

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO	
RAD: 12-187282- -15	FECHA: 2016-04-13 09:32:05
DEP: 2020 DIRECCION DE NUEVAS CREACIONES	EVE: 1 REGISTRO/DEPOSITO/CONCESION/DEPOSITO
TRA: 2 PATENTES DE INVENCION	FOLIOS: 11
ACT: 519 TRASLADOINFORME	

DIRECCIÓN DE NUEVAS CREACIONES

2020
Bogotá, D.C.,

Abogado(a)/Señor(a)
JUAN PABLO CADENA SARMIENTO

Asunto: Radicación: 12-187282- -15
Trámite: 2
Evento: 1
Actuación: 519
Oficio: 4161
Folios: 11

Patente de Invención	X			Patente de Modelo de Utilidad	
Vía Nacional	X				
Vía PCT (Fase Nacional)		Capítulo I		Capítulo II	
No. Solicitud Internacional					
Fecha de Presentación Internacional					

Como resultado del examen de fondo realizado, con fundamento en el Artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se comunica:

1. Documentos estudiados

Descripción:	Rad. N° 12-187282-00000-0000	22/Octubre/2012
Reivindicaciones:	Rad. N° 12-187282-00014-0000	15/Marzo/2016
Dibujos:	Rad. N° 12-187282-00000-0000	22/Octubre/2012
Prioridad:	US 61/549,406	20/Octubre/2011

2. Análisis de la Prioridad

Se acepta la reivindicación de prioridad porque ésta solicitud fue presentada dentro del plazo establecido (Art. 9 D 486) y su contenido técnico corresponde con el de la prioridad reivindicada.

3. Objeto de la invención

De acuerdo con lo establecido en el numeral 1.2.2.2 del Capítulo Primero del Título X de la Circular Única para efectos del examen de patentabilidad, se tendrá en cuenta la tasa pagada por el solicitante al momento de comenzar el examen para las reivindicaciones adicionales; esto es que cuando la solicitud contenga más de diez (10) reivindicaciones y no se haya pagado la tasa complementaria, sólo se estudiarán las

Expediente 12-187282- -15

3er Art 45

cubiertas por la tasa pagada. Por lo tanto, se estudiarán las reivindicaciones 1 a 20 del capítulo reivindicatorio (Radicado N°. 12-187282-00014-0000).

Título de la solicitud: “Método para mejorar las condiciones de flujo en tuberías que se usan para el transporte de crudos pesados o extra pesados con alto contenido de asfaltenos” (Ver página 1 del radicado N° 12-187282-00000-0000).

El problema planteado en esta solicitud consiste en la necesidad de mejorar las tasas de flujo a través de las tuberías de oleoducto para transporte de crudos pesados o extra pesados las cuales pueden tener problemas de mojabilidad al crudo de las superficies de flujo por deposición de asfaltenos.

Para resolver este problema técnico, la solicitud en estudio proporciona una formulación de un fluido de estimulación que tiene una mezcla de tensoactivo/cotensoactivo y un método para usarlo para tratar tuberías y oleoductos con superficies interiores de flujo con mojabilidad al petróleo.

El objeto de la presente solicitud se relaciona con la Clasificación Internacional de Patentes (CIP): F17D 1/08.

4. De la solicitud de patente

Reivindicaciones (Art 30 D 486, Art 22 PCT)

Durante la evaluación de claridad y concisión de las reivindicaciones, esta Oficina encontró que:

- Las reivindicaciones 1, 9, 11, 14, 15, 16 y 22, no son claras porque presentan términos generales “tensoactivo”, “fluido portador”, “tensoactivos aniónicos”, “tensoactivos catiónicos”, “tensoactivos no iónicos”, “tensoactivos anfotéricos”, “solventes orgánicos”, “hidrocarburos ligeros”, “diluyentes”, “petróleo crudo ligero”, “petróleo ligero”, “caída de presión predeterminada”, los cuales, aunque corresponden a términos conocidos, abarcan una extensa gama de posibilidades, de tal manera que sugieren de forma imprecisa que la protección se extiende a otras posibles variaciones o modificaciones. Se sugiere sustituirlas por un término preciso o un rango concreto.
- Las reivindicaciones 1 y 22, no son claras porque presentan términos indefinidos y/o imprecisos, “al menos”, “predeterminada”, utilizados para definir el rango de varias características del método deben eliminarse. Estos términos no permiten establecer un intervalo puntual para cada una de las características técnicas, no siendo estas precisas y por lo tanto no claras, ya que no permiten una comparación con el estado de la técnica. Se sugiere sustituirlas por un término preciso o un rango concreto.
- Las reivindicaciones 1 y 22 referidas a un método se incluyen características funcionales “una película de agua se adhiere sobre la superficie interior y sobre el hidrocarburo”, no se tendrán en cuenta para el estudio ya que dichas características si bien se pueden incluir para brindar claridad al objeto a proteger, no le pueden dar novedad ni nivel inventivo a la invención. Las reivindicaciones deben caracterizar el proceso por una secuencia de etapas técnicas con sus condiciones (materias primas, equipos, temperaturas, flujos, presiones, etc.), por medio de las cuales se transforme una materia en un producto o se obtenga un resultado.
- Las reivindicaciones 1, 23 y 24 no son claras porque presentan efectos “para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo” (Rev. 1), “para formar una mezcla homogénea, estable” (Rev. 23), “una película de agua se forma sobre la

superficie interior del oleoducto y sobre el hidrocarburo” (Rev. 24), lo cual no es permitido. Las reivindicaciones deben caracterizar un producto por la forma o constitución del mismo y las partes que lo componen. No se aceptan reivindicaciones que caractericen resultados, usos, ventajas o efectos.

- Las reivindicaciones 24 y 25 caracterizan un producto en particular un oleoducto por el contenido en su interior y no corresponde a una característica técnica esencial del mismo. Es importante mencionar que las reivindicaciones deben caracterizar un producto o (equipo, aparato, sistema) por la forma o constitución del mismo, las partes que lo componen, es decir por sus características estructurales. Las características *“el hidrocarburo esta adherido a una superficie interior de dicho oleoducto” (Rev. 24), “una película de agua se forma sobre la superficie interior del oleoducto y sobre el hidrocarburos” (Rev. 24), “la película de agua se adhiere sobre la superficie interior y sobre el hidrocarburo” (Rev. 25),* corresponden efectos y funcionalidades, y no son características estructurales que definan el oleoducto.

5. Determinación del Estado de la Técnica

El estado de la técnica se determinó con base en la fecha de presentación de la solicitud de de prioridad, es decir, 20 de octubre de 2011.

Consultadas las fuentes de información con que se cuenta, se encontraron los siguientes documentos que anticipan el objeto de esta solicitud:

Ítem	Documento	Título	Fecha de publicación
D1	US 3,892,252	“Micellar systems aid in pipelining viscous fluids”	01/Julio/1975
D3	US 7,549,472	“Method for increasing the production of hydrocarbon liquids and gases”	23/Junio/2009

El documento D1¹ divulga un método de difusión de una película de una solución micelar entre la superficie interior de una tubería y el fluido que se transporta a través de ésta. La solución micelar está compuesta de tenso activos, hidrocarburos y agua. La interfase micelar forma una superficie suave para incrementar el flujo y disminuir la demanda energética de bombeo (Col. 1, Líneas 44 a 57).

