

TÍTULO DE PATENTE No. 359374

Titular(es): INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO; LA UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO

Domicilio: Av. Eje Central Lázaro Cárdenas Norte No. 152, Col. San Bartolo Atepehuacán, 07730, Distrito Federal, MÉXICO

Denominación: APLICACIÓN DE UNA COMPOSICIÓN QUÍMICA PARA LA REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD DE PETRÓLEOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.

Clasificación: CIP: C07C7/10; C10G71/02
CPC: C09K8/035; C09K8/584; C10M101/02; C10M133/46

Inventor(es): ALMA DELIA MIRANDA OLIVERA; JOSÉ MANUEL DOMÍNGUEZ ESQUIVEL; RICARDO GARCÍA CHÁVEZ; MIGUEL ÁNGEL VÁZQUEZ GUEVARA

SOLICITUD

Número:	Fecha de Presentación:	Hora:
MX/a/2013/012324	22 de Octubre de 2013	11:17

Vigencia: Veinte años

Fecha de Vencimiento: 22 de octubre de 2033

Fecha de Expedición: 13 de septiembre de 2018

La patente de referencia se otorga con fundamento en los artículos 1º, 2º fracción V, 6º fracción III, y 59 de la Ley de la Propiedad Industrial.

De conformidad con el artículo 23 de la Ley de la Propiedad Industrial, la presente patente tiene una vigencia de veinte años improrrogables, contada a partir de la fecha de presentación de la solicitud y estará sujeta al pago de la tarifa para mantener vigentes los derechos.

Quien suscribe el presente título lo hace con fundamento en lo dispuesto por los artículos 6º fracciones III y 7º bis 2 de la Ley de la Propiedad Industrial (Diario Oficial de la Federación (D.O.F.) 27/06/1991, reformada el 02/06/1994, 25/10/1996, 26/12/1997, 17/05/1999, 26/01/2004, 16/06/2005, 25/01/2006, 06/05/2009, 06/01/2010, 18/06/2010, 28/06/2010, 27/01/2012, 09/04/2012, 01/06/2016 y 13/03/2018); artículos 1º, 3º fracción V inciso a), 4º y 12º fracciones I y III del Reglamento del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (D.O.F. 14/12/1999, reformado el 01/07/2002, 15/07/2004, 28/07/2004 y 7/09/2007); artículos 1º, 3º, 4º, 5º fracción V inciso a), 16 fracciones I y III y 30 del Estatuto Orgánico del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial (D.O.F. 27/12/1999, reformado el 10/10/2002, 29/07/2004, 04/08/2004 y 13/09/2007); 1º, 3º y 5º inciso a) del Acuerdo que delega facultades en los Directores Generales Adjuntos, Coordinador, Directores Divisionales, Titulares de las Oficinas Regionales, Subdirectores Divisionales, Coordinadores Departamentales y otros subalternos del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial. (D.O.F. 15/12/1999, reformado el 04/02/2000, 29/07/2004, 04/08/2004 y 13/09/2007).

El presente oficio se signa con firma electrónica avanzada (FIEL), con fundamento en los artículos 7 BIS 2 de la Ley de la Propiedad Industrial; 3o de su Reglamento, y 1 fracción III, 2 fracción V, 26 BIS y 26 TER del Acuerdo por el que se establecen los lineamientos para el uso del Portal de Pagos y Servicios Electrónicos (PASE) del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, en los trámites que se indican.

LA DIRECTORA DIVISIONAL DE PATENTES NAHANNY CANAL REYES

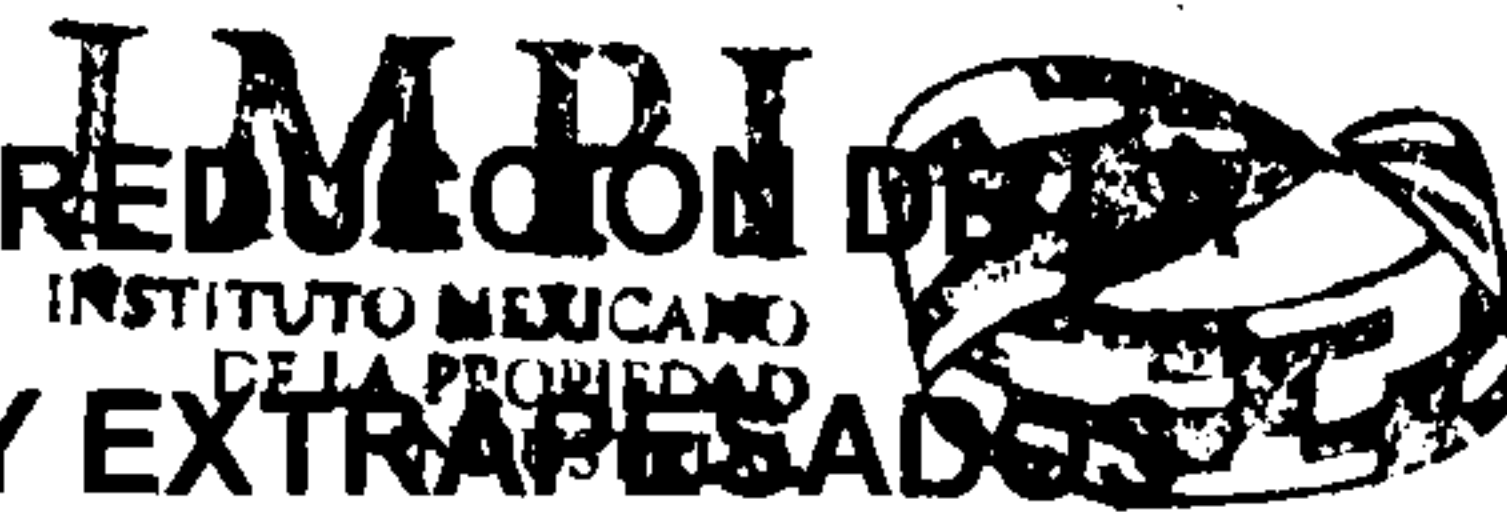


Cadena Original:
NAHANNY MARISOL CANAL REYES|00001000000403252793|Servicio de Administración Tributaria|1695||MX/2018/84109|MX/a/2013/012324|Título de patente normal|1223|GAGV|Pág(s) 1|KXo653P2w5vF/ZvDf6ylGeCtwTo=

Sello Digital:
bDqYmC8rJJu0DeYo+GIYot7Srgoma2R0MQTpkC+K9I8hEFSnSWGISnwMpaQk2mtPFWOkxC0gvzuTfyx+O34c39i1KV
CnJ9v2NPvbZjiDnEsWarPu58dXGeLdAHZGT3zfrHzK07CkhrUYkfUUhGqXHXGgNnMmNWsTsb4iehgaiHSH2laWoEw
XW6m02EUb9w/PML0D6LNqT/0fEDKYGYw60YMEVjRr3DKUzM+/c41LfrVE0KjQVufwSK0NqQwB5ZP3tT5WQ/YGWZ
p4ZJvth4Lg1sk0PHFX8V4VTOUfjeo2+LQ0rHCpytjrCLiPucxNu0pm8VLkq+w5TyBMxM8Xg==



APLICACIÓN DE UNA COMPOSICIÓN QUÍMICA PARA LA REDUCCIÓN DE LA
VISCOSIDAD DE PETRÓLEOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS



DESCRIPCIÓN

5

CAMPO TÉCNICO DE LA INVENCION

La presente invención se relaciona con la aplicación y uso de una composición química para modificar las propiedades físicas, viscosidad y tensión interfacial, de petróleos crudos pesados y extrapesados, para incrementar su movilidad. La composición química consiste de la combinación de sistemas a base de líquidos iónicos y no iónicos, puros o modificados, mezclados en agente dispersante, de base acuosa u orgánica, dependiendo del carácter del petróleo crudo a tratar, más un agente surfactante, en donde dicha composición se usa en condiciones de temperatura entre 5 y 100°C, presiones desde 1 atm (14.7 psi) hasta 680.2 atm (10,000 psi). El uso en el medio acuoso se prefiere en condiciones de acidez que sean compatibles con el carácter acido-básico del petróleo crudo a tratar, para ciertos crudos se prefiere el medio básico; dicha aplicación se realiza en distintas etapas de la explotación de petróleo crudo pesado, desde la etapa de extracción, a fondo de pozo, o en el yacimiento, o durante el transporte del petróleo crudo en oleoductos de superficie o en las líneas de descarga de los pozos productores; para ello se emplea un sistema de mezclado y bombeo a presión, con el objeto de obtener una reducción sustancial de la viscosidad del fluido original, mejorándose así toda la operación durante las etapas de producción, transporte y procesamiento de los crudos pesados y extrapesados.

25

ANTECEDENTES DE LA INVENCION

Actualmente, en las instalaciones petroleras se usan solventes orgánicos volátiles para mejorar la movilidad de los crudos pesados, por ejemplo, aceites ligeros o hidrocarburos con base orgánica, tales como nafta, keroseno, condensados, diesel o mezclas de productos aromáticos. Sin embargo, estos diluyentes no están siempre disponibles y, en la mayoría de los casos, su adquisición resulta costosa, porque se transportan desde sitios lejanos y también, como es el caso del diesel o de la nafta

30

ligera, reducen su valor económico, por efecto de la mezcla con el crudo pesado de menor valor.

Algunos estudios realizados mediante el método predictivo de Hubbert indican que a
5 escala mundial existe una tendencia hacia la disminución progresiva de las reservas de
petróleo. Por ello, se prevé un interés creciente en aceites de menor calidad, por
ejemplo bitúmenes pesados, aceites con densidades API entre 8 y 22° (Instituto
Americano del Petróleo), aceites de pizarra y arenas de alquitrán (arenas bituminosas).
Este escenario ha motivado un mayor interés en métodos secundarios y terciarios de
10 recuperación mejorada, así como en el desarrollo de fuentes alternas de energía.

Por ello, se realizan investigaciones intensivas sobre métodos de recuperación de
aceites de menor valor, así como alternativas para desarrollar recursos energéticos
renovables. Las proyecciones indican que el petróleo sustentará 85 % de las
15 necesidades energéticas de los próximos 30 años, a escala global, con precios altos y
con fluctuaciones entre la oferta y la demanda. Aún si se considera que la industria
petrolera es una industria madura, las tecnologías convencionales de explotación
permiten recuperar solamente alrededor de 30 % de las reservas extraíbles, mediante
métodos de extracción primaria, en el mejor de los casos. Adicionalmente, los crudos
20 pesados y extrapesados presentan dificultades técnicas adicionales, por sus propias
características, como son la alta viscosidad y su baja movilidad, así como por el nivel
de inversiones económicas requeridas para su explotación.

Por lo anterior, existe una motivación creciente para la búsqueda de nuevas
25 tecnologías, con características de bajo impacto ambiental y con una relación
costo/beneficio favorable. Por ello, es necesario comprender mejor las correlaciones
entre la estructura molecular de los petróleos crudos pesados y sus propiedades
reológicas, derivadas de una composición basada en hidrocarburos poliaromáticos
(PAH's: Poly Aromatic Hydrocarbons) de alto peso molecular. En particular, los
30 asfaltenos son una clase de esos compuestos del petróleo, cuya solubilidad es baja o
nula en n-heptano, pero es muy alta en tolueno. Estos se componen de moléculas de 3

a 10 anillos aromáticos fusionados, con cadenas laterales de alquilo, las cuales contienen 3 a 18 átomos de carbono; los grupos polares ácidos y básicos de los bordes pueden contener heteroátomos de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales (Ni, V). Los asfaltenos tienen una propensión a formar agregados mediante enlaces π - π y fuerzas del tipo Van der Waals, es decir dipolo-dipolo, fuerzas de corto alcance tipo London y fuerzas de dispersión, dipolo-dipolo inducidos y puentes de hidrógeno. Estas fuerzas en su conjunto producen una polidispersidad estructural y una distribución amplia de pesos moleculares.

10 Las densidades API típicas de los petróleos crudos pesados y extrapesados se encuentran en el intervalo entre 22° API y 12 °API para los primeros y entre 12 y 5 °API para los segundos.

Varios estudios han determinado la composición de los aceites pesados mediante técnicas de separación que conjuntan el análisis de las fracciones principales del petróleo, por ejemplo la destilación simulada por cromatografía de gases (GCSD) y SARA (TLC-FID). Otras cromatografías incluyen a la cromatografía de intercambio de iones, cromatografía de exclusión de tamaño, etc., las cuales se han aplicado conjuntamente con la caracterización espectroscópica (NMR, MS-MS, MS-FI, EPR). Recientemente se ha reportado el uso de espectroscopia de masas con resonancia ciclotrón.

En la industria petrolera se han utilizado productos químicos para reducir la viscosidad de los petróleos pesados, por ejemplo, en la Solicitud de Patente Estadounidense con No. de publicación US 2010/0006285 A1 se revela el uso de disolventes, principalmente a base de fracciones líquidas de petróleo, tales como diesel, gas, y otros disolventes (p. ej. biodiesel), los cuales se inyectan a la formación geológica con el objeto de mejorar la fluidez, mediante la disminución de su viscosidad, p. ej., la Ley de Darcy ($v = - \kappa_0 \Delta p / \mu$, donde v es la velocidad del fluido, κ_0 es la permeabilidad del medio poroso, Δp es la caída de presión y μ es la viscosidad del fluido) permite calcular la velocidad del fluido o el gasto en función de la viscosidad. También, la aplicación de

la Patente No. 2004/0232051 A1 revela un método a base de ultrasonido, en conjunto con un tratamiento ácido de los crudos, mediante el uso de residuos de petróleo, los cuales reducen la viscosidad aproximadamente por un factor de 4, usando una fase dispersa de ácidos, en una fase continua de hidrocarburos. Estos ácidos son
5 seleccionados del grupo de ácidos minerales y de mezclas entre ellos, para efectuar el tratamiento ácido. También, la Patente US 6,279,653 describe un método y un aparato para la recuperación mejorada de petróleo, lo que incluye la aplicación de flujos alcalinos y el uso de dispositivos especiales de ultrasonido instalados dentro del pozo, formándose una emulsión de aceite y agua, la cual se bombea más eficientemente a la
10 superficie.

