil or bitumen can also contain chloride salts, and the solvent deasphalting can include desalting downstream from an asphaltene separator wherein the deasphalted oil fraction is essentially
10 free of chloride salts. In one embodiment, the process can comprise injecting water into the mixture at or upstream from the solvent deasphalting to facilitate the desalting.

[0017] In one embodiment the asphaltene separation, the deasphalted oil separator, and solvent stripping of deasphalted oil during the solvent
15 deasphalting can occur at a temperature of 232°C (450°F) or less, decreasing organic acid attack and minimizing the need for high alloy metals in the solvent deasphalting equipment.

[0018] The diluted heavy oil or bitumen can have a ratio of from 1 to 10 parts by weight diluent per part by weight heavy oil or bitumen. The solvent
20 deasphalting can have a ratio of from 1 to 10 parts by weight solvent per part by weight heavy oil or bitumen.

X6

[0019] The solvent can be a hydrocarbon having 3 to 8 carbon atoms or a combination thereof. In another embodiment, the solvent can be a hydrocarbon having 4 to 7 carbon atoms or a combination thereof, e.g. naphtha. In another embodiment, the solvent can be a hydrocarbon having 5 or 6 carbon atoms or a combination thereof. The process of the present invention can operate without desalting the heavy oil or bitumen upstream from the solvent deasphalting. The solvent deasphalting can operate on total heavy oil or bitumen feed without any pretreatment.

[0020] In another embodiment, the present invention provides a process for upgrading a total feed comprising heavy oil or bitumen with solvent and water, comprising: supplying the total feed to an asphaltene separator at asphaltene separation conditions to produce an asphaltene-rich stream and an asphaltene-lean stream; stripping solvent from the asphaltene-rich stream to form an asphaltene fraction essentially free of water and recover a first solvent stream to a solvent recovery system; separating the asphaltene-lean stream in a deasphalted oil separator to form a deasphalted oil stream and recover a second solvent stream to the solvent recovery system; stripping solvent from the deasphalted oil stream to form a deasphalted oil fraction essentially free of water and recover a third solvent stream to the solvent recovery system; separating water from the solvent recovery system; and recovering water from the deasphalted oil separator, the deasphalted oil stream, or a combination thereof.

[0021] The total feed can comprise heavy oil or bitumen with an API gravity from 2 to 15 on a solvent free basis. The total feed can have a total acid number between 0.5 and 6 on a solvent free basis. The total feed can have a basic sediment and water content from 0.1 to 6 weight percent on a solvent free basis. The total feed can comprise chloride salts.

[0022] The water recovery can include cooling the deasphalted oil stream and recovering an aqueous phase prior to the solvent stripping of the deasphalted oil stream. In another embodiment, the chloride salts are removed with the recovered aqueous phase. In another embodiment, chloride salts are recovered with the asphaltene fraction.

[0023] The process of the present invention can include recycling solvent from the solvent recovery system through a solvent recycle line to the asphaltene separator. The solvent recovery system can include a solvent return line from the second solvent stream, through a cross-exchanger for heating the asphaltene-lean stream, and to the solvent recycle line.

[0024] The water recovery can include cooling solvent in the solvent return line and recovering a water stream by phase separation upstream from the solvent recycle line. The process of the present invention can include recovering a water-rich stream from the deasphalted oil separator.

[0025] The solvent stripping from the asphaltene-rich stream and the deasphalted oil stream can comprise steam stripping. The total feed can include

VE

hydrogen sulfide, and the recovered water, separated water or both can include hydrogen sulfide.

[0026] The process of the present invention can further include the steps of pipelining solvent from the solvent recovery system to heavy oil or bitumen production at a remote location, diluting the heavy oil or bitumen with the excess solvent to form the total feed, and pipelining the total feed to the asphaltene separator.

[0027] The process can include adding water into the total feed upstream from the asphaltene separator. The solvent can be a hydrocarbon having from 3 to 8 carbon atoms or a combination thereof. In other embodiments, the solvent can be a hydrocarbon having 4 to 7 carbon atoms, or 5 to 6 carbon atoms, or a combination thereof.

[0028] The present invention also provides an apparatus for upgrading a total feed comprising heavy oil or bitumen with solvent and water, comprising: means for supplying the total feed to an asphaltene separator at asphaltene separation conditions to produce an asphaltene-rich stream and an asphaltene-lean stream; means for stripping solvent from the asphaltene-rich stream to form an asphaltene fraction essentially free of water and recover a first solvent stream to a solvent recovery system; means for separating the asphaltene-lean stream in a deasphalted oil separator to form a deasphalted oil stream and recover a second solvent stream to the solvent recovery system; means for stripping solvent from the deasphalted oil stream to form a deasphalted oil fraction

49

essentially free of water and recover a third solvent stream to the solvent recovery system; means for separating water from the solvent recovery system; and means for recovering water from the deasphalted oil separator, the deasphalted oil stream, or a combination thereof.

5 BRIEF DESCRIPTION OF THE DRAWINGS

[0029] For a more detailed description of the illustrated embodiments of the present invention, reference will now be made to the accompanying drawings, wherein:

[0030] Fig. 1 illustrates a typical prior art process flow diagram for
10 processing bitumen and heavy oil.

[0031] Fig. 2 shows a process according to one embodiment of the invention for the partial upgrading of heavy oil or bitumen feedstock utilizing a modified ROSE® process to process the total feed.

[0032] Fig. 3 shows a simplified flow diagram of the modified ROSE®
15 process of Fig. 2.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

[0033] The process of the present invention can decrease the required capital investment, decrease operating expenses, and greatly simplify the processing steps needed to process a total feed from heavy oil or bitumen
20 mining or production, as will be readily ascertained by the following description. The process of the present invention can eliminate the desalter,

atmospheric and vacuum distillation units, thus simplifying the overall processing scheme and reducing the capital required when constructing a plant.

[0034] The produced oil, heavy oil or bitumen, can be mixed with a diluent to produce easily transportable oil, where the diluent is also suitable as a solvent for solvent deasphalting. The diluent can be a hydrocarbon having 3 to 8 carbon atoms, or a combination thereof. The diluted heavy oil or bitumen can have a ratio of from 3 to 10 parts by weight diluent per part by weight heavy oil or bitumen.

[0035] In certain embodiments, the heavy oil or bitumen can have a basic sediment and water content (BS&W) from 0 to 6 weight percent or more, on a diluent free basis. In other embodiments, the heavy oil or bitumen can include salts, some of which are chloride salts, where the salt content of the heavy oil or bitumen is greater than 0.23 kg (0.5 pounds) of salt per 159 m³ (1000 barrels) of heavy oil or bitumen, on a diluent free basis. In other embodiments, the heavy oil or bitumen can include hydrogen sulfide.

[0036] Referring to Fig. 2, in one embodiment of the process 100 of the present invention, a total feed 105 (including the produced oil, diluent, and any water, silt, and salts) can be fed directly to a solvent deasphalting unit 110.

[0037] Deasphalting unit 110 can separate the total feed 105 into water fraction 112, diluent fraction 114, asphaltene fraction 116, and deasphalted oil fraction 118. Solvent deasphalting unit 110 can operate at moderate temperatures (mostly less than 232°C (450°F), for example) and can effectively

5/

reduce the need for high metallurgy. The solvent deasphalting unit 110 can be conventional, employing equipment and methodologies for solvent deasphalting which are widely available in the art, for example, under the trade designations ROSE®, SOLVAHL, DEMEX, or the like, or can be a modified ROSE® process as described below with reference to Fig. 3.

[0038] Asphaltene fraction 116 can be forwarded to a process 120 where the asphaltene can be upgraded or otherwise advantageously used for energy generation. For example, asphaltenes 116 can be pelletized, used to produce asphalt, processed in a coker, gasification process, or combusted to produce steam, or made into asphalt for road pavement. Deasphalted oil fraction 118 can be forwarded to other upgrading processes (122) such as hydrotreating, hydrocracking fluid catalytic cracking units, visbreaking and thermal cracking processes, etc., or could simply be blended into fuel oil or other product streams. For a total feed 105 having a high metal content, the DAO can be supplied to an FCC unit having a low conversion activity catalyst for the removal of metals (see, for example, US Serial No. 10/711,176, filed August 30, 2004 by Iqbal et al.).

[0039] Fig. 3 illustrates a simplified flow diagram of one embodiment of the modified solvent deasphalting unit 110. The total feed 105 is supplied to asphaltene separator 140. Additional diluent or solvent, if necessary, can be introduced via lines 142 and 144 into feed line 105 and asphaltene separator 140, respectively. If desired, all or part of the solvent can be introduced into the

feed line 105 via line 142. If desired, a conventional mixing element 146 can be employed to mix in the solvent introduced from line 142.

The asphaltene separator 140 contains conventional contacting elements such as bubble trays, packing elements such as rings or saddles, structural
5 packing such as that available under the trade designation ROSEMAX, or the like. In the asphaltene separator 140, the total feed 105 separates into a solvent/deasphalted oil (DAO) phase, and an asphaltene phase. The lighter solvent/DAO phase passes upwardly while the heavier asphaltene phase travels downwardly through separator 140. The asphaltene phase is collected from the
10 bottom of the asphaltene separator 140 via line 148, heated in heat exchanger 150 and fed to flash tower or asphaltene stripper 152. The asphaltene phase is stripped of solvent in asphaltene stripper 152. The asphaltene is recovered as a bottoms product in line 116, and solvent vapor overhead in line 156.

The asphaltene separator 140 is maintained at an elevated temperature
15 and pressure sufficient to effect a separation of the petroleum residuum and solvent mixture into a solvent/DAO phase and an asphaltene phase. Typically, asphaltene separator 140 can be maintained at a sub-critical temperature of the solvent and a pressure level at least equal to the critical pressure of the solvent.

