



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**USO DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS DE INCRUSTACIONES
EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS**

**REALIZADO POR:
ANA KARINA FIGUEROA CHIVICO
LISANDRO BERNARDO GONZÁLEZ GUARIMÁN**

Seminario De Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar

Al Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JUNIO DE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**USO DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS DE INCRUSTACIONES
EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS**

REALIZADO POR:

ANA KARINA FIGUEROA CHIVICO

C.I: 13.367.775

LISANDRO BERNARDO GONZÁLEZ GUARIMÁN

C.I: 17.910.438

REVISADO POR:

MSc. Luis Castillo

Asesor Académico

MATURÍN, JUNIO DE 2013

ACTA APROBATORIA



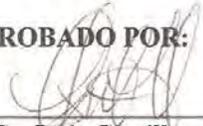
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

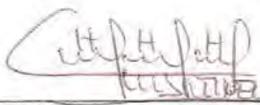
USO DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS DE INCRUSTACIONES EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

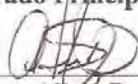
REALIZADO POR:

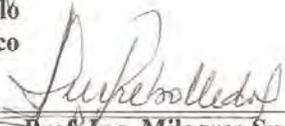
ANA KARINA FIGUEROA CHIVICO
C.I: 13.367.775
LISANDRO BERNARDO GONZÁLEZ GUARIMAN
C.I: 17.910.438

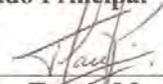
APROBADO POR:


MSc. Luis Castillo
Asesor Académico


Ing. Henry Martínez Lara
Jurado Principal


Prof. Ing. Alicia Da Silva
Jurado Principal


Prof. Ing. Milagros Suere
Jurado Principal


Prof. Ing. Tomás Marín
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO DE 2013

DEDICATORIA

A Dios mi Padre Celestial, por creer en mí cuando nadie lo hizo, por darme todo lo que tengo, lo que soy; la fortaleza y aliento para alcanzar mis metas. Gracias Padre por bendecirme de manera sobrenatural.

A Jesucristo y El Espíritu Santo, por acompañarme en todo momento y darme las oportunidades, abrirme las puertas para superar los obstáculos de esta vida.

A mi madre Lilia, por estar a mi lado, por desvelarte, por todo tu amor, por tu apoyo incondicional, a ti te dedico este triunfo, gracias por todos tus sacrificios. Te Amo mamá.

A mi padre Julio Figueroa, por confiar y por creer en mí, aunque no estés aquí físicamente, pero siempre has estado en mi mente y corazón. Gracias, esto es producto de tus frutos. Te amo papá.

A mi hermano Julio Salvador, te amo y te admiro, gracias por demostrarme que si se puede. Dios te bendiga y te guarde.

A mi tía Elsa, mi segunda madre, gracias por todo tu amor, que Dios te bendiga y te guarde siempre.

A mis tíos y tías, gracias por su afecto y sus consejos, a mis hermanos y hermanas que siempre estuvieron pendientes de mi, a toda mi familia, los amo.

A mis amigas María Perello, Maira Alcalá, Mylitz Caballero, Tamara Cox, gracias por su amistad incondicional y por estar presentes en mi vida, las quiero.

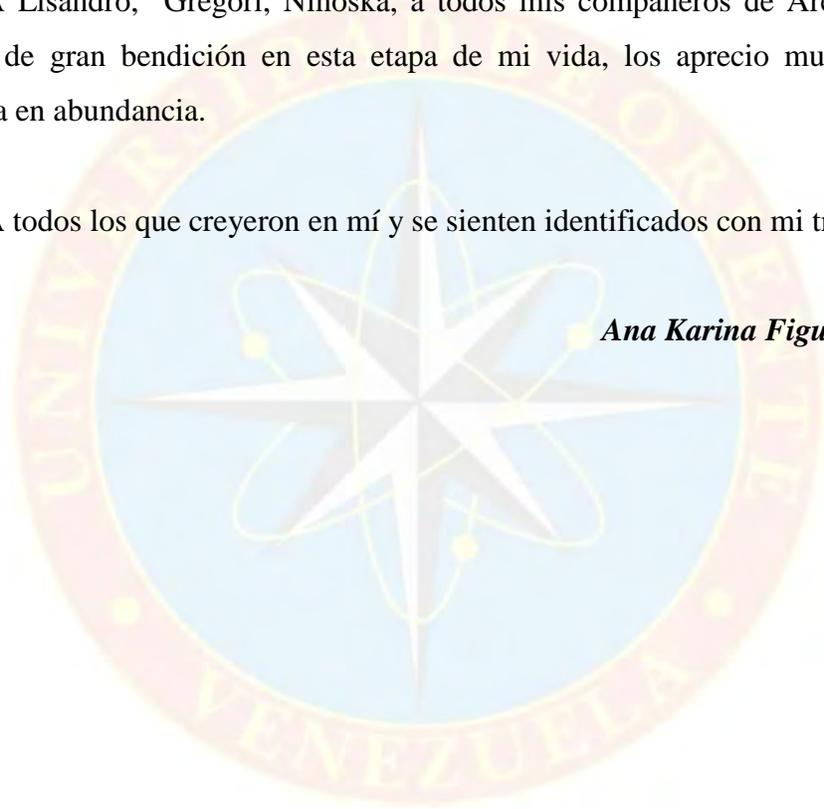
A mis hermanos en Cristo Estherlyn, Jenifer y Victor, Ana María y Javiel, gracias por su apoyo incondicional, sus consejos y oraciones, gracias por todo, los amo.

A mis vecinos, gracias por su cariño y por su apoyo.

A Lisandro, Gregori, Ninoska, a todos mis compañeros de Áreas de Grado, fueron de gran bendición en esta etapa de mi vida, los aprecio mucho. Dios les bendiga en abundancia.

A todos los que creyeron en mí y se sienten identificados con mi triunfo.

Ana Karina Figueroa Chivico.



DEDICATORIA

A mi Dios, por su ayuda celestial y por siempre escuchar mis oraciones, gracias a Él mantuve mi voluntad de seguir adelante.

A mi mamá, por su guía y consejos en los momentos más difíciles y críticos de mi carrera y de mi vida. Gracias madre por confiar en mí y por siempre creer que soy buen hijo. Te quiero mucho mami.