Asimismo, la Patente US 3,823,776 revela un proceso para aumentar la recuperación de aceites pesados, mediante el establecimiento de una zona de combustión en la formación, por medio de la inyección de un gas que contiene oxígeno, con el objeto de
15 oxidar algunos de los aceites subterráneos, lo que promueve la formación de una zona de combustión "in situ"; posteriormente se inyecta una solución acuosa cáustica para controlar la combustión y así facilitar la producción de petróleo.

La Patente US 7,678,745 B2 informa también sobre el uso de peróxidos orgánicos, en conjunto con una amina, lo que promueve la disminución de la viscosidad del aceite, en donde la amina actúa como un agente de retraso. Además, la Patente US 5,529,930 revela un proceso para reducir la viscosidad del petróleo pesado, por medio de un biocatalizador que convierte a las moléculas heterocíclicas en otras moléculas, cuyas propiedades fisicoquímicas promueven una baja viscosidad. También, la Patente US
20 25 2008/0257414 A1 relaciona el uso de un campo eléctrico durante un período suficiente de tiempo, para reducir la viscosidad de los fluidos por un factor de 20%, con respecto al fluido original.

La Patente US 6,129,148 describe un método para reducir la viscosidad de
30 hidrocarburos en un pozo de petróleo, por medio del uso de un intercambiador de calor, reduciendo su viscosidad para facilitar el flujo en el pozo. Asimismo, la Patente US

6,544,411 B2 describe un método para reducir la viscosidad del aceite crudo y sus residuos, aproximadamente por un factor de 4, mediante un tratamiento ultrasonico, en conjunto con la acción de un ácido orgánico o mineral, o sus combinaciones. También, se ha reportado el uso de una variedad de sistemas químicos que reducen la viscosidad del aceite crudo pesado, por ejemplo mediante el uso de iniciadores a base de radicales libres (Pat. US 4,298,455), o bien mediante el uso de polímeros que se basan en la formación de geles acuosos (Pat. US 5,447,199); adicionalmente, se han reportado métodos para tratar líquidos viscosos mediante el uso de peróxido de pentanediona (Pat. US 6,924,254) y otros peróxidos orgánicos (Pat. US 6.489.282); también, el uso de Tioles y compuestos aromáticos donadores de hidrógeno (Pat. EP 175511), así como receptores de radicales libres (Pat. US 3,707,459), etc. Sin embargo, algunos de esos compuestos químicos pueden causar un impacto ambiental negativo, provocando la contaminación de los pozos, especialmente con solventes de alta presión de vapor. Por otra parte, la Patente US 6,491,053 revela un proceso para reducir la viscosidad de los aceites pesados, mediante la mezcla de un líquido disolvente como el queroseno, gasolina u otros aditivos aromáticos de baja viscosidad y densidad, con el objeto de mejorar las condiciones de bombeo de dicho petróleo pesado.

Entre los factores que impiden la recuperación de los crudos pesados se encuentran la permeabilidad de la roca, la mojabilidad, la alta viscosidad del crudo pesado y la canalización de los fluidos usados en la estimulación de pozos (p.ej., agua o vapor). Adicionalmente, la precipitación de asfaltenos, bajo ciertas condiciones termodinámicas, puede provocar la obstrucción de ductos y dispositivos en las instalaciones petroleras, afectando la explotación y la sustentabilidad de las operaciones, pudiendo causar daños a la infraestructura del campo y pérdidas de producción. Además, los crudos pesados, por su alto contenido de azufre, provocan una corrosión severa de las tuberías, válvulas y tanques de almacenamiento. En contraste, la reducción de la viscosidad del aceite pesado puede traer beneficios técnicos como es una mayor facilidad de manejo en toda la línea de producción (extracción, transporte, procesamiento) y en la disposición final de residuos,

asegurando la producción, el mantenimiento de las instalaciones y la sustentabilidad de la operación.

Todas las anteriores referencias identificadas por el solicitante, se ven superadas por la presente invención, en virtud de que se relaciona con la aplicación, por medio de la inyección a presión, de una composición química dispersa en una fase acuosa u orgánica, bajo ciertas condiciones de temperatura, presión, pH y concentración, lo que reduce la viscosidad de los petróleos crudos pesados, por un factor entre 50 y 99.6 %, con respecto al fluido original. Su aplicación se realiza en varios puntos de la cadena de producción, por ejemplo durante las etapas de extracción, transporte en ductos superficiales y procesamiento. Su acción promueve la movilidad de los crudos pesados y extrapesados, cuyas densidades pueden variar entre 12 y 22 °API para los primeros y entre 5 y 12 °API para los segundos, incrementándose la productividad de los pozos mediante el mejoramiento del flujo de petróleo pesado, desde el yacimiento, en la tubería de producción y en las etapas posteriores de transporte en ductos superficiales.

Por tanto, un objeto de la presente invención es proporcionar un mecanismo básico que se centra en relacionar la formación de emulsiones mediante un modo de preparación en condiciones adecuadas, con un agente que actúa sobre el estado de la asociación asfalteno-asfalteno, asfalteno-resina y asfalteno-ácidos orgánicos (nafténicos). Tres factores son reconocibles en este mecanismo: (a) el debilitamiento de los enlaces π - π entre moléculas de asfalteno, (b) la extracción de especies polares de los agregados asfálticos, (c) la solubilización de las cadenas alquílicas. El efecto neto provocado por el uso de los agentes químicos mencionados es la reducción de la viscosidad del petróleo pesado, así como una reducción de la tensión interfacial, resultando en un incremento de la movilidad y, por consecuencia, el mejoramiento de las condiciones de bombeo. Estos efectos se traducen en beneficios técnicos para la operación y también en otros beneficios económicos, derivados de un mejor control del flujo, mayor facilidad de bombeo a lo largo de las líneas de extracción, producción, transporte y procesamiento. El efecto neto es el incremento del gasto de producción, tanto a nivel del pozo como en las líneas de transporte superficial, con aseguramiento del flujo, una

disminución de los tiempos de entrega, menores costos de operación por bombeo, ahorro energético y económico, porque no se requiere calentar artificialmente las líneas de transporte del crudo pesado; además, se reduce la frecuencia de los paros de producción y las reparaciones frecuentes de los equipos de bombeo y de los calentadores. También, se reducen los daños provocados por la precipitación y depósito de asfaltenos.

BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS DIBUJOS DE LA INVENCION

A continuación se describen los dibujos que acompañan a la presente invención para tener un mejor entendimiento de la misma, sin limitar su alcance:

En la Figura 1 se ilustra la variación de la viscosidad (cP) obtenida con los productos de esta invención, conformados por un Agente Químico a base de Líquido Iónico (AQ), y un agente Dispersante (AD) con base acuosa, en condiciones que se describen en esta invención, en función de la velocidad de corte (Hz) para un Crudo tipo C (Tabla 2).

En la Figura 2 se muestra la variación de la Viscosidad con la Temperatura. Crudo Tipo C (Tabla 2), sin agentes químicos (AQ's).

En la Figura 3 se exhibe el esquema de aplicación de la composición química de la presente invención, en donde: (a) a fondo de pozo, (b) en línea superficial de transporte.

La Figura 4 exhibe el espectro de ^{13}C RMN, de un agente químico a base de un líquido iónico con características similares a los que se describen en la presente aplicación, mostrando la estructura de enlaces de carbón.

La Figura 5 expone el espectro ^{13}C RMN, del mismo agente químico mostrado en Fig. 4, después del tratamiento de alcoxilación; se aprecian los picos de la región baja de desplazamiento químico, correspondiente a grupos metilo, metileno, etc.



DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LA INVENCION

En contraste con los productos mejoradores de flujo convencionales, ~~la composición~~
química de esta invención se aplica en solución acuosa u orgánica, además está
constituida por líquidos iónicos con cationes orgánicos y aniones orgánicos o
5 inorgánicos en algunos casos, o por líquidos no-iónicos, los cuales se dispersan en el
medio acuoso u orgánico, según sea el caso, y estos son estables por sí mismos,
desde la temperatura ambiente hasta 250°C, en el caso de líquidos iónicos, y no son
volátiles (NVOC's: Non Volatile Organic Compounds) en el medio acuoso, por ello
tienen un impacto ambiental muy bajo. Estas propiedades contrastan con otros
10 compuestos comerciales que se usan en la práctica petrolera para reducir la viscosidad
de los crudos pesados, por ejemplo el diesel, queroseno o biocombustibles.

La composición química que es objeto de la invención se basa en los líquidos iónicos y
en algunas variantes de los mismos, por ejemplo aquellos que incorporan grupos
15 alcoxilados, por ejemplo metoxi-, ethoxi-, propoxi-, etc., formando cadenas poliméricas,
y sus combinaciones, así como otros agentes constituidos de grupos "amino", formando
aminoácidos básicos, y surfactantes no iónicos. Algunas de estas moléculas,
especialmente las no-iónicas, pueden diseñarse de manera que su eficiencia se
relacione con su polaridad, según el balance hidrofílico-lipofílico (HLB), por lo que
20 pueden dispersarse en agua o en solventes líquidos orgánicos y, si es necesario,
pueden combinarse con otros compuestos químicos para mejorar su acción, de tal
manera que sus efectos se incrementan bajo ciertas condiciones fisicoquímicas; en
este caso es necesario el control de parámetros específicos, por ejemplo la
temperatura, pH, intervalo de concentraciones, orden de adición, calidad del agua,
25 agitación mecánica, orden del mezclado y tiempo de contacto, principalmente. La
aplicación de los agentes químicos mencionados, en las condiciones referidas, mejora
la movilidad y la fluidez de los petróleos pesados en general, por tanto mejora la
facilidad de bombeo de los mismos, mediante su inyección en solución acuosa, o bien
orgánica, con o sin otros aditivos, según las características del crudo a tratar. Estos
30 agentes pueden aplicarse en diversos puntos de la cadena de producción, por ejemplo
a fondo de pozo, en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de descarga

del pozo, en el tanque de almacenamiento de la batería, en la zona de succión de las bombas del oleoducto, etc., todo ello facilita el manejo y la movilidad del crudo.

También, algunas condiciones mecánicas son susceptibles de potenciar la acción de los agentes mencionados, por ejemplo la agitación mecánica, la recirculación, el uso de
5 mezcladores estáticos o dinámicos, el bombeo por cavidades progresivas o por inyección hidráulica, etc., las cuales enfatizan la acción de los agentes mencionados.

Específicamente, la presente invención se refiere a la utilización de soluciones acuosas u orgánicas de líquidos iónicos, y de de líquidos iónicos modificados con grupos
10 funcionales a base de grupos metoxi-, etoxi-, propoxi- o similares, grupos aminados , hidroxilo y surfactantes no iónicos, solos o en combinación con otras especies, bajo condiciones adecuadas de pH, concentración, presión, temperatura, tiempo de contacto, calidad del agua congénita, proporción con respecto al crudo pesado e ionicidad; su efecto sobre los petróleos crudos pesados es la modificación de la
15 viscosidad y de la tensión interfacial, por factores entre 2×10^0 y 1×10^3 veces, con respecto a la viscosidad del crudo original, a la temperatura ambiente.

Más específicamente, la presente invención se refiere al uso de una combinación de productos químicos en una base dispersante de agua o en una combinación de
20 agentes orgánicos, que tiene la propiedad de reducir la alta viscosidad y alta tensión interfacial que son características de los petróleos crudos pesados y extrapesados, p.ej., aquellos que presentan densidades entre 12 y 22 °API y también aquellos que se clasifican como extrapesados, cuyas densidades varían entre 5 y 12°API.

25 El uso mencionado comprende la aplicación de agentes químicos conocidos como líquidos iónicos, puros o funcionalizados, los cuales preferentemente se preparan para su uso correcto mediante una dispersión en agua, bajo condiciones de temperatura entre 5 y 90°C, presiones desde 1 atm. hasta 340.23 atm (5,000 psi), y en condiciones ácido-base dentro del intervalo de pH entre 4 y 12.5, aunque se prefiere un régimen
30 alcalino para ciertos crudos; dicha aplicación se realiza en distintas etapas de la explotación de petróleo crudo pesado, desde la etapa de extracción, a fondo de pozo o

en el yacimiento, o durante el transporte del petróleo crudo en oleoductos de superficie
 o en las líneas de descarga de los pozos productores; para ello ~~de emplea un sistema~~
 de mezclado y bombeo a presión; para obtener una reducción sustancial de la
 viscosidad del fluido original, mejorándose la operación durante las etapas de
 5 producción, transporte y procesamiento de los crudos pesados y extrapesados.

También, la invención cubre el uso de una combinación de productos químicos del
 mismo tipo que se menciona en el párrafo anterior, combinado con una base
 dispersante de tipo orgánico, consistente en un compuesto orgánico o la mezcla de
 10 varios solventes orgánicos, los cuales se prefieren usar especialmente cuando las
 condiciones de la aplicación limitan el uso de los agentes químicos en base agua,
 como se menciona en el párrafo anterior, por alguna razón técnica, o por limitaciones
 de infraestructura o por las características propias del fluido, por ejemplo una alta
 relación agua/aceite (W/O), una alta relación gas/aceite (G/O), o una limitación de
 15 infraestructura para contener y disponer de grandes volúmenes de agua, etc., en este
 caso el agente dispersante de tipo orgánico permite reducir el volumen de aplicación y
 para su preparación este se mezcla con los agentes químicos a base de al menos un
 líquido iónico o un líquido iónico modificado mediante reacción de polimerización, en
 condiciones de temperatura, presión, pH, concentración y orden de adición tal como se
 20 especifica a detalle en esta invención.

Preferentemente, las combinaciones de los agentes químicos mencionados deben
 contener al menos un líquido iónico, por ejemplo uno que tenga la fórmula general
 $[C_nH_{2n-1}ClN_2]_x [H_2O]_y$, aunque esta no representa ninguna exclusividad para el uso
 25 mencionado y se proporciona solo con el propósito de dar un ejemplo específico, en
 donde $8 \leq n \leq 12$; los coeficientes x , y se calculan en función del volumen del petróleo
 crudo (z) que se va a tratar, dentro del intervalo siguiente: (1) $x + y = 0.25 z$ y (2) $x + y$
 $= 0.66 z$, con respecto al volumen del crudo, en donde $z = 1$, mientras que el cociente
 x/y puede variar preferentemente en el intervalo desde 2×10^{-4} a 1×10^{-3} . Si la
 30 proporción de agua no congénita en el crudo pesado es importante durante un proceso
 de recuperación mejorada, p.ej., $W/O > 0.2$, entonces la relación $x + y$ puede variar

desde 0.2 a 0.45, mientras que x/y se mantiene igual dentro de una tolerancia de $\pm 0.5 \times 10^{-4}$.