The solvent/DAO phase can be collected overhead from the asphaltene
20 separator 140 via line 158 and conventionally heated via heat exchanger 160, which can integrate heat recovery and conventional heat exchange as required. The heated solvent/DAO phase can be next supplied to DAO separator 162.

SJ

As is well known, the temperature and pressure of the solvent/DAO phase is manipulated to cause a DAO phase to separate from a solvent phase. The DAO separator 162 is maintained at an elevated temperature and pressure sufficient to effect a separation of the solvent/DAO mixture into solvent and DAO-rich phases. In the DAO separator 162, the heavier DAO phase passes downwardly while the lighter solvent phase passes upwardly. The DAO-rich phase is collected from the bottom of the DAO separator 162 via line 164. The DAO-rich phase is fed to flash tower or DAO stripper 166 where it is stripped to obtain a DAO product via bottoms line 118 and solvent vapor in overhead line 168. Solvent is recovered overhead from DAO separator 162 via line 170. A portion of the diluent recovered in line 170 can be fed to heat exchangers 160 via line 172 and cooled in heat exchangers 160, 173 for recirculation via pump 174 and lines 142, 144. The remaining diluent recovered in line 170 and the diluent recovered from vapor lines 156 and 168 can be condensed in heat exchanger 176, accumulated in surge drum 178 and recycled via pump 180 and line 182. Any excess diluent can be recovered via line 114 and can be returned to heavy oil or bitumen production or mining facilities via a pipeline.

[0040] The DAO separator 162 typically is maintained at a temperature higher than the temperature in the asphaltene separator 140. The pressure level in DAO separator 162 is maintained at least equal to the critical pressure of the solvent when maintained at a temperature equal to or above the critical

temperature of the solvent. Particularly, the temperature level in DAO separator 162 is maintained above the critical temperature of the solvent.

[0041] Any water and salt entering with the total feed 105 can be processed in the asphaltene separator 140. Water will be proportioned into
5 streams 148 and 158 based upon solubility of the water in the respective fractions (as a function of temperature, pressure, diluent type, and others). Water in asphaltene separator 140 bottoms stream 148 can be flashed overhead in asphaltene stripper 152 and collected in overhead stream 156 along with any steam supplied to stripper 152 via line 184.

10 [0042] Water in asphaltene separator 140 overhead stream 158 can be processed in DAO separator 162, and will be proportioned into streams 170, 164 based upon solubility of the water in the respective diluent and DAO fractions. If diluent recycle can result in a sufficient water concentration such that a water phase can form, water can be recovered via line 185 from the DAO
15 separator 162; a water phase can also form in the diluent recycle system (lines 172, 170), or in the DAO bottoms stream.

[0043] If necessary, the portion of the water remaining with DAO separator bottoms stream 164 can be separated from the DAO in water separator 186 and recovered via line 187 prior to feeding the DAO separator 162 bottoms
20 to the DAO stripper 166. For example, water separator 186 can be a flash separator or can be a liquid-liquid separator wherein the DAO separator bottoms stream 164 is cooled in heat exchanger 188 and phase separated in water

separator 186 to recover water and chloride salts, if present, from the DAO via line 187. Water can also be flashed overhead in the DAO stripper 166, combined with any steam injected via line 189 into the DAO stripper 166, and recovered via line 168.

5 [0044] Any water produced overhead in DAO separator 162 can be collected in streams 170, 172. Stream 172 can be cooled in heat exchangers 160, 173, and, if necessary or desired, the water can be separated from the diluent in water separator 190 and recovered via line 191 prior to recycling the water via pump 174. Water in streams 156, 168, 170 can be removed in surge
10 drum 178, with the water recovered via stream 192.

[0045] Foul water streams 185, 187, 191, 192 can be combined to form foul water fraction 112 (see Fig. 2). Water fraction 112 can include salts and hydrogen sulfide in total feed 105, as well as other components, such as a small amount of soluble hydrocarbons, for example.

15 [0046] Often, water is removed from the bitumen or heavy oil prior to transport in pipelines, with substantial salt remaining with the bitumen or heavy oil. If required, seed water stream 194 can be combined with a bitumen or heavy oil feed to form total feed stream 105, facilitating salt removal. Optionally, seed water stream 194 can be used to add additional water to total
20 feed stream 105 to improve the water and salt separations achieved in water separators 186, 190.

[0047] As mentioned above, the produced oil can be mixed with a diluent to produce easily transportable oil, where the diluent is also suitable as a solvent for the solvent deasphalting process 110. If required, an initial charge or makeup solvent can be added to SDA 110 via line 196. Where the diluent
5 supplied with the produced oil varies in composition or ratio from the solvent used in deasphalting process 110, the diluent can be replaced or its quality adjusted by blending with other hydrocarbons upstream or within the deasphalting process 110 and the ratio adjusted by including an internal solvent recycle stream within the deasphalting unit..

10 [0048] As an example of the process as described in Fig. 3, where stream 172 and related equipment are not included, a total feed 105, at a rate of 15,500 m³/day (130,000 barrels (U.S., liquid) per day), contains 1 weight percent water, 27.5 weight percent asphaltene, and 71.5 weight percent DAO. The required solvent to oil ratio for proper deasphalting can be achieved by mixing the feed
15 with recycle solvent streams 142 and 144, comprising 2.3 weight percent water and 97.7 weight percent C5's. The combined stream, having 5.4 weight percent asphaltene, 14.1 weight percent DAO, 78.4 weight percent diluent, and 2 weight percent water, can be fed to asphaltene separator 140, operating at a temperature range of between 149 – 204°C (300 – 400°F) and a pressure of between 2 – 7
20 MPa (290 – 1015 psia), resulting in asphaltene-rich stream 148 and DAO-rich stream 158. Asphaltene-rich stream 148 can have approximately 73.8 weight percent asphaltene, 0.007 weight percent water, and 25.5 weight percent diluent.

DAO-rich stream 158 can have approximately 15.3 weight percent DAO, 2.1 weight percent water, and 82.5 weight percent diluent.

[0049] Asphaltene-rich stream 148 can be fed to asphaltene stripper 152, operating at a temperature range of between 176 – 288°C (350 – 550°F) and a
5 pressure of between 0.05 – 0.2 MPa (7 – 29 psia), resulting in asphaltene stripper overhead stream 156, having approximately 2.6 weight percent water and 97.4 weight percent diluent, exclusive of any steam used in the stripping process; the asphaltene can be recovered in stream 116 essentially free of diluent and water.

10 [0050] DAO rich stream 158 can be heated in heat exchanger 160 and fed to DAO separator 162, operating at a temperature range of between 176 – 260°C (350 – 500°F) and a pressure of between 2 – 7 MPa (290 – 1015 psia), resulting in DAO separator bottoms stream 164, having approximately 71.7 weight percent DAO, 27.6 weight percent diluent, and 0.7 weight percent water.
15 DAO separator overhead stream 170 can comprise approximately 2.5 weight percent water and 97.5 weight percent diluent. Stream 164 can be fed to DAO stripper 166, operating at a temperature range of between 176 – 260°C (350 – 550°F) and a pressure of between 0.05 – 0.2 MPa (7 – 29 psia), resulting in DAO stripper overhead stream 168, having approximately 2.5 weight percent
20 water and 97.5 weight percent diluent, exclusive of any steam used in the stripping process; the DAO can be recovered in stream 118 essentially free of diluent and water.

[0051] Solvent-rich streams 156, 168, 170 can be collected and cooled in heat exchanger 176. The resulting stream can be received in water separator 178, where a fraction of the water can be recovered, and the remaining water and solvent recycled in stream 142.

5 [0052] All patents, patent applications, and other documents referred to herein are hereby incorporated by reference in their entirety for purposes of U.S. patent practice and other jurisdictions where permitted.

[0053] Numerous embodiments and alternatives thereof have been disclosed. While the above disclosure includes the best mode belief in carrying
10 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.

CLAIMS

What is claimed is:

1. An integrated process for transporting and upgrading heavy oil or bitumen, comprising:
 - 5 diluting the heavy oil or bitumen with a diluent comprising a hydrocarbon having from 3 to 8 carbon atoms to form a mixture;
transporting the mixture to a solvent deasphalting unit;
solvent deasphalting the mixture to recover an asphaltene fraction, a
deasphalted oil fraction essentially free of asphaltenes, and a solvent
10 fraction comprising said diluent;
recycling at least a portion of the recovered solvent as the diluent to the
heavy oil or bitumen dilution.
 2. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen has an API gravity from 2 to 15.
 - 15 3. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen has a total acid number between 0.5 and 6.
 4. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen has a basic sediment and water content from 0.1 to 6 weight percent.
 5. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen contains water, and
20 the solvent deasphalting includes sour water recovery wherein the
deasphalted oil fraction is essentially free of water.

6. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen contains chloride salts, and the solvent deasphalting includes desalting downstream from an asphaltene separator wherein the deasphalted oil fraction is essentially free of chloride salts.
- 5 7. The process of claim 6 comprising injecting water into the mixture at or upstream from the solvent deasphalting to facilitate said desalting.
8. The process of claim 1 wherein asphaltene separation conditions, a deasphalted oil separator and solvent stripping of deasphalted oil in the solvent deasphalting comprise a temperature of 232°C (450°F) or less.
- 10 9. The process of claim 1 wherein the dilution of the heavy oil or bitumen comprise a ratio of from 1 to 10 parts by weight diluent per part by weight heavy oil or bitumen.
10. The process of claim 1 wherein the solvent deasphalting is at a ratio of from 1 to 10 parts by weight solvent per part by weight heavy oil or bitumen.
- 15 11. The process of claim 1 wherein the solvent comprises a hydrocarbon having 3 to 8 carbon atoms or a combination thereof.
12. The process of claim 1 wherein the solvent comprises a hydrocarbon having 4 to 7 carbon atoms or a combination thereof.
13. The process of claim 1 wherein the solvent comprises a hydrocarbon having 5 or 6 carbon atoms or a combination thereof.
- 20 14. The process of claim 1 wherein the heavy oil or bitumen is free of desalting upstream from the solvent deasphalting.