A mi padre, por su gran deseo de verme como un profesional y apoyarme durante toda mi carrera, por confiar y por creer en mí, y por incentivar me en todo momento que si se puede. Te quiero mucho papá.

Lisandro González

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre **Universidad de Oriente**, Núcleo de Monagas; por permitirnos la satisfacción de optar por el título de Ingeniería de Petróleo, por habernos brindado la oportunidad de crecer profesionalmente.

A los Profesores: Ingeniero Alicia Da Silva, Ingeniero Henry Martínez, Ingeniero Tomás Marín, Ingeniero Milagros Sucre, gracias por ser nuestros guías y por todos los momentos que nos dedicaron, todo sus esfuerzos para enseñarnos, además de su amistad, sin ustedes no habiésemos podido alcanzar esta meta.

Al MSc. Luis Castillo, gracias por facilitarnos todo cuanto pudo para la realización de nuestro trabajo de grado y por abrirnos las puertas para poder desarrollarnos profesionalmente.

En fin a todos los que pusieron su granito de arena para alcanzar este triunfo, muchas gracias.

Ana Karina Figueroa

Lisandro González

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.



ÍNDICE GENERAL

ACTA APROBATORIA	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	vii
RESOLUCIÓN.....	viii
ÍNDICE GENERAL	ix
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos	5
1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	7
2.2 BASES TEÓRICAS	8
2.2.1 Formación de las incrustaciones.....	8
2.2.2 Mecanismos de nucleación.....	9
2.2.3 Incrustaciones más comunes	11
2.2.4 Tratamiento Inhibidor.....	14
2.3 ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE ORIGINAN LAS INCRUSTACIONES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	16
2.3.1 Origen de las incrustaciones.....	16
2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS INTERACCIONES DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS.....	17
2.4.1 Inhibición del fenómeno incrustante	18
2.4.2 Condiciones que debe satisfacer un inhibidor de incrustaciones para tener una utilidad prolongada	21
2.4.3 Clases de inhibidores de incrustación.....	22
2.4.4 Inhibidores Químicos Orgánicos	22
2.4.5 Inhibidores Químicos Inorgánicos.....	22
2.4.6 Mecanismo de inhibición	23
2.5 PRINCIPALES TIPOS DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS QUE SE OFRECEN EN EL MERCADO	23

2.5.1 Inhibidor de incrustación ACCENT™	26
2.5.2 Tratamiento para procesos de recuperación mejorada por inyección de vapor	28
2.6 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	29
CAPÍTULO III.....	31
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	31
3.1 CONCLUSIONES	31
3.2 RECOMENDACIONES	32
HOJA DE METADATOS	35



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de formación de incrustaciones.....	8
Figura 2. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea.	10
Figura 3. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea.	11
Figura 4. Representación de los mecanismos de acción de inhibidores de incrustación.	19
Figura 5. Mecanismo de acción utilizando el inhibidor de incrustación de polímeros ACCENT™.....	28



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características del Inhibidor Scalecheck-LP55. 25





UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**USO DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS DE INCRUSTACIONES
EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS
PESADOS Y EXTRAPESADOS**

AUTORES

Ana Karina Figueroa Chivico

C.I: 13.367.775

Lisandro Bernardo González Guarimán

C.I: 17.910.438

JUNIO 2013

ASESOR ACADÉMICO

MSc. Luis Castillo

RESUMEN

El presente proyecto tiene por objeto estudiar teóricamente el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en la recuperación mejorada de crudos pesados y extra pesados. El estudio se enmarcó bajo la modalidad de una investigación de tipo descriptivo con revisión documental y bibliográfica. Cabe destacar, que para llevar a cabo esta investigación se realizó una revisión exhaustiva referida a los procesos de descripción de las interacciones de los inhibidores de incrustaciones e igualmente se estudiaron los principales tipos de inhibidores poliméricos que se ofrecen en el mercado para evitar la formación de incrustaciones en el yacimiento que se originan en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados como la inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV), éstas generan grandes cambios en la temperatura y en la presión; ocasionando las condiciones favorables para la formación de las incrustaciones. Con este proyecto se determinó que es necesario el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, por cuanto, la mayoría de los inhibidores poliméricos son compuestos orgánicos que minimizan las incrustaciones de minerales, evitando el fenómeno de las incrustaciones y coadyuvando con la Industria Petrolera a no incurrir en gastos por conceptos de reperforación de los intervalos productivos, acidificación matricial, y otros trabajos de estimulación.

INTRODUCCIÓN

La producción del petróleo con el tiempo trae consigo el incremento del agua asociada y la disminución de la cantidad de crudo que se puede extraer de un yacimiento; el agua que sale de la formación es un buen solvente para muchos materiales y pueden transportar grandes cantidades de minerales, dando lugar a fluidos complejos, ricos en iones que lleva en solución y los fluidos del pozo en su viaje desde el yacimiento hacia la superficie, pasa a través, de restricciones que ocasionan flujo turbulento, cambios de presión y temperatura, entre otros, esto causa que la solubilidad del agua disminuya considerablemente a tal punto que ocurra la precipitación de las incrustaciones, siendo este un problema muy común en la industria petrolera.

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en aguas de formación, o bien como resultado de sobresaturación de la salmuera producida por componentes inorgánicos cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación cercanas al pozo, con lo cual la porosidad y permeabilidad se ven reducidas, obstruyendo las perforaciones realizadas con el cañoneo.

Los efectos que provocan las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos, cualquiera sea la forma de precipitación, el flujo se reduce a tal punto que puede producirse el abandono del pozo.

