

PETITORIO



SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicatorio : 019827 0000000 Folios: 56
Fecha (RUB): 2001-02-09 16:21:50
Tramite : 002 PATENTES B 1 REGISTRO/ 411 PRESENTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

FORMULARIO ÚNICO DE SOLICITUD DE PATENTE.
2000-3

1

SOLICITUD DE:



Patente de Invención.



Patente de Modelo de Utilidad.

2

SOLICITANTE
(71)

Nombre: DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP AS
y. CHAMPION TECHNOLOGIES, INC. Sociedades
organizadas y existentes bajo las leyes de Noruega y Texas
Dirección: N-4035 Stavanger, Noruega y PO
Box 27727, Houston, Texas 77227-7727,
Estados Unidos de América.
Teléfono: 3 264270 Fax: 2 126426
E-mail: jllico@lloredacamacho.com
Domicilio: Noruega y Estados Unidos de
América

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☐

C.E. ☐ Otro ☐

Número _____

3

REPRESENTANTE
O APODERADO
(74)

Nombre: JOSE ANTONIO LLOREDA
Dirección: Calle 72 No. 5-83 Piso 5, Bogotá,
Colombia
Teléfono: 3 264270 Fax: 2 126426
E-mail: jllico@lloredacamacho.com

IDENTIFICACION

C.C. ☒ NIT ☐

C.E. ☐ Otro ☐

Número 17.159.681 TP 10.784

4

INVENTOR(ES)
(72)

Nombre: Wat Rex Man Shing y Kotler Hans
Kristian.
Dirección: Fjordgloettv. 21A, 7054 Ranheim,
Noruega y Mentz Skjetnes v 17, 7072 Heimdal,
Noruega.
Teléfono: 3 264270 Fax: 2 126426
E-mail: jllico@lloredacamacho.com
Domicilio: Noruega

IDENTIFICACION

C.C. ☐ NIT ☐

C.E. ☐ Otro ☐

Número _____

5

TITULO (54) "PROCEDIMIENTO DE TRATAMIENTO DE LA ZONA DE YACIMIENTOS DE
POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS PARA INHIBIR LOS PROBLEMAS DE
PRODUCCIÓN DE AGUA"

6

Clasificación Internacional (51) E 21 B 43/22

7

Prioridad

SI ☒ NO ☐

D. 486

(33) País de Origen

GB

(32) Fecha

11-02-00

(31) Número de Solicitud

0003214.4

8

Para publicar a partir de la fecha de la presente solicitud a los:

6 meses ☐

12 meses ☐

18 meses ☐

Otro ☐

9

Comprobante de pago No. 5.817 y 5823

Fecha 05-02-01

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

10

ANEXOS

- ☒ Comprobante de pago de la tasa de presentación de la solicitud.
- ☐ Comprobante de pago de la tasa por concepto de excedente de palabras en la publicación.
- ☒ Comprobante de pago por reivindicación de prioridad.
- ☐ Certificado de existencia y representación legal cuando el solicitante sea persona jurídica.
- ☐ Representación legal si fuere el caso
- ☐ Copia certificada de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Traducción simple de la primera solicitud, si se reivindica prioridad.
- ☐ Documento de cesión del inventor al solicitante o a su causante.
- ☒ Descripción de la invención.
- ☒ Una o más reivindicaciones.
- ☐ Dibujos y/o planos necesarios
- ☐ De ser el caso, copia del contrato de acceso.
- ☐ De ser el caso, documento que acredite la licencia o autorización de uso de conocimientos tradicionales de las comunidades indígenas.
- ☐ De ser el caso, certificado de depósito del material biológico
- ☐ Arte final 12x12.

11 FIGURA CARACTERISTICA:



12

NOMBRE: JOSE ANTONIO LLOREDA

FIRMA:

C.C. 17.159.681

T.P. 10.784

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



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

NIT : 800176099-2

SUPERINTENDENCIA Y COMERCIO
 Radicación : 01009627 00000000 Folios: 56
 Fecha (AÑO): 2001-02-09 16:21:58
 Trámite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTAR
 Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 5,817
 FECHA : FEBRERO 9 DE 2001

***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	No. FASO	FECHA PAGO	VR. PAGO
LLOREDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2765232	05/02/2001	5,308,100.00

***** CONCEPTO *****

CANT. HISTORICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 59005-01-01 SOLICITUDES	1 TRAMITES DE SOL. DE PATENTE DE IN	356,640.00
	TOTAL :	356,640.00

SON: TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS MIL SEISCIENTOS CUARENTA PESOS

RESPONSABLE :

RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
 Conmutador: 382 0840
 Fax: 350 5220
 e-mail: info@sic.gov.co
 www.sic.gov.co
 Bogotá, D.C., Colombia



Industria y Comercio

SUPERINTENDENCIA

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
 Radicacion : 01009027 00000000 Folios: 56
 Fecha (AM): 2001-02-09 16:21:56
 Trámite : 002 PATENTES D I REGISTRO/ 411 PRESENTA
 NIT : 800176089 Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

RECIBO OFICIAL DE CAJA : 01 - 5,823
 FECHA : FEBRERO 5 DE 2001

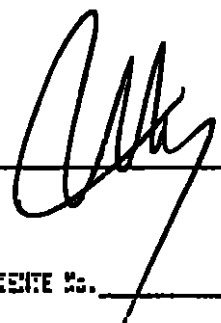
***** CONSIGNACION *****

DEPOSITANTE	TIPO PAGO	BANCO	CUENTA	Nº. PAGO	FECHA PGO	VR. PAGO
LLOREDA Y CIA S. A	CONSIGNACION	BANCO POPULAR	050-00110-6	2765232	05/02/2001	5,308,189.00

***** CONCEPTO *****

CANT. HISTORICO	CONCEPTO	TOTAL CONCEPTO
1 55505-01-01 SOLICITUDES	92 INVOCACION DE UNA PRIORIDAD EX MU	100,000.00
	TOTAL :	100,000.00

CON: CIENTO MIL PESOS

RESPONSABLE : 
 RECIBO DE CAJA APLICADO AL EXPEDIENTE No. _____

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
 Conmutador: 382 0840
 Fax: 350 5220
 e-mail: info@sic.gov.co
 www.sic.gov.co
 Bogotá, D.C., Colombia

ANEXO

Atentamente manifiesto a usted que la fuente normativa de la reciprocidad de la cual se deriva el derecho del solicitante para reivindicar prioridad en el presente caso, se encuentra:

- a) En el Artículo 2 del Anexo 1C, Aspectos de los Derechos de Propiedad Intelectual relacionados con el Comercio, del Acuerdo por el cual se establece la "Organización Mundial de Comercio (OMC)" suscrito en Marruecos el 15 de abril de 1994. Este acuerdo fue aprobado por el Congreso de Colombia mediante Ley 170 de 1994 y por la Corte Constitucional Colombiana mediante Sentencia C-137-95 de 28 de marzo de 1995, y entró en vigencia en nuestro país el 30 de abril de 1995, 30 días después de su ratificación.

Dicho Artículo establece que en lo que respecta a las partes II, III y IV del Acuerdo (referidas a la existencia, alcance y ejercicio de los derechos de propiedad intelectual, entre otros) los Miembros cumplirán los artículos 1 a 12 y el Artículo 19 del Convenio de París —el Artículo que establece la prioridad de las patentes de invención es el Artículo 4—

- b) En el Artículo 4 del mencionado Anexo 1C, Aspectos de los Derechos de Propiedad Intelectual relacionados con el Comercio, del Acuerdo por el cual se establece la Organización Mundial de Comercio (OMC), el cual consagra el "Trato de la nación más favorecida" para los países Miembros del mismo.
- c) En el Artículo 4 del Convenio de París, del cual ya era parte Colombia en el momento en que se presentó la solicitud cuya prioridad ahora reivindico, con lo cual se cumple la reciprocidad exigida en el Artículo 9 de la Decisión 486 del Acuerdo de Cartagena para con solicitudes provenientes del País Miembro del Acuerdo de Cartagena.

RESUMEN OBJETO Y FINALIDAD DE LA INVENCION

Un procedimiento de tratamiento de un pozo de petróleo para inhibir la formación de incrustaciones. Se inyecta un inhibidor de incrustación soluble en petróleo en el pozo durante la fase de finalización. El inhibidor se hidroliza en contacto con el agua de formación del pozo y la parte activa entra en la fase acuosa. Permanece en la fase acuosa hasta que se extrae el petróleo y hasta que el agua aparece. En esta etapa, el inhibidor se vuelve activo para inhibir la formación de incrustaciones.

PROCEDIMIENTO DE TRATAMIENTO DE LA ZONA DE YACIMIENTOS DE
POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS PARA INHIBIR LOS
PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA

5 La presente invención se refiere a un procedimiento de
tratamiento de una zona de yacimiento de un pozo productor
de hidrocarburos para inhibir los problemas asociados a la
producción de agua. Es particularmente aplicable, aunque no
exclusivamente, al tratamiento preventivo de las
10 incrustaciones en los campos del petróleo, gas y
condensado, utilizando un inhibidor de las incrustaciones
soluble en petróleo (IIP).

Se están instalando un número cada vez mayor de
complejos y caros pozos, por ejemplo de finalización
15 multilateral, multizonas, de desviación y horizontal. Las
infraestructuras que están en el lugar, tales como las
líneas y plataformas de flujo, posibilitan también dirigir
y drenar las reservas adicionales encontradas cerca de los
campos de salida. Muy a menudo, este petróleo y/o gas
20 adicional se producen por medio de instalaciones de
retención y satélite. Los tratamientos de asentamiento de
las incrustaciones con éxito en estos pozos no pueden
atenerse ya al procedimiento tradicional de bombeo por
secciones anulares de los productos químicos dentro del
25 yacimiento. Serán necesarias herramientas especiales, tales

como serpentines, para emplazar los productos químicos con exactitud. La intervención en estos pozos será prohibitivamente cara debido al alquiler de herramientas, personal y al extenso periodo de producción retrasada del petróleo. Es importante darse cuenta de que para ciertos tipos de finalizaciones, la reentrada al pozo es casi imposible a pesar de aceptar la penalización financiera. Existe claramente una necesidad de desarrollar los sistemas con una frecuencia de intervención tan baja como sea posible para estos pozos, es decir, con los productos químicos presuministrados dentro del pozo.