Las condiciones de preparación de las combinaciones anteriores, para obtener una
5 mezcla de los agentes químicos mencionados en los párrafos anteriores, con los
agentes dispersantes, debe diseñarse de manera que el procedimiento para el
acondicionamiento de los productos finales resulte eficaz, para las aplicaciones
mencionadas. Por tanto, si el medio dispersante es acuoso, entonces se prefiere utilizar
un tanque con el volumen apropiado en el sitio de la aplicación, en el cual se vierte el
10 agente químico en fase acuosa, a temperaturas entre 15 y 35 °C, a presión
atmosférica, a pH comprendido en el intervalo $9 \leq \text{pH} \leq 12.5$, o bien por el carácter del
petróleo a tratar este último parámetro se mantiene a un pH alrededor de 7.0, o
inclusive inferior a este valor, mientras que la fracción de concentración preferida del
agente químico es usualmente dentro del intervalo $2 \times 10^{-4} \leq C \leq 1.2 \times 10^{-3}$, pero,
15 según la complejidad y el carácter del crudo a tratar, y por otros factores de tipo
económico, este parámetro puede calcularse para su aplicación en el intervalo 5×10^{-4}
 $\leq C \leq 1 \times 10^{-3}$, con respecto al volumen de crudo a tratar. El cálculo se realiza de
acuerdo al volumen de aplicación y, simultáneamente, se combina con el agua
mediante una bomba de baja potencia (0.5 – 10 HP).

20

También, si el medio dispersante es orgánico, entonces se prefiere utilizar un tanque
con el volumen apropiado en el sitio de la aplicación, en el cual se dispersa la fase
orgánica, preferentemente pero no exclusivamente a temperaturas entre 15 y 35 °C, a
presión atmosférica, a pH en el intervalo $4 \leq \text{pH} \leq 8$, o bien, por el carácter del petróleo
25 a tratar, este último parámetro se mantiene a un pH alrededor de 7.0, o inclusive
inferior o superior a este valor, mientras que la concentración preferida del agente
químico está usualmente en el intervalo $200 \text{ ppm} \leq C \leq 1,200 \text{ ppm}$, pero, según la
complejidad y el carácter del crudo a tratar, y por otros factores de tipo económico, este
parámetro puede calcularse para su aplicación ideal en el intervalo $2 \times 10^{-4} \leq C \leq 5 \times$
30 10^{-4} , con respecto al volumen de crudo a tratar. En cambio, calculado de acuerdo al

volumen de aplicación y, simultáneamente se vierte el agua mediante una bomba de baja potencia (0.5 – 10 HP).

De acuerdo con lo mencionado en los párrafos anteriores, se pretende proteger el uso, procedimientos de preparación, contenido y acondicionamiento de las combinaciones descritas anteriormente, con algunas formulaciones, condiciones, rangos de preparación y formulación como se describen enseguida:

El producto con la fórmula $[C_nH_{2n-m}Cl N_2O_2]_x [H_2O]_y$ para $5 \leq n \leq 10$, $1 \leq m \leq 6$, en donde el valor de n se obtiene a partir del comportamiento del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo, para ciertos tipos de petróleo crudo, tipo C1 y C2 (mostradas en las Tablas 1-3, se prefieren los valores $n=7$, $m=1$. También es útil el mismo producto funcionalizado mediante la inserción de cadena tipo oxirano, para producir el compuesto de fórmula general $[C_nH_{2n-m}Cl N_2O_2 (C_3H_6O)_{2x}]$.

Estos agentes químicos se dispersan en el medio acuoso u orgánico, en conjunto con un agente surfactante en baja proporción, para reducir la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo C1 a C5 (mostradas en las Tablas 1 – 4), en las condiciones especificadas en los ejemplos 1 a 4.

El producto con fórmula general $C_nH_mN_pO_2$ en donde $8 \leq n \leq 10$, $m=n+4$ y $2 \leq p \leq 8$, preferentemente $9 \leq n \leq 12$, $m=n+4$ y $4 \leq p \leq 6$ y la modificación $C_nH_mN_pO_2 (C_3H_6O)_{2x}$. Estas composiciones, una vez dispersadas y preparadas según el arte de esta invención, son eficaces para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo K y C ó C1 y C2, en una concentración preferentemente dictada por las relaciones $[C_nH_mN_pO_2(C_3H_6O)_{2x}]$ para $9 \leq n \leq 12$, $13 \leq m \leq 16$, en donde el valor de n se obtiene a partir del comportamiento y propiedades del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo para los petróleos tipo C1 y C2 (mostradas en las Tablas 1 - 3, se prefiere $n=9$, $m=n+4$, $p=5$, así como las condiciones especificadas en los ejemplos correspondientes. En este caso las relaciones entre los índices x , y , z obedecen a las mismas proporciones especificadas en el punto 1.a. Estos agentes químicos se dispersan en el medio acuoso u orgánico, según las características del sitio y del crudo, para reducir la

viscosidad de los petróleos crudos pesados tipo C2 y C5 (Tablas 1-3), en las condiciones especificadas en los ejemplos 1 a 4.

El producto con fórmula general $C_nH_mN_2O_p$, en donde $10 \leq n \leq 25$, $m = n + 19$ y $0 \leq p \leq 8$,
5 preferentemente $18 \leq n \leq 22$, $m = n + 19$ y $1 \leq p \leq 4$, y la modificación $C_nH_mN_2O_p(C_3H_6O)_{2x}$.
Este producto, una vez disperso y preparado según el arte de la invención, es eficaz
para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo C1 y C2 (Tablas 1-
3), en una concentración preferentemente dictada por las relaciones
[$C_nH_mN_2O_p(C_3H_6O)_{2x}$] $_x$ [H_2O] $_y$ para $20 \leq n \leq 22$, $40 \leq m \leq 42$, en donde el valor de n se
10 obtiene a partir del comportamiento del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo
para los petróleos tipo C1 y C2, se prefiere $n = 21$, $m = n + 19$, $p = m - 36$ ó $p = n - 17$, en las
condiciones especificadas en el Ejemplo No. 1, para la reducción de la viscosidad de
petróleos crudos pesados, por ejemplo hasta 43.6% para los crudos tipo C1 y 99.8%
para los crudos tipo C2 (Tablas 1-3).

15

El procedimiento de preparación de la composición química comprende las siguientes etapas:

- a) Preparación de una composición química que consiste en un líquido iónico con la estructura molecular y composiciones especificadas en el cuerpo de la invención,
20 por ejemplo como se ilustra en la Figura 4, mediante un procedimiento propio del arte empleado en la síntesis orgánica, tales como la alquilación, condensación directa, etc. Dicha composición química es estable en las condiciones de uso y no es corrosiva por sí misma, ni flamable; es fácilmente transportable en la fase líquida.
- 25 b). La anterior composición química es sujeta a reacción de polimerización con oxirano, para obtener un polímero que comprende la unidad básica anterior más grupos sustituidos por la unidad de oxirano, con un número variable entre 2 y 20 unidades, para los propósitos de esta invención; generalmente, estas composiciones químicas forman polímeros asimétricos, pero pueden formar
30 también especies complementarias simétricas, dependiendo de las condiciones de reacción. Los productos obtenidos pueden caracterizarse por medio de técnicas

conocidas, p.ej., ^{13}C -RMN, como se ilustra en la Figura 5. La conformación de estos polímeros se considera una novedad por sí misma, ~~así como~~ para las aplicaciones mencionadas en esta invención.

- 5 c). Las composiciones químicas mencionadas (AQ's) anteriormente y que son el sujeto de esta invención, se mezclan con un agente dispersante (AD), el cual puede tener un carácter acuoso al 100 % o bien orgánico, o bien orgánico con algunos elementos inorgánicos. Para ello se prefiere el agua, según el tipo de aplicación en el primer caso, en donde esta ocupa un volumen entre 10 y 50 % del volumen de crudo a tratar, preferentemente entre 10 y 20 % vol, mientras que la composición química referida puede ocupar entre 0.3 a 5 % vol del total (AD+AQ), además se
10 prefiere que esta mezcla se maneje en condiciones de acidez/basicidad controladas, según el comportamiento reológico del crudo a tratar, por ejemplo en el intervalo $4 \leq \text{pH} \leq 12.5$. En el segundo caso, la composición química (AQ) se dispersa en el medio orgánico, el cual preferentemente se compone de tres
15 solventes genéricos, a base de Xileno, Percloroetileno y Tolueno, en proporciones variables que respondan al comportamiento del crudo deseado, más un agente surfactante (AS) que permita integrar la composición química referida (AQ) a la mezcla, preferentemente un agente que contenga una cadena alquílica con un No. de carbonos entre 2 y 14, más un grupo sulfónico y un catión a base de iso-alquilo
20 de amina.

Las principales ventajas de esta aplicación se resumen enseguida:

1. Un incremento de la productividad y rentabilidad de los pozos productores de
25 petróleos pesados y extrapesados, con resultados que dependen de las variables mencionadas y de las características del pozo; la inyección de los agentes químicos puede realizarse en soluciones acuosas u orgánicas, en el yacimiento, en la tubería de producción, en la línea de descarga de los pozos y en las líneas de transporte superficial. El efecto neto es el incremento de la movilidad del crudo por la reducción de
30 su viscosidad y de su tensión interfacial, facilitándose con ello las operaciones de transporte y bombeo. Por tanto, se produce más, mediante el incremento del gasto de

producción, derivado de la modificación de la viscosidad del fluido pesado original, por lo que esta invención tiene un potencial importante para generar mayores volúmenes de crudo por pozo y por yacimiento, derivado de la mayor movilidad y de una mayor fluidez, lo cual redundará en una mayor facilidad de bombeo y en una reducción de costos.

5 2. Una reducción de los costos asociados al transporte de petróleos crudos pesados en las operaciones de superficie, especialmente a grandes distancias, por efecto de la reducción de la viscosidad, del factor de fricción y por su impacto derivado de una mayor facilidad de bombeo, ahorros derivados por no incurrir en costos de calentamiento del crudo a lo largo de las líneas de transporte, mayor durabilidad de los equipos de bombeo, disminución del número de reparaciones derivado del menor desgaste de los equipos de bombeo, reducción de los tiempos de entrega, reducción de riesgos por depósito de asfaltenos y ahorro en desmulsificantes, debido a la tendencia de las emulsiones crudo-agua-agentes químicos para romper la emulsión en condiciones estáticas. Globalmente, la aplicación de la presente invención proporciona una mayor facilidad de manejo y un aumento de la movilidad del crudo por efecto de la reducción de la viscosidad.

15 3. Mayor flexibilidad y sostenibilidad a lo largo de la cadena de producción, desde la extracción al procesamiento, debido a la utilización de agentes químicos de baja volatilidad en el medio acuoso, en contraste con diluyentes convencionales como el queroseno, Diesel, nafta, condensados de gas natural o de petróleo ligero, los cuales causan un impacto ambiental negativo y no siempre se encuentran disponibles en el área de producción, o tienden a escasear en función de la declinación de los campos.

20 4. Flexibilidad en la cadena de procesamiento "aguas abajo", de los aceites pesados, debido a una mejor movilidad y fluidez, además de un mejor contacto con los catalizadores en los reactores de procesamiento. Mejoramiento de la rentabilidad de los crudos pesados y menores costos de operación a lo largo de la cadena de producción, incluyendo a los procesos de refinación.

25 5. Mejoramiento de la en la mojabilidad de la roca, mediante la aplicación de los agentes químicos mencionados, los cuales alteran la mojabilidad de la matriz de roca del yacimiento, facilitando la expulsión del crudo, aun cuando la permeabilidad de la

roca sea baja. También, mediante la adición de los agentes químicos de esta invención, el comportamiento del fluido pesado tiende a ser ~~Newtoniano, es decir su~~ viscosidad permanece estable independientemente de la velocidad de corte.

6. Mayor facilidad en la etapa de deshidratación del fluido, debido a la formación de una emulsión homogénea en condiciones dinámicas y también por el rompimiento espontáneo en condiciones estáticas;

7. Versatilidad en el procedimiento de aplicación, el cual puede aplicarse tanto en el pozo como en el yacimiento, mediante varios modos, el denominado "huff and puff", o por inyección del producto químico en solución acuosa, o combinado con vapor o medio orgánico dispersante, a fondo de pozo, en la tubería de producción o en la cabeza de pozo o en la línea de descarga.

8. Economía en la aplicación, porque los agentes mencionados pueden ser inyectados en el yacimiento mediante el uso del mismo equipo, el cual suele utilizarse en operaciones convencionales de recuperación mejorada (EOR).

15

La estructura molecular de los agentes químicos descritos en el presente documento es verificada mediante los espectros de resonancia magnética nuclear de ^1H y ^{13}C , los cuales requirieron el uso de equipos tales como el Géminis (Varian plus, de 300 MHz), el cual utiliza una referencia de tetrametilsilano (TMS), mientras que las señales de resonancia de ^1H y ^{13}C del solvente es utilizada como referencia interna. También, las técnicas de GPC y MALDI-TOF, así como las basadas en la espectrometría del infrarrojo (FTIR), se aplican por ejemplo mediante el uso de un equipo Perkin-Elmer 1600, serie FTIR 710-B; principalmente se obtuvieron los espectros en la región entre 4000 y 650 cm^{-1} en el ATR de zafiro. Dichos agentes químicos pueden combinarse mediante reacción química con grupos funcionales tales como metoxi-, etoxi- propoxi- o grupos similares, para enfatizar su acción. Todos estos productos químicos o sus combinaciones, son mejoradores de flujo de petróleos crudos pesados, y para su aplicación se deben preparar mediante el mezclado con un medio dispersante en base acuosa u orgánica, en proporciones preferentes desde 200 ppm a 3,000 ppm con respecto al volumen de crudo a tratar, preferentemente en condiciones de aplicación de

30

temperaturas y acidez compatibles, mediante u método de inyección adecuado al yacimiento, pozo, tanque de recepción o línea de descarga.