En este proyecto se describen los avances de productos inhibidores que permiten controlar el delicado equilibrio químico para impedir que aparezcan estos

depósitos minerales, todo con la finalidad de conocer las causas físicas que provocan la acumulación de las incrustaciones minerales en el yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados. Si se conocen las condiciones que provocan este problema en el yacimiento durante estos procesos, resulta más sencillo comprender cómo evitar las incrustaciones, utilizando tratamientos de prevención que sean efectivos y económicos.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera los procesos que conllevan a la producción de petróleo pesado y extrapesados están asociados a la producción simultánea de agua, que estará sometida a distintas condiciones termodinámicas e hidrodinámicas en el yacimiento, que posteriormente, al estar sujeto a un proceso de recuperación mejorada, puede llegar a originar variaciones del pH y saturación iónica de la fase acuosa. Tales cambios pueden inducir la formación de ciertos componentes inorgánicos como carbonatos de calcio, sulfatos de calcio y bario, entre otros, que, al sobrepasar un cierto límite de saturación, precipitan y se depositan en los poros de la formación, así como también en las perforaciones realizadas con el cañoneo, obstruyendo su área de flujo, generando lo que se conoce como incrustaciones, con lo cual, la porosidad y permeabilidad se ven reducidas.

Los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados como la inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV) son particularmente sensibles a ciertos problemas de producción. El vapor y el agua son reactivos e introducen grandes cambios en la temperatura y en la presión; condiciones que son favorables para la formación de incrustaciones en el yacimiento.

Las incrustaciones contribuyen a la restricción de flujo, resultando en la disminución de producción, pudiendo llegar a niveles críticos donde es necesario la reperfusión de los intervalos productivos, acidificación matricial, y otros trabajos de estimulación que generan altos desembolsos y pérdidas a la industria por producción diferida.

En este sentido, Moghadasi (2003), sostiene que “en los casos donde la formación de incrustaciones ha tenido lugar, se solventa la situación por métodos químicos, mediante disoluciones ácidas, y por métodos físicos, mediante equipos mecánicos”. De los tratamientos anteriormente citados, los químicos suelen tener problemas desde el punto de vista operativo mientras que los físicos resultan sumamente costosos.

Actualmente, uno de los métodos más empleados en la industria petrolera para mitigar esta problemática, es el uso de agentes químicos denominados inhibidores. La función de este tipo de aditivos es mantener en solución los compuestos de material inorgánico presentes en las aguas de sistemas de producción, los inhibidores o anti-incrustantes pueden actuar mediante varios mecanismos como, inhibición de crecimiento, dispersión, y cambios de morfología cristalina. “Generalmente, los inhibidores de incrustación están formulados a partir de fosfatos y fosfonatos o de polímeros como el ácido poliacrílico y el ácido polimaleico” (Sosa, 2012, pág. 4).

A través de este proyecto se conocerán las causas que originan las incrustaciones y cómo actúan los inhibidores poliméricos de incrustaciones en los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, con la finalidad de comprobar sus propiedades inhibidoras del fenómeno de incrustación, y el consecuente aseguramiento del flujo de los volúmenes de petróleo producidos.

En tal sentido, con esta investigación se propone estudiar el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, ya que la aplicación de tratamientos químicos que inhiban la formación de las incrustaciones durante estos procesos, evitará el fenómeno y por ende gastos futuros por conceptos de reperforación de los intervalos productivos, acidificación matricial, y otros trabajos de estimulación.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

1.2.1 Objetivo General

Estudiar teóricamente el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en la recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Estudiar las causas que originan las incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados.
- ✓ Describir las interacciones de los inhibidores de incrustaciones en los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados.
- ✓ Identificar los principales tipos de inhibidores poliméricos que se ofrecen en el mercado para estas técnicas y cuál es su acción.

1.3 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN

“La comercialización de los crudos pesados y extrapesados depende en buena parte de los volúmenes que puedan ser producidos en un determinado contexto. Por requerimientos contractuales y de consumo interno nacional, estos volúmenes deberían generar tasas de producción estables y controlables. Entre los factores que influyen en la estabilidad de las tasas de producción se encuentran el aseguramiento del flujo de los hidrocarburos producidos” (Sosa, 2012, pág. 7). Este flujo puede restringirse debido a la presencia de incrustaciones que ocasionan el taponamiento de los poros de la formación, fracturas y/o disparos, pudiendo verse afectada la capacidad de completar los volúmenes de crudo previstos y necesarios. Por esta razón

se presenta la necesidad de conocer los diferentes tipos de inhibidores poliméricos disponibles en el mercado para la recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, técnicamente aplicables, que permitan mitigar los efectos de la presencia de las incrustaciones en estos procesos.

La solución idónea consiste en prever la posibilidad de que ocurra la problemática. Las incrustaciones, se pueden depositar en el yacimiento durante procesos de recuperación mejorada, las cuales se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de la incompatibilidad de dos aguas que se encuentran en el fondo del pozo. Cuando se determina la posibilidad de formación de incrustaciones en un sistema de producción, particularmente en el yacimiento, se pueden tomar acciones para evitar el fenómeno y no incurrir en gastos por conceptos de reperforación de los intervalos productivos, acidificación matricial, y otros trabajos de estimulación.

“Bajo este concepto, la inhibición química del fenómeno resulta ser una de las alternativas más factibles en la prevención de la formación de incrustaciones” (Sosa, 2012, pág. 7).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Sosa, Daniel A. (2012). En su trabajo “Evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de *Aloe vera* (INTAV®) en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional”, éste se efectuó con la finalidad de obtener resultados que permitan apalancar la masificación del producto, la evaluación de la capacidad del INTAV® de retener calcio en solución, realizando ensayos de incrustación. Los resultados obtenidos de estos demuestran las propiedades del producto, registrándose porcentajes de retención de calcio en solución máximos entre 58 y 98%, logrando el INTAV® incluso superar el desempeño de anti incrustantes comerciales evaluados mediante ensayos de incrustación. Durante el tiempo de prueba, el INTAV® mostró excelentes resultados, logrando evitar la formación de carbonato de calcio incluso a la menor dosificación evaluada. Adicionalmente, se evaluó la sinergia entre el inhibidor de incrustaciones no convencional y un anti incrustante comercial, determinándose que este último sufre una caída en su desempeño debido a la interacción con el INTAV®.