El documento D3² divulga un método para reducir o eliminar un bloque de agua alrededor de un pozo de perforación de región de un pozo de perforación en un depósito. El método comprende la eliminación del agua de todo el pozo de perforación, la inyección de petróleo crudo alrededor del agujero del pozo, y la inyección de precipitantes causando la precipitación superficie de asfaltenos alterando así mojabilidad de la formación en el pozo y la disminución de las fuerzas de capilaridad de retención de agua y/o condensados de gas y aumentar el flujo de fluidos de hidrocarburos desde el depósito (Resumen).

6. Examen de Patentabilidad (Art 14 D486)

El siguiente examen de patentabilidad se realizó teniendo en cuenta las objeciones señaladas en el numeral 3 de la presente comunicación.

Nivel inventivo (Art18 D486)

La reivindicación 1 consiste en *“Un método para alterar las condiciones de flujo en una*

1 [http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?](http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=US&NR=3892252A&KC=A&FT=D&ND=&date=19750701&DB=&&locale=en_EP)

CC=US&NR=3892252A&KC=A&FT=D&ND=&date=19750701&DB=&&locale=en_EP

2 [http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?](http://worldwide.espacenet.com/publicationDetails/originalDocument?CC=US&NR=7549472B2&KC=B2&FT=D&ND=&date=20090623&DB=&&locale=en_EP)

CC=US&NR=7549472B2&KC=B2&FT=D&ND=&date=20090623&DB=&&locale=en_EP

Expediente 12-187282-15

3er Art 45

tubería (...)" (incluida bajo el radicado N° 12-187282-00014-0000).

Comparación de las características técnicas esenciales, con las del estado de la técnica:

Características esenciales	D1	D3
Un método para alterar las condiciones de flujo en una tubería, que comprende las etapas de:	Un método para aumentar la capacidad de flujo de las tuberías para el transporte de fluidos (Col. 4, Líneas 66 y 67).	Un método para reducir o eliminar un bloque de agua alrededor de un pozo de perforación de una región pozo de perforación en un depósito. El método comprende la eliminación del agua de todo el pozo de perforación, la inyección de petróleo crudo alrededor del agujero del pozo, y la inyección de precipitantes causando la precipitación en la superficie de asfaltenos alterando así mojabilidad de la formación en el pozo y la disminución de las fuerzas de capilaridad de retención de agua y/o condensados de gas y aumentar el flujo de fluidos de hidrocarburos desde el depósito (Resumen, Reivindicación 1).
Preparar una mezcla de un tensoactivo, un co-tensoactivo y un fluido portador.	Dicho sistema micelar que comprende tensoactivo, hidrocarburos y agua. (Col. 5, líneas 2 y 3, reivindicación 1). Tensoactivo sulfonato de amonio alquilo arilo naftaleno (Tabla 1), co-tensoactivo (alcohol isopropílico) (Tabla 1) y un fluido portador (agua e hidrocarburos) (Col. 5, líneas 2 y 3). La tabla 1 describe tres composiciones de soluciones micelares donde se incluye alcoholes como alcohol isopropílico y nonilfenol como compuesto semipolar (co-tensoactivo) (Tabla 1).	La inyección de un co-disolvente también se puede utilizar para reducir la saturación de agua antes de la exposición al petróleo crudo (...) Un hidrocarburo mutuamente soluble al aceite y al agua, tal como un alcohol de cadena de hidrocarburos más larga tales como butanol, también puede servir como un precipitante. Muy baja concentración de agentes tensoactivos tales como amina se pueden agregar en el petróleo crudo o alcoholes para ayudar cambio humectabilidad hacia humedad disminuido. (Col. 6 Líneas 4 a 6 y 13 a 16). La salmuera co-disolvente es un alcohol seleccionado del grupo que consiste en metanol, etanol, iso-propanol, y butanol (Reivindicación 7). La salmuera co-disolvente es una solución de agente tensoactivo micelar de un alcohol u otro co-disolvente (Reivindicación 9). La adición de una baja concentración de un tensoactivo soluble en aceite para promover la humectabilidad y para mejorar la humectabilidad alteración

		en la región del pozo (Reivindicación 18).
Transportar la mezcla a una tubería que tenga superficies interiores de flujo e hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo; y	Introducir un sistema micelar en el flujo de dicha tubería, para formar una película continua auto-sujeta adherida a la tubería (Col. 4, línea 68 a Col. 5, línea 2).	La inyección de crudo alrededor del agujero del pozo; y Inyectar precipitantes causando la precipitación de los asfaltenos (Reivindicación 1, Col. 3, Líneas 42 a 45).
Tubería.	Introducir un sistema micelar en el flujo de dicha tubería, para formar una película continua auto-sujeta adherida a la tubería (Col. 4, línea 68 a Col. 5, línea 2).	No menciona.
Mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo.	Cuando el flujo de sistema micelar (17) se inicia a través del anillo anular poroso (15) mediante la presurización del depósito (16) a través de la acción de una bomba (no mostrada) el sistema micelar se exuda a través del anillo anular poroso (15) formando una película delgada (20) que se extiende alrededor del interior superficie de la tubería (...) El efecto de esta película micelar es para formar una capa continua tal como la mostrada en las figuras 1 y 2 (...) (Col. 3, Líneas 46 a 55). Soluciones micelares de aceite externo general, también pueden limpiar el interior de la tubería de cualquier residuo o materiales aceitosos o asfálticas se pegan a su superficie Tales soluciones micelares-aceite externo son bien conocidos por su capacidad para extenderse sobre una superficie y para solubilizar materiales alquitranadas o petróleo pesado. Esta afinidad hace que se pegue a la superficie proporcionando una película que tiene una vida más larga (...) La ausencia de un límite de fase finita reduce aún más la fricción y aumenta la capacidad de carga de la tubería (Col. 2, Líneas 47 a 61).	Después de la saturación inicial con agua o alcohol ha sido establecida por la inundación con petróleo crudo, la mayoría de los núcleos fueron sumergidos en el aceite crudo, en lo sucesivo, el crudo padre y envejecido en un recipiente a presión sellado durante 1 a 10 días a 75°C (Tg). Estos núcleos se denominan como húmedo mixto (MXW). Si el petróleo crudo es desplazado por un disolvente intermedio, decalino, seguido por el aceite mineral, el núcleo es referido como humectabilidad mixta (película) (MXW-F). Si el petróleo crudo en un núcleo se desplaza directamente por un aceite mineral o aceite parafínico, el núcleo se conoce como MXW-F inundación directa (DF) (Col. 7, Líneas 28 a 37).
periodo de tiempo de al menos dos horas	No menciona	(...) 1 a 10 días a 75°C (Tg). (...) (Col. 7, Línea 31).
En donde del tensoactivo se selecciona de un grupo que consiste de tensoactivos aniónicos, tensoactivos catiónicos, tensoactivos no iónicos, tensoactivos anfotéricos y combinación de los mismos	La tabla 1 del documento D1 describe tres composiciones de soluciones micelares donde se incluye un tensoactivo (...) Tensoactivo sulfonato de amonio alquilo arilo naftaleno (Tabla 1).	Se investigaron tres tipos de tensoactivos: aniónicos, tales como ácido oleico; no iónico tal como alcohol etoxilato, DA-4 y DA-6; y poliaminas tales como PA y RAP (Col. 6, Líneas 65 a 67).
En donde el co-tensoactivo es un co-tensoactivo de alcohol que se selecciona de un grupo que consiste de metano, etanol,	La tabla 1 describe tres composiciones de soluciones micelares donde se incluye alcoholes como alcohol	El co-disolvente es un alcohol seleccionado del grupo que consiste en metanol, etanol, iso-propanol, y butanol

propanol, butanol, pentanol, isopropanol y una combinación de los mimos	isopropilico y nonilfenol como compuesto semipolar (co-tensoactivo) (Tabla 1).	(Reivindicación 7).
---	--	---------------------

El documento D1 se considera el estado de la técnica cercano a la invención definida en la reivindicación 1 porque divulgan métodos para mejorar la capacidad de flujo de las tuberías para el transporte de fluidos.