Otro aspecto importante de este desarrollo es la influencia del agua congénita sobre los
5 agentes químicos descritos, debido a que la acción conjunta del agua, del bióxido de
carbono y del vapor de agua que se inyectan comúnmente en los pozos para realizar la
recuperación mejorada, pueden causar efectos químicos, entre otros la modificación de
la viscosidad y de tensión interfacial. Ambos aspectos involucran interacciones
10 moleculares entre los agentes químicos y las fracciones pesadas de los petróleos
crudos, lo cual contribuye a modificar las propiedades físicas y recuperación de los
crudos pesados.

El impacto del actual desarrollo se puede clasificar en aspectos técnicos, económicos y
ambientales. Estos aspectos obran de varias maneras, por ejemplo, las reservas
15 pesadas del petróleo pueden aprovecharse mediante su conversión a aceite
recuperable, con mejores características, tales como una mejor capacidad de bombeo,
baja viscosidad y movilidad más alta. Estos aspectos provocan que los petróleos
pesados puedan moverse en menor tiempo y con menor costo energético; el aceite
pesado conserva su fluidez a lo largo de las líneas de conducción, sin necesidad de
20 incurrir en costos suplementarios de calefacción.

Un aspecto más de la presente invención es que las emulsiones de crudo que se
forman con el producto útil son estables en el régimen dinámico pero se rompen bajo
condiciones estáticas, lo cual asegura la recuperación del crudo después del proceso
25 de deshidratación convencional.

Otro aspecto importante es que después de su aplicación el producto otorga al crudo
mayor facilidad de deshidratación, tal como ha sido comprobado.

30 En resumen, la adición de los agentes químicos que se describen en la presente
invención proporciona ventajas técnicas y económicas. Para un mejor entendimiento, la

tecnología que suscribe la presente invención se explica a detalle en los ejemplos siguientes, sin que esto limite su alcance:

EJEMPLO 1

5 Se prepara una composición química mediante procedimientos reportados en diversas fuentes, consistentes en reacciones de condensación, para obtener el agente químico $[C_nH_{2n-1}ClN_2]_x [H_2O]_y$ en donde $8 \leq n \leq 12$; los coeficientes x , y se calculan en función del volumen del petróleo crudo (z) dentro del intervalo siguiente: (1) $x + y = 0.05 z$ y (2) $x + y = 0.66 z$, con respecto al volumen del crudo en donde se va a aplicar, en donde

10 $z = 1$, mientras que el cociente x/y puede variar preferentemente en el intervalo desde 2×10^{-4} a 1×10^{-3} . También, el agente químico preferente se obtiene a partir de la molécula general mencionada en este ejemplo, la cual es modificada mediante la inserción de cadena polimérica (tipo oxirano), para obtener el agente químico con fórmula general $C_nH_{2n-1}ClN_2(C_3H_6O)_{2x}$, preferentemente el valor de n depende del tipo

15 de crudo a tratar, por ejemplo en el caso de un crudo del tipo C1 (Tablas 1-3) $n=11$. Otras relaciones también son útiles, si la presencia de agua no congénita en el crudo pesado es importante, en un método de recuperación mejorada, p.ej., 20 % o más, la relación $x + y$ puede variar desde 0.05 a 0.45, mientras que x/y se mantiene igual o con una tolerancia de $\pm 0.5 \times 10^{-4}$. Los datos espectroscópicos de IR proporcionan

20 datos característicos del producto, por ejemplo, en caso del precursor de esta invención, los parámetros estructurales son como sigue: 3600, 3500, 2850, 2785, 1690, 1480, 1078 cm^{-1} ; también, 1H NMR (300 MHz, $CDCl_3$) da valores de δ de 0.96 (t, 3H), 1.33 (m, 3H), 3.68 (m, 3H), 7.4 (d, 1H), 7.6 (d, 1H), 10.1 (s, 1H); ^{13}C NMR (300 MHz) δ 13.8, 20.8, 32.2, 37.9, 58.2, 122.5, 123.0, 131.0; Cálculo de HRMS para $C_8H_{16}N_2O$ es

25 igual a 156.23, encontrándose el valor 156.13. Se prefiere usar esta composición química en solución acuosa si el corte de agua del crudo es inferior al 5 % vol.; alternativamente, si el corte es superior a esta cifra, se prefiere el medio orgánico de acuerdo a una de las reivindicaciones de esta invención, en las condiciones específicas descritas, lo cual conforma un producto integrado por el agente químico

30 precursor o modificado, más el agente dispersante, más el agente surfactante, el cual es eficaz para reducir la viscosidad de los petróleos crudos pesados, por ejemplo de los

tipos C1, C4 y C5, cuyas propiedades se explican en las Tablas Nos. 1 a 3, así como otros susceptibles a la interacción con el producto ~~descrito anteriormente~~, excluyéndose a los petróleos tipo C2. Además, el agente químico promueve un comportamiento más estable de los crudos pesados, tipo Newtoniano. Por tanto, el agente químico útil tiene una fórmula general $[C_nH_{2n-1}ClN_2]_x [H_2O]_y$ en donde $8 \leq n \leq 12$ pero el mismo es eficaz si se modifica a la forma de $C_nH_{2n-1}ClN_2 (C_3H_6O)_{2x}$. La aplicación práctica de esta invención requiere que se usen las condiciones óptimas, las cuales son derivadas de algunos criterios de selección, tanto para el petróleo crudo como para el agente químico, así que los petróleos tipo C1, C4 y C5 requieren formulaciones, cantidades y condiciones distintas para producir los efectos mencionados, p.ej, para algunos de los petróleos crudos pesados del Golfo de México, la relación recomendada es $x + y = 0.05 z$ a $0.4 z$, mientras que $x/y = 6 \times 10^{-4}$; en conjunto con las especificaciones anteriores, las condiciones de uso de la formulación, incluyen las temperaturas más recomendadas para la aplicación, por ejemplo, para un crudo tipo C1 el producto es útil entre la temperatura ambiente ($10 - 35^\circ C$) y la temperatura de pozo o yacimiento ($70 - 85^\circ C$), con las presiones en el intervalo desde 1 Kg/cm^2 a 200 Kg/cm^2 , en el intervalo $10 < \text{pH} < 12.5$. La composición química de la presente invención debe aplicarse en fase líquida, preferentemente con una base acuosa, pero también puede aplicarse con una base orgánica, en la forma que resulte más eficaz en las condiciones de infraestructura del campo productor y según el tipo de crudo y condiciones dinámicas de bombeo o flujo natural, preferentemente se debe aplicar en condiciones de turbulencia, con velocidades de corte entre 0 y 20 Hz; en estas condiciones el resultado es predecible y consiste en la obtención de un perfil decreciente de la viscosidad del petróleo crudo en función de la velocidad de corte, es decir un comportamiento pseudoplástico, como se muestra en la **Fig. 1**, durante las operaciones de bombeo o de flujo natural. Este comportamiento se modifica en el intervalo de 0.5 a 100 Hz, por la acción de los agentes químicos de la invención, en el cual se alcanzan variaciones superiores a 99 %, con respecto a la viscosidad inicial de los petróleos crudos mencionados, medido a escala del laboratorio. Típicamente, un petróleo crudo pesado o extrapesado cuya viscosidad (μ) se encuentra en el intervalo $1 \times 10^4 \text{ cP} < \mu < 1 \times 10^5 \text{ cP}$ antes del tratamiento, disminuye a menos de $2 \times 10^2 \text{ cP}$

después del tratamiento en las condiciones especificadas, es decir un factor de reducción entre 10^2 y 10^3 veces a la temperatura ambiental, p.ej., a $25\text{ }^\circ\text{C}$ (**Fig. 1**); en otros términos, la viscosidad se modifica y los resultados se han confirmado mediante réplicas experimentales triplicadas, para cada caso, con una precisión dentro del margen $\pm 0.2\%$, en el extremo de la prueba de viscosidad, es decir, a 100 1/s , a la temperatura ambiental ($25\text{ }^\circ\text{C}$). También, las mediciones realizadas mediante un viscosímetro Stabinger confirman las variaciones cinemáticas y dinámicas de la viscosidad, en función de la temperatura. La **Fig. 2**, la variación de la viscosidad en función de la velocidad de corte en presencia de los agentes Químicos desarrollados en esta invención, dispersados en Agente Dispersante orgánico con un surfactante, para un crudo pesado tipo C1. Mediante los agentes químicos aquí descritos, cuya concentración obedece las relaciones mencionadas de **x**, **y** y **z**, se obtienen variaciones decrecientes de la viscosidad, alcanzándose variaciones entre 90 y 99.8% , con respecto a los valores originales de los crudos pesados mencionados, a temperaturas ambientales, con el agente químico en solución acuosa u orgánica, como se ilustra en las Figuras 1 y 2, en las condiciones mencionadas previamente. Tanto en el medio acuoso como en el medio orgánico se obtienen variaciones de la viscosidad desde $60,000\text{ cP}$ en el crudo original, hasta valores en el intervalo entre $2,018\text{ cP}$ y 200 cP , aún menos, en condiciones dinámicas, entre 0 y 10 Hz , es decir que la reducción de la viscosidad puede alcanzar un intervalo de reducción entre 97 y 99.7% , medido a escala de laboratorio.

La aplicación de esta tecnología se realiza mediante la inyección directa de la composición química de la presente invención, como se describe en este ejemplo, y una vez integrada al medio dispersante en fase acuosa u orgánica, con el agente surfactante, a fondo de pozo según el esquema de la **Fig. 3 (a)**, o a los ductos de transporte del crudo pesado según el esquema de la **Fig. 3 (b)** o en los tanques de recepción de batería; aquellos crudos con características similares a C1, C4 y C5, son susceptibles de integrarse a los agentes químicos mediante una agitación mecánica moderada, p.ej., una rotación entre 0.5 a 10 Hz , en los tanques o en los ductos (Línea de descarga, **Fig. 3 (b)** que contienen o que transportan al crudo pesado,

respectivamente, en operaciones de superficie. En el primer caso la inyección se realiza desde la superficie a través de una tubería cuyo diámetro es $\frac{1}{4}$ " , a fondo de pozo (**Fig. 3a**), mediante una bomba centrífuga a presiones superiores a la presión del pozo, p.ej., 1,200 – 2,000 psi, o bien pueden inyectarse en la línea de descarga en superficie, mediante una bomba dosificadora, la cual se instala en algún punto de la líneas de transporte de crudo (**Fig. 3b**). Alternativamente, los productos se inyectan a fondo de pozo, mediante el uso de tubería especial y con el auxilio de bombas de alta presión, por ejemplo en el intervalo entre 1,200 psi y 2,000 psi, con el fin de facilitar el flujo dentro de la tubería de producción. Mediante estas operaciones y con el uso del agente químico descrito, en las condiciones mencionadas, se obtienen variaciones decrecientes de la viscosidad en la tubería de producción, al menos de 50 %, con un máximo de 99.7 % con respecto a los crudos originales, como se explica en los párrafos precedentes. Esto resulta en un aumento del gasto de producción, al menos de 25 % y hasta más de 100 %, según las condiciones y la eficiencia del producto mencionado, con respecto al gasto original, debido al cambio de viscosidad, aunque las variaciones superiores a ese porcentaje son posibles, cuando la viscosidad decae más de 50 %, mediante la aplicación del agente químico descrito bajo las condiciones de mezclado mas eficaces, por ejemplo la inyección en una zona de turbulencia (zona D, Esquema 1.A) o mediante el uso de dispositivos mecánicos.

20

EJEMPLO 2

Se prepara una composición química conforme a la presente invención con fórmula general $C_nH_{2n-m}ClN_2O_2$, en donde $2 \leq n \leq 10$, $1 \leq m \leq 6$ por reacción de condensación y a partir de esta se procede a modificarla para obtener la composición química con fórmula general $C_nH_{2n-m}ClN_2pO_2l(C_3H_6O)_{2x}$, preferentemente el valor de n depende del tipo de crudo a tratar, por ejemplo en el caso de un crudo del tipo C1 (Tablas 1-3) $n=7$ y $m=1$. Esta composición química no se usa directamente sobre el crudo a tratar, sino que se dispersa en un medio acuoso u orgánico, y eventualmente se integra con un agente surfactante que puede ser de origen natural o sintético, por ejemplo alguno o algunos de las familias que pertenezcan a la siguiente relación: Alquil-sulfonato de alquilamina, Alquil-sulfonato-de-poli-alquil-amina, Polioxietilen-alcohol, Polioxietilen-

30

alquil-aminas, Polioxietilen-alquil-amidas, Carboxi-metil-celulosa de sodio, Alcanol-amidas, Alcanol-aminas, Glicol-esteres, Poliglicerol-esteres, ~~Polioxi-alquilen-polioxi-esteres~~, Monoester de etilen-glicol.