Nava, Juan; Sánchez, Juan (2012). En su trabajo “Tratamiento químico anti incrustante en los pozos productores de crudo del Campo Barua Motatan”, realizaron su investigación basándose en la técnica de análisis del paquete de programación SISUB; concluyeron que los resultados de residuales de fosfonato en los pozos evaluados indicaron valores entre 1 ppm y 6 ppm, confirmando la adherencia del producto químico ST-A a lo largo de todo el sistema de producción, lo cual, se traduce en una protección completa del sistema en cuanto a la formación de depósitos de carbonato de calcio. Los pozos en estudio, se les realizaba un promedio de una

Limpieza (Tubing/Líneas) de producción por año, generando grandes costos; por lo que, desde que se inició la inyección continua de química anti incrustante (ST-A) no se les ha realizado ningún tipo de limpieza, lo que se traduce en un ahorro sustancial de recursos.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Formación de las incrustaciones

“La formación de incrustaciones comienza cuando es perturbado el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se exceda el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes” (Crabtree, 1999, pág 32). El proceso total de la formación de incrustaciones puede ser descrito por una serie de pasos, tal como se muestra en la Figura 1.

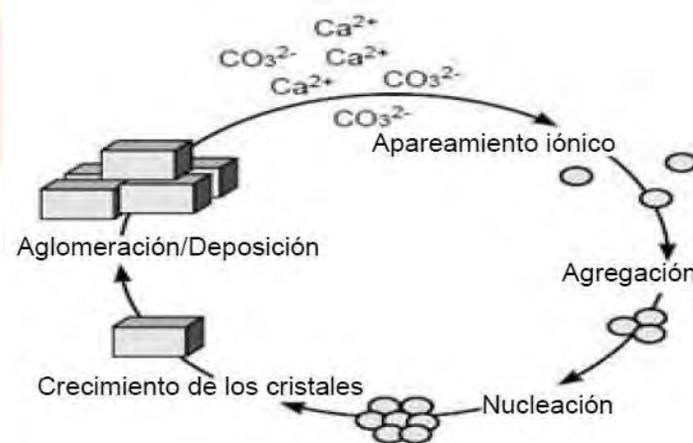


Figura 1. Proceso de formación de incrustaciones.

Fuente: Nalco, 2004.

Como se observa en la Figura 1, en primer lugar, las especies catiónicas y aniónicas, disueltas en el agua, chocan dando origen a la formación de pares iónicos en solución.

Luego, estos pares iónicos pasan a constituir microagregados, y algunos de estos agregados se convierten en centro de nucleación para la cristalinización. Aún en solución, se forman microcristales, los cuales se aglomeran y fusionan, aumentando de tamaño y formando macrocristales.

Estos macrocristales continúan creciendo a través de la adsorción sobre ellos de más iones en solución hasta que eventualmente forman una película en una superficie, la cual crece hasta formar un depósito con características incrustantes.

2.2.2 Mecanismos de nucleación

✓ Nucleación homogénea

“El primer desarrollo de incrustaciones dentro de un fluido iónicamente saturado se denomina nucleación homogénea” (Crabtree, M. 1999, pág. 32), este proceso consiste en la formación de grupos de átomos inestables (Figura 2), que forman pequeños cristales, provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas.

Luego de esto, los cristales aumentan de tamaño debido a la adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de estos.

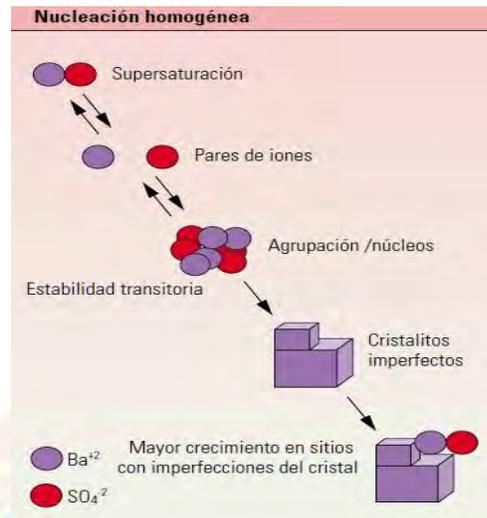


Figura 2. Formación de incrustaciones por nucleación homogénea.

Fuente: Crabtree, M. 1999

La energía libre superficial del cristal disminuye rápidamente a medida que este aumenta de radio, una vez superado un cierto radio crítico, esta reducción de la energía libre superficial aporta la energía necesaria para que el cristal crezca. Esto implica que los cristales grandes tienden a un continuo crecimiento, mientras que los cristales pequeños se pueden redissolver

✓ Nucleación heterogénea

“El crecimiento cristalino también puede iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, lo cual se denomina nucleación heterogénea (Figura 3).

Los sitios en los cuales se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en la superficie, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañones en las tuberías de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de

producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos” (Crabtree, M. 1999, pág. 32).

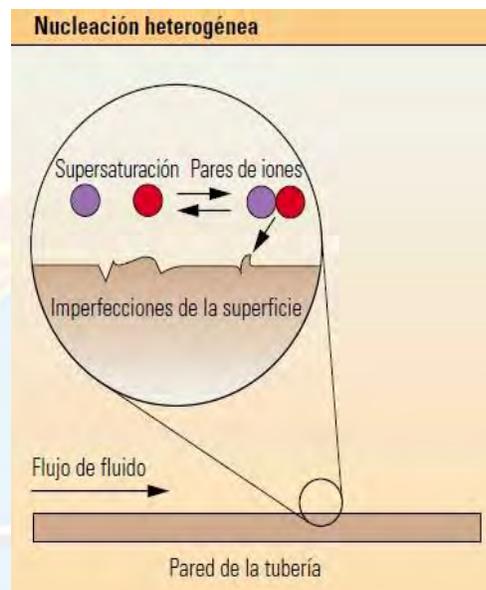


Figura 3. Formación de incrustaciones por nucleación heterogénea.

Fuente: Crabtree, M. 1999

2.2.3 Incrustaciones más comunes

- Carbonato de Calcio (CaCO_3)

“Las incrustaciones de carbonato de calcio, o calcita es una de las más frecuentes. Los cristales formados por el carbonato de calcio son largos, de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas, son encontrados en forma de finos cristales divididos, con apariencia uniforme. Éstas pueden ser identificadas cualitativamente por la adición de ácidos minerales” (Castro, H., 2009, pág. 28). Los

depósitos de CaCO_3 resultan de la precipitación del carbonato de calcio de acuerdo a la siguiente ecuación:



- ✓ La presencia del CO_2 incrementa la solubilidad del CaCO_3 en el agua.
- ✓ Mientras el pH disminuye la precipitación puede ocurrir.
- ✓ Caída de presión es una de las causas de depositación.
- ✓ Mientras la temperatura incrementa puede formar CaCO_3

o Sulfato de Bario (BaSO_4)

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combina el ión bario con los iones de sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. “La solubilidad del BaSO_4 es tan baja, que una vez que se combinan los iones de bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua” (Castro, H., 2009, pág. 31).