La diferencia entre la invención definida en la reivindicación 1 y el método de D1 consiste en que este último no menciona que el tiempo en que deba permanecer la mezcla en la tubería es por un periodo de tiempo de al menos dos horas.

El efecto que logra mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas es que ayuda a formar una película de agua en los espacios de los poros de la tubería, y también sobre los asfaltenos adheridos a las superficies de los poros, así como para proporcionar una superficie húmeda de agua entre las superficies de flujo definido por la superficie de los poros de la roca y asfaltenos adherida a la misma, y el volumen de hidrocarburos en la formación que está destinada a ser producida, de manera que la película de agua aumente el flujo de hidrocarburos a través de la formación, y por lo tanto se aumente la producción de hidrocarburos de la formación, por lo cual es más eficiente.

Por lo tanto, el problema técnico objetivo que pretende resolver esta invención se puede formular así: ¿cómo modificar el método conocido en D1 para formar una película de agua y proporcionar una superficie húmeda para mejorar el flujo de hidrocarburos a través de tuberías y oleoductos aumentado la producción de hidrocarburos?

Sin embargo, mantener una mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas para formar una película de agua y proporcionar una superficie húmeda para aumentar el flujo y producción de hidrocarburos, ya está divulgado en el documento D3 que se refiere a un método para reducir o eliminar un bloque de agua alrededor de un pozo de perforación de una región pozo de perforación en un depósito. El método comprende la eliminación del agua de todo el pozo de perforación, la inyección de petróleo crudo alrededor del agujero del pozo, y la inyección de precipitantes causando la precipitación en la superficie de asfaltenos alterando así mojabilidad de la formación en el pozo y la disminución de las fuerzas de capilaridad de retención de agua y/o condensados de gas y aumentar el flujo de fluidos de hidrocarburos desde el depósito (Resumen, Reivindicación 1), donde, cuanto menor es la saturación de agua inicial, mayor será la reducción en de agua-humedad de la superficie de la roca. La capacidad de humectación inducida por la adsorción de película orgánica de aceites crudos asfálticos en presencia de agua congénita son estables a muchos ciclos de exposición a aceite y agua (Col. 3, líneas 58 a 60). La inyección de un co-disolvente también se puede utilizar para reducir la saturación de agua antes de la exposición al petróleo crudo (...) Un hidrocarburo mutuamente soluble al aceite y al agua, tal como un alcohol de cadena de hidrocarburos más larga tales como butanol, también puede servir como un precipitante. Muy baja concentración de agentes tensoactivos tales como amina se pueden agregar en el petróleo crudo o alcoholes para ayudar cambio humectabilidad hacia humedad disminuido. (Col. 6 Líneas 4 a 6 y 13 a 16). Después de que la saturación inicial con agua o alcohol ha sido establecida por la inundación con petróleo crudo, la mayoría de los núcleos fueron sumergidos en el aceite crudo, en lo sucesivo, el crudo padre, y envejecido en un recipiente a presión sellado durante 1 a 10 días a 75°C (Tg). Estos núcleos se denominan como húmedo mixto (MXW). Si el petróleo crudo es desplazado por un disolvente intermedio, seguido por el aceite mineral, el núcleo es referido como humectabilidad mixta (película) (MXW-F). Si el petróleo crudo en un núcleo se desplaza directamente por un aceite mineral o aceite parafínico, el núcleo se conoce como MXW-F inundación directa (DF) (Col. 7, Líneas 28 a 37).

En consecuencia, la persona del oficio normalmente versada en la materia, enfrentada al problema técnico de formar una película de agua en los espacios de los poros de la

tubería, y proporcionar una superficie húmeda de agua entre las superficies de flujo definido por la superficie de los poros de la roca y asfaltenos adherida a la misma para aumentar el flujo de hidrocarburos a través de la formación, estaría motivada a mantener la mezcla en la tubería por un periodo de tiempo de al menos dos horas del documento D3 en el método divulgado en el documento D1 para llegar así al objeto de la reivindicación 1 de la solicitud. Por lo cual se considera obvia.

Ahora bien, el documento D1 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 2: La presente invención se relaciona al campo de transportar fluidos viscosos en tuberías (Col. 1, líneas 5 a 10); La invención es aplicable a una amplia variedad de fluidos que incluyen crudos pesados, crudos cerosos, aceites lubricantes refinados (...) (Col. 1, líneas 61, 67).
- Reivindicación 3 y 4: La invención es aplicable a una amplia variedad de fluidos que incluyen crudos pesados, crudos cerosos, aceites lubricantes refinados (...) (Col. 1, líneas 61, 67). Como comentario general, es importante anotar que un técnico medianamente versado en la materia conoce que "*Crudos pesados son aquellos cuya gravedad API esta debajo de 20°*" [3] de forma que las reivindicaciones 3 y 4 se entienden definidas con anterioridad en D1.
- Reivindicación 5 y 6: El sistema micelar C comprende 0,56% de nonil fenol (Tabla 1).
- Reivindicación 7: Tensoactivo sulfonato de amonio alquilo arilo naftaleno (Tabla 1).
- Reivindicación 9 a 12: Un método para aumentar la capacidad de flujo de las tuberías para el transporte de fluidos, dicho método comprende introducir un sistema micelar en la corriente de fluidos,..., dicho sistema micelar comprende tenso activo, hidrocarburos y agua (Col. 4 Línea 66 a Col. 5 Línea 3).
Al observar en la tabla 1 del documento D1, "Composición de Soluciones Micelares", se puede ver que en las composiciones A y B el componente mayoritario de las formulaciones es hidrocarburo, ya sea constituido por productos de cabeza en la destilación del crudo, se entiende que son hidrocarburos livianos, o Henry Crude Oil, un crudo liviano de gravedad API alrededor de 36.4 [3]. Al ser un componente mayoritario de la formulación y no ser tenso activo ni co-tenso activo se entiende que el hidrocarburo constituye el fluido portador del sistema micelar formulado en D1.
- Reivindicación 14 a 16, 18 a 20: El sistema micelar C comprende 27,4% de crudo, 64,6% de agua, 6,7% de sulfonato de amonio alquilo arilo naftaleno, 0,74% de alcohol isopropílico y 0,56% de nonil fenol (Tabla 1). Cabe decir, que las proporciones del tensoactivo y co-tensoactivo se encuentran dentro del rango propuesto en la mezcla, es así que la solución se encuentra dentro de un proceso de optimización de procesos, lo cual se encuentra dentro de la práctica habitual de la persona versada en la materia que trabaje en transporte de hidrocarburos por tuberías.
- Reivindicación 23: Las dispersiones micelares se pueden preparar generalmente mediante la disolución del agente tensoactivo en el hidrocarburo y luego añadir el agua. Sin embargo, el tensoactivo se puede incluir también en el medio acuoso y luego se mezcla con el hidrocarburo. Preferiblemente, el agente tensoactivo y cotensoactivo se disuelven en el hidrocarburo, y luego se añade agua gradualmente con agitación (Cl. 4, Líneas 16 a 22).