5 Una vez integrado como se describe el producto se puede usar para reducir la viscosidad de petróleos crudos pesados. El producto precursor que es útil para el uso mencionado tiene la fórmula general $C_nH_{2n-m}N_2O_2$, en donde $2 \leq n \leq 10$, $1 \leq m \leq 6$ y su caracterización química se realiza mediante espectroscopia IR (cercano) arrojando los siguientes datos: 3500, 2850, 2785, 1725, 1690, 1480, 1150, 1078 cm^{-1} ; 1H NMR (300

10 MHz, $CDCl_3$) δ 0.96 (m, 3H), 1.33 (m, 6H), 2.20 (s, 3H), 3.63 (s, 3H), 7.4 (d, 1H), 7.6 (d, 1H), 10.1 (s, 1H); ^{13}C NMR (300 megaciclos) δ 13.8, 20.8, 23.2, 32.2, 37.9, 58.2, 122.8, 123.0, 137.0, 172.8; el cálculo HRMS para el producto $C_nH_{2n-m}ClN_2O_2$ es 198.26, encontrándose 198.14, para $n=7$, $m=1$. A partir de este se prepara entonces el producto modificado: $C_nH_{2n-m}ClN_2O_2 (C_3H_6O)_{2x}$. Estos productos, precursor y modificado, se

15 integran en un agente dispersante acuoso u orgánico, más un agente surfactante que ayuda a homogenizar las fases, produciendo así un producto útil para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo K y C ó C1 y C2, preferentemente cuando la concentración es dictada por las relaciones $[C_nH_{2n-m}ClN_2O_2 (C_3H_6O)_{2x}]_x [H_2O]_y$ para $5 \leq n \leq 10$, $1 \leq m \leq 6$, en donde el valor de n se obtiene a partir del

20 comportamiento del petróleo crudo a tratar, por ejemplo para los petróleos tipo C1 y C2, se prefiere $n=7$, $m=1$, así como las condiciones especificadas en el Ejemplo No. 1. En este caso las relaciones entre los índices x , y , z obedecen las mismas proporciones especificadas en el Ejemplo No. 1. En estas condiciones los productos integrados como se ha mencionado, reducen la viscosidad de los petróleo crudos tipo C1 y C2, en el

25 intervalo desde menos de 1 % para los crudos del primer tipo hasta 99.7 % para los crudos tipo C2, con respecto a su viscosidad original. De manera similar, estos agentes químicos pueden inyectarse directamente a los ductos de transporte superficial de crudos pesados, por ejemplo, a aquellos petróleos crudos cuyas características son similares a C1, C2, C4 y C5, en base acuosa si los crudos presentan un corte de agua

30 bajo, y se prefiere el medio orgánico si el corte es superior, p.ej., 5-50 % vol., en el intervalo de temperaturas entre $10^\circ C$ y $80^\circ C$ y en el intervalo de pH especificado en el



Ejemplo 1; esto significa que los agentes químicos son susceptibles de integrarse mecánicamente en los tanques y en los ductos que contienen ~~o que transportan~~ el crudo pesado, respectivamente, en operaciones de superficie, por ejemplo mediante el uso de bombas dosificadoras, por ejemplo tipo Triplex, reciprocante o centrífuga.

5 También, los productos descritos pueden inyectarse a fondo de pozo, en forma de solución acuosa, mediante el uso de una tubería especial y con el auxilio de bombas de alta presión, por ejemplo en el intervalo de 1,200 psi a 2,000 psi, con el fin de facilitar el flujo en la tubería de producción. En estas condiciones se obtienen variaciones significativas de la viscosidad, entre 50 y 99.8 %, como se explica en los párrafos
 10 precedentes y en las Tablas 5 a 12, con la consecuente caída de presión a lo largo de la línea de producción, equivalente a caídas de presión en el intervalo de ΔP desde 10^4 psi hacia arriba, p.ej., 10^5 psi, hasta valores de ΔP entre 10^0 y 10^3 psi, dependiendo de las condiciones de la línea de producción o de transporte superficial, tales como Longitud, diámetro, etc., así como de la magnitud de la variación de la viscosidad
 15 producida por los agentes químicos. Un resultado típico muestra las variaciones de la caída de presión y del gasto en función de la disminución de la viscosidad, por ejemplo con un 50 % de reducción de la viscosidad se obtiene el doble del gasto.

EJEMPLO 3

20 Una composición química de la presente invención es preparada según los procedimientos establecidos en el arte de la síntesis orgánica, con factores de escalamiento que permitan efectuar la síntesis a escala semi-industrial y a escala industrial, basándose en las cualidades descritas en esta invención, las cuales proporcionan las proporciones adecuadas a la escala de laboratorio, como una base de
 25 referencia. Por ejemplo, la composición química es caracterizada por tener datos espectroscópicos como sigue: IR (cercano) 3500, 2850, 2785, 2250, 1690, 1480, 1078 centímetro^{-1} ; ^1H NMR (300 MHz, CDCl_3) δ 0.96 (m, 3H), 1.33 (m, 6H), 3.63 (s, 3H), 7.4 (d, 1H), 7.6 (d, 1H), 10.1 (s, 1H); ^{13}C NMR (300 megaciclos) δ 13.8, 20.8, 32.2, 37.9, 58.2, 118, 122.8, 123.0, 137.0; el cálculo HRMS para $\text{C}_n\text{H}_m\text{N}_p\text{O}_2$ es 205.25,
 30 encontrándose 205.84, en donde $8 \leq n \leq 10$, $m = n + 4$ y $2 \leq p \leq 8$, preferentemente $9 \leq n \leq 12$, $m = n + 4$ y $4 \leq p \leq 6$. Esta composición química se modifica mediante reacción de

polimerización, para obtener la composición química con fórmula general $C_nH_mN_pO_2$
 $(C_3H_6O)_{2x}$. Esta composición se integra a un agente dispersante de tipo acuoso u
 orgánico y a un agente surfactante, para obtener la composición útil para los fines
 descritos en la invención, es decir para la reducción de la viscosidad de petróleos
 5 crudos pesados tipo K y C ó C1 y C2, en una concentración preferentemente dictada
 por las relaciones $[C_nH_mN_pO_2 (C_3H_6O)_{2x}]_x [H_2O]_y$ para $9 \leq n \leq 12$, $13 \leq m \leq 16$, en donde el
 valor de n se obtiene a partir de los perfiles de comportamiento reológico y propiedades
 del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo para los petróleos tipo C1 y C2, se
 prefiere $n=9$, $m=n+4$, $p=5$, así como las condiciones especificadas en el Ejemplo No. 1.
 10 En este caso las relaciones entre los índices x, y, z obedecen a las mismas
 proporciones especificadas en el Ejemplo No. 1. Las pruebas reológicas indican que el
 producto descrito en los párrafos anteriores tiene la capacidad de reducir la viscosidad
 de los petróleos crudos mencionados, en una proporción con respecto a la viscosidad
 original, de 20.8 % para el petróleo tipo K y de 99.8%, para el petróleo crudo tipo C.
 15 Este producto se aplica preferentemente en solución acuosa u orgánica, según las
 condiciones mencionadas en los ejemplos precedentes, y es apto para su aplicación a
 fondo de pozo y en las líneas de descarga de las baterías para el transporte superficial
 de los crudos pesados, en las condiciones que se describen en los ejemplos anteriores.

20

EJEMPLO 4

Una composición química de la presente invención es preparada según los
 procedimientos divulgados en la práctica de la síntesis orgánica, el cual es
 caracterizado mediante datos espectroscópicos: 3500 (cercano) IR, 2850, 2785, 1725,
 1690, 1480, 1150, 1078 cm^{-1} ; 1H NMR (300 megaciclos, $CDCl_3$) δ 0.96 (m, 6H), 1.33
 25 (m, 26H), 1.62 (m, 2H), 2.40 (t, 2H), 3.63 (s, 3H), 7.4 (d, 1H), 7.6 (d, 1H), 10.1 (s, 1H);
 ^{13}C NMR (300 MHz) δ 13.8, 14.1, 20.8, 22.8, 25.8, 29.1, 29.4, 29.7, 31.9, 32.2, 37.5,
 37.9, 58.2, 122.8, 123, 137, 177.5; el cálculo de HRMS para $C_nH_mN_2O_p$ es 366.32,
 encontrándose 366.58, en donde $10 \leq n \leq 25$, $m=n+19$ y $0 \leq p \leq 8$, preferentemente
 $18 \leq n \leq 22$, $m=n+19$ y $1 \leq p \leq 4$. Esta composición química se integra como se ha descrito
 30 en los ejemplos precedentes, para obtener la forma útil del producto, el cual es eficaz
 para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo C1 y C2, en una

concentración preferentemente dictada por las relaciones $[C_nH_mN_2O_p]_x [H_2O]_y$ para $20 \leq n \leq 22$, $40 \leq m \leq 42$, en donde el valor de n se obtiene a partir de la respuesta y propiedades del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo para los petróleos tipo C1 y C2, se prefiere $n=21$, $m=n+19$, $p=m-36$ ó $p=n-17$, en las condiciones especificadas en el Ejemplo No. 1, para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados, por ejemplo hasta 43,6% y 99.8%, respecto a la viscosidad inicial de los petróleos crudos C1 y C2, respectivamente. En este caso las relaciones entre los índices x , y , z obedecen las mismas proporciones especificadas en los Ejemplos anteriores. El producto descrito es aplicado tanto a fondo de pozo como en el transporte superficial de crudos pesados, en las condiciones y con los beneficios que se describen en los ejemplos anteriores. Similarmente, la modificación de la fórmula anterior mediante reacción de polimerización con oxirano, conduce a obtener la composición química de fórmula general $C_nH_mN_2O_p(C_3H_6O)_{2x}$, en donde preferentemente el valor de n depende del tipo de crudo a tratar.

15

EJEMPLO 5

Una composición química de la presente invención presenta características espectroscópicas de IR (cercano) 3500, 2850, 2785, 1690, 1480, 1078 cm^{-1} ; 1H NMR (300 MHz, $CDCl_3$) δ 0.96 (m, 3H), 1.33 (m, 6H), 3.63 (s, 3H), 7.4 (d, 1H), 7.6 (d, 1H), 10.1 (s, 1H); ^{13}C NMR (300 MHz) δ 13.8, 20.8, 32.2, 37.9, 58.2, 122.8, 123, 137; el cálculo HRMS para $C_nH_mN_2O_p$ es 174.09, contra un valor real de 174.67, en donde $5 \leq n \leq 12$, $m=2n-2$ y $0 \leq p \leq 5$, preferentemente $8 \leq n \leq 10$, $m=2n-2$ y $3 \leq p \leq 4$. Esta composición química se somete a una reacción de polimerización subsecuente, para obtener un líquido iónico polimerizado con cadenas tipo oxirano, de fórmula general $C_nH_mN_2O_p(C_3H_6O)_{2x}$; Estas composiciones se preparan en forma útil mediante su integración con agentes dispersantes y surfactante, respectivamente, como se explicado en ejemplos precedentes, para obtener el producto que es eficaz para la reducción de la viscosidad de petróleos crudos pesados tipo C2 y C5, en una concentración preferentemente dictada por las relaciones $[C_nH_mN_2O_p(C_3H_6O)_{2x}]_x [H_2O]_y$ para $8 \leq n \leq 10$, $14 \leq m \leq 18$, en donde el valor de n se obtiene a partir de la respuesta y propiedades del petróleo crudo que se va a tratar, por ejemplo para los petróleos tipo C2 y C5, se prefiere $n=9$, $m=2n-$

30

2, $p=m-12$ ó bien $p=n-5$, en las condiciones especificadas en el Ejemplo No. 1. En este caso las relaciones entre los índices x , y , z obedecen a ~~las mismas~~ proporciones especificadas en los Ejemplos Nos. 1-4. Las relaciones entre los coeficientes n , m y p no son exclusivas ni invalidan a otras relaciones entre n , m y p que pudieran ser
5 beneficiosas para los fines de esta invención. Los resultados demuestran que el producto líquido, tema de la presente invención, tiene una capacidad para reducir la viscosidad en 28.1% y 99.8 % para los crudos mencionados, con respecto a su viscosidad inicial, respectivamente.

10

EJEMPLO 6

En otras condiciones, distintas a los ejemplos precedentes, descritos en los párrafos anteriores, se utilizan como base algunos agentes químicos de naturaleza polimérica, preferentemente de peso molecular entre 50,000 y 100,000 y cuya característica principal es su composición a base de una serie de aminoácidos con grupos
15 carboxílicos y polares, simultáneamente, en la cadena principal, así que por ejemplo 100 g de tales agentes poliméricos puedan contener 78 a 80 mM de grupos carboxílicos libres, formando un producto que debe diluirse o mantenerse en suspensión en la fase acuosa y que así pueda integrarse mediante simple agitación mecánica a los crudos pesados, dentro del intervalo de temperaturas entre 10 y 80°C,
20 en una concentración desde 100 a 3000 ppm; en estas condiciones los agentes químicos actúan sobre las propiedades del petróleo crudo pesado, modificando su viscosidad inicial, cuando se usan en las condiciones mencionadas de temperaturas y concentraciones, por ejemplo entre 10 y 80 °C, desde $P=1 \text{ Kg/cm}^2$ a $P=250 \text{ Kg/cm}^2$, pH entre 9 y 12.5, en solución con base agua, preferentemente con bajo contenido de
25 sales si se trata de agua congénita, o en caso de disponer de agua blanda es preferible su uso en la aplicación de la presente invención, incluyéndose a todos los ejemplos anteriores; en los casos descritos los agentes producen un efecto estabilizador, en términos del comportamiento reológico de los crudos pesados, así como un mejoramiento de la movilidad de los mismos, en las condiciones descritas en este
30 ejemplo y a presiones entre 1 Kg/cm^2 y 250 Kg/cm^2 . Por ello, estos compuestos, de origen natural o sintético, pueden usarse en combinación con las composiciones

químicas reportadas en todos los ejemplos de esta invención, siendo que favorecen el comportamiento reológico de los crudos aparte de una reducción de la viscosidad de los crudos pesados causada por las composiciones mencionadas en las condiciones específicas, a implementarse mediante inyección directa en los ductos de transporte de crudo pesado, por ejemplo en aquellos crudos con características similares a la serie C1 a C5, preferentemente en base acuosa, en el intervalo de temperaturas entre 10°C y 100°C y en condiciones de acidez especificadas arriba; esto significa que los agentes químicos con base polimérica y en conjunto con las composiciones descritas en los ejemplos Nos. 1 a 27, cuyos pesos moleculares se sitúan dentro del intervalo descrito en esta sección, son susceptibles de integrarse mecánicamente en los tanques que contienen al crudo o en los ductos de superficie; por ejemplo, el flujo se mantiene mediante una bomba dosificadora, por ejemplo tipo Triplex, reciprocante o centrífuga, la cual se instala en algún punto disponible a lo largo de la líneas de transporte de crudo, preferentemente en un lugar cercano a la cabeza de pozo, sobre la línea de descarga o bien antes de las unidades de bombeo, en las operaciones de bombeo superficial; estas operaciones implican un cambio de las válvulas controladoras que efectúan la apertura y cierre del flujo y los beneficios incluyen la disminución del tiempo de bombeo por un factor al menos de 50 % y más. También, la vida útil de las unidades de bombeo se incrementa en factores similares, debido a la mayor facilidad en el bombeo derivada del cambio de la viscosidad y, por supuesto se incrementa el gasto de producción debido a que disminuye la caída de presión a lo largo de las líneas de descarga. Alternativamente, los productos pueden inyectarse a fondo de pozo mediante el uso de tubería especial y con el auxilio de bombas de alta presión, por ejemplo en el intervalo de 1,200 psi a 2,000 psi, con el fin de facilitar el flujo en la tubería de producción. En este caso se obtiene un incremento del gasto de producción al menos de 20 %.