Los tratamientos preventivos, contrariamente a los correctivos, frente a las incrustaciones, hidratos y otros depósitos en los tubos, representan la primera etapa para conseguir dicho objetivo. Por ejemplo, en el caso de la inhibición de las incrustaciones, el tratamiento preventivo significa el suministro y deposición dentro del pozo de un paquete inhibidor de las incrustaciones apropiado en una etapa temprana, es decir, antes de que el pozo empiece a producir agua de incrustación. Han surgido últimamente una serie de tratamientos preventivos de las incrustaciones. Estos incluyen inhibidores de incrustación solubles en agua, inhibidores de la incrustación sólidos basados en empaque/rellenado con grava, inhibidores de incrustación solubles en petróleo (IIP), inhibidores de incrustación

emulsionados y sistemas de micropartículas para colocación en la matriz en profundidad.

Tradicionalmente, la deposición de incrustaciones se ha considerado un problema relacionado con el agua, es decir, si no existe agua no se forman incrustaciones. Por lo tanto, casi todos los productos químicos inhibidores de incrustación son solubles en agua, y se proporcionan típicamente en forma de un producto de base acuosa. Para el tratamiento preventivo en un pozo "seco" o "moderadamente seco", el uso de un inhibidor de incrustación convencional basado en agua puede producir una reducción significativa, aunque temporal, de su productividad. Una de las preocupaciones principales, y un problema frecuentemente observado al llevar a cabo un tratamiento basado en agua, es la cantidad de tiempo de limpieza necesario. A menudo se ha encontrado que podría tardar semanas o meses para que el pozo recupere su nivel de producción de petróleo previa al asentamiento. En la mayoría de los casos, la pérdida de producción de petróleo es el resultado directo de una disminución de la permeabilidad relativa del petróleo causada por el cambio en la saturación de agua cerca de la región de perforación del pozo, que crea emulsiones. Estos problemas no los experimentan los asentamientos solubles en petróleo. Lo rápido que pueda recuperarse el pozo depende de la humectabilidad de la roca, que es una propiedad

específica para un sistema matriz de la formación
crudo/salmuera producida dado. Para aquellos pozos con una
baja presión en el fondo del pozo y/o falta de ascensión
artificial, el agua excesiva inyectada durante el
5 tratamiento de asentamiento presentará el peligro de
cancelar el pozo. La entrada de agua significa que se
necesita sacar mucha más agua para volver a inducir el
flujo en el pozo.

La pérdida o retraso de la producción de petróleo se
10 basa a menudo en el tiempo de cierre temporal del pozo
durante el tratamiento de asentamiento. Esto puede ser
engañoso, especialmente si el pozo requiere un periodo de
limpieza significativo para recuperar su nivel de petróleo
previo al asentamiento. Junto con los demás problemas
15 habitualmente observados al utilizar un inhibidor de
incrustación basado en agua, por ejemplo por la
perturbación del proceso y la baja calidad del agua
(descargada), los operarios a menudo son reacios a ser
proactivos. Como resultado, el tratamiento de asentamiento
20 se pospone habitualmente para evitar perturbar la
producción de petróleo y se lleva a cabo sólo cuando
empieza la bajada de la producción, es decir, después de
que se ha producido el daño.

Es un objeto de la presente invención proporcionar un
25 procedimiento de tratamiento de un pozo que produce

hidrocarburos para prevenir la deposición de incrustaciones y acumulaciones que no sufran estos diversos inconvenientes.

Según la invención, se proporciona un procedimiento de
5 tratamiento de una zona de yacimiento de un pozo de
producción de hidrocarburos durante la fase de finalización
para inhibir los problemas asociados con la producción de
agua, comprendiendo el procedimiento: suministrar en la
región cercana a la perforación de la zona de yacimiento,
10 durante la fase de finalización, un agente de tratamiento
compatible con hidrocarburos en fase hidrocarburo; dejar al
componente activo del agente de tratamiento entrar
irreversiblemente en el agua de formación de la región del
pozo; y dejar al componente activo que quede retenido en la
15 matriz rocosa de la región del pozo, con lo cual el
componente activo del agente de tratamiento inhibe el
problema respectivo si y cuando se produce finalmente agua
de la zona de yacimiento.

El pozo de hidrocarburos puede ser, por ejemplo, un
20 pozo de petróleo o un pozo de gas. Los problemas asociados
a la producción de agua incluyen la corrosión y la
formación de hidratos, y en particular la formación de
incrustaciones. El término "compatible con hidrocarburos"
incluye materiales que son transportables en o que pueden
25 llevarse en una fase hidrocarburo, e incluye

particularmente materiales solubles en petróleo. Por lo tanto, el agente de tratamiento es preferiblemente un inhibidor de incrustación soluble en petróleo.

La entrada del componente activo en la fase de agua de
5 formación es irreversible y esto puede conseguirse mediante cualquier mecanismo conveniente. De esta manera, los agentes de tratamiento solubles en agua pueden hacerse compatibles con hidrocarburo por medio de un paquete tensioactivo tal como un sistema tensioactivo-micelas o
10 mediante una emulsión. Sin embargo, el agente de tratamiento es preferiblemente un material soluble en petróleo que se hidroliza o desacopla en contacto con el agua.

El término "fase de finalización", cuando se aplica a
15 zonas de yacimiento de pozos de hidrocarburos, significa esencialmente la etapa anterior a aquella en la que el pozo se pone en la producción a largo plazo planeada para esa zona, o la etapa anterior a aquella en la que el pozo se proyecta que produzca ininterrumpidamente durante un
20 periodo significativo de tiempo.

En el caso de que se decida dividir un pozo en una pluralidad de zonas de yacimiento, puede decidirse finalizar una zona, producir en esa zona durante algún tiempo y empezar después la producción de una zona
25 diferente. La zona ya productora puede cerrarse o no para

la producción. El procedimiento de apertura de una nueva zona de producción se refiere a menudo como de refinalización de un pozo. Con los fines de esta solicitud, por lo tanto, el término "fase de finalización" cubre las etapas de apertura y preparación para la producción de una zona anteriormente no productora, también en el caso de que el pozo haya producido ya de una o más zonas diferentes.

El agente de tratamiento permanece en el agua de formación o es adsorbido sobre la superficie mineral del yacimiento. El sistema permite la libre producción de hidrocarburos sin eluir ninguno de los agentes de tratamiento durante la producción de hidrocarburo puro, después, cuando el agua aparece, el agente de tratamiento se liberará en concentraciones adecuadas para la protección frente a las incrustaciones.

El agente de tratamiento se suministra preferiblemente al final de la fase de finalización del pozo desarrollado. Sin embargo, el agente de tratamiento puede suministrarse en cualquier momento durante la fase de finalización.

El agente de tratamiento es preferiblemente un inhibidor de incrustación soluble en petróleo o combinaciones de inhibidores de incrustación solubles en petróleo, incluyendo diferentes inhibidores solubles. Los materiales adecuados pueden obtenerse en Champion Technologies Products. Están disponibles productos que

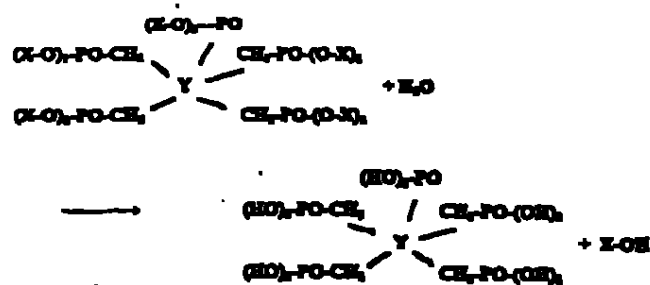
hacen uso de diferentes moléculas y concentraciones activas. Dichas combinaciones pueden aprovecharse de las diferentes isotermas de absorción de los diversos inhibidores, jugando con la disolución o desabsorción a corto y largo plazo de la matriz. Esto podría combinarse también con la mezcla de diferentes tipos genéricos de inhibidores y también con una mezcla de tal manera que, por ejemplo, los inhibidores más eficaces en la protección de incrustaciones de carbonato pudieran combinarse con los inhibidores más eficaces en la protección de incrustaciones de sulfato. Asimismo, podrían emplearse combinaciones de inhibidores de incrustaciones, corrosión e hidratos durante el mismo asentamiento, o secuencialmente en el mismo asentamiento para obtener una protección múltiple.

Existen claras ventajas en la utilización de un inhibidor de incrustación soluble en petróleo (IIP), particularmente cuando se utiliza en pozos durante la fase de finalización y en yacimientos de baja energía. Estos explotan las diferencias hidrodinámicas entre la fase de petróleo y una fase acuosa. Para suministrarse al campo con éxito un tratamiento preventivo contra las incrustaciones, el IIP se comporta preferiblemente como un producto basado en agua convencional donde y cuando sea necesario. Esto requiere que el agente activo del IIP esté presente en el agua producida cuando el pozo empiece a generar agua, que

puede ser algunos meses o años después de que se suministró por primera vez. Por esta razón, el paquete de IIP posee preferiblemente propiedades que posibilitan que suministre selectivamente el(los) compuesto(s) deseado(s). Estas
5 propiedades incluyen un procedimiento de transferencia sencilla de la fase de petróleo (portador) a la fase acuosa cuando están en contacto. El proceso de transferencia de masa, incluyendo la hidrólisis y reparto de las moléculas, es preferiblemente rápido. Las moléculas hidrolizadas,
10 después de repartirse en la fase acuosa, deben ser entonces capaces de inhibir la formación de incrustaciones. Además, para proporcionar una larga vida al asentamiento, las moléculas repartidas se adsorben preferiblemente con fuerza en la matriz rocosa.