3 Meister, Ketternbrink, Collins. "*Enhanced Oil Recovery Using Improved Aqueous Fluid Injection Methods: An Annotated Bibliography*", Capítulo2: Surfactant Floods, p.p. 45, U.S. Energy Research and Development Administration, Oklahoma, 1976. <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/7316079>

Asimismo, el documento D3 divulga las características de las reivindicaciones dependientes así:

- Reivindicación 3 y 4: El petróleo crudo utilizado para la inyección tiene propiedades de alteración de humectabilidad superficial incluyendo la precipitación sobre las superficies minerales en la región del pozo (Reivindicación 10). Como comentario general, es importante anotar que un técnico medianamente versado en la materia conoce que *“Crudos pesados son aquellos cuya gravedad API esta debajo de 20°* [³] de forma que las reivindicaciones 3 y 4 se entienden definidas con anterioridad en D1.
- Reivindicación 5 y 6: Se investigaron tres tipos de tensoactivos: aniónicos, no iónico tal como alcohol etoxilado, DA-4 y DA-6 (Col. 6, Líneas 65 a 67).
- Reivindicaciones 8: El co-disolvente es un alcohol seleccionado del grupo que consiste en metanol, etanol, iso-propanol, y butanol (Reivindicación 7).
- Reivindicaciones 9 a 11: La inyección de hidrocarburos alifáticos u otros fluidos de hidrocarburos de baja solvencia para los asfaltenos (Col. 3, Líneas 44 a 45). los precipitantes son hidrocarburos alifáticos (Reivindicación 2). el hidrocarburo alifático comprende aceite mineral refinado predominantemente alifático (Reivindicación 3).
- Reivindicación 13 y 17: Se investigaron tres tipos de tensoactivos: aniónicos, no iónico tal como alcohol etoxilado, DA-4 y DA-6 (Col. 6, Líneas 65 a 67). El co-disolvente es un alcohol seleccionado del grupo que consiste en metanol, etanol, iso-propanol, y butanol (Reivindicación 7).
- Reivindicación 22: la adición de tensoactivos en una fase oleica para reducir la tensión interfacial entre las fases de aceite y agua y la disminución de la caída de presión operativa necesaria para desplazar el agua (Reivindicación 20). El primer método de la presente invención es la inyección directa del petróleo crudo seguido de un alcano (por lo general un aceite mineral) para inducir la alteración humectabilidad hacia casi neutro a aceite húmedo por precipitación de la superficie del petróleo crudo (...) Si se necesita la eliminación adicional de agua del ciclo de tratamiento se puede repetir (Col. 4, líneas 39 a 47).

Por otra parte, la reivindicación 21, se ve afectada con el conocimiento del técnico, *“el experto deberá poseer experiencia y contar con un saber general en la materia y con una serie de conocimientos en el campo específico de la invención”*⁴, por tanto, una persona normalmente versada en la materia con el saber general de la técnica conoce que *“una vez generado un residuo, la mejor manera de evitar su impacto negativo sobre el medio ambiente es volver a utilizarlo, reintegrándolo de esta manera en el ciclo económico. Esta técnica permite disminuir los costos de materias primas y proporcionar ingresos por la venta de residuos. La eficacia se da por la capacidad de segregación. En ambos casos el material residual pierde su condición estricta de residuo, convirtiéndose en un subproducto industrial susceptible de aprovechamiento. Se entiende por reciclaje el aprovechamiento total o parcial de los residuos industriales para su reutilización en el propio proceso. La reutilización consiste en el aprovechamiento parcial o total de un residuo industrial para su nueva utilización en un proceso distinto, en la misma planta (Pág. 55, Párrs. 3 a 6)”*⁵, y con una serie de conocimientos específicos de la invención, estaría motivada a recuperar la mezcla, en el método que se da a conocer en D1, para el tratamiento de tuberías adicionales, tal como se encuentra reclamado en la reivindicaciones 21 de la solicitud, motivo por el

4 Proceso 43_IP-2002, publicado en la G.O.A.C. No. 870 de 0 de diciembre de 2002, caso: formulaciones de péptidos hidrosolubles de liberación retardada.

5 http://www.lasallista.edu.co/fxcul/media/pdf/RevistaLimpia/vol1n2/pl_v1n2_46-57_Minimizaci

cual se considera obvia.

Puesto que las reivindicaciones dependientes 2 a 20 no mencionan características inventivas adicionales tampoco se pueden considerar inventivas.

De igual manera, las reivindicaciones dependientes 24 y 25 no mencionan características técnicas tangibles adicionales que puedan brindarle novedad y nivel inventivo a la invención, puesto que estas se encuentran afectadas por claridad.

7. Conclusión

Los requisitos de Patentabilidad de la presente solicitud están afectados así:

Ítem	Documento	Reivindicaciones afectadas	Requisito que afecta
D1	US 3,892,252	1 a 4, 6, 7, 9 a 12, 14 a 16, 18 a 20, 21, 23, 24 y 25	Nivel Inventivo
D3	US 7,549,472	1, 3 a 6, 8, 9 a 11,13, 17 y 22	Nivel inventivo

8. Respuesta a los argumentos del señor solicitante

Argumentos con respecto a la claridad de la solicitud.

1. En referencia al argumento de la solicitante, según el cual “...llamamos la atención sobre el hecho de que si bien las expresiones “para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las superficies interiores de flujo” y “para formar una mezcla homogénea, sustancialmente estable” hacen referencia a **funcionalidades** de la invención, la importancia de las misma radica en aunque tales funcionalidades determinan aspectos técnicos que no pueden ser ignorados y que por tanto, deberían ser tenidos en cuenta a los largo del estudio de patentabilidad (...)”, se aclara que las características técnicas funcionales solo ayudan a comprender cierta característica, por lo cual no pueden ser lo que le brinde novedad o nivel inventivo a la reivindicación. Se reitera que un método se caracteriza por la etapas con las condiciones técnicas para llévalo a cabo.

Argumentos con respecto al estudio de nivel inventivo.

1. El señor solicitante reitera que “(...) D1 ignora el hecho de que el flujo de la mezcla deba ser interrumpido en algún momento tal que se pueda dar lugar a la formación de dicha **película de agua**, la cual resulta absolutamente esencial en el contexto de la presente invención para lograr el objetivo técnico planteado”
Se aclara que independientemente de que el flujo se interrumpa o no, el documento D1 enseña la formación de una película micelar para aumentar la capacidad de flujo de las tuberías para el transporte de fluidos (Col. 4, Líneas 66 y 67), en particular enseña, que cuando el flujo de sistema micelar (17) se inicia a través del anillo anular poroso (15) mediante la presurización del depósito (16) a través de la acción de una bomba (no mostrada) el sistema micelar se exuda a través del anillo anular poroso (15) formando una película delgada (20) que se extiende alrededor del interior superficie de la tubería (...) El efecto de esta película micelar es para formar una capa continua tal como la mostrada en las figuras 1 y 2 (...) (Col. 3, Líneas 46 a 55). Soluciones micelares de aceite externo general, también pueden limpiar el interior de la tubería de cualquier residuo o materiales aceitosos o asfálticas se pegan a su superficie Tales soluciones micelares-aceite externo son bien conocidos por su capacidad para extenderse sobre una superficie y para solubilizar materiales alquitranadas o petróleo pesado. Esta afinidad hace que se pegue a la superficie proporcionando una película que tiene una vida más larga (...) La ausencia de un límite de fase finita reduce aún más la fricción y aumenta la capacidad de carga de la tubería (Col. 2,

Líneas 47 a 61). Por tanto, el documento D1 tiene suficiente antecedente con el problema técnico que trata la invención el cual es mejorar las tasas de flujo a través de las tuberías de oleoducto para transporte de crudos pesados o extra pesados.

2. El señor solicitante reitera que “(...) el documento D2 tampoco hace referencia una etapa donde **la mezcla deba mantenerse en la tubería durante 2 horas**, para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las mismas, razón por la que la combinación de dichas dos anterioridades aproximaría de manera clara al versado en la materia al objeto aquí reivindicado (...)”