6/

15.A process for upgrading a total feed comprising heavy oil or bitumen with solvent and water, comprising:

supplying the total feed to an asphaltene separator at asphaltene separation conditions to produce an asphaltene-rich stream and an asphaltene-lean stream;

stripping solvent from the asphaltene-rich stream to form an asphaltene fraction essentially free of water and recover a first solvent stream to a solvent recovery system;

separating the asphaltene-lean stream in a deasphalted oil separator to form a deasphalted oil stream and recover a second solvent stream to the solvent recovery system;

stripping solvent from the deasphalted oil stream to form a deasphalted oil fraction essentially free of water and recover a third solvent stream to the solvent recovery system;

separating water from the solvent recovery system; and recovering water from the deasphalted oil separator, the deasphalted oil stream, or a combination thereof.

16.The process of claim 15 wherein the total feed comprises heavy oil or bitumen with an API gravity from 2 to 15 on a solvent free basis.

17.The process of claim 15 wherein the total feed has a total acid number between 0.5 and 6 on a solvent free basis.

18. The process of claim 15 wherein the total feed has a basic sediment and water content from 0.1 to 6 weight percent on a solvent free basis.
19. The process of claim 15 wherein the water recovery comprises cooling the deasphalted oil stream and recovering an aqueous phase prior to the solvent stripping of the deasphalted oil stream.
20. The process of claim 19 wherein the total feed comprises chloride salts.
21. The process of claim 20 wherein chloride salts are removed with the recovered aqueous phase.
22. The process of claim 20 wherein chloride salts are recovered with the asphaltene fraction.
23. The process of claim 17 wherein the asphaltene separation conditions, the deasphalted oil separator and the solvent stripping of the deasphalted oil comprise a temperature of 232°C (450°F) or less.
24. The process of claim 15 comprising recycling solvent from the solvent recovery system through a solvent recycle line to the asphaltene separator.
25. The process of claim 24 wherein the solvent recovery system includes a solvent return line from the second solvent stream, through a cross-exchanger for heating the asphaltene-lean stream, and to the solvent recycle line.
26. The process of claim 25 wherein the water recovery comprises cooling solvent in the solvent return line and recovering a water stream by phase separation upstream from the solvent recycle line.

27. The process of claim 15 comprising recovering a water-rich stream from the deasphalted oil separator.
28. The process of claim 15 wherein the solvent stripping from the asphaltene-rich stream and the deasphalted oil stream comprises steam stripping.
- 5 29. The process of claim 15 wherein the total feed comprises hydrogen sulfide, and the recovered water, separated water or both include hydrogen sulfide.
30. The process of claim 15 further comprising the steps of pipelining excess solvent from the solvent recovery system to heavy oil or bitumen production at a remote location, diluting the heavy oil or bitumen with the excess
10 solvent to form the total feed, and pipelining the total feed to the asphaltene separator.
31. The process of claim 15 comprising adding water into the total feed upstream from the asphaltene separator.
32. The process of claim 15 wherein the solvent comprises a hydrocarbon
15 having from 3 to 8 carbon atoms or a combination thereof.
33. The process of claim 15 wherein the solvent comprises a hydrocarbon having 4 to 7 carbon atoms or a combination thereof.
34. The process of claim 15 wherein the solvent comprises a hydrocarbon having 5 or 6 carbon atoms or a combination thereof.
- 20 35. Apparatus for upgrading a total feed comprising heavy oil or bitumen with solvent and water, comprising:

64

means for supplying the total feed to an asphaltene separator at asphaltene separation conditions to produce an asphaltene-rich stream and an asphaltene-lean stream;

5 means for stripping solvent from the asphaltene-rich stream to form an asphaltene fraction essentially free of water and recover a first solvent stream to a solvent recovery system;

means for separating the asphaltene-lean stream in a deasphalted oil separator to form a deasphalted oil stream and recover a second solvent stream to the solvent recovery system;

10 means for stripping solvent from the deasphalted oil stream to form a deasphalted oil fraction essentially free of water and recover a third solvent stream to the solvent recovery system;

means for separating water from the solvent recovery system; and

15 means for recovering water from the deasphalted oil separator, the deasphalted oil stream, or a combination thereof.

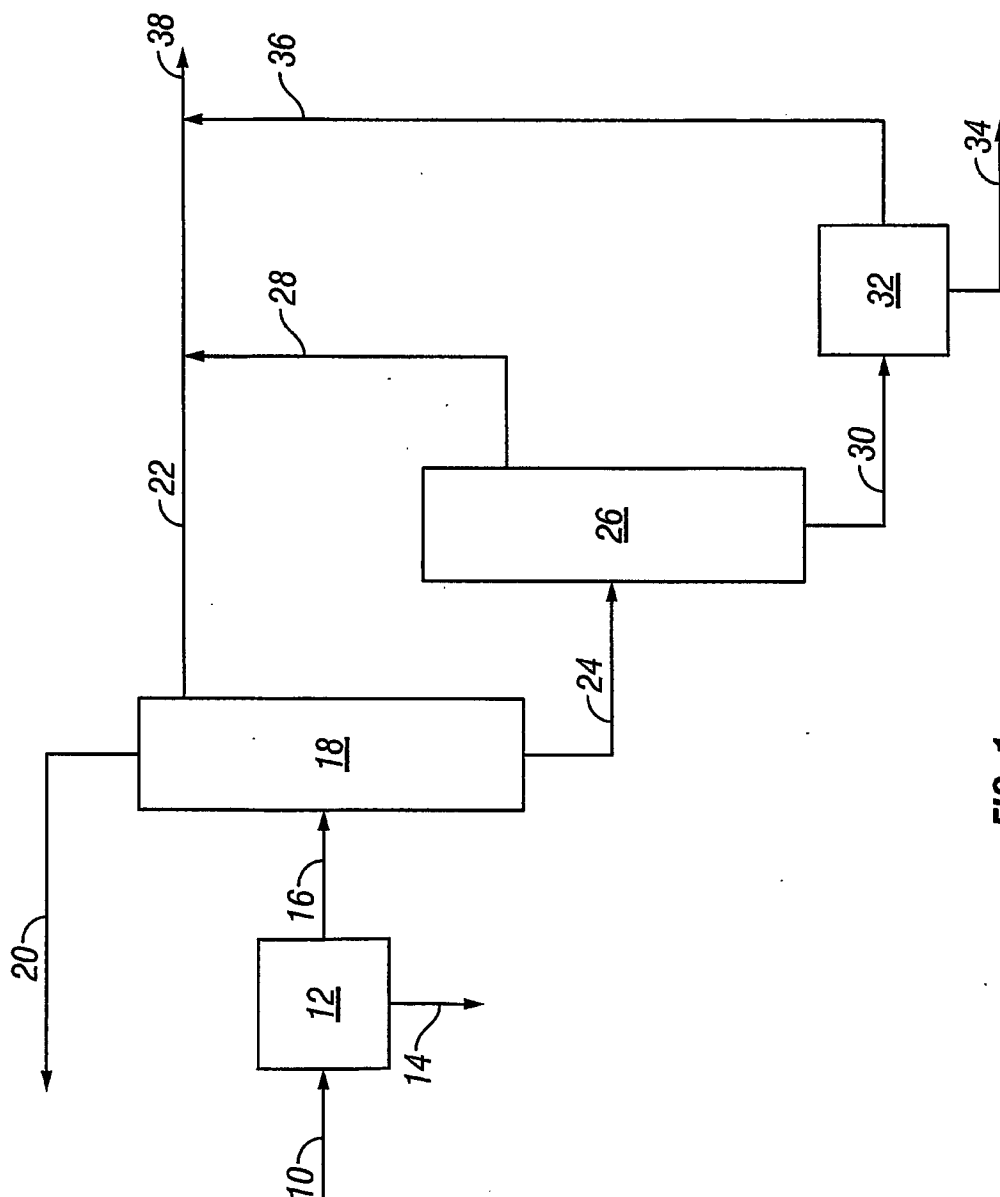


FIG. 1
(Prior Art)