EJEMPLO 7

Los productos descritos arriba mediante ejemplos 1-28 son aplicables en forma de una mezcla en solución acuosa u orgánica, la cual puede ser inyectada a un pozo productor de petróleo pesado o bien a las líneas superficiales de transporte de crudo pesado. Para ello es necesario usar equipos de bombeo de alta presión (1,200 – 2500

psi) para vencer los efectos de la contrapresión del pozo o de la línea de transporte de crudo. Un esquema representativo que forma parte de los usos de la presente invención, se ilustra en los esquemas Nos. 3(a) y 3(b), en donde se advierte que la inyección de los agentes químicos se realiza directamente en la línea de conducción, preferentemente antes del paso de un mezclador estático ó dinámico, si se tiene instalado, preferentemente, con el objeto de lograr una mezcla homogénea que se integra a los componentes del fluido. Los efectos principales que se logran en la línea de transporte de crudo son una mejora en la productividad mediante el acortamiento de los tiempos de entrega, así como una reducción del costo por bombeo, debido al mejoramiento del flujo. Los productos descritos en los ejemplos 1 a 26, en conjunto con otros agentes poliméricos no descritos en los ejemplos 1 a 27 sino en el ejemplo 28, pueden inyectarse también a pozos productores mediante varios métodos. Por ejemplo, en un primer método los agentes químicos que se describieron anteriormente pueden inyectarse mediante el bombeo de una mezcla acuosa 1:1, de compuestos descritos en los ejemplos 1-3, junto con una solución de hidróxido de sodio (0.1 N), en la tubería de descarga, hacia los tanques de almacenamiento en superficie; un flujo continuo del producto puede actuar en el lote de petróleo crudo que se produce en la siguiente batería de bombeo, manteniendo cebada la primera tubería de descarga con el agente químico. Este modo de operación resulta muy eficaz para disminuir la viscosidad de los crudos pesados, por un factor de 100 a 1000 veces. Igualmente sucede en las líneas de transporte, hasta llegar a los tanques recolectores o de almacenamiento y más allá. La solución que contiene el agente químico disponible puede dispensarse a partir de un tanque de almacenamiento de 5 a 10 m³, dependiendo del gasto de producción o de transporte. Es recomendable instalar ese tanque en la primera estación del circuito de bombeo, el cual consiste de una bomba con capacidad suficiente para succionar el producto del tanque e inyectarlo en la línea de descarga. Alternativamente, el producto puede ser enviado por la estación de bombeo, para inyectarlo en el tanque de almacenamiento y de allí hacia la línea de descarga. Esto asegura una reducción inmediata de la viscosidad del aceite contenido en el tanque de almacenamiento y más allá, a lo largo de la tubería de descarga.

EJEMPLO 8

Las composiciones químicas de la presente invención pueden ~~inyectarse a lo largo de~~ una línea de descarga de pozo, mediante una bomba dosificadora que se conecta a la línea directamente, para producir los efectos como reductores de la viscosidad, dentro
5 de la línea, para provocar un aumento del factor de recuperación desde 20 % al menos hasta por un orden de magnitud. Otro beneficio de esta acción está relacionado con la facilidad de manejo, porque el crudo más ligero es más fácil de manejar debido a su menor viscosidad, mayor facilidad de bombeo y fluidez. Otra ventaja es la menor cantidad de energía necesaria para mantener el sistema de bombeo. En la composición
10 química de la presente invención el agente químico a base de líquido iónico se agrega por lo general en una baja concentración, desde 200 hasta 3,000 ppm, más preferentemente entre 300 y 600 ppm a temperatura ambiental y presión elevada (14.7 Kg/cm² hasta 200 Kg/cm²). La interacción de estos productos con el aceite pesado de la línea de transporte produce cambios en la movilidad del aceite pesado y por tanto se
15 producen beneficios como son un menor tiempo de entrega en la línea de transporte, así como un menor gasto energético por bombeo, derivado de una menor caída de presión a lo largo de la línea. La composición química mencionada en los ejemplos anteriores puede inyectarse directamente a los ductos de transporte de crudo pesado, por ejemplo a aquellos con características similares a la serie C1 a C5, en base
20 acuosa, en el intervalo de temperaturas entre 10°C y 80°C y en el intervalo de acidez (pH) entre 7 y 12.5; los agentes químicos mencionados son susceptibles de integrarse mecánicamente en los tanques y en los ductos que contienen o que transportan al crudo pesado, respectivamente, en operaciones de superficie, por ejemplo mediante el uso de una bomba dosificadora, tipo Triplex, reciprocante o centrífuga, la cual se instala
25 en algún punto a lo largo de la línea de transporte de petróleo crudo pesado, con válvulas controladoras que efectúan la apertura y cierre del flujo. Alternativamente, los productos pueden inyectarse a fondo de pozo mediante el uso de tubería especial y con el auxilio de bombas de alta presión, por ejemplo en el intervalo de 1,200 psi a 2,000 psi, preferentemente a la temperatura del pozo, a pH entre 7 y 12.5, con el fin de
30 facilitar el flujo en la tubería de producción.

EJEMPLO 9

Las composiciones químicas que son objeto de la presente invención, reportadas en...
los ejemplos precedentes, son susceptibles de inyectarse en distintas modalidades; en
una de ellas los agentes químicos descritos en los ejemplos precedentes, se inyectan a
5 fondo de los pozos mediante el uso de una bomba dosificadora, con el objeto de vencer
la contrapresión, p.ej., 1,200 a 2,800 psi, con el agente químico diluido o suspendido
en agua, mediante un tubo de diámetro variable, p.ej., un diámetro entre 0.635 cm y
1.25 cm; con este dispositivo se asegura la entrada de los agentes químicos hasta el
fondo del pozo, provocando variaciones en el flujo a nivel de la tubería de producción,
10 lo cual tiende a mejorar el gasto de producción, al menos 20 % y hasta 100 % o más,
dependiendo de las variables intrínsecas del yacimiento y del pozo, como son la
permeabilidad y la presión subyacentes, así como de las características del aceite
pesado, por ejemplo la viscosidad, la relación agua/aceite, el Número Acido Total, el
Número Básico Total y otros factores fisicoquímicos. Las variaciones de esas
15 propiedades ocurren a partir del contacto físico entre el petróleo crudo y los agentes
químicos, obteniéndose un flujo más ligero y más fácil de manejar, por su menor
viscosidad, lo cual proporciona mayor facilidad de bombeo. Los agentes químicos que
se agregan en estas aplicaciones se usan en una baja concentración, generalmente
menor a 1,000 ppm, más preferentemente entre 200 y 1,000 ppm, a temperatura
20 ambiental, desde la presión atmosférica hasta ca. 300 Kg/cm², diluidos en una cantidad
de agua equivalente a 20 y 60 % con respecto al petróleo crudo, a un pH entre 9 y
12.5. La interacción de los agentes químicos con el aceite que ingresa desde los
puntos de disparos a la tubería de producción puede modificar la fluidez del petróleo
crudo, de tal manera que se produce un aumento de la movilidad a través de la tubería
25 de producción y, por consecuencia, un incremento del gasto de producción. Así, a título
de ejemplo, un pozo cuya producción es de 50 barriles por día puede incrementarse a
una producción de 300 barriles por día, siempre y cuando el pozo tenga el potencial
necesario y la energía para liberar esa cantidad de aceite pesado y siempre y cuando
existan las condiciones de mezclado necesario en el fondo del pozo. Una segunda
30 modalidad de aplicación de todos los agentes químicos mencionados en los ejemplos
precedentes, consiste en inyectarlos en proporciones y condiciones similares a la

descrita en el caso anterior, pero en vez de inyectar a fondo de pozo se inyectan en la tubería de descarga o en los ductos de transporte de crudo pesado, con el objeto de reducir la viscosidad del fluido y mejorar el flujo, por ejemplo mediante la reducción de la viscosidad desde 50 % hasta valores porcentuales superiores a 90 %, con respecto a la viscosidad inicial del crudo. En este caso el beneficio se traduce en una mejora del flujo, lo cual acarrea mayor facilidad de bombeo (menor calentamiento de la unidades de bombeo, mayor vida útil del equipo, menor número de paros de producción por reparación), mayor rentabilidad de la operación en su conjunto (menor costo energético, menor tiempo de entrega, operación oportuna, mayor caudal y gasto de producción) y la reducción o eliminación total de diluyentes hidrocarbonados volátiles (nafta, condensados, queroseno, diesel, etc.), los cuales no siempre son disponibles o representan un costo adicional. En resumen, todos los productos desarrollados y descritos en esta invención son susceptibles de aplicarse mediante la primera, segunda o ambas modalidades combinadas y estos procedimientos, en conjunto con los productos descritos, constituyen la parte central de esta tecnología, como se ilustra en la Fig. 3.

Tabla 1. Análisis SARA (n-C₇) de crudos pesados del Golfo

Familia	Crudo tipo C (%peso)	Crudo tipo D (% peso)	Crudo tipo K (% peso)
Saturados	20.83	20.11	24.36
Aromáticos	34.46	32.88	42.62
Resinas	29.32	29.89	7.51
Asfaltenos	15.39	17.17	24.36

Tabla 2. Composición química típica de los aceites pesados

	Crudo tipo C	Crudo tipo D	Crudo tipo K	
	% peso	% peso	% peso	
5	Carbono	84.16	83.73	84.19
	Hidrógeno	10.03	10.16	9.95
	Nitrógeno	0.49	0.55	0.61
	Oxígeno	0.16	0.19	0.1
	Azufre	5.16	5.37	5.15
10	C/H ₂	8.39/1	8.24/1	8.4/1

Tabla 3. Propiedades físicas (a 25 °C) de crudos pesados

	Crudo C	Crudo D	Crudo K	
	% peso	% peso	% peso	
15	° API	12.9	10.85	12.5
	Densidad (g/cm ³)			0.9727
	Viscosidad (cP)	17,300	25,400	85,200
20	Tension(dyn/cm)	28	35	40
	interfacial			
	TAN mgKOH/g	1.00	1.57	0.19
	TBN mgKOH/g	3.28	3.33	4.65
25	Agua (%)	8.98	0.96	0.12

30

REIVINDICACIONES

- 1.- Un método para reducir la viscosidad del petróleo crudo pesado y extrapesado, que comprende la etapa de añadir una composición reductora de la viscosidad en el petróleo crudo pesado o extra pesado en una cantidad efectiva para reducir la viscosidad de dicho petróleo, caracterizado porque dicha composición comprende: (a) un líquido iónico como compuesto activo de fórmula general $[C_7H_{13}ClN_2O_2]_x [H_2O]_y$ donde x está entre 0 a 2 % en peso, e incluye un agente dispersante en fase acuosa (y); con los coeficientes x , y calculados de acuerdo con el volumen de petróleo crudo (z) que se está tratando, y donde x y y están desde $x+y = 0.25z$ a $x+y = 0.66z$, y donde la relación x/y está en el intervalo entre 2×10^{-4} y 1×10^{-3} ; (b) un agente dispersante de base acuosa u orgánica en una cantidad de hasta 35% en volumen basado en el volumen de dicha composición y de 60 a 97% basado en el volumen de dicho compuesto activo; y, (c) un tensoactivo en una cantidad para formar una emulsión homogénea, donde dicho tensoactivo es un alquilsulfonato o alquilamina, que tiene una cadena de alquílica de aproximadamente 8 a 14 átomos de carbono, y un catión formado por una cadena de isopropilo.
- 2.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque el agente dispersante comprende xilenos y metilbenceno, estando el agente dispersante integrado en proporciones variables en función del tipo de petróleo crudo a tratar en una cantidad de entre 0.3 y 0.5 xileno, 0.1 a 0.5 metilbenceno, y opcionalmente de 0.3 a 0.5 percloroetileno, en el que las cantidades son partes en volumen con respecto al volumen total de dicho agente dispersante; y donde dicho tensoactivo se incluye en una cantidad entre 0.01 a 0.025 partes en volumen.
- 3.- El método de la reivindicación 2, caracterizado porque dicho líquido iónico es un líquido iónico modificado, que se diluye en dicho agente dispersante orgánico, en una fracción equivalente de hasta 0.05 vol., con respecto al volumen del agente dispersante.

- 4.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicho líquido iónico es un líquido iónico modificado, obtenido por una reacción de ~~polimerización de un~~ líquido iónico con oxirano, y el cual se dispersa en dicho agente dispersante de base acuosa o de base orgánica, de acuerdo con el carácter del petróleo crudo y las condiciones dinámicas de bombeo, en condiciones de turbulencia con un número de Reynolds superior a 100 y con velocidades de corte entre 0 y 20 Hz.
- 5.- El método de la reivindicación 4, caracterizado porque el agente dispersante acuoso que contiene dicho líquido iónico o líquido iónico modificado, se mezcla con dicho aceite crudo a una temperatura entre 10 y 90 °C, a presiones entre 1 y 350 atm, con pH entre 4 y 12.5, cuyos valores exactos dependen de las características del petróleo crudo a tratar con una dosis entre 3.75 y 3,000 l/h, dependiendo del volumen de crudo a tratar.
- 6.- El método de la reivindicación 4, caracterizado porque el líquido iónico modificado comprende de 2 a 20 grupos repetitivos de metileno o etileno y están presentes entre 1 y 4 ppm del espectro de ^1H RMN.
- 7.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicha composición se obtiene mezclando y dispersando dicho compuesto activo que tiene estabilidad térmica y estructural con grupos funcionales opcionales seleccionados del grupo que consiste en metoxi -etoxi-, -epoxi-, en dicha dispersión acuosa u orgánica, con un agente dispersante, donde dicho agente dispersante comprende una mezcla de xileno, percloroetileno y tolueno en una relación volumétrica de 0.425/0.425/0.142, o una mezcla de Xy: 0.37, Tol: 0.16, PE: 0.37, AS (tensoactivo): 0.02 a 0.05, que se agrega en proporción entre 0.5 y 5% con respecto a la mezcla total de dicha composición química
- 8.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicho compuesto activo se dispersa en dicho agente dispersante acuoso a temperaturas entre 15 y 35°C a

presión atmosférica, y un pH en el intervalo de $7 \leq \text{pH} \leq 12.5$ con un intervalo de $5 \times 10^{-4} \leq C \leq 1 \times 10^{-3}$ con respecto al volumen de petróleo crudo a tratar.