15 La hidrólisis es preferiblemente un proceso irreversible, y la hidrólisis hace preferiblemente al agente de tratamiento soluble en agua. El reparto entre las fases de hidrocarburo y agua de formación, puede estar seguido o ser una consecuencia de la hidrólisis, y ambas
20 operaciones pueden estar controladas.

El agente de tratamiento es preferiblemente un derivado de pentafofosfato soluble en petróleo que se hidroliza a un pentafofosfonato según la reacción:



La concentración del agente de tratamiento en el agua de formación es preferiblemente mayor que la concentración en la fase hidrocarburo como resultado de la hidrólisis y de la consiguiente transferencia de masa irreversible entre las fases.

La concentración del agente de tratamiento en el material hidrocarburo al suministrarse a la formación, es preferiblemente >2% en peso, más preferiblemente de 2 a 30% en peso. La concentración del agente de tratamiento en el material hidrocarburo después del suministro a la formación, es preferiblemente <1% en peso. La concentración del agente de tratamiento en el agua de formación después del suministro al material hidrocarburo que lleva el agente de tratamiento es preferiblemente >2% en peso, más preferiblemente de 2 a 50% en peso. La fase hidrocarburo en la que se suministra el agente de tratamiento puede ser cualquier material hidrocarburo adecuado, por ejemplo

queroseno, aceite lampante, gasoil, petróleo crudo, condensado, petróleos sintéticos, etc.

La concentración en el agua de formación del producto químico de tratamiento mantiene preferiblemente una
5 adsorción impulsada por la concentración. La adsorción a la matriz del agua de formación continúa preferiblemente incluso después de que la producción de hidrocarburo se estanque, dando lugar a un requerimiento de tiempo de cierre temporal sólo para que tenga lugar el proceso de
10 petróleo a agua. En el caso del reparto, el cierre temporal y la hidrólisis para la mayoría de las temperaturas pueden haber llegado a su término a los 30 minutos.

El IIP proporcionará preferiblemente un retorno del reflujo inicial reducido del agente de tratamiento y será
15 medioambientalmente respetuoso. Adecuadamente, ofrecerá un tiempo de protección para la aparición de agua temprana y/o inesperada. El IIP puede emplearse con/o sin prelavado, que puede estar constituido por un disolvente mutuo y/o tensioactivos y otros aditivos. El IIP puede emplearse
20 también en pozos húmedos con un prelavado de hidrocarburo apropiadamente dimensionado para hacer la saturación de agua en la región de tratamiento tan baja como sea posible.

Los productos químicos IIP pueden solubilizarse verdaderamente en petróleo sin la adición de ningún
25 disolvente mutuo, tensioactivos u otros aditivos. Se cree

que el producto químico IIP y el procedimiento de tratamiento no producirán efectos de permeabilidad relativa adversos. Puede administrarse con o sin serpentines y será capaz de resistir una degradación térmica significativa durante un periodo de tiempo definido.

La presente invención puede ofrecer por lo tanto los siguientes beneficios: un tratamiento preventivo incorporado en el programa de finalización del pozo; un uso químico más eficaz; un aumento del respeto medioambiental con un mínimo o ningún retorno del producto químico de tratamiento si el pozo es seco, (puesto que el producto químico permanecerá en el agua de formación); sin crestas elevadas en el retorno de reflujo; un tiempo de cierre temporal reducido; protección en caso de aparición temprana/inesperada de agua; incrustaciones iniciales reducidas; producción de arena y dilatación de arcillas reducidas, que se esperarían normalmente con una inyección de agua; ahorro de los costosos tratamientos e intervenciones posteriores relacionados con el daño y reparación del equipo; y se minimizan los problemas de puesta en producción.

La invención puede llevarse a la práctica de diversas maneras y se ilustrarán a continuación algunas realizaciones en los siguientes ejemplos y experimentos y se describirán con referencia a las figuras adjuntas en las

que:

La figura 1 es un gráfico que muestra el reparto de IIP en las fases de petróleo y acuosa;

La figura 2 es una vista esquemática del dispositivo P-MAC del yacimiento; en donde el numeral (1) es Bomba AM; el numeral (2) es Bomba AF; el numeral (3) es columna empaquetada de arena; el numeral (4) es baño; el numeral (5) es baño de agua; el numeral (6) es serpentín de P-MAC; el numeral (7) es Bomba de lavado; y el numeral (8) es colector de fracciones.

La figura 3 es una gráfica que muestra el efecto de las incrustaciones sobre la caída de presión a lo largo de la espira P-MAC;

La figura 4 es una gráfica que muestra los resultados de un asentamiento preventivo con IIP; y

Las figuras 5 a 10 son gráficos que representan los resultados de diversos experimentos.

Cuando se mezclan agua de mar (AM) y agua de formación (AF), aparecen inmediatamente las incrustaciones. De esta manera, las sales en cada una de las soluciones de AM y AF son solubles, pero al mezclarse, algunos iones de cada solución pueden formar sales que no son solubles.

Los ensayos de inhibidores de incrustaciones se llevaron a cabo pretratando una columna de arena empaquetada de diversas maneras para simular un yacimiento asentado, y después se hizo fluir AM a través de la columna. Puesto que se producirá algo de petróleo antes de que el AM fluya, se inicia la cuenta de reloj cuando se observa la mezcla de AM y AF en P1.

Los ensayos comparativos (sin inhibidor de

19 18

incrustación) descritos a continuación se llevaron a cabo sorteando la columna de arena empaquetada, es decir, se mezcla una corriente de AM y AF y se introduce en la espira. Se toma el tiempo desde que se observa la mezcla de AM y AF en P1, hasta que hay suficientes incrustaciones en la espira como para que se observe una diferencia de presión predeterminada entre P1 y P2.

Es necesario una preparación como ésta para situar el producto químico preventivo en una corriente en una etapa anterior a que se produzca ninguna incrustación, y se sabe que las condiciones de incrustación aparecerán en una etapa posterior.

Capítulo 1. Ensayos de campo

Se han llevado a cabo algunos experimentos en condiciones de campo. Se han realizado diversos tratamientos de asentamiento utilizando productos IIP adecuados, por ejemplo en el Mar del Norte. Estos no eran según la invención, puesto que los pozos tratados ya estaban produciendo agua.

Para los tratamientos llevados a cabo en el Mar del Norte, las temperaturas del yacimiento variaron entre 110°C y 125°C y las entradas de agua variaron entre 1% y 20%. Se utilizaron tanto gasoil como petróleo básico como fluido portador. Las observaciones generales durante el periodo de reflujo pueden resumirse como sigue. La inyektividad no

cambió, permaneciendo el WHP alto durante la inyección. La limpieza no es un problema, porque en los pozos refluye instantáneamente una entrada de agua/petróleo sin cambios. El procedimiento de la parte superior no sufrió ninguna perturbación aparente, como se observa a menudo con asentamientos basados en agua (causada por el retorno de un gran volumen de inhibidor de incrustación a alta concentración). Respecto de la descarga, no se encontraron problemas de petróleo en agua aparentes, como se han observado a menudo con asentamientos basados en agua.

Capítulo 2. Reparto de inhibidor de incrustación soluble en petróleo

Para estudiar el reparto del IIP entre las fases de petróleo y acuosa, se realizó el siguiente experimento de laboratorio.

En este ensayo, se constituyó una solución del IIP al 10% en petróleo crudo. Se mezcló entonces la muestra con agua de formación Statfjord (AF) a una proporción 5:1 (c: 17% S_{w1}). Se agitó brevemente la mezcla y se dejó en un horno durante la noche a 80°C. Se separaron las fases acuosa y de petróleo el día siguiente. Se analizaron junto con una muestra original (10% en crudo) utilizando Espectrometría Infrarroja por Transformada de Fourier (FTIR), que ofrece una respuesta rápida y cualitativa. Es particularmente útil para el IIP basado en fosfonato,

puesto que los enlaces P=O y P-OH (vibraciones de tensión) pueden identificarse fácilmente a los números de onda aproximadamente 1150 y aproximadamente 970, respectivamente. Resulta claro a partir de la figura que, en contacto con el agua, la mayoría de las moléculas de IIP se transfieren de la fase de petróleo a la fase acuosa mediante una hidrólisis y un procedimiento de reparto combinados. El proceso de transferencia de masa se logró muy rápidamente y el nivel de transferencia fue extremadamente alto con muy poco (<0,1%) o naingún IIP detectado en la capa de petróleo final. En contraposición, debido a la baja cantidad de agua presente, la concentración de inhibidor de incrustación final en la fase acuosa fue significativamente mayor que en la mezcla de IIP original. Dicho "REPARTO AUMENTADO" tendrá una fuerte implicación en la estrategia de suministro y en la eficacia de utilización del producto en el campo.

Monitorización y control de la presión (P-MAC)

Un elemento del equipo que puede utilizarse para el ensayo de IIP es el P-MAC (Monitorización y control de la presión) del yacimiento como muestra la figura 2. Se basa en un dispositivo estándar de bloqueo de los tubos con adición de una precolumna. En esta preparación, se inserta arena empaquetada en una línea de agua de mar y se coloca aguas arriba de la espira P-MAC. El propósito de esta columna es

posibilitar un tratamiento de asentamiento simulado utilizando IIP para llevar a cabo antes de cualquier ensayo. Cuando empieza la coinyección de salmuera incompatible, el agua de mar eluirá el inhibidor de incrustación adsorbido. Como resultado, habrá un retraso temporal para que la espira se incruste hasta la presión prefijada ($\Delta P = 1$ bar). Podría hacerse entonces la comparación con el proceso "blanco", en el que no se había llevado a cabo ningún tratamiento de asentamiento previo en la columna.