Se aclara que no es así porque el documento D2 enseña que la dispersión micelar puede permanecer en contacto con las arenas inmediatamente adyacente a la perforación de pozo durante un tiempo suficiente para asegurar la solubilización completa del aceite residual, por ejemplo, hasta aproximadamente 6 horas o más (Col. 4, Líneas 41 a 48). La inyección de dispersión micelar-aceite mejora el índice de inyectividad de un pozo de inyección en una formación que contiene petróleo subterráneo (Reivindicación 4). Esta invención se refiere a la recuperación de crudos de petróleo por medio de recuperación secundaria y más particularmente a la inyección de una pequeña película de dispersión micelar para mejorar el índice de inyección de pozos de inyección. (Col. 1, Líneas 55 a 58).

Por su parte, el documento D3 enseña que después de que la saturación inicial con agua o alcohol ha sido establecida por la inundación con petróleo crudo, la mayoría de los núcleos fueron sumergidos en el aceite crudo, en lo sucesivo, el crudo padre, y envejecido en un recipiente a presión sellado durante 1 a 10 días a 75°C (Tg). Estos núcleos se denominan como húmedo mixto (MXW). Si el petróleo crudo es desplazado por un disolvente intermedio, seguido por el aceite mineral, el núcleo es referido como humectabilidad mixta (película) (MXW-F). Si el petróleo crudo en un núcleo se desplaza directamente por un aceite mineral o aceite parafínico, el núcleo se conoce como MXW-F inundación directa (DF) (Col. 7, Líneas 28 a 37), por lo cual, tal como está redactada la reivindicación 1, la mezcla se mantiene al menos durante 2 horas para formar una película de agua sobre las superficies interiores de flujo y sobre los hidrocarburos adheridos a las mismas.

En cumplimiento del artículo 45 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le indica que debe dar respuesta dentro del término de sesenta (60) días contados a partir de la fecha de notificación de la presente comunicación. En caso de no dar respuesta al presente requerimiento, o si a pesar de la respuesta subsistieran los impedimentos para la concesión, se denegará la patente.

Si como respuesta a este requerimiento el solicitante llegara a modificar: i) el capítulo reivindicatorio, ii) la descripción de la invención a proteger, iii) o presente un nuevo capítulo reivindicatorio, y desee que se realice un nuevo examen de patentabilidad a esta modificación, no deberá pagar la tasa de modificación voluntaria pero sí la correspondiente a la tasa de examen de patentabilidad. En todo caso, el número de requerimientos por no patentabilidad estará supeditado a que el término del estudio de patentabilidad no sea superior a 18 meses, contados desde la publicación de la solicitud de patente de invención. Adicionalmente, se le recuerda al solicitante que si como respuesta a este requerimiento llegara a modificar el capítulo reivindicatorio y éste contenga más de diez (10) reivindicaciones deberá pagar la tasa por reivindicación adicional.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el numeral 5.2, literal e), del capítulo quinto del título primero de la Circular Única No. 10 de 2001.



JOSÉ LUIS SALAZAR LÓPEZ
Director de Nuevas Creaciones (c)

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista, de fecha 2016-04-19

Elaboró: Yenny Marcela Campos Borda

Revisó: Olga Ximena Benavides Salazar

PatBase - Search results 25 October 2015

Search query (2): [SP]: 1. a method for improving flow conditions in a porous media while servicing a well penetrating to the porous media, comprising the steps of: stopping drilling or production activities on the well introducing a well control fluid into the well and the porous media, the well control fluid comprising a mixture of a surfactant, a co-surfactant and a carrier fluid holding the well control fluid in the well and the porous media in the presence of water while the well is being serviced, such that the fluid penetrates the porous media and forms a water film on surfaces of the porous media and when well servicing is finished, resuming drilling or production activities on the well. 2. the method of claim 1, wherein the surfaces of the porous media prior to treatment with the mixture have hydrocarbons adhered to them, and wherein the water film is formed over the surfaces and the hydrocarbon adhered to the surfaces. 3. the method of claim 1, wherein the porous media is a subterranean hydrocarbon bearing formation containing asphaltene and wherein the asphaltene is adhered to the surfaces of the porous media. 4. the method of claim 3, wherein the hydrocarbon has an api gravity of between 6 and 16. 5. the method of claim 3, wherein the hydrocarbon has an api gravity of between 6 and 12. 6. the method of claim 1, wherein the surfactant is selected from the group consisting of cationic surfactants, nonionic surfactants, amphoteric surfactants and combinations thereof. 7. the method of claim 1, wherein the co-surfactant is an alcohol co-surfactant. 8. the method of claim 7, wherein the alcohol co-surfactant is selected from the group consisting of methanol, ethanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, and combinations thereof. 9. the method of claim 1, wherein the carrier fluid is selected from the group consisting of organic solvents, light hydrocarbons, diluents, light crude oil, and combinations thereof, water, production water and brine. 10. the method of claim 1, wherein the carrier fluid is a light crude oil with an api gravity between 20 to 25. 11. the method of claim 1, wherein the surfactant is an ethoxylated nonyl phenol having between 4 and 60 ethoxylated groups, and wherein the co-surfactant is ethanol. 12. the method of claim 11, wherein the mixture contains equal amounts by volume of surfactant and co-surfactant. 13. the method of claim 11, wherein the mixture contains each of the surfactant and the co-surfactant at a concentration of between 0.5 and 5 percent wt. 14. the method of claim 11, wherein the mixture contains each of the surfactant and the co-surfactant at a concentration of between 1 and 4 percent wt. 15. the method of claim 1, wherein the surfaces of the porous media define pore space for the hydrocarbon, and wherein the surfaces are defined by a material selected from the group consisting of quartz, feldspar, siliceous mineral, carbonaceous mineral, clays, and combinations thereof.

Results: 53

Yenny Campos

Search history

- Search 1: PN=(us20120152535) (Results 1)
- Search 2: [SP]: 1. a method for improving flow conditions in a porous media while servicing a well penetrating to the porous media, comprising the steps of: stopping drilling or production activities on the well introducing a well control fluid into the well and the porous media, the well control fluid comprising a mixture of a surfactant, a co-surfactant and a carrier fluid holding the well control fluid in the well and the porous media in the presence of water while the well is being serviced, such that the fluid penetrates the porous media and forms a water film on surfaces of the porous media and when well servicing is finished, resuming drilling or production activities on the well. 2. the method of claim 1, wherein the surfaces of the porous media prior to treatment with the mixture have hydrocarbons adhered to them, and wherein the water film is formed over the surfaces and the hydrocarbon adhered to the surfaces. 3. the method of claim 1, wherein the porous media is a subterranean hydrocarbon bearing formation containing asphaltene and wherein the asphaltene is adhered to the surfaces of the porous media. 4. the method of claim 3, wherein the hydrocarbon has an api gravity of between 6 and 16. 5. the method of claim 3, wherein the hydrocarbon has an api gravity of between 6 and 12. 6. the method of claim 1, wherein the surfactant is selected from the group consisting of cationic surfactants, nonionic surfactants, amphoteric surfactants and combinations thereof. 7. the method of claim 1, wherein the co-surfactant is an alcohol co-surfactant. 8. the method of claim 7, wherein the alcohol co-surfactant is selected from the group consisting of methanol, ethanol, propanol, butanol, pentanol, isopropanol, and combinations thereof. 9. the method of claim 1, wherein the carrier fluid is selected from the group consisting of organic solvents, light hydrocarbons, diluents, light crude oil, and combinations thereof, water, production water and brine. 10. the method of claim 1, wherein the carrier fluid is a light crude oil with an api gravity between 20 to 25. 11. the method of claim 1, wherein the surfactant is an ethoxylated nonyl phenol having between 4 and 60 ethoxylated groups, and wherein the co-surfactant is ethanol. 12. the method of claim 11, wherein the mixture contains equal amounts by volume of surfactant and co-surfactant. 13. the method of claim 11, wherein the mixture contains each of the surfactant and the co-surfactant at a concentration of between 0.5 and 5 percent wt. 14. the method of claim 11, wherein the mixture contains each of the surfactant and the co-surfactant at a concentration of between 1 and 4 percent wt. 15. the method of claim 1, wherein the surfaces of the porous media define pore space for the hydrocarbon, and wherein the surfaces are defined by a material selected from the group consisting of quartz, feldspar, siliceous mineral, carbonaceous mineral, clays, and combinations thereof. (Results 53)