Cuando ambos iones están presentes, esto normalmente es el resultado de la mezcla de dos o más aguas debido a fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

- ✓ Es el menos soluble de las incrustaciones.
 - ✓ La precipitación se puede incrementar con la disminución de la temperatura, la disminución de sales disueltas, la disminución de presión total, aumento de pH.
- Sulfato de estroncio (SrSO_4)

“El sulfato de estroncio se forma de la reacción del ion estroncio con los iones sulfato. El nombre del material formado por el sulfato de estroncio es la celestita. El comportamiento de la solubilidad del SrSO_4 es muy similar al del sulfato de bario, excepto el sulfato de estroncio es mucho más soluble. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 144 mg/l en agua pura a una temperatura de 25°c. La solubilidad del estroncio aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas.

Rara vez el sulfato de estroncio ocurre como un simple sulfato de estroncio. Este usualmente co-precipita con el bario para formar incrustación $(\text{Ba, Sr}) \text{SO}_4$ y se presenta en proporciones que van desde 1.25% a 15.9% de sulfato de estroncio el resto del depósito puede ser sulfato de bario. En resumen la posibilidad de formación de depósito de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000mg/L” (Castro, H., 2009, pág. 32).

- Compuestos de hierro

Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas. Las aguas de formación contienen unos pocos

ppm de hierro natural (máximo 100ppm) en forma de ión ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}).

Compuestos de hierro ocasionados por el CO_2 : debido a que muchas aguas de formación contienen considerables cantidades de dióxido de carbono disuelto, las aguas con hierro soluble con frecuencia formarán depósitos de carbonato de hierro. “En estos casos el hierro soluble está presente como bicarbonato de hierro y precipitará principalmente en lugares donde se presente una caída de presión drástica” (Castro, H., 2009, pág. 33).

Compuestos de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H_2S : las incrustaciones de sulfuro de hierro pueden ser: Kansita (Fe_9S_8), Piratita ($\text{Fe}_{0,875}\text{S}$) y la Pirita (FeS_2).

- ✓ Pueden estar naturalmente presentes o ser el resultado de la corrosión.
- ✓ CO_2 , puede reaccionar con el Fe y formar Carbonato ferroso FeCO_3 .
- ✓ Arriba de pH igual a 7, es más probable su formación.
- ✓ H_2S , forma sulfuro de hierro, el cual es bastante insoluble.

2.2.4 Tratamiento Inhibidor

Prevenir y mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para conservar la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustación.

Los inhibidores de incrustaciones se diseñan para cumplir tres funciones:

- ✓ Retardar o bloquear el proceso de precipitación.
- ✓ Modificar la forma y propiedades de los cristales.
- ✓ Prevenir la adherencia de los sólidos a las paredes y no permitir que “viajen” en el flujo hasta su disposición final.

“Una vez que se nuclea un cristal de incrustación, los iones incrustantes presentes en la solución se incorporan al cristal en los sitios denominados de crecimiento activos, el cristal sigue creciendo y se generan nuevos sitios activos.

El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas de inhibidor en estos lugares de crecimiento.

En consecuencia, el cristal dejará de desarrollarse cuando las moléculas de inhibidor hayan ocupado todas estas zonas activas.

Los inhibidores actúan controlando la depositación de escalas (incrustación) cuando interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de estos, alterando sus superficies, a estos se le conoce como inhibidores de iniciación.

También actúan secuestrando los iones que precipitan y forman incrustación” (Jines, 2010, pág.34).

2.3 ESTUDIO DE LAS CAUSAS QUE ORIGINAN LAS INCRUSTACIONES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

2.3.1 Origen de las incrustaciones

“Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociadas al petróleo crudo, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos, al tener agua supersaturada de iones positivos y negativos, al estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clusters o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las incrustaciones o costras, las cuales se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene” (Castro, H., 2009, pág. 23).

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos de crudos pesados y extrapesados sometidos a procesos de recuperación mejorada, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

“El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}). Con

frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de arenisca contienen cationes de bario (Ba^{+2}) y estroncio (Sr^{+2}). En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/L. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico” (Crabtree, 1999, pág. 32).

En los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, como la inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV) debido a las altas temperaturas, y aumento de la presión ocasionan la precipitación de las incrustaciones en el yacimiento. Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante un largo periodo de tiempo se endurecen de tal manera que parecen que forman parte de la matriz de la roca generando taponamiento y a su vez restricción del flujo, que generaría una disminución de la tasa de producción.

2.4 DESCRIPCIÓN DE LAS INTERACCIONES DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIONES EN LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

Los inhibidores de incrustaciones son compuestos químicos que dilatarán, reducirán, prevendrán la formación de incrustaciones añadidas en pequeñas cantidades y evitarán que se produzca este problema en el yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada de crudo pesado y extrapesados.

La mayoría de los inhibidores de incrustaciones utilizados en función del campo petrolero funcionan por uno o varios de los siguientes mecanismos:

- ✓ Previendo la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales.
- ✓ Comienzan a formarse pequeños cristales precipitados del agua. En este punto el inhibidor de incrustaciones se adsorbe sobre la superficie del cristal, mientras ellos están todavía muy pequeños y previenen su próximo crecimiento.
- ✓ Esta manera es considerada el primer mecanismo por la cual la mayoría de los inhibidores de incrustaciones en los campos petroleros funciona.
- ✓ Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.
- ✓ Otra de las funciones del inhibidor es mantener los iones en solución y evitar que estos se precipiten y formen depósitos en el yacimiento.

Dos reglas que se deben tomar en cuenta para suponer que el inhibidor va a tener éxito.

- ✓ El inhibidor debe presentarse en el agua en el punto donde la incrustación de cristales empiecen a formarse para tener el máximo de efectividad en la inhibición de un futuro crecimiento. Esto significa que el inhibidor debe ser aplicado directamente en el agua de formación durante un proceso de recuperación mejorada.
- ✓ El inhibidor debe adicionarse al agua en una forma continua para que sea posible la inhibición.