5

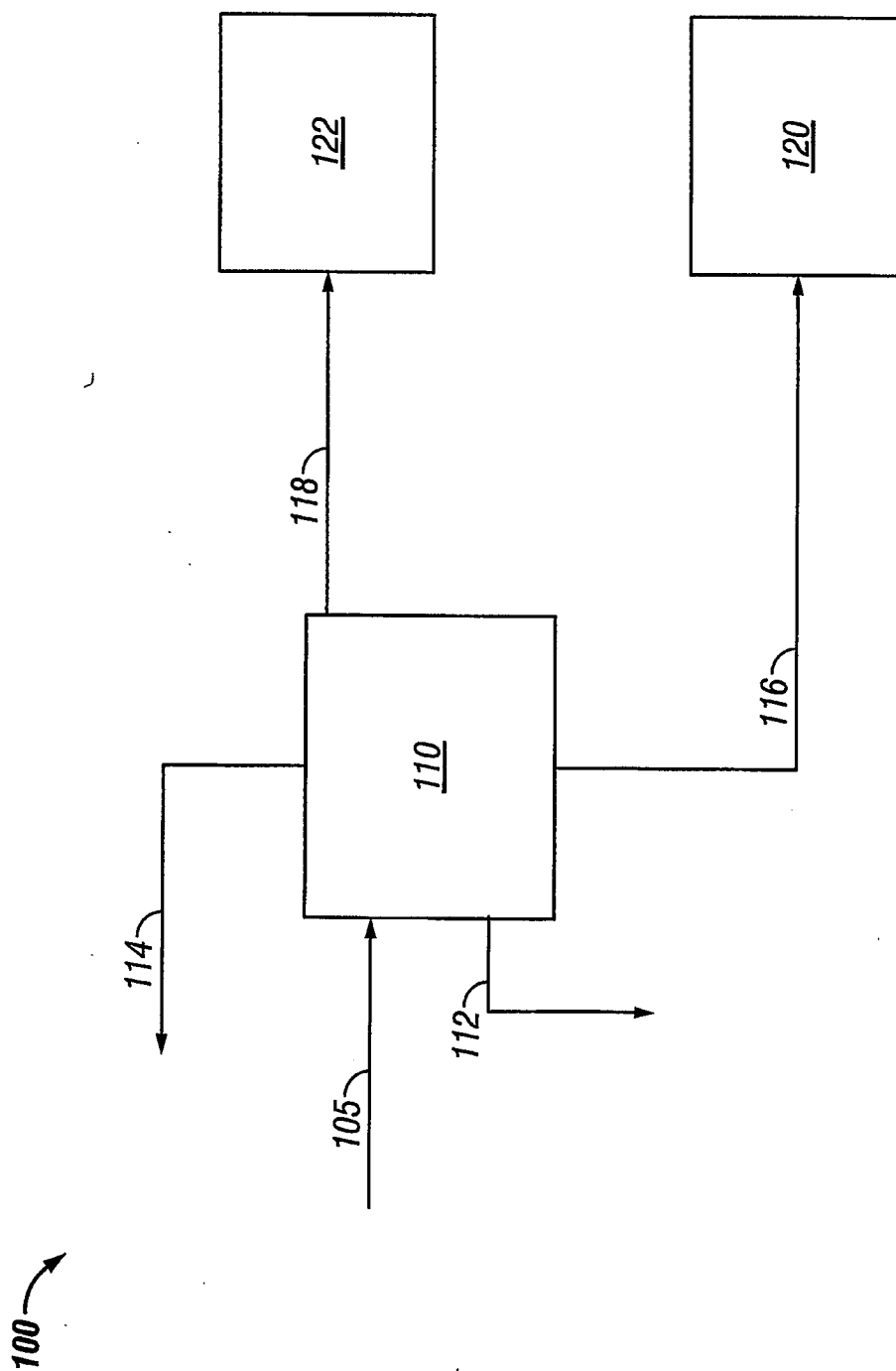


FIG. 2

110 →

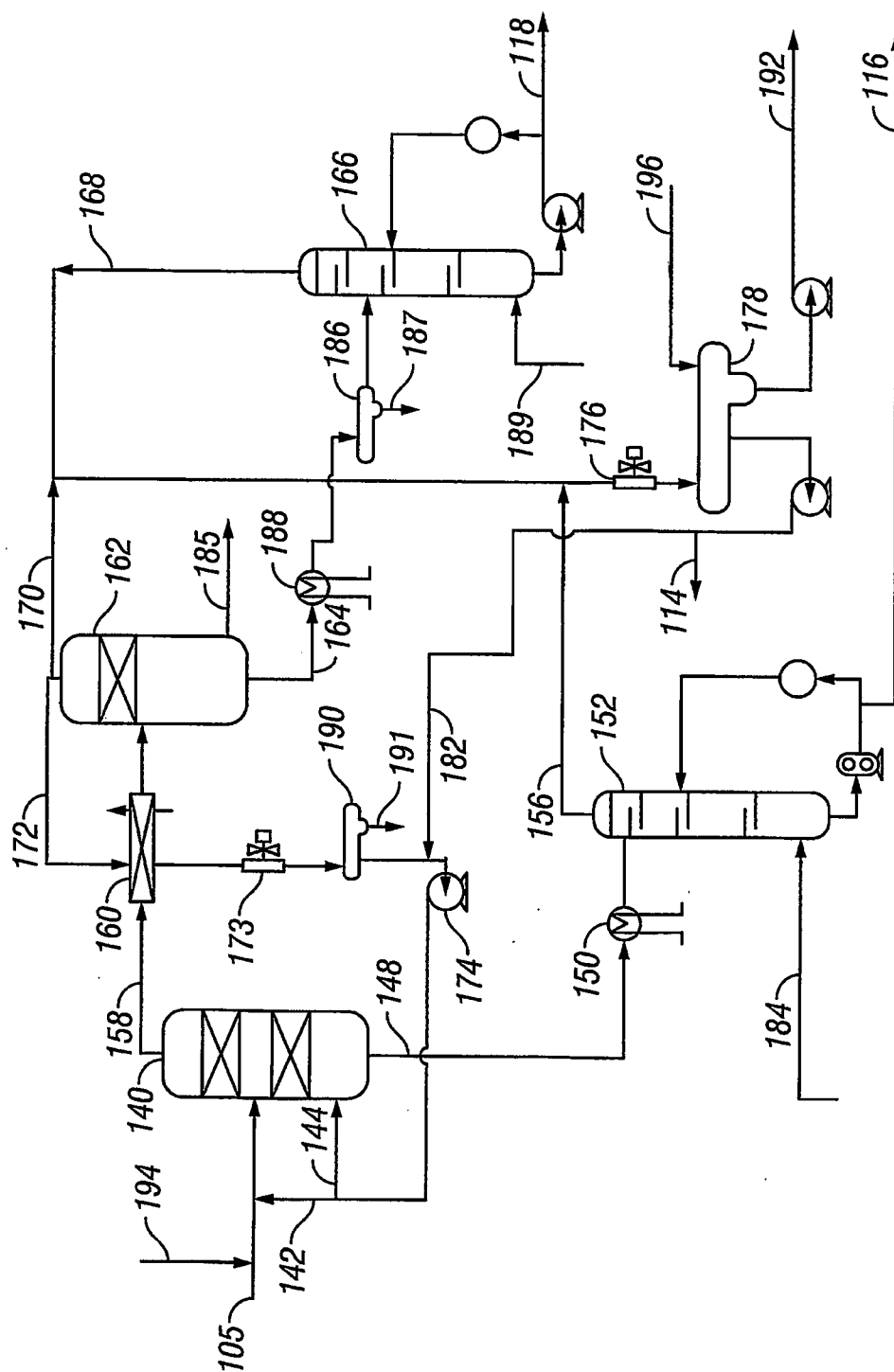


FIG. 3

MEJORA EN LA PRODUCCIÓN DE BITUMEN CON DISOLVENTES COMUNES O
DIFERENTES

Antecedentes de la Invención

[0001] La presente invención se relaciona de manera general con la mejora de los petróleos crudos y los bitúmenes. Más particularmente, la presente invención se relaciona con un proceso para la mejora de petróleos crudos y bitúmenes que incluye una o más de las etapas de producción, desalinizado, desaguado, fraccionamiento, extracción con disolvente, coquificación retardada, craqueo térmico, craqueo catalítico fluido e hidrotratamiento y/o hidrocrqueo para producir crudo sintético y/o nafta, destilado y corrientes de gasóleo.

[0002] Los refinadores continúan buscando métodos mejorados para procesar y convertir los recursos de petróleos crudos pesados en petróleos más útiles y productos finales. Los crudos más pesados, que pueden incluir bitúmenes, bitúmenes provenientes de arena impregnada de urea y otros petróleos pesados poseen problemas de procesamiento debido a la presencia de sales, metales, y ácidos orgánicos. Los bitúmenes y los petróleos pesados son extremadamente viscosos, dando como resultado problemas en el transporte de las materias primas por los medios tradicionales. Los

petróleos pesados y los bitúmenes deben ser mantenidos a temperaturas elevadas para permanecer fluidos y/o mezclados con un diluyente de hidrocarburo más liviano para el transporte por conductos. El diluyente puede ser costoso y se incurre en costos adicionales en el transporte de este al sitio donde ocurre la producción.

[0003] Adicionalmente, al agua de ocurrencia natural en los petróleos, comúnmente conocida como agua producida, contiene sales. Esta agua en algunos procesos se evapora para cumplir con las especificaciones de las teorías de conducción para contenido de agua. Las sales son dejadas así en el petróleo y luego transportadas con el petróleo pesado o bitumen o con petróleo pesado o bitumen diluido en disolvente.

[0004] La Figura 1 ilustra uno de los esquemas de proceso para el procesamiento del petróleo pesado o bitumen para convertirlo y recuperar los productos de hidrocarburo útiles. La alimentación de petróleo crudo pesado 10 producido de un pozo, mediante un método de producción in situ tal como un drenaje por gravedad ayudado por vapor (SAGD) o mediante una operación de minería, se puede mezclar con un diluyente para mantener la viscosidad de la mezcla en un rango deseado para el transporte de la refinería u otras instalaciones para el procesamiento, y también puede incluir agua, sales, metales, limo, etc. La alimentación total 10 es idealmente primero

procesada para remover el agua y la sal proveniente de los hidrocarburos en un desalinizador 12; el agua y la sal se pueden recuperar por vía de la corriente 14.

[0005] Los hidrocarburos se pueden recuperar en la corriente 16 y alimentar la unidad de crudo o de destilación atmosférico 18 para recuperar el diluyente 20 y para obtener nafta en tanda directa, destilados, gasóleo y similares, recuperados en la corriente 22. El diluyente 20 se puede recuperar y regresar a la producción de petróleo pesado o bitumen o a las instalaciones de minería por vía de un conducto de conducción. El residuo de los fondos de la torre atmosférica (ATB) 24 es un disolvente además procesado para incrementar el rendimiento de los productos más valiosos, por ejemplo nafta, destilados y gasóleo. El residuo ATB 24 puede contener una gran proporción de hidrocarburos que bullen a aproximadamente 565°C (1050°F), así como también nitrógeno, azufre, y compuestos organometálicos, y residuos de carbono Conradson (CCR), y pueden ser difíciles de procesar. Frecuentemente, una torre de destilación por vacío 26 se empleó para recuperar gasóleo de vacío 28 proveniente del residuo ATB 24. El residuo de los fondos de la torre de vacío (VTB) 30 es aún más concentrado en los hidrocarburos con alto punto de ebullición, por ejemplo, que bullen normalmente a más de 565°C (1050°F), así como también CCR, azufre, nitrógeno y compuestos organometálicos.