Capítulo 3. Efecto de la producción de hidrocarburo sobre el IIP repartido

Se realizó este ensayo utilizando el dispositivo P-MAC. En este ensayo, se llevaron a cabo dos procesos separados con una columna de arena empaquetada pretratada (asentada) con IIP.

En el primer proceso, se inyectó agua de mar directamente y se observó el retraso en el tiempo de incrustación. En el segundo proceso, se inyectó un volumen (50 ml) de queroseno antes del agua de mar, es decir, para simular la producción de petróleo en un pozo seco hasta que aparece el primer agua. El objetivo de esto era examinar si las moléculas de IIP adsorbidas podían extraerse fácilmente por el paso del hidrocarburo. Los resultados muestran que el flujo de hidrocarburo no desplazó al inhibidor y que la presencia

del inhibidor retrasa la incrustación de la espira, como puede observarse en la figura 3. El tiempo de incrustación de la espira se mide a partir del tiempo en que se mezclan el agua de formación y el agua de mar.

5 Capítulo 4. Estudio de asentamiento preventivo

La figura 4 muestra un experimento en el que se asentó con IIP arena empaquetada, con el posterior suministro inverso de agua de mar y agua de formación (curva marcada como SA1070 (10%)). Esto proporcionó un tiempo de protección en
10 este sistema de aproximadamente 23 minutos, o de aproximadamente 20 volúmenes de poro (VP). Se llevó a cabo el mismo tipo de asentamiento antes de que a la arena empaquetada se le suministrara inversamente agua de mar y agua de formación, y se le suministraron inversamente 6 VP
15 de fase hidrocarburo. Esto se llevó a cabo a dos concentraciones diferentes de inhibidor (curvas, SA1070(10%)+ 6 VP-CH y SA1070(2%)+ 6 VP-CH, respectivamente). El tiempo de protección está justo en el mismo intervalo que cuando se suministró inversamente sólo
20 salmuera. Esto indicaba que la fase hidrocarburo no extrae el IIP. Por lo tanto, el inhibidor residirá en el agua de formación o en la roca de formación hasta que se suministren agua de formación o agua de mar.

Detalles experimentales

25 Los detalles de la arena empaquetada utilizada son

como siguen:

Empaquetado de arena

Se utilizaron en los experimentos columnas Omni con diámetro interno de 15 mm (elementos terminales mínimos) 5 empaquetadas con arena Baskarp. La columna estaba formada por vidrio de borosilicato y los sinterizados de cada elemento terminal eran discos porosos de polietileno con tamaño de poro de 25 μ m.

La distribución del tamaño de partícula de la arena 10 Baskarp se da en la tabla 1. El análisis químico de la arena se da en la tabla 2.

Tabla 1. Distribución del tamaño de partícula de la arena Baskarp

Error! Bookmark not defined. Diámetro de partícula (micrómetros)	Del (% en peso)
<88	0,3
88-125	3,9
125-250	55,5
250-500	39,8
>500	0,5

Tabla 2. Análisis químicos de la arena Baskarp

Error! Bookmark not defined.Mineral	Del (% en peso)
SiO ₂	90,9 (76,6% cuarzo libre)
Al ₂ O ₃	5,1
Fe ₂ O ₃	0,45
CaO	0,3
MgO	0,07
Na ₂ O	1,02
K ₂ O	2,02

Salmuera

Las composiciones de agua de mar y agua de formación utilizadas en los ensayos de bloqueo se dan en las tablas 3 y 4. La composición del agua de formación se toma como la media de las aguas de formación más generales, pero con una concentración aumentada de bario (400 ppm de Ba²⁺). Esto tiene dos objetos.

- 10 a) La precipitación en la espira P-MAC aparecerá en un tiempo razonable y de manera repetible.
- b) Para parecerse al agua de formación Heirun; la

concentración de bario en Haidrun Fangst es de aproximadamente 190 ppm, mientras que se han reseñado en Heidrum Are valores de 100 a 350 ppm (A-22 AF) y también tan altos como 800 ppm. De esta manera, se eligió un agua de formación con 400 ppm de bario.

Tabla 3. Composición de agua de mar sintética

Error! Bookmark not defined.Sal	Concentración (g/l)
NaCl	23,13
CaCl ₂ ·2 H ₂ O	1,69
MgCl ₂ ·6 H ₂ O	12,21
SrCl ₂ ·6 H ₂ O	0,02
KCl	0,82
Na ₂ SO ₄	3,92

Tabla 4. Composición de agua de formación sintética

Error! Bookmark not defined.Sal	Concentración (g/l)
NaCl	21,67
CaCl ₂ ·2 H ₂ O	1,1
MgCl ₂ ·6 H ₂ O	0,59
SrCl ₂ ·6 H ₂ O	0,15
KCl	0,36
NaHCO ₃	1,48
BaCl ₂ ·2 H ₂ O	0,71
CH ₃ COOH	0,395 mg/ml

Inhibidores

5 Ambos inhibidores solubles en petróleo utilizados en los experimentos son pentafofosfonatos suministrados por Champion Technologies. El nombre comercial del inhibidor soluble en petróleo es SA1070. El nombre comercial del inhibidor soluble en agua es SA1130. Estos inhibidores corresponderán al pentafofosfonato DETA tradicional (DTMP).

Empaquetado de columna y preparaciones

Se comprobaron los sinterizados y juntas tóricas, se cambiaron en su caso y se montó una pieza del extremo en la columna. Se vertieron aproximadamente 37 g de arena Baskarp
5 en la columna, haciéndola vibrar durante un periodo de 1,5 minutos. Se mantuvo la carga de arena en un horno a 80°C. Se montó la otra pieza del extremo (ajustable) y se pesó la columna. Se vació la columna por medio de una bomba de vacío (posición vertical) y se rellenó con agua destilada
10 con la bomba de vacío aún conectada. Se calculó la permeabilidad del agua a lo largo de la columna por medida de la presión diferencial a lo largo de la columna a velocidades diferentes (100, 200, 300, 400 y 400 ml/h). Se pesó la columna con un 100% de saturación de agua y se
15 midió la longitud del empaquetado de arena. Se calculó el volumen muerto de tubos y piezas de extremos mediante pesado de una columna vacía con y sin agua, y se restó el volumen del cilindro vacío de esta diferencia.

Para humedecer con petróleo la arena de las columnas,
20 se bombearon 50 ml de Heidrun A46 en crudo a través de la columna a una velocidad de 400 ml/h. Se realizó esta operación a 70°C. Antes del asentamiento con el inhibidor, se mantuvo la columna en un horno a 90°C durante tres días.

Las tablas 5 y 6 proporcionan los datos de la columna
25 para los diferentes experimentos.

Tabla 5. Datos de la columna para los experimentos con inhibidor de incrustaciones soluble en petróleo

Error(Bookmark k not defined - Error)	Longitud (mm)	Dist. zona (g)	Dist. cámara (g)	Peso (g)	Volumen muestra (ml)	Volumen de peso (ml)	Peso, muestra (libras)
EXP 1	12,2	209,5	210,1	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 2	12,0	217,1	215,7	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 3	12,3	209,0	206,1	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 4	12,1	207,7	206,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 5	12,1	207,4	206,0	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 6	12,3	209,5	206,0	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 7	12,0	207,9	206,4	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 8	12,3	209,5	206,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 9	12,0	207,9	206,4	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 10	12,3	209,5	206,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 11	12,3	209,5	209,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 12	12,4	209,0	209,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 13	12,1	209,3	206,5	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 14	12,1	209,1	206,9	0,0	1,0	1,0	0,0
EXP 15	12,7	212,3	206,4	0,0	0,7	1,0	0,0
EXP 16	12,7	209,7	215,9	0,0	0,7	1,0	0,0
EXP 17	12,2	209,1	206,7	0,0	1,0	1,0	0,0

Folio 28 en blanco
G2

Tabla 6. Datos de la columna para los experimentos con inhibidor de incrustación soluble en agua

Error! Bookmar k not defined . Chicago	Longitud (cm)	Vol. agua (g)	Vol. keroseno (g)	Peso de agua (g)	Volumen keroseno (ml)	Volumen de agua (ml)	Peso. agua (kg)
1542	12,0	285,1	130,5	0,5	1,2	7,6	2,5
1543	12,0	286,6	130,5	0,4	1,2	7,2	2,6

Asentamiento con inhibidor soluble en petróleo

- 5
- Se llevaron a cabo las siguientes operaciones a 90°C. En la preparación, la columna se saturó al 100% con agua.
1.
- Se bombearon 50 ml de queroseno a través de la columna a 400 ml/h. Se midió el volumen de agua que salía y se calculó el agua residual basándose en éste.
- 10
2.
- Se bombeó un volumen dado de inhibidor diluido en queroseno a través de la columna a 400 ml/h (Las concentraciones de inhibidor en el queroseno se dan en la tabla 4.2).
3.
- Se dejó la columna a 90°C durante la noche.
- 15
- La Tabla 7 proporciona la cantidad de agua que salió de la columna durante la inyección de queroseno, y la saturación de agua residual calculada antes de la inyección del inhibidor.

Tabla 7. Saturación de agua residual antes del asentamiento del inhibidor

Error! Bookmark not defined.Ensayo	Agua fuera (ml)	Agua restante (ml)	Saturación de agua (%)
ISP 2	6,8	2	26
ISP 3	7,0	1,6	22
ISP 5	7,1	1,3	18
ISP 6	7,0	1,8	24
ISP 7	7,0	1,6	22
ISP 8	6,0	2,4	33
ISP 9	7,5	1,2	16
ISP 10	11,6	2,4	18
ISP 11	11,8	2,9	21
ISP 12	11,5	3	23
ISP 13	7,1	1,1	16
ISP 14	7,2	1,3	18
ISP 15	6,4	1,8	24
ISP 16	6,7	1,5	20

ISP 17	7,0	1,3	18
--------	-----	-----	----

Tabla 8. Resultados de P-MAC para los ensayos con inhibidor soluble en petróleo.