2.4.1 Inhibición del fenómeno incrustante

La solución ideal ante la problemática que se origina a raíz de la presencia de incrustaciones es identificar la posibilidad de que ocurra el fenómeno y evitarlo. Las

técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, hasta los más efectivos inhibidores que actúan antes de que inicie el proceso incrustante.

“Otro tratamiento químico está representado por el uso de inhibidores de incrustaciones, los cuales bloquean el desarrollo de las partículas minerales presentes en el agua, atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones” (Sosa, 2012, pág 39).

La mayoría de los inhibidores están compuestos a partir de fosfatos, fosfonatos, ácido maléico y polimaleico, así como ácido acrílico y poliacrílico.

Los inhibidores de incrustaciones generalmente actúan a través de uno o varios de los mecanismos que se describen a continuación (Figura 4).

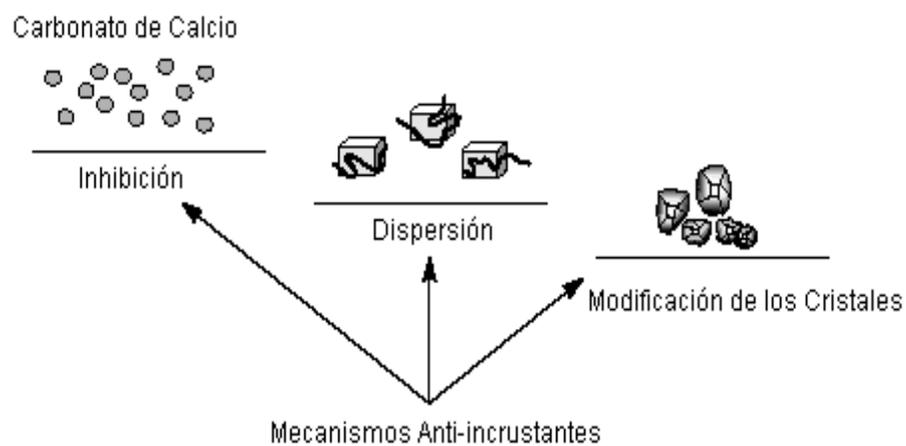


Figura 4. Representación de los mecanismos de acción de inhibidores de incrustación.

Fuente: Daniel Sosa, 2012.

- ✓ **Inhibición del crecimiento (Treshold Effect).** “Las moléculas del inhibidor se adsorben sobre la superficie de los micro-cristales, ocupando los sitios de crecimiento de los mismos después del proceso de nucleación.

Esto impide el crecimiento de los cristales y por consiguiente la formación de incrustaciones” (Sosa, 2012, pág. 40).

- ✓ **Dispersión.** “Los inhibidores aniónicos dispersantes se adsorben en la superficie de los cristales en crecimiento, aumentando así su carga aniónica y aumentando la repulsión electrostática entre los cristales. Una carga aniónica alta en la superficie de los cristales incrementa la energía de activación necesaria para la aglomeración de los mismos, lo que se traduce en una dispersión efectiva de los micro-cristales” (Sosa, 2012, pág. 40).

En resumen, los inhibidores aniónicos dispersantes interrumpen el mecanismo de incrustaciones impidiendo la aglomeración de los primeros cristales que se forman.

- ✓ **Modificación de los cristales.** “La forma de los cristales en crecimiento puede ser alterada por medio de los inhibidores que modifican la estructura cristalina. Estos inhibidores se adsorben selectivamente en las caras de los cristales en crecimiento, alterando sus propiedades superficiales” (Sosa, 2012, pág. 40). Esto no sólo retarda el crecimiento de los cristales, sino que también impiden que se formen cristales de superficie dura de mayor tendencia incrustante.

2.4.2 Condiciones que debe satisfacer un inhibidor de incrustaciones para tener una utilidad prolongada

- ✓ Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos inyectados al yacimiento).
- ✓ Ser estable térmicamente (en especial a las condiciones de fondo de pozo) e hidrolíticamente para plazos largos.
- ✓ Bacteriológicamente no sensible.
- ✓ Modificar el tamaño de los cristales (formar tendencia a dispersarse).
- ✓ No debe promover emulsiones.
- ✓ En los fluidos de retorno debe ser monitoreable.

Por otra parte, atentan contra la eficiencia máxima del inhibidor:

- ✓ La salinidad y pH del agua que entra en contacto con el inhibidor.
- ✓ La composición química del agua, el contenido de magnesio del agua y hierro disuelto deben ser bajos.
- ✓ La temperatura del sistema.

Para obtener una inhibición exitosa, debe inyectarse al agua de formación una concentración suficiente de moléculas de inhibidor. Puede asegurarse esta condición sólo si el inhibidor es retenido por un pequeño lapso en la formación.

2.4.3 Clases de inhibidores de incrustación

Los inhibidores de incrustación son químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de éstas cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas de formación normalmente formadoras de depósitos.

2.4.4 Inhibidores Químicos Orgánicos

Son los que se utilizan con mayor frecuencia en pozos de inyección por suministro continuo. “Para el caso de pozos productores con alta probabilidad de que precipiten incrustaciones en la formación, son tratados por forzamiento del inhibidor dentro de la formación (squeeze) en tratamientos pozo abajo (downhole)” (Castro, H., Gamez, C. 2009, pág 37).

Polímeros Orgánicos: polímeros como los acrílicos se utilizan principalmente en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados tales como inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV) debido a que soportan altas temperaturas (por encima de 350°F). “Los polímeros orgánicos genéricos más comúnmente usados son: poliacrilatos, polimetacrilatos, poliacrilamida, polimeleato” (Castro, H., Gamez, C. 2009, pág. 37).

2.4.5 Inhibidores Químicos Inorgánicos

“Dentro de este grupo se tienen a los polifosfatos inorgánicos, que son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como polifosfato de solubilidad simple, estos se disuelven en agua rápidamente y son más costosos y los polifosfatos de solubilidad controlada que se disuelven lentamente en el agua. Los polifosfatos genéricos inorgánicos más usados son: hexametáfosfato de sodio,

tripolifosfato de sodio, tripolifosfato de potasio” (Castro, H., Gamez, C. 2009, pág 38).