5 9.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicha composición química emplea un medio orgánico como agente dispersante, dicha composición se prepara mediante una mezcla usando un tanque o recipiente y donde la composición química se agrega a dicho petróleo crudo a temperaturas entre 15 y 35°C a presión atmosférica y en el intervalo de pH $6 \leq \text{pH} \leq 8$ a una concentración entre 2×10^{-4} a 1.2×10^{-3} con respecto al volumen de petróleo crudo a tratar.

10

10.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicho líquido iónico es un líquido iónico modificado preparado mediante un proceso de polimerización de un líquido iónico para obtener líquidos iónicos funcionalizados con grupos alcoxi, metoxi, etoxi, -epoxi, con fórmula general $[\text{C}_7\text{H}_{13}\text{ClN}_2\text{O}_2]_x (\text{C}_3\text{H}_6\text{O})_{2x}$.

15

11.- Un método para reducir la viscosidad del petróleo crudo pesado y extrapesado, que comprende la etapa de añadir una composición reductora de la viscosidad a dicho petróleo crudo pesado o extra pesado en una cantidad efectiva para reducir la viscosidad, en el que dicha composición reductora de la viscosidad comprende un líquido iónico como compuesto activo, un agente dispersante acuoso u orgánico y un tensoactivo de alquilsulfonato o alquilamina que tiene un grupo alquilo C_8 a C_{14} y un catión formado a partir de una cadena isopropílica, caracterizado porque el compuesto activo se dispersa en dicho agente dispersante acuoso u orgánico (y), en una proporción varía de acuerdo con la fórmula general $[\text{C}_7\text{H}_{13}\text{ClN}_2\text{O}_2]_x [\text{H}_2\text{O}]_{x'}$, donde x' está de 0 a 2 % en peso, donde H_2O corresponde al agua presente en dicho petróleo crudo; con coeficientes x, y, calculados de acuerdo con el volumen del crudo (z) a tratar, dentro del intervalo: $x+y = 0.05z$ a $x+y = 0.66z$ con respecto al volumen de petróleo crudo y la relación x/y varía en el intervalo de 2×10^{-4} a 1×10^{-3} .

30

12.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque la presencia de agua no asociada en el petróleo crudo es del 20% o más, y donde la relación $x + y$ varía de 0.2 a 0.45, mientras que x/y permanece igual o con una tolerancia de $\pm 0.5 \times 10^{-4}$.

5

13.- El método de la reivindicación 1, en el que las relaciones volumétricas entre dichos componentes se inyectan a través de una tubería con un sistema de bombeo seleccionado del grupo que consiste en: (1) tubería capilar a través del fondo de pozo, (2) tubería capilar o a través del área anular o a través del tubo de producción, (3) líneas de descarga superficial de pozos productores de petróleo pesado, y (4) tuberías de transporte de petróleo crudo.

10

14.- El método de la reivindicación 1, caracterizado porque dicho líquido iónico tiene grupos funcionales seleccionados a partir del grupo que consiste de metoxi, etoxi y -epoxi, y se combina con dicho agente dispersante en una cantidad hasta de 5% en volumen con respecto al volumen de dicho agente dispersante, y donde dicho agente dispersante está compuesto de xileno, tolueno, percloroetileno y un tensoactivo de alquilsulfonato o alquil-amina.

15

15.- Un método para reducir la viscosidad del petróleo crudo pesado y extrapesado que comprende añadir una composición reductora de la viscosidad en el petróleo crudo pesado o extrapesado en una cantidad suficiente para reducir la viscosidad, caracterizado porque dicha composición reductora de la viscosidad se selecciona del grupo que consiste en: (a) un compuesto activo que comprende un líquido iónico que tiene la fórmula general $[C_7H_{13}ClN_2O_2]_x[H_2O]_x$, o un líquido iónico polimerizado con oxirano y que tiene la fórmula general es $[C_7H_{13}ClN_2O_2]_x(C_3H_6O)_{2x}$, dispersado en un medio dispersante acuoso u orgánico, para reducir la viscosidad de los crudos pesados de tipo C₂ y C₅; (b) un compuesto activo que comprende un líquido iónico que tiene la fórmula general $(C_9H_{13}N_5O_2)_x$, o un líquido iónico obtenido por polimerizando con un oxirano y teniendo la fórmula $(C_9H_{13}N_5O_2)_x (C_3H_6O)_{2x}$, dispersada en medios acuosos u

20

25

30

orgánicos para reducir la viscosidad de los crudos pesados de tipo K, C, o C₁, C₂, en una concentración determinada por las relaciones ~~[[C₉H₁₃N₅O₂]_x (C₃H₆O)_{2x}]_x[H₂O]_x~~; (c) un compuesto activo que comprende un líquido iónico que tiene la fórmula general (C₂₁H₄₀N₂O₄)_x, o un líquido iónico polimerizado con un oxirano y que tiene la fórmula (C₂₁H₄₀N₂O₄)_x (C₃H₆O)_{2x}, dispersado e integrado

5 junto con un tensoactivo en un agente dispersante acuoso u orgánico, para la reducción de la viscosidad de los crudos pesados de tipo C₁ y C₂, en una concentración dictada por las relaciones [(C₂₁H₄₀N₂O₄)_x (C₃H₆O)_{2x}]_x[H₂O]_x; y, (d) un compuesto activo que comprende un líquido iónico que tiene la fórmula general

10 (C₉H₁₆N₂O₄)_x o un líquido iónico polimerizado con un oxirano y que tiene la fórmula (C₉H₁₆N₂O₄)_x (C₃H₆O)_{2x}, dispersado en medios acuosos u orgánicos, y un agente tensoactivo para reducir la viscosidad de los crudos pesados de tipo C₂ y C₅, en una concentración determinada por las relaciones [(C₉H₁₆N₂O₄)_x (C₃H₆O)_{2x}]_x[H₂O]_x.

15

16.- Un procedimiento para la preparación de la composición química de la reivindicación 1, para reducir la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados, caracterizado porque comprende las siguientes etapas: (a) preparación de un compuesto activo a base de un líquido iónico obtenido mediante un proceso de

20 síntesis orgánica por alquilación o condensación directa; (b) una reacción de polimerización del líquido iónico obtenida en el inciso (a) con oxirano, para obtener un polímero que incluye de 2 a 20 unidades de oxirano, que tienen una morfología asimétrica o simétrica; y, (c) un producto de reacción obtenido del inciso (b) con un agente dispersante acuoso en un volumen entre 5 y 50%, con

25 respecto al volumen del petróleo crudo a tratar, el líquido iónico está entre 0.3 y 5% vol del total con respecto a la composición, bajo condiciones controladas de acidez / basicidad, a $4 \leq \text{pH} \leq 12.5$; o medio orgánico que comprende una mezcla de xileno, percloroetileno y tolueno, en proporciones variables, y un tensoactivo que comprende 12-16 átomos de carbono y un grupo alquilsulfonato o con un

30 catión de alquilamina.

RESUMEN DE LA INVENCION

La presente invención se relaciona con la aplicación y uso de una composición química para modificar las propiedades físicas (viscosidad y la tensión interfacial) de petróleos
5 crudos pesados y extrapesados, para incrementar su movilidad. La composición química consiste de la combinación de sistemas a base de líquidos iónicos o no-iónicos, dependiendo del carácter del petróleo crudo, o de su modificación original mediante reacción de polimerización con oxirano; estos agentes químicos pueden dispersarse en el medio acuoso u orgánico; en el primer caso la composición integrada
10 en fase acuosa se usa en condiciones de temperatura entre 5 y 90 °C, presiones desde 1 atm hasta 340.23 atm (5,000 psi), y en condiciones ácido-base dentro del intervalo de pH entre 4 y 12.5, aunque se prefiere un régimen básico para ciertos crudos, entre un pH de 7 y 12.5, mientras que otros se manejan en condiciones neutras o ácidas, por ejemplo entre un pH de 4 y 7; en el segundo caso, el medio dispersante es orgánico y
15 consiste de una composición de al menos un solvente genérico, hasta tres, además de un agente surfactante a base de un anfifilo sulfonado con cadena de hidrocarburo de 12 a 16 carbonos y un catión a base de alquilamina, en las proporciones mencionadas en el cuerpo de la invención. Dichas aplicaciones se realizan en distintas etapas de la explotación de petróleo crudo pesado, desde la etapa de extracción, a fondo de pozo o
20 en el yacimiento, o durante el transporte del petróleo crudo en oleoductos de superficie o en las líneas de descarga de los pozos productores; para ello se emplea un sistema de mezclado y bombeo a presión; para inyectar la composición química, para obtener una reducción sustancial de la viscosidad del fluido original, mejorándose la operación durante las etapas de producción, transporte y procesamiento de los crudos pesados y
25 extrapesados.