[0006] En un procesamiento típico de refinería con una torre de destilación por vacío 26, el residuo VTB 30 (y/o el residuo ATB 24) se pueden alimentar al desasfaltado con disolvente 32 (SDA). El desasfaltado con disolvente 32 contacta el residuo con propano, butano, pentano, hexano, o una combinación de estos, o un disolvente similar 8^a condiciones subcríticas o supercríticas, por ejemplo, la extracción supercrítica de petróleo de residuo ROSE®; u otros procesos pueden incluir DEMEX y SOLVAHL, o un desasfaltante con disolvente convencional) para separar los asfaltenos 34 del petróleo desasfaltado (DAO) 36 (y/o la resina). El DAO 36 tiene niveles más bajos de CCR, azufre, nitrógeno, y metales que la alimentación de aceite residual atmosférico/aceite residual de vacío en razón a que estos constituyentes son desproporcionadamente retenidos con asfaltenos 34.

[0007] Los productos 22, 28 obtenidos de la torre atmosférico 18 y de la torre de vacío 26, así como también el DAO 36 proveniente de la desasfaltación con disolvente 32 se puede combinar para formar una corriente de destilado 38. La corriente de destilado 38 o las corrientes de producto individuales 22, 28, 36 son usualmente adicionalmente procesadas para mejorar los hidrocarburos y remover el nitrógeno adicional y el azufre con el fin de facilitar el procesamiento en las unidades de craqueo catalítico, unidades de tratamiento e hidrocraqueo de cualquier tipo, y similar, sin envenenar prematuramente sus catalizadores.

[0008] El proceso típico de la Figura 1 para la separación y mejora de la alimentación de petróleo pesado o bitumen en los productos útiles involucra varias etapas de procesamiento y puede requerir una inversión de capital sustancial. Adicionalmente, el bitumen o la alimentación de petróleo pesado pueden incluir especies ácidas. Cualquier ácido en la alimentación de bitumen o petróleo pesado puede también requerir el uso de metalurgia costosa el equipo de fraccionamiento usualmente operativo por encima de los 232°C (450°F).

[0009] En la patente U.S. No. 4,875,998, Rendall describe la extracción de petróleo de bitumen provenientes de arenas impregnadas con brea con agua caliente. Otros procesos de extracción de agua o disolvente se describen en las Patentes U.S. Nos. 4,160,718 de Renadall; 4,347,118 de Funk, et al; 3,925,189 de Wicks, III; y 4,424,112, de Rendall.

[0010] Oreas referencias representativas dirigidas a la producción de petróleo crudo proveniente de arenas impregnadas de breva incluyen una solicitud de patente canadiense 2,069,515 de Kovalsky; la Patente US 5,046,559 de Glandt; la Patente US 5,318,124 de Ong et al; la Patente US 5,215,146 de Sánchez; y Good, "shell/Aostra Peace River Horizontal Well Demonstration Project", la sexta conferencia

unitar sobre crudos pesados y arenas impregnadas de brea (1995).

[0011] La extracción con disolvente del petróleo de residuo se ha conocido desde los años 30, como se describió previamente en la Patente US No. 2,949, 920, de Darwin. Otras técnicas representativas de desasfaltado con disolvente que utilizan condiciones de disolvente supercríticas se describen, por ejemplo, en publicaciones tales como Northup et al., "Advances in Solvent Deasphalting Technology", presentada en la Reunión Anual NPRA de 1996, San Antonio, Texas, Marzo 17-19, 1996, y Nelson et al; "Rose®: The Energy-Efficient, Bottom-of-the Barrel Alternative", Presentada en la Reunión AIChE de primavera de 1985, Houston, Texas, Marzo 24-25, 1985, todas las cuales se incorporaron aquí como referencia. Las técnicas mejoradas en la extracción de disolvente se han descrito en la Patente US NO. 5,843,303 de Ganeshan. La Patente US No. 6,357,526 describe un proceso y sistema que integra la mejora de petróleo pesado o bitumen en el sitio y la recuperación de energía para la producción de drenaje por gravedad ayudado por vapor (SAGD) de petróleo pesado o bitumen que se mantiene a temperatura elevada para el bombeo a la unidad de mejora.

RESUMEN DE LA INVENCION

[0012] El proceso de la presente invención puede disminuir las inversiones de capital requeridas, disminuir los costos operativos, mejorar la confiabilidad operativa y puede simplificar grandemente las etapas de procesamiento necesarias para procesar una alimentación total del petróleo pesado o bitumen proveniente de la minería o SAGD u otros métodos de producción in situ. La invención se puede utilizar un diluyente para transportar el petróleo pesado o bitumen a una unidad desasfaltante con disolvente, que puede utilizar convenientemente el diluyente como el disolvente de extracción del petróleo desasfaltado (DAO). El disolvente recuperado dentro de la unidad desasfaltante es luego regresado al sitio del petróleo pesado o de producción de bitumen para uso como un diluyente. Alternativamente la invención puede utilizar una combinación de disolventes para el petróleo desasfaltante, por ejemplo donde uno de los componentes de la combinación puede ser el diluyente utilizado para transportar el aceite pesado o el bitumen. El disolvente puede, cuando sea necesario ser fraccionado para recuperar el diluyente para regresar al sitio de producción. La siguiente invención puede procesar la alimentación de petróleo pesado total o bitumen, eliminando así la necesidad de la desalinización y fraccionamiento frontal. La desalinización y la separación de agua en una modalidad se pueden efectuar en una operación modificada desasfaltante con disolvente.

[0013] En una modalidad, la presente invención suministra un proceso integrado para transportar y mejorar el petróleo pesado o bitumen, que comprende: diluirle petróleo pesado o bitumen con un diluyente que comprende un hidrocarburo que tiene de 3 a 8 átomos de carbono principalmente para el propósito de formar una mezcla bombeable, por ejemplo, a condiciones de temperatura ambiente de la tubería de conducción; transportar la mezcla, por ejemplo, por vía de una tubería de conducción, a una unidad desasfaltante con disolvente que puede estar en un sitio remoto; desasfaltar con disolvente la mezcla para recuperar una fracción de asfalteno, una fracción de petróleo desasfaltado esencialmente libre de asfaltenos, y una fracción disolvente que comprende dicho diluyente; reciclar donde se requiera una porción del disolvente recuperado como el diluyente para el petróleo pesado o bitumen.

[0014] El petróleo pesado o bitumen puede tener una gravedad API de 2 a 15. El petróleo pesado o bitumen puede tener un número ácido total de entre 0.5 o 6. El petróleo pesado o bitumen puede tener un contenido de sedimento básico y agua (BS&W) de 0.1 a 6% en peso. El petróleo pesado o bitumen puede contener más de 1.4 g de sal de cloruro por m³ (0.5 g por 1000 barriles de 42 galones de crudo, o más de 2.85 g/m³ de sal de cloruro (1 g por 1000 barriles de 42 galones de crudo) en otra modalidad.

[0015] Como se utiliza aquí, "esencialmente libre de" un componente significa que tiene menos de 0.1% en peso de ese componente, o menos de 0.01% en peso y en otro componente. "esencialmente libre de agua" significa menos de 0.1 por ciento en peso de agua, o menos de 0.01 por ciento en peso.

[0016] El petróleo pesado o bitumen puede contener agua, y el desasfaltante con disolvente puede incluir recuperación de agua conocida en donde la fracción de petróleo desasfaltada está esencialmente libre de agua. El petróleo pesado o bitumen también puede contener sales de cloruro, y los desasfaltantes provenientes de la desasfaltación con disolvente para facilitar la desalinización.

[0017] En una modalidad la separación del asfaleno, el separador de petróleo desasfaltado, y la destilación con disolvente del petróleo desasfaltado durante la desasfaltación con disolvente puede ocurrir a una temperatura de 232°C (450°F) o menos disminuyendo el ataque del ácido orgánico y minimizando la necesidad de metal de desasfaltación alto en equipos de desasfaltación con disolvente.

[0018] El petróleo pesado o bitumen diluido puede tener una proporción de 1 a 10 partes en peso de diluyente por parte en peso de petróleo pesado o bitumen. La desasfaltación

con disolvente puede tener una proporción de desde 1 a 10 partes en peso de disolvente por partes en peso de petróleo pesado o bitumen.

[0019] El disolvente puede ser un hidrocarburo que tiene de 3 a 8 átomos de carbono o una combinación de estos. En otra modalidad el disolvente puede ser un hidrocarburo que tiene de 4 a 7 átomos de carbono, o una combinación de estos, por ejemplo, nafta. En otra modalidad, el disolvente puede ser un hidrocarburo que tiene 5 o 6 átomos de carbono o una combinación de estos. El proceso de la presente invención puede operar sin la desalinizar la corriente de petróleo pesado o bitumen de la desasfaltación con disolvente. La desasfaltación con disolvente puede operar sobre la alimentación de petróleo pesado o bitumen sin ningún pretratamiento.

[0020] En otra modalidad, la presente invención suministra un proceso para mejorar la alimentación total que comprende petróleo pesado bitumen con disolvente y agua, que comprende: suministrar una alimentación total a un separador de asfaleno en condiciones de separación de asfaleno para producir una corriente rica en asfaleno y una corriente pobre en asfaleno; destilar disolvente de la corriente rica en asfaleno para formar una fracción de asfaleno esencialmente libre de agua y recuperar una primer corriente disolvente a un sistema de recuperación de disolvente;

separar la corriente por el asfaleno en un separador de petróleo desasfaltado para formar una corriente de petróleo desasfaltado y recuperar una segunda corriente de disolvente al sistema de recuperación de disolvente; destilar disolvente de la corriente de petróleo desasfaltada para formar una fracción de petróleo desasfaltada esencialmente libre de agua y recuperar la tercer corriente de disolvente al sistema de recuperación de disolvente; separar el agua del sistema de recuperación de disolvente; y recuperar el agua del separador de petróleo desasfaltado, la corriente de petróleo desasfaltada, a una combinación de estos.