Title: Secondary oil recovery method

Abstract: Source: US3135326A (Claim 1) 1. A method of oil recovery from subterranean formations penetrated by an injection well and a production well comprising the steps of sequentially injecting into said injection well; a first bank of fluid miscible with said oil to cause a gradual viscosity gradient between that of said oil and a second bank; said second bank comprising a water solution at a temperature between the range of 30-40 degrees F. and containing carbon dioxide gas in an amount within tire range of 12 to 20 cubic feet per cubic foot of said solution at standard conditions and further containing citric acid of at least .025 pound per barrel of said solution; a third bank of a water solution at a temperature between the range of 100 degrees F. and 212 degrees F. and containing a water soluble Surfactant capable of reducing the interfacial tension between said formation and said oil; driving said banks from said injection well to said production well at a pressure of substantially the hydrostatic pressure existing in said injection well; and withdrawing oil from said production well.

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/58 E21B43/16 (Advanced/Invention);

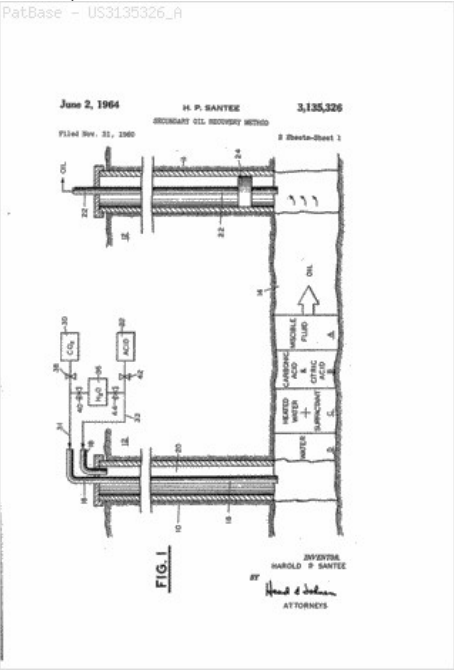
C09K8/58 E21B43/16 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): E21B43/20

CPC: C09K8/58 C09K8/594 E21B43/164

European: C09K8/58 C09K8/594 E21B43/16E

US: 166/270.1 166/272.1



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3135326 A	19640602	US19600070485	19601121

Priority:

US19600070485 19601121

Probable Assignee: OIL SAND CONDITIONING CORP

Assignee(s): (std): OIL SAND CONDITIONING CORP

Inventor(s): (std): SANTEE HAROLD P

Title: FREEING STUCK PIPE

Abstract: Source: US3217802A (Claim 1) 1. In a well operation wherein a well fluid is circulated through a drill stem in a well, a cake of water-wet well fluid solids accumulates on the face of a permeable formation penetrated by the well bore, and the drill stem becomes stuck against the cake of water-wet solids by a differential in hydrostatic pressure between fluid in the well and in the permeable formation applied across the drill stem, that improvement which comprises substantially filling the well bore outside the drill stem in the permeable formation with a petroleum oil containing an ionic oil-soluble surfactant capable of reducing interfacial tension at an interface between the petroleum oil and water to not more than 2 dynes per centimeter in amount sufficient to accomplish such reduction and a coupling agent effective to couple between oil and water and thereby substantially increase solubility of water in said petroleum oil; dissolving water from the cake of water-wet solids in the petroleum oil in quantity to crack the cake by dehydration; passing petroleum oil from the well bore through the resulting cracked cake to the permeable formation, whereby the differential pressure across the drill stem is decreased; and releasing the drill stem.

Classifications:

International (IPC 8-9): E21B31/03 (Advanced/Invention);
E21B31/00 (Core/Invention)

CPC: Y10S507/94 E21B31/03

European: E21B31/03

US: 166/301 166/312 507/243 507/259 507/265 507/940

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3217802 A	19651116	US19610096109	19610316

Priority:

US19610096109 19610316

Probable Assignee: MAGNET COVE BARIUM CORP

Assignee(s): (std): MAGNET COVE BARIUM CORP

Inventor(s): (std): REDDIE WILLIAM A ; SIMON HUEY A ; WERLEIN EUGENE R

Title: INHIBITION OF DEPOSITION OF HYDROCARBONACEOUS SOLIDS FROM OIL

Abstract: Source: US3244188A (Claim 1) 1. The method of inhibiting the adhesion of solid hydrocarbonaceous material, deposited on surfaces from oil containing such substances in solution or suspension in contact therewith, which consists essentially of flushing said surfaces with an aqueous dispersion of an agent which 20 yields OH ions in an aqueous medium and subjecting the thus flushed surfaces to the action of an aqueous solution containing between 5 and 1000 parts, per million parts aqueous solution, of a polymer having a molecular weight of at least about 10,000 selected from the class consisting 25 of homopolymers of N-vinyl-alkyl-2-oxazolidinone; copolymers of N-vinyl-alkyl-2-oxazolidinones and a monomer selected from the class consisting of maleic anhydride, sodium styrene sulfonate, sodium vinyl toluene sulfonate, and alkyl acrylic acids; alkali salts of copolymers of N-vinyl-2-oxazolidinones and maleic anhydride; copolymers of vinylmorpholinone and maleic anhydride and alkali salts thereof; copolymers of vinylpyrrolidone and a monomer selected from the class consisting of maleic anhydride and vinyl acetate; copolymers of ethyl-35 ene and maleic anhydride; copolymers of ethylene and maleic acid; and alkali amide salts of copolymers of ethylene and maleic anhydride, each of said alkyl substituent being selected from methyl and ethyl and said alkali salts being selected from the class consisting of alkali metal 40 and ammonium salts.

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/524 C23F15/00 (Advanced/Invention); C09K8/52 C23F15/00 (Core/Invention)

CPC: Y10S507/929 Y10S507/931 C23F15/005 C09K8/524 Y10T137/0424

European: C09K8/524 C23F15/00B

US: 134/22.17 134/22.19 134/40 137/15.05 166/304 507/221 507/224 507/228 507/229 507/90 507/929 507/931

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3244188 A	19660405	US19620228015	19621003

Priority:

US19620228015 19621003

Probable Assignee: DOW CHEMICAL CO

Assignee(s): (std): DOW CHEMICAL CO

Assignee(s): THE DOW CHEMICAL COMPANY

Inventor(s): (std): BURTCH FRED W ; PARKS CHRIST F

Title: PIPELINING OIL/WATER MIXTURES

Abstract: Source: US3519006A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE
The disclosure provides for transporting viscous crude oil by utilizing a nonionic surfactant to form an oil and water emulsion of the crude, the water content of which is in the range of from 25 percent by volume to the smallest amount of water which will allow formation of a continuous water phase. This lower amount of water is usually in the 10 to 15 percent range.