Experiencia	Con. Inhibidor en queroseno	Vol. de Inhibidor en el combustible	Tiempo para 1 bar reducido a 100 mm Hg	Tiempo para 1 bar que lo sistema se agote	Comentarios
ISP 1	100	100 ml	4 min.	23 min.	
ISP 2	25	100 ml	6 min.	18 min.	
ISP 3	100	1/2 VP	10 min.	17 min.	2/3 de VP de queroseno después de 10h.
ISP 4	100	1/2 VP	10 min.	16 min.	
ISP 7	2,20	1 VP	11 min.	19 min.	
ISP 8	2,20	1 VP	11 min.	16 min.	20 de saturación alérgica
ISP 9	2,20	100 ml	12 min.	21 min.	crisis latente con petróleo
ISP 10	100	1/2 VP	10 min.	21 min.	
ISP 11	100	1/2 VP	10 min.	22 min.	2/3 de VP de queroseno después de 10h.
ISP 12	2,20	1 VP	6 min.	21 min.	
ISP 13	2,20	100 ml	6 min.	20 min.	crisis latente con petróleo
ISP 14	2,20	100 ml	6 min.	18 min.	sin cierre temporal
ISP 15	2,20	100 ml	7 min.	16 min.	cierre temporal a 140°C durante 15 días
ISP 16	2,20	100 ml	9 min.	20 min.	cierre temporal a 140°C durante 15 días
ISP 17	2,20	100 ml	8 min.	16 min.	sin tiempo de cierre temporal

Asentamiento con inhibidor soluble en agua

Se bombearon 100 ml de SA1130 al 4% en peso en agua de mar a través de la columna a 400 ml/h a temperatura ambiente antes de dejar la columna a 90°C durante la noche.

5

Tabla 9. Resultados de P-MAC para los ensayos con inhibidor soluble en agua

Error!	Conc. inhibidor en agua de mar	Volumen de lrb. en centímetros	Tiempo para 1 haz rotatorio más a 20-40	Tiempo para 1 haz por columna tratada
Bookmark not defined.				
ppm				
IDA 1	01	100 ml	11 min.	12 min.
IDA 2	01	100 ml	9 min.	12 min.

Condiciones operativas de P-MAC del yacimiento.

- 10 Las composiciones de agua de mar y agua de formación utilizadas en los experimentos se dan en las tablas 3 y 4. Se utilizó un agua de formación de composición general con 400 ppm de Ba^{2+} . Se desgasificaron las salmueras antes de cada experimento. La columna y los tubos capilares se
- 15 colocaron ambos en baños de agua a 90°C. Por lo tanto, las dos aguas se precalentaron antes de que se mezclaran.

Antes de cada experimento se llevó a cabo un experimento de referencia sin inhibidor (el blanco).

- 20 Para los experimentos con inhibidor de incrustación soluble en petróleo, se bombearon 50 ml de queroseno a

través de la columna en la dirección opuesta a la inyección de inhibidor a 400 ml/h. Se colocó entonces la columna en la línea de agua de mar de P-MAC, con la misma dirección de flujo que para el queroseno. Se hizo fluir algo de agua de formación en primer lugar a través del tubo capilar para asegurar que las medidas de presión diferencial y la impresora funcionaban normalmente antes de empezar el bombeo de agua de mar. Durante el experimento, se bombearon 400 ml/h tanto de agua de formación como de agua de mar a través del tubo capilar hasta que la presión diferencial a lo largo del tubo capilar alcanzó los 1000 mbar.

Después de cada experimento, se lavó el tubo capilar con una solución de disolvente de la incrustación al 10% en agua destilada. Se bombeó el líquido de lavado a través del tubo con dirección de flujo opuesta durante 20 minutos a una velocidad de 499 ml/h.

Envejecimiento

Para ensayar la estabilidad con la temperatura del inhibidor a lo largo del tiempo, se mantuvieron dos columnas asentadas a 165°C durante un periodo de tiempo extendido antes de que se ensayase el P-MAC. Se sustituyeron los sinterizados de polietileno por una pieza de acero entrelazado debido a la alta temperatura.

Se empaquetaron las columnas, se pretrataron y se asentaron en la forma habitual. Se extrajeron las tapas,

adaptadores y tubos de las columnas. Se colocaron las columnas abiertas en un frasco de pistón relleno con queroseno en un lado del pistón (el lado de las columnas) y vacío por el otro lado. Se colocó el frasco de pistón en un
5 horno y se conectó la parte vacía a una presión de N_2 de 15 bar. Se calentó el horno a $165^{\circ}C$ y la presión se aumentó hasta aproximadamente 20 bar. Se dejaron las columnas en el horno durante 15 y 136 días, respectivamente. Se desconectó el calor y se redujo la presión y se montaron los tubos en
10 la columna. Se lavaron a continuación los tubos con 50 ml de queroseno antes de ensayar el P-MAC de yacimiento como se ha descrito anteriormente. Los resultados de los diversos experimentos adicionales se resumen en las figuras 5 a 10, que muestran la presión diferencial a lo largo del
15 tubo capilar durante el periodo de los ensayos de bloqueo. Se muestra una media de los resultados de los ensayos de referencia sin inhibidor en cada figura. Las condiciones experimentales se dan en las tablas 8 y 9. Se ensayó en primer lugar un asentamiento con la versión soluble en agua
20 del ISP para estimar el tiempo de protección esperado del asentamiento. Los resultados se muestran en la figura 5.

Se ensayaron diferentes concentraciones. La estabilidad térmica del ISP es crucial también para la actividad a largo plazo. Aunque ciertas temperaturas de
25 yacimiento variarán sólo entre $85-98^{\circ}C$, se llevó a cabo el

envejecimiento a 165°C para acelerar el proceso de degradación.

La figura 6 muestra el asentamiento inhibidor soluble en petróleo con diferentes concentraciones y
5 envejecimientos. Muestra que el tiempo de protección del asentamiento inhibidor soluble en petróleo está en el mismo intervalo para diferentes concentraciones de inhibidor en queroseno (2-10%). Obsérvese que esto ocurre al bombear 100 ml de solución de inhibidor a través de la columna. El
10 envejecimiento de la columna asentada a 165°C durante 15 días no parece reducir la eficacia del inhibidor. Al comparar las figuras 5 y 6, existen indicaciones de que el tiempo de protección de los experimentos con asentamiento inhibidor soluble en petróleo es casi el doble que cuando
15 se utiliza un inhibidor soluble en agua.

La figura 7 muestra el resultado de dos ensayos P-MAC sin tiempo de cierre temporal. Comparada con la figura 6, parece que el tiempo de cierre temporal tenía un efecto benéfico sobre el tratamiento con inhibidor soluble en
20 petróleo. Sin embargo, los resultados de los experimentos de inhibición combinados con los experimentos de P-MAC de yacimiento indican que no existe beneficio para tiempos de cierre temporal mayores de 3 horas.

La figura 8 muestra los resultados de dos ensayos P-
25 MAC con arena impregnada con petróleo. Las columnas

impregnadas con petróleo tenían la duración del tratamiento con inhibidor más larga de todos los experimentos. La razón para ésto puede ser que las columnas impregnadas con petróleo tenían una saturación de agua inicial menor que
5 las demás columnas (véase la tabla 8).

En un intento de optimizar los procedimientos de asentamiento y de investigar los mecanismos de los ISP, se ensayaron diferentes procedimientos de asentamiento. En un ensayo, se logró una columna con una saturación de agua
10 mucho mayor reduciendo la velocidad de drenaje.

Las figuras 9 y 10 muestran los resultados de los experimentos P-MAC con diferentes procedimientos de asentamiento. En los tres casos, se asentó con la misma cantidad de inhibidor en la columna, pero de diferentes
15 formas. La primera columna se relleno con un volumen de poros de inhibidor al 3,3% en queroseno sin lavado. La segunda columna se relleno con 1/3 de volumen de poro inhibidor al 10% en queroseno, seguido por 2/3 de volumen de poro de queroseno para desplazar al inhibidor. Estos
20 tres ensayos se relizaron tanto con columnas de 15 cm de longitud (figura 10), como de 25 cm de longitud (figura 9). Los experimentos no proporcionaron diferencias claras entre los tres procedimientos de asentamiento.

La figura 10 muestra también la duración del
25 tratamiento para un asentamiento con un volumen de poro de

SA1070 al 3,3% en queroseno en una columna con un 33% de saturación de agua. La saturación de agua de las demás columnas varía entre 16-26% (véase la tabla 8).

Las conclusiones a extraer de los experimentos y
5 ensayos pueden resumirse como sigue:

Se ha comparado el tiempo de protección de la
incrustación del tratamiento de inhibidor soluble en
petróleo con la duración de un asentamiento con el
correspondiente producto químico soluble en agua. La
10 duración de los experimentos con el asentamiento con
inhibidor soluble en petróleo fue casi el doble que el
tiempo de protección de los experimentos con el inhibidor
soluble en agua. Los experimentos con concentraciones
variables de inhibidor en queroseno mostraron que en el
15 intervalo de concentración de 2-10% en peso, el tiempo de
protección del inhibidor soluble en petróleo estaba en el
mismo intervalo para todas las concentraciones de inhibidor
en queroseno. Esto indica que un 2% en peso se aproxima al
límite de concentración del correspondiente agua de
20 formación. En estos experimentos, el ISA varía entre 22-
26%.

El envejecimiento de la columna asentada a 165°C
durante 15 días no parece reducir la eficacia del
inhibidor. Sin embargo, después de 4 o 5 meses (136 días),
25 el tiempo de protección se reduce al 50% del inicial.

Aplicando las relaciones de Arrhenius, que indican que la velocidad de reacción se duplica para cada 10°C de aumento, y sabiendo que la temperatura en el campo Heidrum es mucho menor, el tiempo de protección esperado será
5 considerablemente mayor.