[0021] La alimentación total puede comprender aceite pesado o bitumen con una gravedad API de 2 a 15 sobre una base libre de disolvente. La alimentación total puede tener un número ácido total entre 0.5 y 6 sobre la base libre de disolvente. La alimentación total puede tener un sedimento básico y contenido de agua de 0.1 a 6% en peso sobre una base libre de disolvente. La alimentación total puede comprender sales de cloruro.

[0022] La recuperación de agua puede incluir enfriar la corriente de petróleo desasfaltada y recuperar una fase acuosa antes de la destilación de disolvente de la corriente de petróleo desasfaltada. En otra modalidad, las sales de cloruro se remueven con la fase acusa recuperada. En otra

modalidad, las sales de cloruro son recuperadas con la fracción de asfaleno.

[0023] El proceso de la presente invención puede incluir reciclar disolvente del sistema de recuperación de disolvente a través de una línea de reciclamiento de disolvente al separador de asfaleno. El sistema de recuperación de disolvente puede incluir una línea de retorno de disolvente desde la segunda corriente de disolvente, a través de un intercambiador cruzado para calentar la corriente pobre en asfaleno, y a la línea de reciclamiento de disolvente.

[0024] La recuperación de agua puede incluir enfriar disolvente en la línea de retorno de disolvente y recuperar una corriente de agua mediante la separación de fase corriente arriba de la línea de reciclamiento de disolvente. El proceso de la presente invención puede incluir recuperar una corriente rica en agua proveniente de un separador de petróleo desasfaltado.

[0025] La destilación de disolvente proveniente de la corriente rica en asfaleno y la corriente de petróleo desasfaltada puede comprender una destilación de vapor. La alimentación total puede incluir sulfuro de hidrógeno, y agua recuperada, agua separada o ambas pueden incluir sulfuro de hidrógeno.

[0026] El proceso de la presente invención puede además incluir las etapas de enviar por el conducto de tubería disolvente desde el sistema de recuperación de disolvente a la recuperación de petróleo pesado o bitumen en un sitio remoto, diluyendo el petróleo pesado o bitumen con el exceso de disolvente para formar la alimentación total y enviar por el conducto de tubería la alimentación total al separador de asfaleno.

[0027] El proceso puede incluir agregar agua en la alimentación total corriente arriba desde el separador de asfaleno. El disolvente puede ser un hidrocarburo que tiene de 3 a 8 átomos de carbono o una combinación de estos. En otras modalidades, el disolvente puede ser un hidrocarburo que tiene 4 a 7 átomos de carbono, o 5 a 6 átomos de carbono, o una combinación de estos.

[0028] La presente invención también proporciona un aparato para mejorar una alimentación total que comprende aceite pesado o bitumen con disolvente y agua, que comprende: medios para suministrar alimentación total a un separador de asfaleno en condiciones de separación de asfaleno para producir una corriente rica en asfaleno y una corriente pobre en asfaleno; medios para destilar disolvente de la corriente rica en asfaleno para formar una fracción de asfaleno esencialmente libre de agua para recuperar una primer corriente de disolvente a un sistema de recuperación

de disolvente; medios para separar la corriente pobre en asfaleno en un separador de petróleo desasfaltado para formar una corriente de petróleo desasfaltada y recuperar una segunda corriente de disolvente al sistema de recuperación de disolvente; medios para destilar disolvente desde la corriente de petróleo desasfaltada para formar una fracción de petróleo desasfaltada y medios para recuperar agua del separador de metal de desasfaltado, la corriente de petróleo desasfaltada, o una combinación de estos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS

[0029] Para una descripción más detallada de las modalidades ilustradas de la presente invención, se hará ahora referencia a los dibujos que acompañan, en donde:

[0030] La Figura 1 ilustra un diagrama de flujo del proceso típico de la técnica anterior para procesar bitumen y petróleo pesado.

[0031] La Figura 2 muestra un proceso de acuerdo a una modalidad de la invención para mejoramiento parcial de la fuente de alimentación de aceite pesado o bitumen que utiliza un proceso ROSE® modificado para procesar la alimentación total.

[0032] La Figura 3 muestra un diagrama de flujo simplificado del proceso ROSE® modificado de la Figura 2.

DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

[0033] El proceso de la presente invención puede disminuir la inversión de capital requerida, disminuir los costos de operación, y simplificar grandemente las etapas de procesamiento necesarias para procesar una alimentación total proveniente de la minería o producción de petróleo pesado o bitumen, como será fácilmente evidenciado por la siguiente descripción. El proceso de la presente invención puede eliminar el desalinizador, las unidades de destilación atmosférica y de vacío, simplificando así el esquema de procesamiento total y reduciendo el capital requerido cuando se construye una planta.

[0034] El petróleo producido, el petróleo pesado o bitumen, se puede mezclar con un diluyente para producir petróleo fácilmente transportable, donde el diluyente también es adecuado como un solvente para desasfaltación de solvente. El diluyente puede ser hidrocarburo que tiene de 3 a 8 átomos de carbono, a una combinación de estos. El petróleo pesado o bitumen diluido puede tener una proporción de 3 a 10 partes en peso de diluyente por partes en peso de petróleo pesado o bitumen.

[0035] En ciertas modalidades, el petróleo pesado o bitumen puede tener un sedimento básico y un contenido de agua (BS&W) de 0 a 6% o más, sobre una base libre de diluyente. En otras modalidades, el petróleo pesado o bitumen puede incluir sales, algunas de las cuales son sales de cloruro, en donde el contenido de sales del petróleo pesado o bitumen es mayor de 0.23 kg (0.5 libras) de sal por 159 m³ (1000 barriles) de petróleo pesado o bitumen, sobre una base libre de diluyente. En otras modalidades, el petróleo pesado o bitumen puede incluir sulfuro de hidrógeno.

[0036] En relación a la Figura 2, en una modalidad del proceso 100 de la presente invención una alimentación total 105 (que incluye el petróleo producido, diluyente y cualquier agua, limo, y sales) se pueden alimentar directamente a una unidad desasfaltante con solvente 110.

[0037] La unidad desasfaltante 110 puede separar la alimentación total 105 en una reacción de agua 112, la fracción diluyente 114, la fracción desasfaltante 116, y la fracción de petróleo desasfaltado 118. La unidad desasfaltante con solvente 110 puede operar a temperaturas moderadas (principalmente menos de 232°C (450°F), por ejemplo) y puede efectivamente reducir la necesidad de metalurgia alta. La unidad desasfaltante con solvente 110 puede ser convencional, empleando equipo y metodologías para desasfaltar con solvente las cuales están ampliamente

disponibles en la técnica, por ejemplo, bajo las designaciones comerciales ROSE®, SOLVAHL, DEMEX, o similares, o puede ser un proceso modificado ROSE® como se describe adelante con referencia a la Figura 3.

[0038] La fracción de asfalteno 116 puede ser expedida para un proceso 120 en donde el asfalteno puede ser mejorado o utilizado ventajosamente de otra forma para la generación de energía. Por ejemplo, los asfaltenos 116 se pueden paletizar, utilizados para producir asfalto, procesados en un coquificador proceso de gasificación, o quemado para producir vapor, o convertido en asfalto para pavimento de carreteras. La fracción de aceite desasfaltada 118 se puede expedir a otros procesos de mejoramiento (122) tales como hidrotratamiento, unidades de craqueo catalítico fluido de hidrocraqueo, procesos de craqueo de visco reducción y térmico, etc. o se podría simplemente mezclar en un combustible u otras corrientes de producto. Para una alimentación total 105 que tenga un contenido de metal alto, el DAO se puede suministrar a una unidad de FCC que tenga un catalizador de actividad de conversión bajo para la remoción de metales, (ver, por ejemplo, Serie US No. 10/711, 176, presentada en Agosto 30, 2004 por Iqbal et al).

[0039] La Figura 3 ilustra un diagrama de flujo simplificado de una modalidad de la unidad desasfaltante de solvente modificado 110. La alimentación total 105 se

suministra al separador de asfaleno 140. El diluyente o disolvente adicional, si es necesario, se puede introducir por vía de las líneas 142 y 144 en la línea de alimentación 105 y el separador de asfaleno 140, respectivamente. Si se desea, todo o parte del solvente se puede introducir en el conducto de alimentación 105 por vía del conducto 142. Si se desea, un elemento de mezcla convencional 146 se puede emplear para mezclar en el disolvente introducido desde el conducto 142.

El separador de asfaleno 140 contiene elementos de contacto convencionales tales como bandejas de burbujeo, elementos de empaque tales como anillos o caballetes, empaque estructural tal como el disponible bajo el nombre comercial ROSEMAX, o similares. En el separador de asfaleno 140, la admisión total 105 se separa en una fase de aceite desasfaltado (DAO)/disolvente, y una fase de asfaleno. La fase más liviana DAO/disolvente pasa hacia arriba mientras que la fase más pesada de asfaleno viaja hacia abajo a través del separador 140. La fase de asfaleno se recolecta desde el fondo del separador de asfaleno 140 por vía del conducto 148, calentado en el intercambiador de calor 150 y administrado a la torre de destilación o destilador de asfaleno 152. La fase de asfaleno se destila del solvente en el destilador de asfaleno 152. El asfaleno se recupera como productos de fondo en el conducto 116, y el vapor del disolvente por encima en el conducto 156.