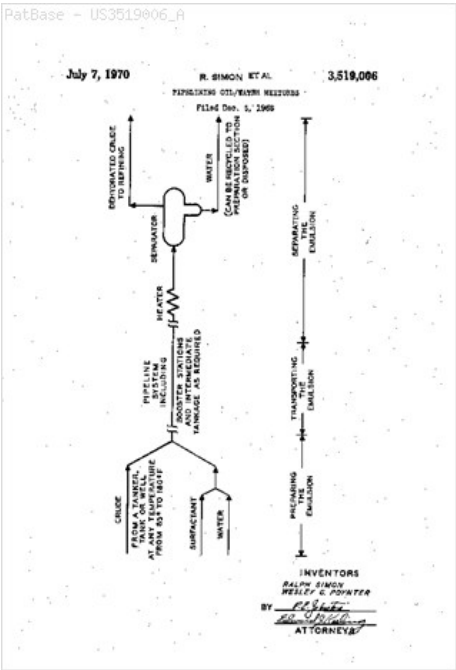
Classifications:

International (IPC 8-9): B01F17/00 B67D7/32 C10L1/32
F17D1/17 (Advanced/Invention);
B01F17/00 B67D7/32 C10L1/32 F17D1/00 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): B65G C10G29/22 C10M F16L55/00 F17D1/16 F17D1/17
CPC: Y10T137/0391 B67D7/3272 B01F17/0028 C10L1/328 F17D1/17

European: B01F17/00E2 B67D7/32K6 C10L1/32D F17D1/17

US: 137/13



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
DE1644874 A1	19710722	DE1967C044046	19671204
DE1644874 B2	19790208	DE1967C044046	19671204
DE1644874 C3	19790927	DE1967C044046	19671204
FR1549648 A	19681213		19671205
GB1177718 A	19700114	GB19670054425	19671129
NL6716539 A	19680606	NL19670016539	19671205
US3519006 A	19700707	US19660599125	19661205

Priority:

US19660599125 19661205

Probable Assignee: CHEVRON RES

Assignee(s): (std): CHEVRON RES ; RALPH SIMON ; WESLEY G POYNTER

Assignee(s): CHEVRON RESEARCH CO ; CHEVRON RESEARCH CO SAN FRANCISCO CALIF V ST A ; CHEVRON RESEARCH COMPANY

Inventor(s): (std): GWINN POYNTER WESLEY ; POYNTER WESLEY G ; POYNTER WESLEY GWINN ; SIMON RALPH

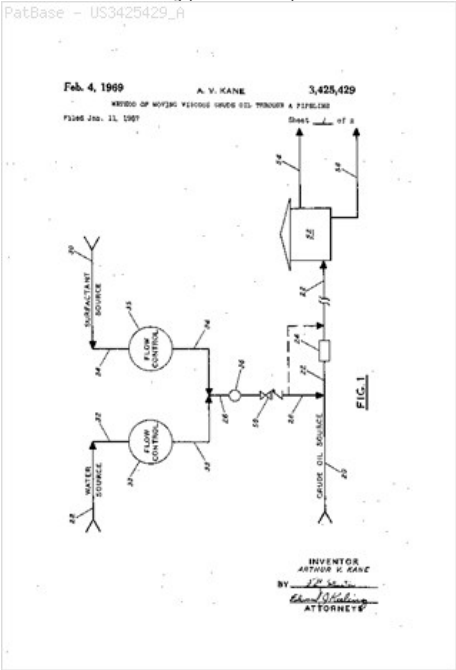
Inventor(s): WESLEY G POYNTER ; WESLEY GWINN POYNTER ; RALPH SIMON

Title: METHOD OF MOVING VISCOUS CRUDE OIL THROUGH A PIPELINE

Abstract: Source: US3425429A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE
A method of transporting crude oil through, a pipeline by injecting an aqueous solution of nonionic surfactant into the pipeline to contact the crude oil and to effect a 15 flowing pressure drop decrease in the pipeline and thereafter reducing the amount of surfactant solution being injected into the pipeline to less than 5 percent of the crude oil concurrently injected into the pipeline to maintain the flowing pressure drop decrease.

Classifications:

International (IPC 8-9): B67D7/32 (Advanced/Invention);
B67D7/32 (Core/Invention)
International (IPC 1-7): B01F B65G53/30 B67D5/60 F16C17/00 F17D1/16 F17D1/17
CPC: Y10T137/0391 B67D7/3272
European: B67D7/32K6
US: 137/13



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
DE1644877 A1	19710722	DE19681644877	19680109
DE1644877 C2	19821118	DE19681644877	19680109
ES349091 A1	19690401	ES19680349091	19680110
FR1549987 A	19681213		19680104
GB1188781 A	19700422	GB19680001511	19680110
NL6800436 A	19680712	NL19680000436	19680111
US3425429 A	19690204	US19670608687	19670111

Priority:

US19670000608 19670111 US19670608687 19670111

Probable Assignee: CHEVRON RES

Assignee(s): (std): CHEVRON RES

Assignee(s): CHEVRON RESEARCH CO ; CHEVRON RESEARCH CO 94105 SAN FRANCISCO CALIF US ; CHEVRON RESEARCH COMPANY

Inventor(s): (std): KANE ARTHUR V ; VERMILLION KANE ARTHUR ; KANE ARTHUR VERMILLION

Inventor(s): KANE ARTHUR VERMILLION MARACAIBO ZULIA VE ; ARTHUR V KANE

Title: OIL RECOVERY

Abstract: Source: US3553130A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE An additive for an aqueous fluid used in recovering oil from a formation comprising a mixture of ethylene oxide yg adducts of alkyl phénols. This application is a division of application Ser. No. 589,522, filed Oct. 26, 1966 now Pat. No. 3,401,748. This case relates to a new and improved method for recovering oil from geological formations. This invention also relates to a new and improved additive for use in fluids used to recover oil from geological formations. This invention also relates to a new and improved fluid 25 for recovering oil from geological formations. Heretofore it has been known to add detergent to waterflood brine in order to increase the amount of oil recovered by the subterranean geological formations being waterflooded. Among the detergents used have been 30 ethylene oxide adducts of octyl or nonyl phenols wherein the number of ethylene oxide units per molecule varies up to 100. Also heretofore, it was thought in order to get a good displacement of oil by use of waterflood techniques, the 35 ethylene oxide adducts of alkyl phenols employed had to have from 6 to 9, preferably 6 to 8, ethylene oxide units per molecule. Very surprisingly, it has now been found that ethylene oxide adducts of octyl and nonyl phenols that have 40 ethylene oxide units outside of the 6 to 9 range heretofore thought necessary can be used and are very effective in displacing oil from a formation if a mixture of at least 1 adduct having from IV2 to 5 ethylene oxide units per molecule is mixed with another adduct having from 45 9Vz to 100 ethylene oxide units per molecule.