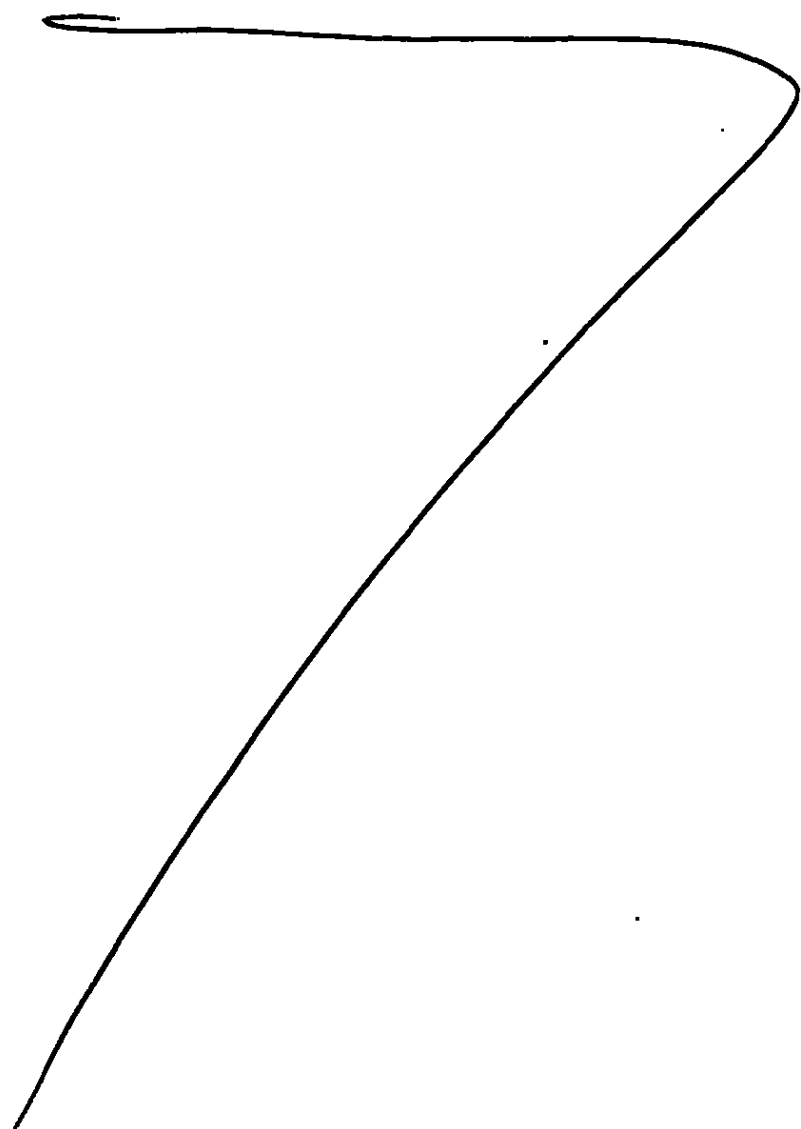
Se realizaron dos experimentos sin tiempo de cierre temporal. Los resultados indican que el tiempo de cierre temporal proporciona una duración aumentada al tratamiento con inhibidor soluble en petróleo. Esto implica que la
10 hidrólisis y la absorción por el mecanismo impulsado por la concentración, requieren algo de tiempo. Estos experimentos se realizaron con 22 horas de tiempo de cierre temporal. Sin embargo, otros estudios mecanísticos indican que un cierre temporal de 3 horas sería más que suficiente en la
15 práctica.

Se realizaron dos experimentos con columnas rellenas con arena impregnada con petróleo. Estos tuvieron las duraciones de tratamiento con inhibidor más largas de todos los experimentos. Esto apunta una vez más a un mecanismo de
20 absorción impulsado por la concentración. El agua de formación obtendrá sólo una cierta concentración de saturación, impulsando/forzando así a la absorción del inhibidor en la matriz.

Para investigar la secuencia del procedimiento de
25 asentamiento, se realizaron dos series de tres experimentos

P-MAC en las que se asentó la misma cantidad de inhibidor en las columnas de tres modos diferentes. Los experimentos proporcionaron algunas indicaciones, pero ninguna diferencia clara entre los diferentes procedimientos de asentamiento.

Los experimentos sugieren claramente que es obtenible un tratamiento de asentamiento preventivo. Esto significa que el inhibidor se retendrá en el área cerca de la perforación del pozo hasta que se produzca agua de formación.



Habiendo descrito la invención como antecede, se declara como propiedad lo contenido en las siguientes

REIVINDICACIONES

- 5 1. Un procedimiento de tratamiento de una zona de yacimiento de un pozo productor de hidrocarburos durante la fase de finalización para inhibir los problemas asociados a la producción de agua, comprendiendo el procedimiento: suministrar en la región cercana a la perforación de la
- 10 zona de yacimiento, durante la fase de finalización, un agente de tratamiento compatible con hidrocarburos en fase hidrocarburo; dejar al componente activo del agente de tratamiento entrar irreversiblemente en el agua de formación de la región del pozo; y dejar al componente
- 15 activo quede retenido en la matriz de la roca de la región del pozo, con lo cual el componente activo del agente de tratamiento inhibe el problema respectivo si ^o y cuando se produzca finalmente agua de la zona de yacimiento.
- 20 2. Un procedimiento según la reivindicación 1, en el que el agente de tratamiento es un material soluble en hidrocarburo, un sistema de tensioactivo-micela o una emulsión.
- 25 3. Un procedimiento según la reivindicación 2, en el que

el componente activo es un componente que se hidroliza al ponerse en contacto con el agua.

4. Un procedimiento según la reivindicación 3, en el que
5 la hidrólisis es un proceso irreversible.

5. Un procedimiento según una cualquiera de las
reivindicaciones anteriores, en el que la hidrólisis hace
al agente de tratamiento soluble en agua.

10

6. Un procedimiento según una cualquiera de las
reivindicaciones anteriores, en el que el agente de
tratamiento se suministra al final del programa de
finalización.

15

7. Un procedimiento según una cualquiera de las
reivindicaciones anteriores, en el que el agente de
tratamiento es un inhibidor de incrustación soluble en
petróleo o una combinación de inhibidores de incrustación
20 solubles en petróleo.

8. Un procedimiento según una cualquiera de las
reivindicaciones anteriores, en el que la concentración del
agente de tratamiento en la fase acuosa es mayor que la
25 concentración en la fase hidrocarburo como resultado de una

transferencia de masa irreversible entre las fases.

9. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en la que la concentración del agente de tratamiento en el material hidrocarburo al suministrarlo a la formación es $>2\%$ en peso.

10. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la concentración del agente de tratamiento en el material hidrocarburo al suministrarlo a la formación es $<1\%$ en peso.

11. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la concentración del agente de tratamiento en el agua de formación después de suministrarlo al material hidrocarburo que lleva el agente de tratamiento es $>2\%$ en peso.

12. Un procedimiento según una cualquiera de las reivindicaciones anteriores, en el que la fase hidrocarburo se selecciona de entre queroseno, aceite lampante, gasoil y petróleo crudo.