2.4.6 Mecanismo de inhibición

Los mecanismos por los cuales se piensa que los inhibidores de incrustaciones funcionan involucran las siguientes habilidades:

“La mayoría de los inhibidores de incrustación aplicados usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce con el nombre de efecto de entrada. Sólo los secuestrantes tales como el ácido etilendiaminotetra-acético (EDTA) y el ácido nitrolotriácetico (NTA) no utilizan el mecanismo anterior. El uso de quelatos (ejem. EDTA) evita que los cationes formen incrustaciones formando un complejo soluble” (Castro, H., Gamez, C. 2009, pág 38).

Los polímeros a base de fosfonato cumplen su función de la siguiente manera, cuando la primera incrustación empieza a formarse, muchos cristales diminutos se precipitan del agua, en este instante los iones fosfonatos cubren los diminutos cristales antes de que ellos puedan agruparse y así crecer.

2.5 PRINCIPALES TIPOS DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS QUE SE OFRECEN EN EL MERCADO

“Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición sólo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido” (Jines, 2010, pág.37). Los inhibidores poliméricos que existen en el mercado son los policarboxilatos, sulfonatos polivinílicos o copolímeros sulfonados. Se estabilizan a 170°C y soportan demandas

superiores a los 250°C. Se necesita realizar ensayos de compatibilidad y rendimiento en el agua de formación para cualquier campo o pozo.

La adsorción efectiva sobre la roca se ha mejorado por el uso de polímeros como también de preflujos optimizados, los cuales preconditionan la matriz de la formación.

Tres son los tipos utilizados de inhibidores de incrustaciones, que poseen la propiedad común de no permitir la formación de incrustaciones:

- Ester Fosfatos
- Polímeros (poliacrilamidas)
- Fosfatos

“El inhibidor comúnmente utilizado en la industria petrolera es el poliacrilato (Scalecheck LP-55), éste es un polímero orgánico que ayuda a prevenir la formación de incrustaciones tales como calcita, yeso y barita. Scalecheck LP-55 puede ser utilizado con salmueras como 7% KCl., 6%NaCl o 5% NH₄Cl para prevenir problemas de incompatibilidad de las arcillas y es recomendado en concentraciones de 55 gal por cada 100bbl/día de agua producida.

El tiempo de cierre para que el químico sea adsorbido en la formación es de 4 a 6 horas. La tabla 1 muestra características generales del inhibidor utilizado” (Jines, 2010, pág.38).

Tabla 1. Características del Inhibidor Scalecheck-LP55.

Fuente: José Muñoz, 2010.

Nombre o Descripción del producto	Scalechek LP-55
Función	Inhibidor de escala mineral
Descripción química genérica	Poli acrilato
Forma	Líquida
Color	Rojo Oscuro
Rango de temperatura limite (°F/°C)	>400/>204
Punto de congelamiento (°F/°C)	No determinado
Punto de inflamación (°F/°C)	>212/>100
Gravedad específica	1.2
Densidad (lbm/gal)	9.99
Viscosidad (centipoises)	No determinado
Carga iónica	aniónica
pH	4 ó 5
Tensión superficial	No determinado
Vida en almacenamiento	60 meses

Algunas Ventajas del Inhibidor utilizado para el tratamiento son:

- ✓ Es efectivo en prevenir la formación de incrustaciones de sulfatos de calcio, estroncio y bario, como también de carbonato de calcio.
- ✓ El inhibidor soporta una temperatura superior al límite más alto que el de otros inhibidores de incrustaciones disponibles, ideado para ser químicamente estable y efectivo a temperaturas superiores de 400°F.
- ✓ Resulta efectivo en la inhibición de incrustaciones durante un proceso de recuperación mejorada por su capacidad de soportar altas temperaturas sin degradarse.

Entre las Desventajas que puede presentar, tenemos:

- ✓ No previene la formación de escalas de sulfuro o cloruros de sodio.
- ✓ No es compatible con algunos aditivos químicos catiónicos.
- ✓ Es sensible a altos niveles de iones calcio en solución, salmueras de cloruro de calcio no deben ser usadas para desplazar el inhibidor, este no será usado para prevenir la formación de escala en salmueras de formación que contienen elevados niveles de iones calcio.
- ✓ No es usado en formaciones con alto contenido de carbonato mineral que tienen una temperatura de fondo superior a 225°F.
- ✓ Debido a su carácter ácido débil, un agente de control de pH será requerido para ajustar el pH del fluido a altos niveles, por ejemplo NaOH.

2.5.1 Inhibidor de incrustación ACCENT™

Los inhibidores de incrustación ACCENT™ son fabricados en una red de producción global que facilita el acceso a una solución rentable y con corto plazo de entrega, en prácticamente cualquier región geográfica.

Los dispersantes poliméricos ACCENT™ ayudan a prevenir la contaminación de los poros de la roca por partículas inorgánicas insolubles y minimizan el taponamiento inhibiendo el crecimiento y la agregación de cristales, ayudando a mantener una eficiente producción del pozo y contribuyendo a evitar costos indeseables asociados a la inactividad del pozo debido a la necesidad de limpieza.

Las tecnologías de la empresa Dow Oil & Gas para inhibición de incrustaciones contribuyen a eliminar las acumulaciones de carbonato de calcio que se forman en el

yacimiento, debido a los cambios de presión y temperatura a medida que el petróleo es producido. Dow Oil & Gas, también ofrece soluciones químicas innovadoras para el control de incrustaciones más raras, tales como sílice generado por operaciones de recuperación mejorada (EOR) e incrustaciones sulfurosas producidas a mayores temperaturas y bajo condiciones ácidas del pozo.

Mecanismo de Acción de los Inhibidores Poliméricos de Incrustación ACCENT™

“Los inhibidores poliméricos de incrustación operan mediante dos mecanismos para prevenir la contaminación:

- a) dispersión de partículas inorgánicas insolubles y
- b) inhibición del crecimiento y la agregación de cristales.

El polímero se adsorbe en las partículas para dispersarlas o en los cristales para prevenir su crecimiento.