Classifications:**International (IPC 8-9):** C09K8/584 F16L25/00 (Advanced/Invention);

C09K8/58 F16L25/00 (Core/Invention)

International (IPC 1-7): E21B43/20 E21B43/22**CPC:** Y10S507/936 Y10S516/01 C09K8/584**European:** C09K8/584**US:** 166/275 166/305.1 166/42 252/8.55 252/855 507/262 507/936 516/76 516/DIG.1**Family:**

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3401748 A	19680917	US19660589522	19661026
US3553130 A	19710105	US19680730613	19680520

Priority:

US19660589522 19661026 US19680730613 19680520

Probable Assignee: PHILLIPS PETROLEUM CO**Assignee(s):** (std): PHILLIPS PETROLEUM CO**Assignee(s):** PHILLIPS PETROLEUM COMPANY**Inventor(s):** (std): STRATTON CHARLES A**Inventor(s):** CHARLES A STRATTON

Title: SECONDARY RECOVERY OF PETROLEUM BY WATERFLOODING

Abstract: Source: US3452817A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE A secondary recovery, water flooding process in which a surface active agent is employed in conjunction with an organic water thickening compound. By employing the surface active agent in a concentration within the range of from 0.1 to 3.0 weight percent in a waterflood containing sufficient water thickening compound to establish a water flood/crude oil viscosity ratio of at least about 0.3/1.0, greatly increased amounts of oil are recoverable over the amounts obtained by use of water thickening agents and surface active agents used alone or in combinations other than those provided for herein. Cross-reference to related application This application is a continuation-in-part of my copending application S.N. 334,008, filed Dec. 27, 1963, now abandoned. B

Classifications:

International (IPC 8-9): C09K8/58 E21B43/20 (Advanced/Invention)

International (IPC 1-7): E21B43/16 E21B43/20

CPC: C09K8/58 E21B43/20

European: C09K8/58 E21B43/20

US: 166/268 166/275 166/305 166/305.1

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3452817 A	19690701	US19670607403	19670105

Priority:

US19670607403 19670105

Probable Assignee: CITIES SERVICE OIL CO

Assignee(s): (std): CITIES SERVICE OIL CO

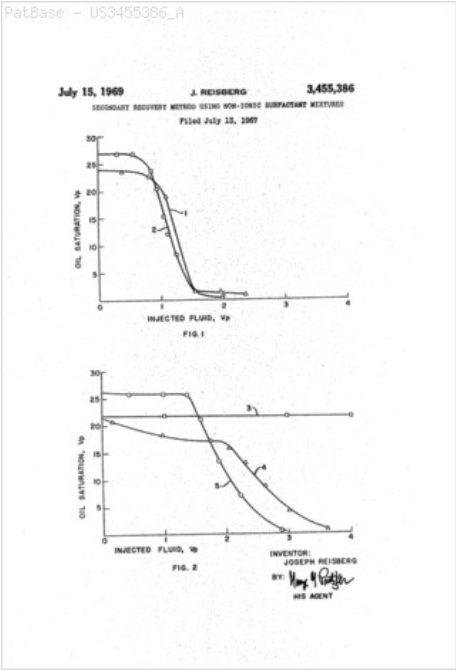
Inventor(s): (std): FALLGATTER WAYNE S

Inventor(s): WAYNE S FALLGATTER

Title: SECONDARY RECOVERY METHOD USING NON-IONIC SURFACTANT MIXTURES

Abstract: Source: US3455386A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE
An improvement in recovery of oil using waterflooding comprising incorporating into the waterflooding aqueous liquid a mixture of a water-soluble non-ionic surfactant having a cyclic group of carbon atoms in a concentration exceeding the critical concentration for micelle formation and a relatively water-insoluble, oil-soluble non-ionic surfactant having a cyclic group of carbons in an amount sufficient to swell the non-ionic surfactant micelles and cause said surfactant-containing aqueous fluid to be capable of solubilizing a significant proportion of oil, with said surfactant-containing aqueous liquid being present in at least the frontal portion of the aqueous liquid with which the oil is displaced. CROSS-REFERENCE TO RELATED APPLICATION This application is a continuation-in-part of copending application Ser. No. 359,405, filed Apr. 13, 1964, and which issued on July 11, 1967 as U.S. Patent 3,330,344. B

Classifications:
International (IPC 8-9): C09K8/584 (Advanced/Invention);
C09K8/58 (Core/Invention)
International (IPC 1-7): E21B43/22
CPC: Y10S507/938 C09K8/584
European: C09K8/584
US: 166/275 507/255 507/262 507/938



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3455386 A	19690715	US19670653145	19670713

Priority:

US19670653145 19670713

Probable Assignee: SHELL OIL CO

Assignee(s): (std): SHELL OIL CO

Inventor(s): (std): REISBERG JOSEPH

Inventor(s): JOSEPH REISBERG

Title: OIL RECOVERY PROCESS UTILIZING MINIATURE SLUG OF OIL-EXTERNAL MICELLAR DISPERSION

Abstract: Source: US3467188A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE Minislugs of oil-external micellar dispersions are injected into injection wells to increase the injectivity index of the well. It is postulated, inter alia, that the dispersion removes hydrocarbon from the sand pores immediately adjacent the well bore and also overcomes the adversities of "skin damage." B

Classifications:
International (IPC 8-9): C09K8/584 (Advanced/Invention);
C09K8/58 (Core/Invention)
International (IPC 1-7): E21B43/20 E21B43/22
CPC: C09K8/584
European: C09K8/584
US: 166/274 166/275 166/400

Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3467188 A	19690916	US19680712345	19680312

Priority:
US19680712345 19680312

Probable Assignee: MARATHON OIL CO

Assignee(s): (std): MARATHON OIL CO

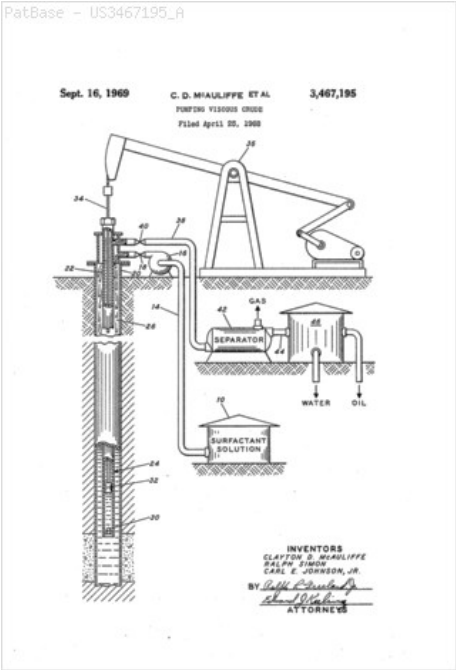
Inventor(s): (std): GOGARTY WILLIAM B

Inventor(s): WILLIAM B GOGARTY

Title: PUMPING VISCOUS CRUDE

Abstract: Source: US3467195A ABSTRACT OF THE DISCLOSURE
The invention is directed to improving the pumpability of crude oil from a well by injecting predeterminable amounts of nonionic surfactant into the well to contact oil and water to form a low viscosity oil-in-water emulsion near the pump in the well. This application is a continuation-in-part of Ser. No. 642,284, filed May 18, 1967, now U.S. Patent No. 3,380,531, issued Apr. 30, 1968, which in turn, is a continuation-in-part of Ser. No. 503,210, filed Oct. 23, 1965, and now abandoned.

Classifications:
International (IPC 8-9): C09K8/584 (Advanced/Invention); C09K8/58 (Core/Invention)
International (IPC 1-7): C09K3/00 E21B43/00 E21B43/12
CPC: Y10S507/935 C09K8/584 Y10T137/0391
European: C09K8/584
US: 137/13 166/314 166/371 507/262 507/935



Family:

Publication number	Publication date	Application number	Application date
US3467195 A	19690916	US19680724194	19680425

Priority:

US19680724194 19680425

Probable Assignee: CHEVRON RES

Assignee(s): (std): CHEVRON RES

Assignee(s): CHEVRON RESEARCH CO

Inventor(s): (std): JOHNSON CARL E JR ; MCAULIFFE CLAYTON D ; SIMON RALPH

Inventor(s): RALPH SIMON ; CARL E JOHNSON JR ; CLAYTON D MCAULIFFE