El separador de asfaleno 140 se mantiene en una temperatura y presión elevadas suficientes para efectuar una separación del residuo de petróleo y mezcla de disolvente en una fase DAO/disolvente y una fase de asfaleno. Típicamente, el separador de asfaleno 140 se puede mantener en una temperatura subcrítica del disolvente y en un nivel de presión al menos igual a la presión crítica del disolvente.

La fase DAO/disolvente se puede recolectar por encima del separador de asfaleno 140 por vía del conducto 158 y calentado convencionalmente por vía del intercambiador de calor 160, que puede integrar recuperación de calor e intercambio de calor convencional según se requiera. La fase DAO/disolvente caliente se puede suministrar luego a un separador DAO 162.

Como es bien sabido, la temperatura y presión de la fase DAO/disolvente se manipula para originar una fase DAO para separar de una fase de disolvente. El separador DAO 162 se mantiene en una temperatura elevada y presión suficiente para efectuar una separación de la mezcla DAO/disolvente en un disolvente y fases ricas en DAO. El separador DAO 162, la fase DAO más pesada pasa hacia abajo mientras que la fase de disolvente más liviana pasa hacia arriba. La fase rica en DAO se administra a una torre de destilación o destilador 166 mientras se destila para obtener un producto DAO por vía del

conducto de fondo 118 y el vapor del disolvente en la parte superior del conducto 168. El disolvente se recupera por encima del separador DAO 162 por vía del conducto 170. Una porción del diluyente recuperado en el conducto 170 se puede administrar a los intercambiadores de calor 160 por vía del conducto 172 y enfriado en intercambiadores de calor 160, 173 por recirculación por vía de bomba 174 y conductos 142, 144. El diluyente restante recuperado en la línea 170 y el diluyente recuperado de los conductos de vapor 156 y 168 se pueden condensar en el intercambiador de calor 176, acumulado en el tambor de compensación 178 y reciclado por vía de la bomba 180 y el conducto 182. Cualquier exceso de diluyente se puede recuperar por vía del conducto 114 y se puede regresar a las instalaciones de minería o producción de bitumen o petróleo crudo por vía de un oleoducto.

[0040] El separador DAO 162 se mantiene típicamente en una temperatura mayor de la temperatura en el separador de asfalteno 140. El nivel de presión en el separador DAO 162 se mantiene al menos igual a la presión crítica del disolvente cuando se mantiene en una temperatura igual a o por encima de la temperatura crítica del disolvente. Particularmente, el nivel de temperatura en un separador DAO 162 se mantiene por encima de la temperatura crítica del disolvente.

[0041] Cualquier cantidad de sal y agua que entren con la el suministro total 105 se pueden procesar en el separador de

asfalteno 140. El agua se da proporcionada en las corrientes 148 y 158 basado en la solubilidad del agua en las respectivas fracciones (como una función de la temperatura, presión, tipo de diluyente, y otros) el agua en el separador de asfalteno 140 llega al fondo de la corriente 148 que se puede dirigir por encima en el destilador de asfalteno 152 y recolectar en la corriente de la parte superior 156 junto con cualquier vapor suministrado al destilador 152 por vía de conducto 184.

[0042] El agua en el separador de asfalteno 140 por encima de la corriente 158 se puede procesar en el separador DAO 162, y se proporcionará en las corrientes 170, 164 basado en la solubilidad del agua en el respectivo diluyente y fracciones DAO. Si el diluyente reciclado puede resultar en una concentración de agua suficiente tal como aquel que se puede formar de la fase de agua, el agua se puede recuperar propia del conducto 185 a partir del separador DAO 162; también se puede formar una fase de agua en el sistema de reciclaje del diluyente (conductos 172, 170), o en la corriente de fondo DAO.

[0043] Si es necesario, la porción del agua restante con los fondos del separador DAO y la corriente 164 se pueden separar del DAO en el separador de agua 186 y recuperar por vía del conducto 187 antes de suministrar el separador DAO 162 al fondo del destilador DAO 166. Por ejemplo, el

separador de agua 186 puede ser un separador de destilación o puede ser un separador líquido-líquido en donde la corriente de fondo del separador DAO 164 se enfría en el intercambiador de calor 188 y la fase separada en el separador de agua 186 para recuperar el agua y las sales de cloruro, si están presentes, DAO por vía del conducto 187. El agua también se puede destilar por encima en el destilador DAO 166, combinado con cualquier corriente inyectada por vía del conducto 189 dentro del destilador DAO 166, y recuperado por vía del conducto 168.

[0044] Cualquier agua producida por encima en el separador DAO 162 se puede recolectar en las corrientes 170, 172. La corriente 172 se puede enfriar en intercambiadores de calor 160, 173, y, si es necesario o deseado, el agua se puede separar del diluyente en el separador de agua 190 y recuperado por vía del conducto 191 antes de reciclar el agua por vía de la bomba 174. El agua en las corrientes 156, 168, 170 se pueden remover en el tambor de compensación 178, con el agua recuperada por vía de la corriente 192.

[0045] Las corrientes de agua contaminada 185, 187, 191, 192 se pueden combinar para formar la fracción de agua contaminada 112 (ver Figura 2). La fracción de agua 112 puede incluir sales y sulfuros de hidrógeno en administración total 105, así como también otros componentes, tal como una pequeña cantidad de hidrocarburos solubles, por ejemplo.

[0046] Frecuentemente, el agua se remueve desde el bitumen o petróleo crudo antes de transporte en oleoductos, con sustancial sal remanente con el bitumen o petróleo crudo. Si se requiere, la corriente de agua 194 se puede combinar con un bitumen o petróleo crudo suministrado para formar una corriente de admisión total 105, que facilita la remoción de sal. Opcionalmente, la corriente de agua 194 se puede utilizar para agregar agua adicional para la corriente de admisión total 105 para mejorar la separación de sal y agua lograda en los separadores de agua 186, 190.

[0047] Como se mencionó anteriormente, el aceite producido se puede mezclar con un diluyente para producir petróleo fácilmente transportable, en donde el diluyente también es adecuado como un solvente para el proceso de desasfaltación de disolvente 110. Si se requiere, una carga inicial o composición de disolvente se puede agregar al SDA 110 por vía del conducto 196. Cuando el diluyente suministrado con el petróleo producido varía en composición o proporción del disolvente utilizado en el proceso de desasfaltación 110, el diluyente se puede reemplazar o ajustar su calidad al mezclar con otros hidrocarburos corriente arriba o dentro del proceso de desasfaltación 110 y la proporción ajustada al incluir una corriente de reciclamiento de disolvente interna dentro de la unidad de desasfaltación.

[0048] Como un ejemplo del proceso descrito en la Figura 3, en donde la corriente 172 y el equipo relacionado no se incluyen, una alimentación total 105, en un índice de 15,500 m³/día (130,000 barriles (líquido U.S.) por día), contiene 1 por ciento de peso en agua, 27.5 en peso de asfaleno, y 71.5 por ciento en peso de DAO. El disolvente requerido para una proporción de petróleo para desasfaltamiento apropiado se puede logra al mezclar el suministro con corrientes de disolvente recicladas 142 y 144, que comprenden 2.3 por ciento de peso de agua y 97.7 por ciento en peso de C5. La corriente combinada, que tiene 5.4 por ciento en peso de asfaleno, 14.1 por ciento en peso de DAO, 78.4 por ciento en peso de diluyente, y 2 por ciento en peso de agua, se pueden administrar al separador de asfaleno 140, que opera en un rango de temperatura entre 149-204°C (300-400°F) y una presión entre 2-7 MPa (290-1015 psia), que resulta en una corriente rica en asfaleno 148 y una corriente rica en DAO 158. La corriente rica en asfaleno 148 puede tener aproximadamente 73.8 por ciento en peso de asfaleno, 0.007 por ciento en peso de agua, y 25.5 por ciento en peso de diluyente. La corriente rica en DAO 158 puede tener 15.3 por ciento en peso aproximadamente de DAO, 2.1 por ciento en peso de agua, y 82.5 por ciento en peso de diluyente.

[0049] La corriente rica en asfaleno 148 se puede suministrar al destilador de asfaleno 152, que opera en una rango de temperatura entre 176-288°C (350-550°F) y una

presión entre 0.05-0.2 MPa (7-29 psia), que resulta en una corriente superior de destilador de asfaleno 156, que tiene aproximadamente 2.6 por ciento en peso de agua y 97.4 por ciento en peso de diluyente, exclusivo de cualquier corriente utilizada en los procesos de destilado; el asfaleno se puede recuperar en la corriente 116 esencialmente libre de diluyente y agua.

[0050] La corriente rica en DAO 158 se puede calentar en un intercambiador de calor 160 y suministrar al separador DAO 162, que opera en un rango de temperatura entre 176-260°C (350-500°F) y una presión entre 2-7 MPa (290-1015 psia), que resulta en corriente de fondo de separador DAO 164, que tienen aproximadamente 71.7 por ciento en peso DAO, 27.6 por ciento en peso de diluyente, y 0.7 por ciento en peso de agua. La corriente superior de separador DAO 170 puede comprender aproximadamente 2.5 por ciento de peso de agua y 97.5 por ciento en peso de diluyente. La corriente 164 puede ser alimentada con un destilador DAO 166, que opera en un rango de temperatura entre 176-260°C (350-550°F) y una presión entre 0.05-0.2 MPa (7-29 psia), que resulta en una corriente superior de destilador DAO 168, que tiene aproximadamente 2.5 por ciento en peso de agua y 97.5 por ciento en peso de diluyente, exclusivo de cualquier corriente utilizada en el proceso de pelado; el DAO se puede recuperar en la corriente 118 esencialmente libre de diluyente y agua.

[0051] Las corrientes ricas en disolventes 156, 168, 170 se pueden recolectar y enfriar en el intercambiador de calor 176. La corriente resultante se puede recibir en el separador de agua 178, en donde una fracción del agua se puede recuperar, y se recicla el agua restante y el disolvente en la corriente 142.