30

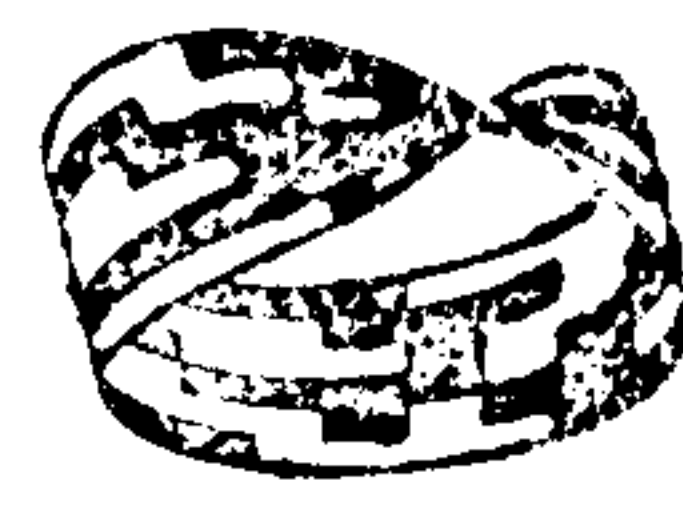


FIGURA 1

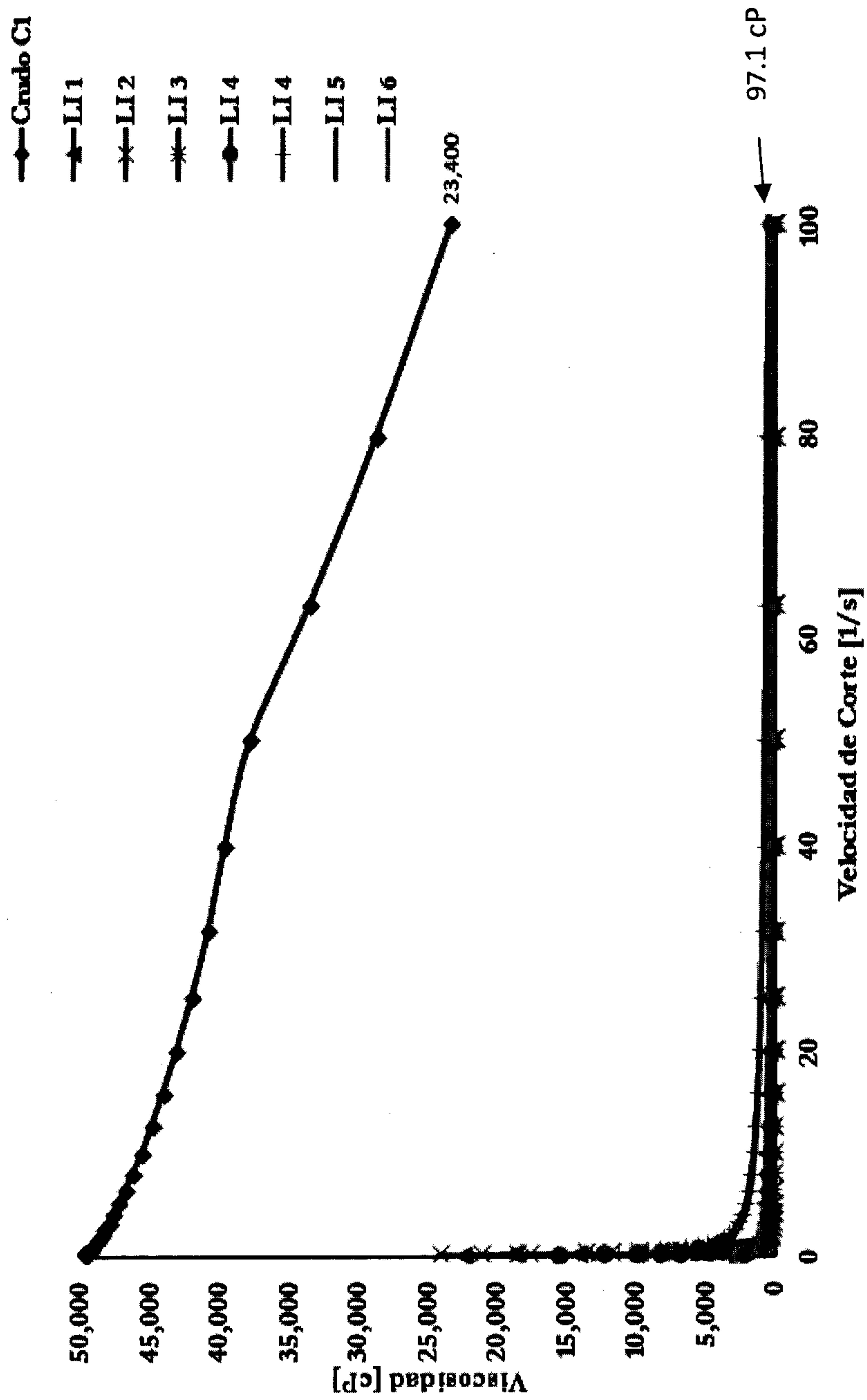




FIGURA 2

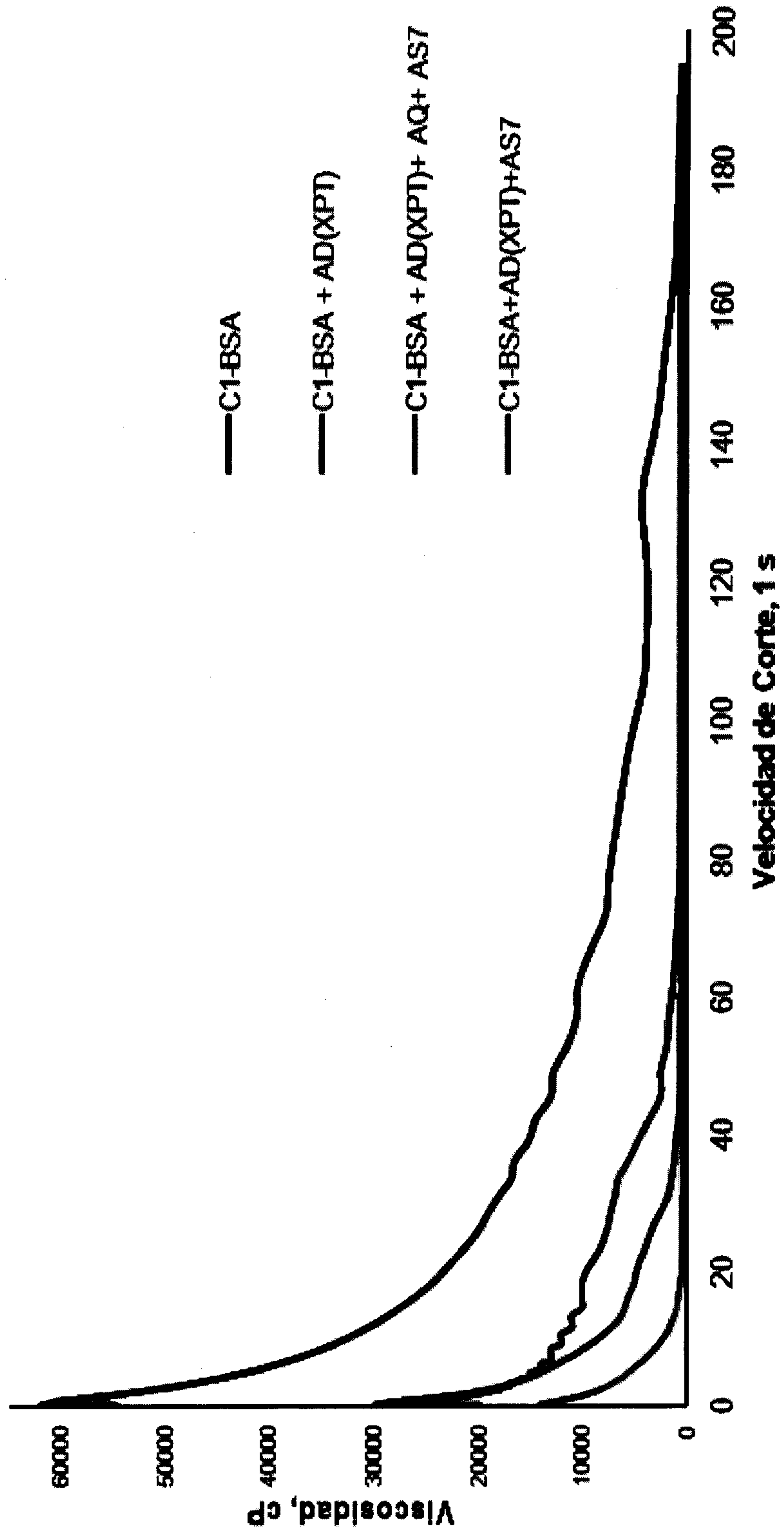
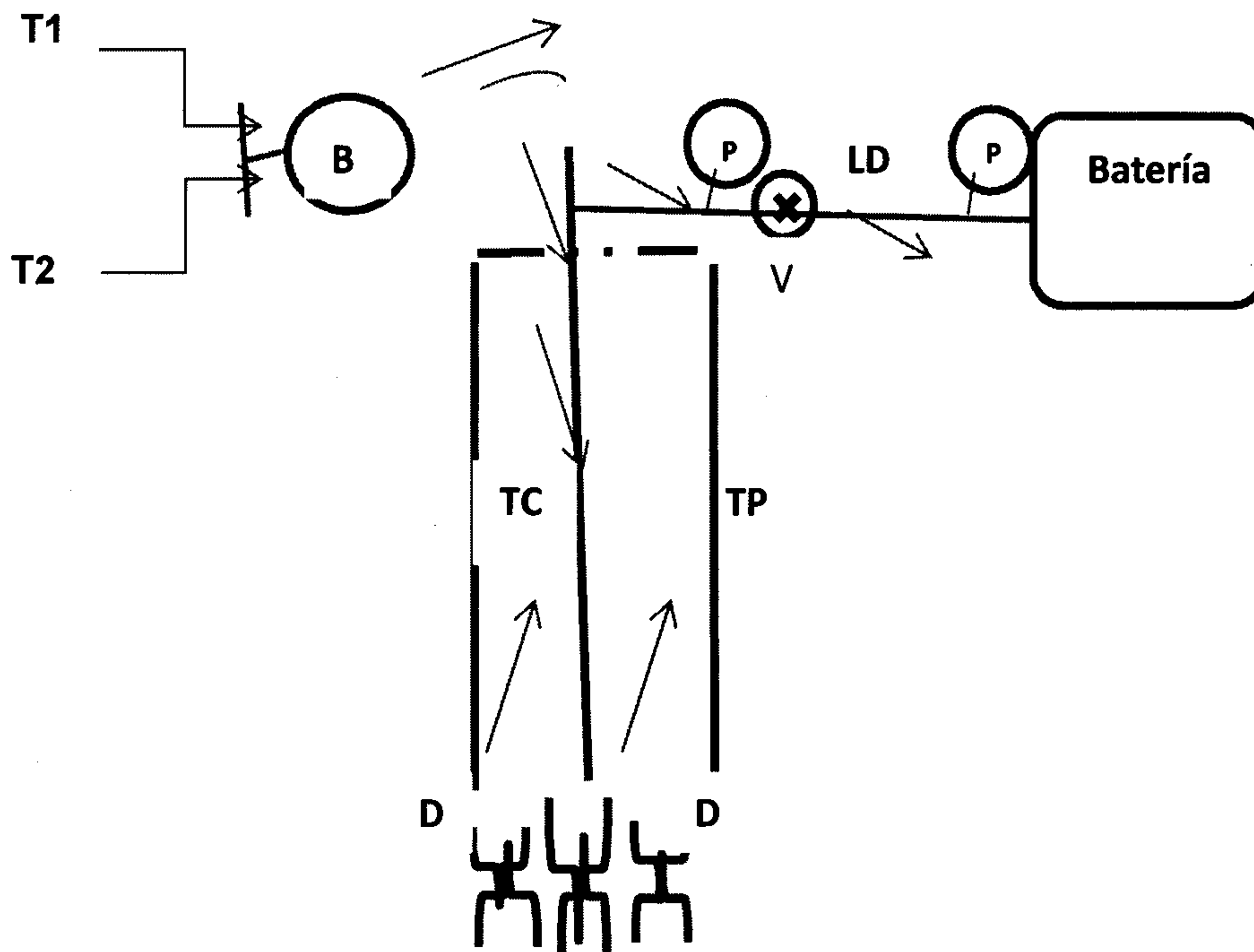


FIGURA 3

(a)



(b)

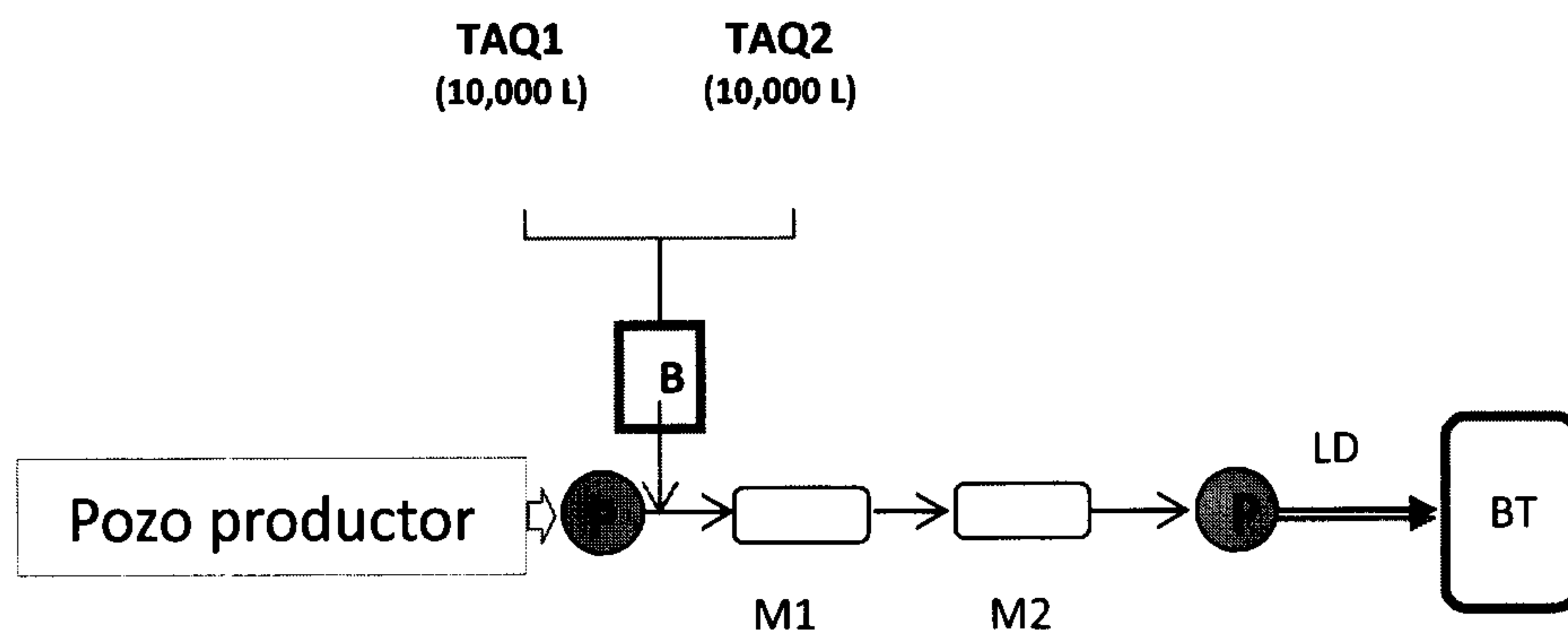




FIGURA 4

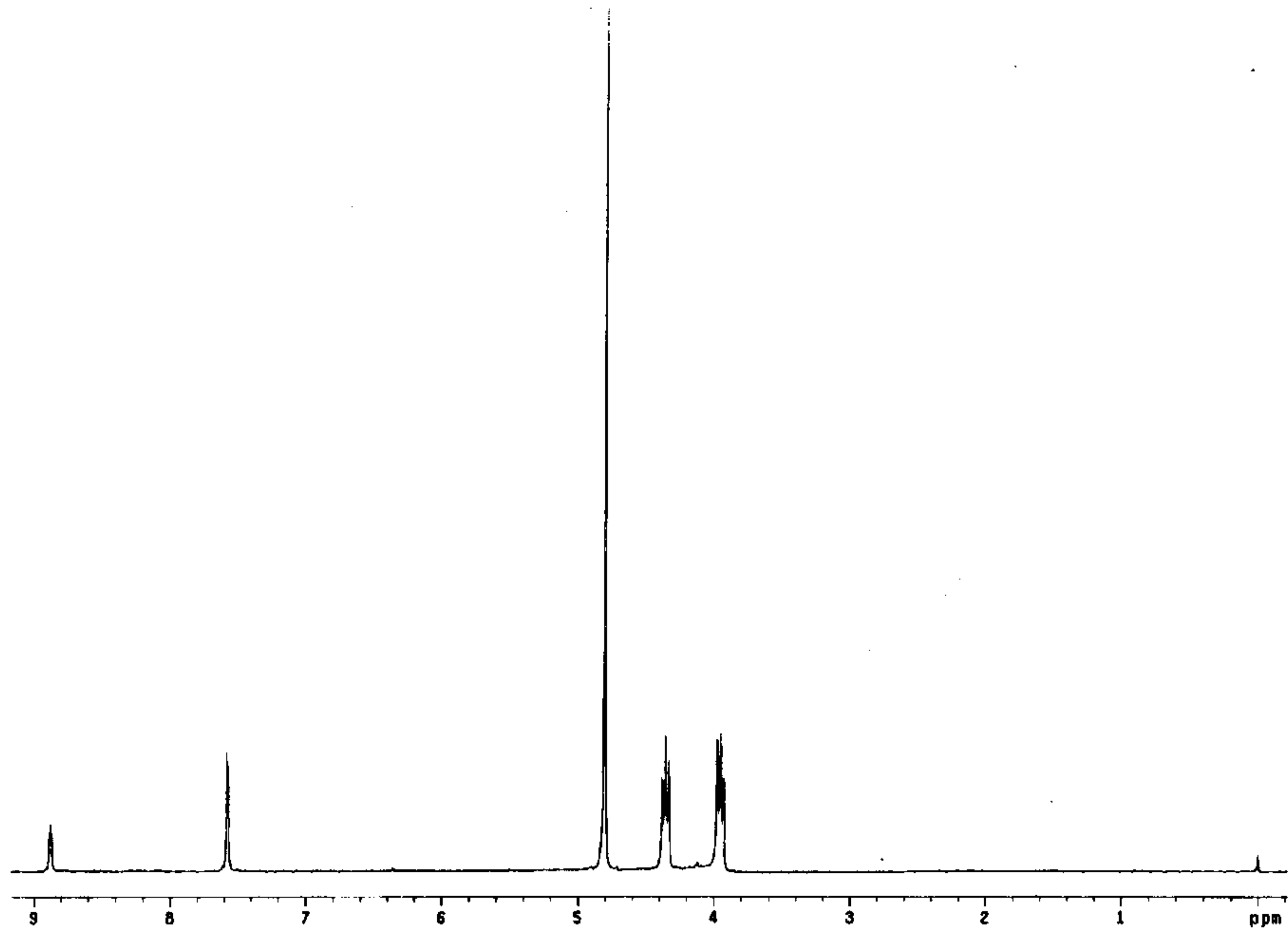


FIGURA 5