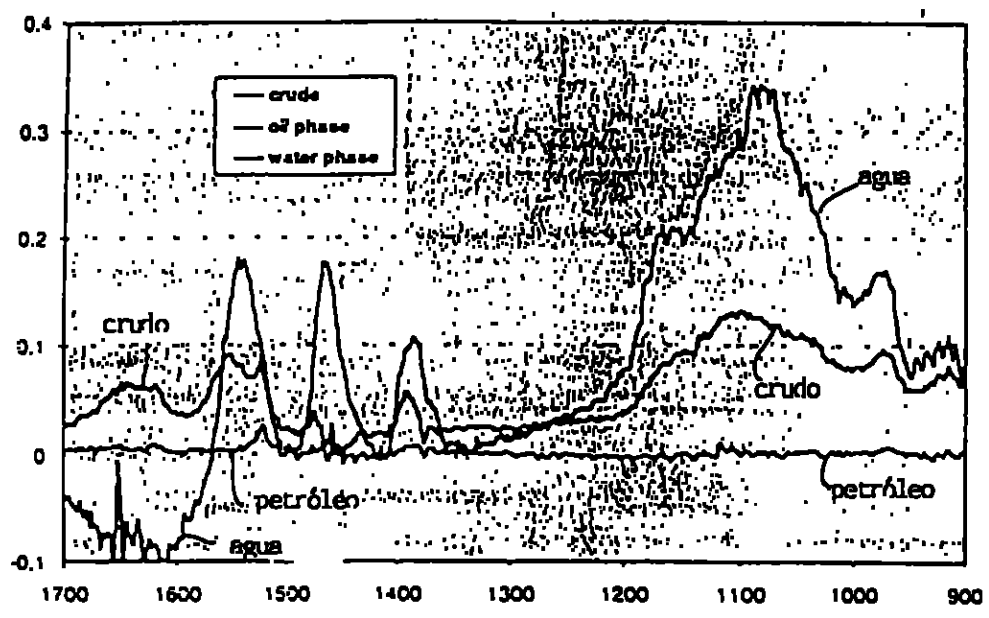


Fig 1

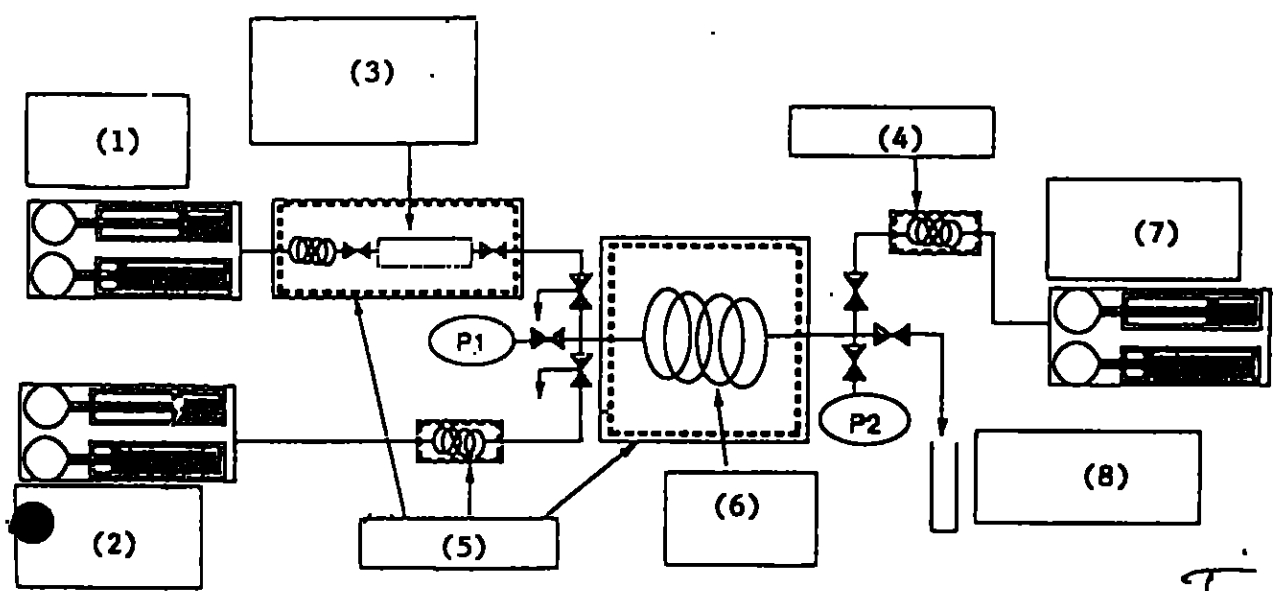


Fig 2

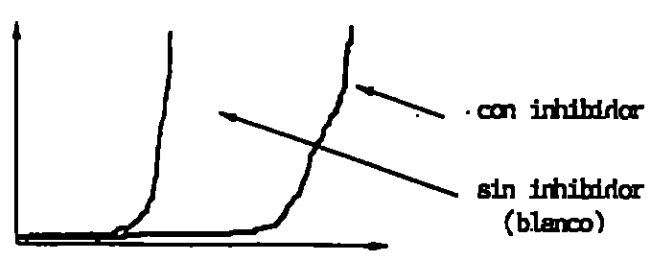


Fig 3

FIGURA 1.

Eje X: Número de onda

Eje Y: Abs.

FIGURA 2.

(1) Bomba AM

(2) Bomba AF

(3) Columna empaquetada de arena

(4) Baño

(5) Baño de agua

(6) Serpentin de P-MAC

(7) Bomba de lavado

(8) Colector de Fracciones

FIGURA 3.

Eje X: Tiempo

Eje Y: $\Delta P = P_1 - P_2$

2/

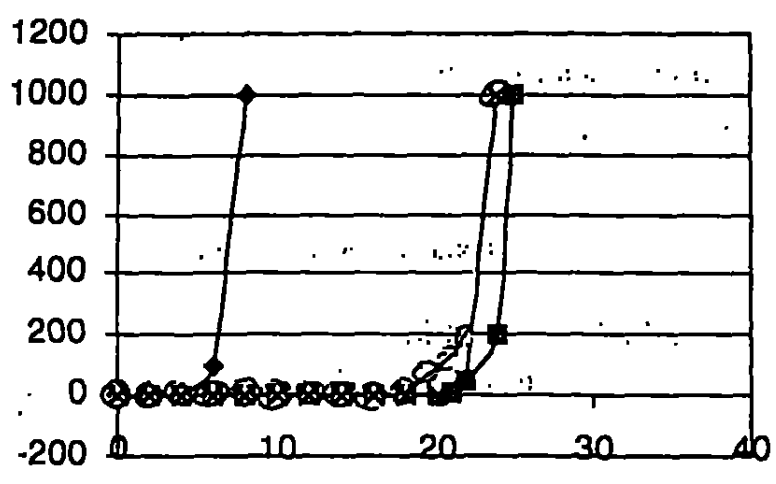


Fig 4

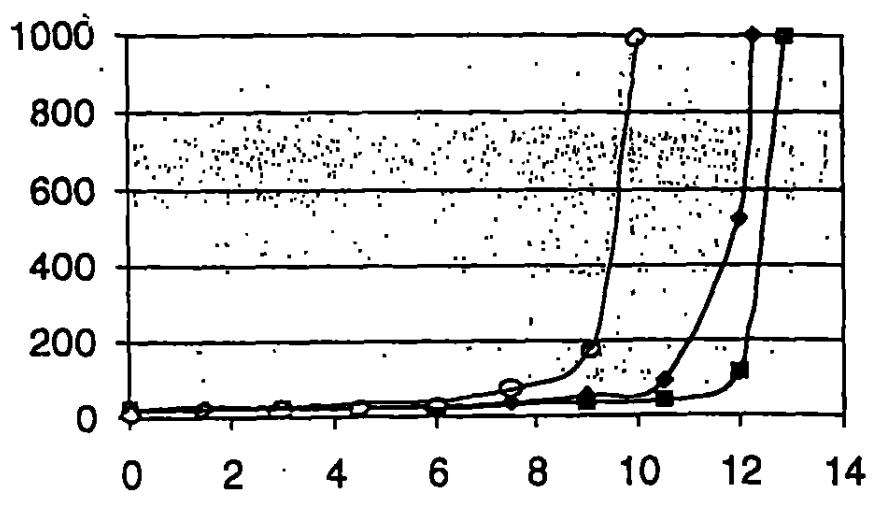


Fig 5

FIGURA 4.

Eje X: Tiempo de protección(min)
Eje Y: dp(mBar)

- ◆ AF + AM
- SA 1070(10%)
- ⊖ SA 1070(10%)+6PV-CH
- ✕ SA 1070(2%) +6PV-CH

FIGURA 5.

SA 1130 soluble en agua 4% en agua de mar, 100ml.

Eje X: Tiempo, min.
Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

- ◆ ISA 1
- ISA 3
- ⊖ Promedio AM+AF

3/

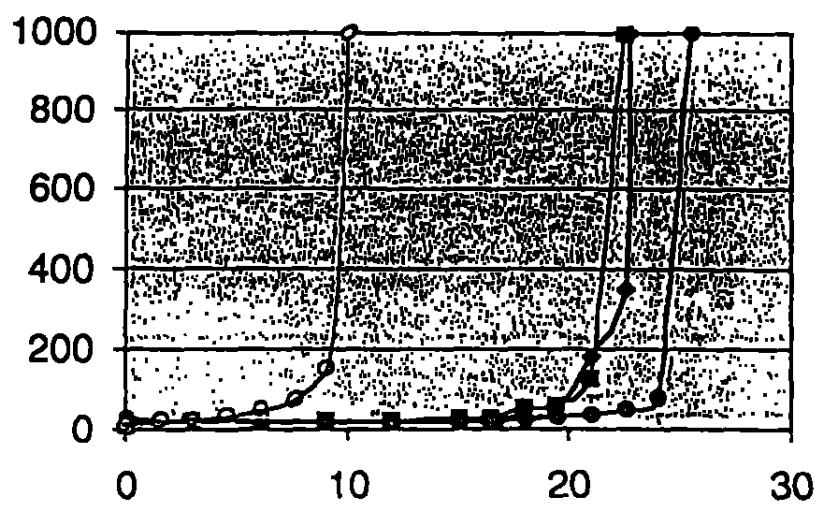


Fig 6

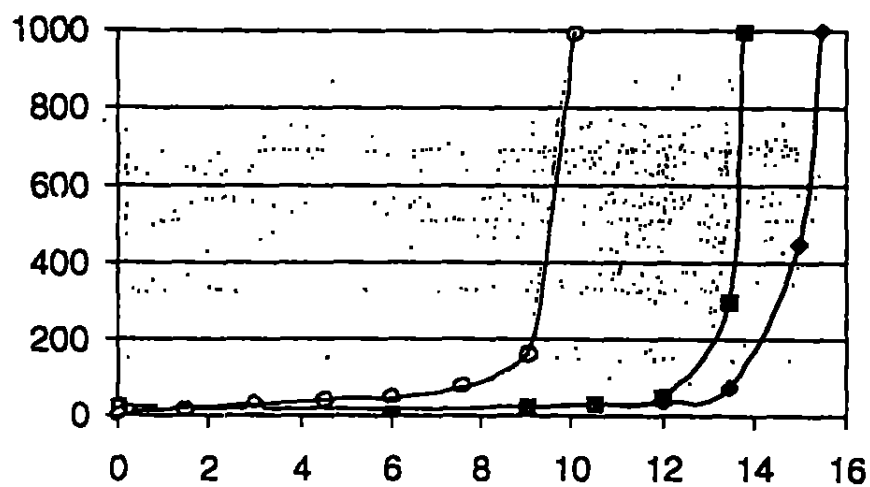


Fig 7

FIGURA 6.

Concentración y envejecimiento de SA 1070, 100ml.

Eje X: Tiempo, min.

Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

◆ IIP2, SA 1070 (10%)

■ IIP3, SA 1070(10%)

● IIP16, SA 1070 3,3% envejecido a 165°C 15 días

⊖ Promedio AM+AF

FIGURA 7.

100ml de SA 1070 3,3% en Queroseno, sin cierre temporal.

Eje X: Tiempo, min.

Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

◆ IIP14

■ IIP17

⊖ Promedio AM+AF

4/

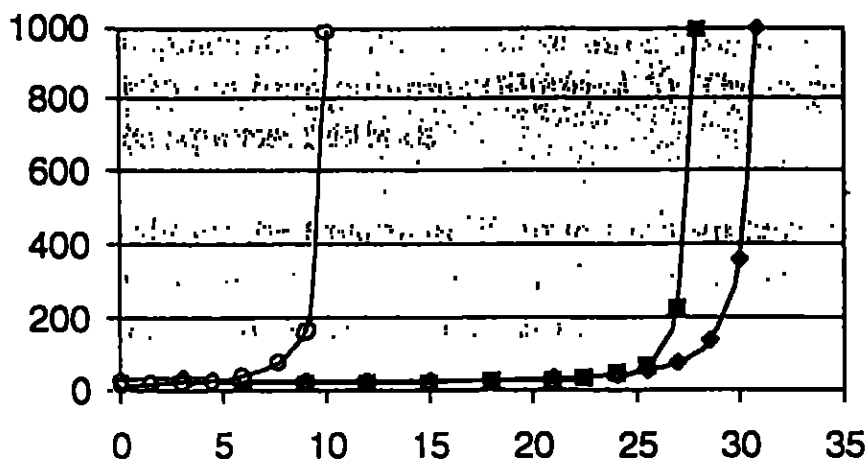


Fig 8

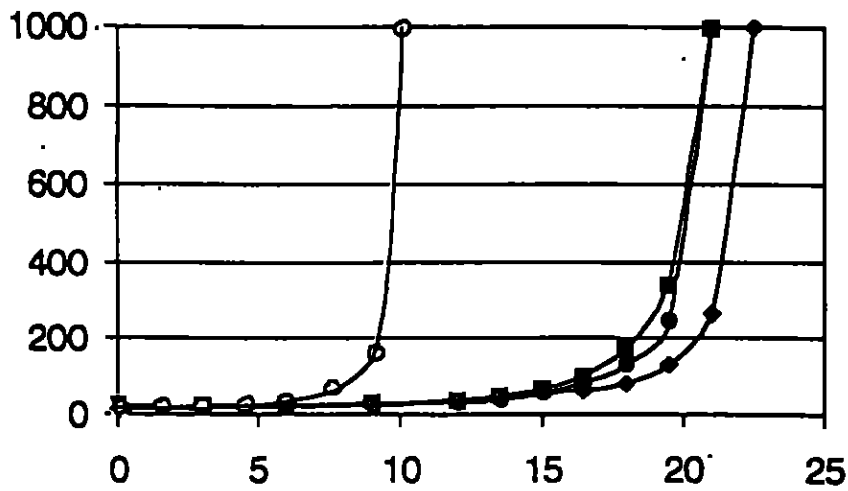


Fig 9

FIGURA 8.

Arena impregnada de petróleo, con crudo A46 durante el fin de semana
100ml SA1070 3,3% en queroseno

Eje X: Tiempo, min.
Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

- ◆ IIP9
- IIP13
- ⊖ Promedio AM+AF

FIGURA 9.

Método de asentamiento columna larga SA1070 en queroseno, con cierre temporal durante la noche.

Eje X: Tiempo, min.
Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

- ◆ IIP10, 1/3 PV (10%)
- IIP11, 1/3 PV (10%) +2/3 PV quer.
- IIP12, 1 PV (3,3%)
- ⊖ Promedio AM+AF

5/

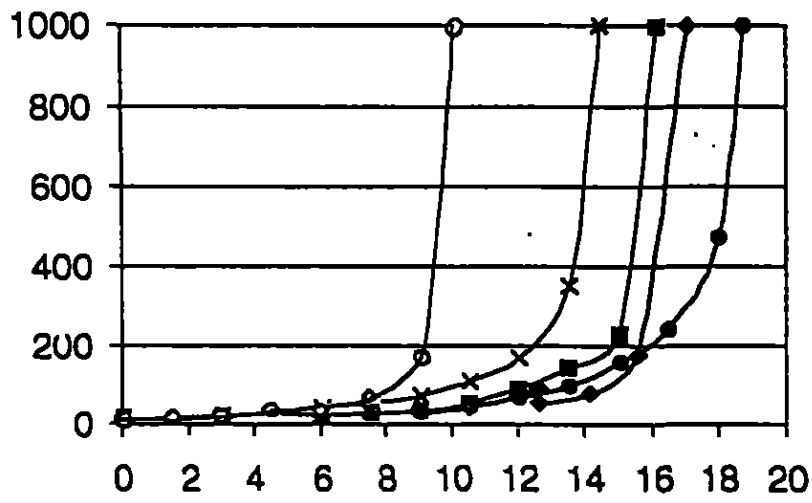


Fig 10

FIGURA 10.

Método de asentamiento columna corta SA 1070 en queroseno, con cierre temporal durante la noche.

Eje X: Tiempo, min.

Eje Y: Diferencia de presión, mbar.

- ◆ 1/3 PV (10%)+2/3 PV quer.
- ПП6, 1/3 PV 10%
- ПП17, 1 PV 3,3%
- ✕ ПП8, 1 PV 3,3%, sat. de agua 33%
- ⊖ Promedio AM+AF

Folios 55 y 56
tarjetas

Aiz
23-03-2001

EXTRACTO PARA PUBLICACIÓN
SOLICITUD DE PATENTE DE INVENCION

(21) No. SOLICITUD: 2001 - 9827	(51) INT. CL.: E 21 B 43/22
(22) FECHA DE PRESENTACIÓN: 09-02-01 ✓	(71) SOLICITANTE: DEN NORSKE STATS OLJESELSKAP A.S. y CHAMPION TECHNOLOGIES, INC.
(30) PRIORIDAD: <i>h</i>	
(31) No. DE SOLICITUD: 0003214.4	(72) INVENTOR/ES: Rex Man Shing, Wat y Hans Kristian, Kotler.
(32) FECHA DE PRESENTACIÓN: 11-02-00	
(33) PAÍS: GB	(74) REPRESENTANTE LEGAL: JOSE ANTONIO LLOREDA

(54) TÍTULO:
"PROCEDIMIENTO DE TRATAMIENTO DE LA ZONA DE YACIMIENTO DE POZOS PRODUCTORES DE HIDROCARBUROS PARA INHIBIR LOS PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN DE AGUA"

(57) RESUMEN:

Relvindicación número 1.-

Un procedimiento de tratamiento de una zona de yacimiento de un pozo productor de hidrocarburos durante la fase de finalización para inhibir los problemas asociados a la producción de agua, comprendiendo el procedimiento: suministrar en la región cercana a la perforación de la zona de yacimiento, durante la fase de finalización, un agente de tratamiento compatible con hidrocarburos en fase hidrocarburo; dejar al componente activo del agente de tratamiento entrar irreversiblemente en el agua de formación de la región del pozo; y dejar al componente activo quede retenido en la matriz de la roca de la región del pozo, con lo cual el componente activo del agente de tratamiento inhibe el problema respectivo si y cuando se produzca finalmente agua de la zona de yacimiento.

REQUISITOS MINIMOS PARA ADMISION A TRAMITE

SUPERINDUSTRIA Y COMERCIO
Radicacion : 01009027 00000000 Folios: 56
Fecha (AMD): 2001-02-09 16:21:50
Tramite : 002 PATENTES D 1 REGISTRO/ 411 PRESENTA
Dependencia: 2020 DIVISION DE NUEVAS CREACIONES

PATENTE DE INVENCION []

- Indicacion de que se solicita la concesion de una patente []
- Datos de identificacion del solicitante o de la persona que presenta la solicitud []
- Descripcion de la invencion []
- Dibujos de ser estos pertinentes 44 []
- Comprobante de Pago de las tasas establecidas []

COMPLETA [] INCOMPLETA []

DISEÑO INDUSTRIAL []

- Indicacion de que se solicita el registro de Diseño Industrial. []
- Datos de identificacion del solicitante o de la persona que presenta la solicitud. []
- Representacion grafica y fotografica del Diseño Industrial o muestra del material que incorpora el diseño. []
- Comprobante de pago de las tasas establecidas. []

COMPLETA [] INCOMPLETA []

ESQUEMA DE TRAZADO []

- Indicacion de que se solicita el registro de un Esquema de trazado. []
- Datos de identificacion del solicitante o de la persona que presenta la solicitud. []
- Representacion grafica del esquema de trazado []
- Comprobante de pago de las tasas establecidas. []

COMPLETA [] INCOMPLETA []


Firma Responsable

Fecha: _____

56 58



Industria y Comercio
SUPERINTENDENCIA

2020
Bogotá, D.C.

Doctor
JOSE ANTONIO LLOREDA

REFERENCIA:	Radicación No.	01-9827
	Trámite	002
	Evento	001
	Actuación	430
	Oficio No.	1072
	Folios	001

Como resultado del examen de forma, realizado con fundamento en el artículo 38 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le comunica que:

- Debe allegar los documentos que acreditan la representación, debidamente otorgados, a quien adelanta la actuación administrativa. Adicionalmente, deberá presentar los certificados de existencia y representación legal de las sociedades solicitantes.
- Debe allegar copia del documento en que consta la cesión del derecho a la patente otorgado por el inventor al solicitante o a su causante (art. 26-k, Dec 486/2000).

En cumplimiento del artículo 39 de la Decisión 486 de la Comisión de la Comunidad Andina, se le requiere para que dentro del término de dos (2) meses siguientes a la fecha de notificación del presente oficio, complete los requisitos anteriormente enunciados. En caso de no dar cumplimiento al presente requerimiento, la solicitud se considerará abandonada y perderá su prelación.

Notifíquese el presente oficio conforme a lo dispuesto en el artículo 8 de la Resolución Reglamentaria No. 210 del 15 de enero del 2001.

ALIX CARMENZA CÉSPEDES DE VERGEL
Jefe de la División de Nuevas Creaciones

El anterior requerimiento fue notificado por fijación en lista de fecha 19 ABR. 2001.

Se recuerda al interesado que debe presentar, dentro de los dieciséis meses siguientes contados a partir de la fecha de presentación de la solicitud cuya prioridad se invoca, copia de la misma certificada por la autoridad que la expidió y, en los casos en que haya lugar, la traducción simple del capítulo reivindicatorio. El incumplimiento de este plazo, acarreará la pérdida de la prioridad invocada.

202027/202022

Carrera 13 No. 27-00 Pisos 5, 7 y 10
Conmutador: 382 0840
Fax: 382 2695
E-mail: info@sic.gov.co
Bogotá, D.C., Colombia