[0052] Todas las patentes, solicitudes de patente y otros documentos referidos aquí se incorporan como referencia en su totalidad para propósitos de práctica de la patente Estadounidense y otras jurisdicciones donde se permitan.

[0053] Numerosas modalidades y alternativas de esta se han descrito, mientras anterior descripción incluye el mejor modo de llevar a cabo la invención contemplada por los inventores, no se describen todas las alternativas posibles. Por esta razón el alcance y limitación de la presente invención no se restringe a la anterior descripción, pero en cambio se define y constituye por las reivindicaciones adjuntas

REIVINDICACIONES

Lo que se reivindica es:

1. Un proceso integrado para transportar y mejorar la calidad del petróleo crudo o bitumen, que comprende:
diluir el petróleo crudo o bitumen con un diluyente que comprende un hidrocarburo que tiene de 3 a 8 átomos de carbono para formar una mezcla;
transportar la mezcla a una unidad de desasfaltación de disolvente;
el disolvente desasfalta la mezcla para recuperar una fracción de asfalteno, una fracción de petróleo desasfaltado esencialmente libre de asfaltenos, y una fracción de disolvente que comprende dicho diluyente;
reciclar al menos una porción del disolvente recuperado como el diluyente para la dilución de petróleo crudo o bitumen.
2. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen tiene una gravedad API de 2 a 15.
3. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen tiene un número de ácido total entre 0.5 y 6.

94

4. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen tiene un sedimento básico y contenido de agua de 0.1 a 6 por ciento en peso.
5. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen contiene agua, y el disolvente de desasfaltación incluye recuperación de agua en donde la fracción de petróleo crudo desasfaltado esta esencialmente libre de agua.
6. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen contiene sales de cloruro, y el disolvente de desasfaltación incluye desalinización corriente debajo de un separador de asfaleno en donde la fracción de petróleo desasfaltado esta esencialmente libre de sales de cloruro.
7. El proceso de la reivindicación 6 que comprende inyectar agua en la mezcla en o corriente arriba del disolvente de desasfaltación para facilitar dicha desalinización.
8. El proceso de la reivindicación 1 en donde las condiciones de separación de asfaleno, un separador de petróleo desasfaltado y el destilador de disolvente de petróleo desasfaltado en el disolvente

de desasfaltación comprende una temperatura de 232°C (450°F) o menos.

9. El proceso de la reivindicación 1 en donde la dilución del petróleo crudo o bitumen comprende una proporción de 1 a 10 partes por peso de diluyente por parte en peso de petróleo crudo o bitumen.
10. El proceso de la reivindicación 1 en donde el disolvente de desasfaltación esta en una proporción entre 1 a 10 partes de peso de disolvente por parte en peso de petróleo crudo o bitumen.
11. El proceso de la reivindicación 1, en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 3 a 8 átomos de carbono o una combinación de estos.
12. El proceso de la reivindicación 1 en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 4 a 7 átomos de carbono o una combinación de estos.
13. El proceso de la reivindicación 1 en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 5 o 6 átomos de carbono o una combinación de estos.

14. El proceso de la reivindicación 1 en donde el petróleo crudo o bitumen esta libre de desalinización corriente arriba del disolvente de desasfaltación.

15. Un proceso para mejorar la calidad de admisión total que comprende petróleo crudo o bitumen con disolvente y agua, que comprende:

Suministrar la alimentación total a un separador de asfaleno en condiciones de separación de asfaleno para producir una corriente rica en asfaleno y una corriente pobre en asfaleno;

Destilar el disolvente de la corriente rica en asfaleno para formar una fracción de asfaleno esencialmente libre de agua y recuperar una primera corriente de disolvente con un sistema de recuperación de disolvente;

Separar la corriente pobre en asfaleno en un separador de petróleo desasfaltado para formar una corriente de petróleo desasfaltado y recuperar una segunda corriente de disolvente para el sistema de recuperación del disolvente;

Destilar el disolvente de la corriente de petróleo desasfaltada para formar una fracción de petróleo desasfaltada esencialmente libre de agua y recuperar una tercera corriente de disolvente con el sistema de recuperación de disolvente;

98

Separar el agua del sistema de recuperación del disolvente; y

Recuperar agua de separador de petróleo desasfaltado, la corriente de petróleo desasfaltado, o una combinación de estos.

16. El proceso de la reivindicación 15 en donde la admisión total comprende petróleo crudo o bitumen con una gravedad API de 2 a 15 sobre una base libre de disolvente.

17. El proceso de la reivindicación 15 en donde la admisión total tiene un número de ácido total entre 0.5 y 6 sobre una base libre de disolvente.

18. El proceso de la reivindicación 15 en donde la admisión total tiene un sedimento básico y contenido de agua de 0.1 a 6 por ciento en peso sobre una base libre de disolvente.

19. El proceso de la reivindicación 15 en donde la recuperación de agua comprende enfriar la corriente de petróleo desasfaltado y recuperar una fase acuosa antes de destilar el disolvente de la corriente de petróleo desasfaltada.

af

20. El proceso de la reivindicación 19 en donde la admisión total comprende sales de cloruro.
21. El proceso de la reivindicación 20 en donde las sales de cloruro se remueven con la fase acuosa recuperada.
22. El proceso de la reivindicación 20 en donde las sales de cloruro se recuperan con la fracción de asfaleno.
23. El proceso de la reivindicación 17 en donde las condiciones de separación de asfaleno, el separador de petróleo desasfaltado y el destilador de disolvente de petróleo desasfaltado comprenden una temperatura de 232°C (450°F) o menos.
24. El proceso de la reivindicación 15 que comprende reciclar el disolvente del sistema de recuperación de disolvente a través de un conducto de reciclamiento de disolvente al separador de asfaleno.
25. El proceso de la reivindicación 24 en donde el sistema de recuperación de disolvente incluye un conducto de retorno de disolvente desde la segunda corriente de disolvente, a través de un intercambiador cruzado para calentar la corriente pobre en asfaleno, y al conducto de reciclamiento del disolvente.

26. El proceso de la reivindicación 25 en donde la recuperación de agua comprende enfriar el disolvente en el conducto de retorno de disolvente y recuperar una corriente de agua mediante la separación de fase corriente arriba del conducto de reciclamiento de disolvente.
27. El proceso de la reivindicación 15 que comprende recuperar una corriente rica en agua del separador de petróleo desasfaltado.
28. El proceso de la reivindicación 15 en donde el destilado de disolvente de la corriente rica en asfalto y la corriente de petróleo desasfaltada comprenden el destilado de corriente.
29. El proceso de la reivindicación 15 en donde la admisión total comprende sulfuro de hidrógeno, y el agua recuperada, el agua separada o ambas incluyen sulfuro de hidrógeno.
30. El proceso de la reivindicación 15 que comprende adicionalmente las etapas de extraer por tuberías el exceso de disolvente del sistema de recuperación de disolvente para producción de petróleo crudo o bitumen en una ubicación remota, diluir el petróleo

crudo o bitumen con el exceso de disolvente para formar la admisión total, y enviar por tubería la admisión total al separador de asfalteno.

31. El proceso de la reivindicación 15 que comprende agregar agua en la admisión total corriente arriba del separador de asfalteno.

32. El proceso de la reivindicación 15 en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 3 a 8 átomos de carbono o una combinación de estos.

33. El proceso de la reivindicación 15 en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 4 a 7 átomos de carbono o una combinación de estos.

34. El proceso de la reivindicación 15 en donde el disolvente comprende un hidrocarburo que tiene 5 o 6 átomos de carbono o una combinación de estos.

35. Aparato para mejorar una admisión total que comprende petróleo crudo o bitumen con un disolvente y agua que comprende:

medios para suministrar la admisión total a un separador de asfalteno en condiciones de separador de asfalteno

para producir una corriente rica en asfalto y una corriente pobre en asfalto;

medios para destilar el disolvente de la corriente rica en asfalto para formar una fracción de asfalto esencialmente de agua y recuperar una primer corriente de disolvente de un sistema de recuperación de disolvente;

medios para separar la corriente pobre en asfalto en un separador de petróleo desasfaltado para formar una corriente de petróleo desasfaltado y recuperar una segunda corriente de disolvente para el sistema de recuperación de disolvente;

medios para destilar el disolvente de la corriente de petróleo desasfaltado para formar una fracción de petróleo desasfaltado esencialmente libre de agua y recuperar una tercer corriente de disolvente para el sistema de recuperación del disolvente;

medios para separar el agua de sistema de recuperación de disolvente; y

medios para recuperar agua del separador de petróleo desasfaltado, la corriente de petróleo desasfaltado, o una combinación de estos.

101

MEJORA EN LA PRODUCCIÓN DE BITUMEN CON DISOLVENTES COMUNES O
DIFERENTES

Resumen

Se describe un proceso para la mejora de petróleo crudo y bitúmenes, donde la alimentación total al proceso puede incluir petróleo crudo y bitumen, agua, y diluyente. El proceso puede incluir las etapas de desasfaltar con disolvente (110) la alimentación total (105) para recuperar una fracción de asfaleno (116), una fracción de petróleo desasfaltado (118) esencialmente libre de asfalenos, una fracción de agua (112), y una fracción de disolvente (114). El proceso permite la remoción de sales provenientes de petróleos crudos y bitúmenes en los productos acuosos o con el producto de asfaleno.



No. 07-093656- -00000-0000

Fecha: 2007-09-11 16:37:03
Tra. 11 PATENTEIYII
Act. 411 PRESENTACION

Dep. 2020 NUECREACIONE
Eve: 378 FASENACIONALI
Folios: 101



Industria y Comercio
Superintendencia

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 ☐

Claudia M. Nerya C.
Firma Responsable

Fecha _____

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