Cuando el polímero es adsorbido, no está más libre para ser adsorbido en potenciales nuevas incrustaciones y entonces es consumido” (Dow, 2010, pág. 4).

La relación entre polímero “libre”, “unido” y “total” se muestra en la Figura 3.

El kit de prueba para Inhibidores de Incrustación ACCENT™ detecta sólo el polímero libre en el sistema, señalando el polímero que es susceptible de inhibición.

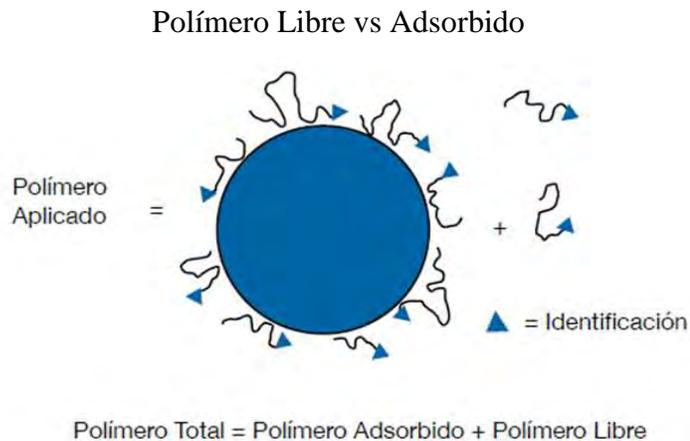


Figura 5. Mecanismo de acción utilizando el inhibidor de incrustación de polímeros ACCENT™

Fuente: Guía General de productos Dow Oil & Gas, México, 2010.

2.5.2 Tratamiento para procesos de recuperación mejorada por inyección de vapor

Inhibidores de Incrustación (ScaleTrol™ PDC)

En la recuperación mejorada del petróleo por inyección de vapor, es crucial un tratamiento adecuado del agua y del propio vapor generado para el mantenimiento del sistema y del pozo. Para inhibir la incrustación en el yacimiento, generalmente a base de Calcio y de Sílice, *General Electric Company* desarrolló un programa de tratamiento adecuado a temperaturas y presiones elevadas que actúa en la modificación cristalina de las sales incrustantes, manteniendo los cristales dispersos en tamaños suficientemente pequeños para que no obstruyan la formación (GE, 2004, pág. 6).

2.6 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Aguas de formación: son aquellas que se encuentran de forma natural en las rocas y están presentes antes de la perforación de un pozo; su composición y salinidad son variables y dependen del origen del agua y de las modificaciones que puedan sufrir una vez que se inicia el proceso de producción (Sosa, 2012).

Aguas de producción: son aguas extraídas conjuntamente con el hidrocarburo durante las operaciones de producción de un yacimiento. Éstas son separadas del crudo una vez que se encuentran en la superficie mediante el proceso de deshidratación (Sosa, 2012).

Compuesto iónico: es un compuesto químico formado por dos sustancias con una diferencia significativa en sus electronegatividades (Andrades, 2012, pág. 49).

Cristalización: es un proceso en donde los iones, átomos o moléculas que constituyen la red cristalina crean enlaces hasta formar cristales, que se emplea en química con bastante frecuencia para purificar una sustancia sólida (Andrades, 2012, pág. 49).

Incrustaciones: Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que está asociada en los yacimientos de petróleo; estos iones tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a que se ven sometidos por la depleción de líquidos (Sosa, 2012, pág. 22).

Índice de saturación: es la relación de la concentración de carbonato de calcio respecto al pH, la alcalinidad y la dureza del agua para determinar su tendencia a formar incrustaciones (Andrades, 2012, pág. 49).

Nucleación: es el proceso mediante el cual, se generan semillas cristalinas incipientes en forma de núcleo, desde donde puede iniciarse un cristal y formar la base para su posterior crecimiento (Andrades, 2012, pág. 50).

Nucleación homogénea: proceso en el cual, la formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales (Crabtree, 1999, pág. 32).

Nucleación heterogénea: puede ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido (Crabtree, 1999, pág. 32).

Tratamiento Químico: consiste en bombear una mezcla de química con la finalidad de remediar daños en la cara de la formación, líneas de flujo, cabezal, tuberías de producción, entre otros, causados por fenómenos interfaciales tales como, formación de asfaltenos, parafinas, emulsiones y carbonato de calcio (Nava, 2012, pág. 24).

Polímeros: son compuestos químicos cuyas moléculas están formadas por la unión de otras moléculas más pequeñas llamadas monómeros, las cuales se enlazan entre sí como si fueran los eslabones de una cadena. Estas cadenas, que en ocasiones presentan también ramificaciones o entrecruzamientos, pueden llegar a alcanzar un gran tamaño, razón por la cual son también conocidas con el nombre de macromoléculas. Habitualmente los polímeros reciben, de forma incorrecta, el nombre de plásticos, que en realidad corresponde tan sólo a un tipo específico de polímeros, concretamente los que presentan propiedades plásticas (blandos, deformables y maleables con el calor). Dependiendo de su origen, los polímeros pueden clasificarse en naturales y artificiales (Nava, 2012).

CAPÍTULO III

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 CONCLUSIONES

- ✓ Los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados como la inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV), producen grandes cambios en la temperatura y en la presión; condiciones que son favorables para la formación de incrustaciones en el yacimiento.
- ✓ Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación cercanas al pozo, con lo cual la porosidad y permeabilidad se ven reducidas, obstruyendo las perforaciones realizadas con el cañoneo.
- ✓ La mayoría de los inhibidores poliméricos son compuestos orgánicos; estos químicos minimizan las incrustaciones de minerales, mediante la combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos.
- ✓ La vida útil del tratamiento de inhibidores poliméricos depende fundamentalmente de la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación.
- ✓ Los inhibidores poliméricos de incrustaciones son usados comúnmente en los procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados porque soportan altas temperaturas.

3.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Para prolongar la vida útil de un inhibidor se pueden bombear de manera continua pequeñas cantidades del mismo en las profundidades de la formación, de manera tal que se encuentre expuesto y adsorbido por una superficie extensa.
- ✓ Es conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas usando inyección de ácido de forma simultánea para controlar el pH del inhibidor. De hecho, resultaría sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e inhibidores) controlando que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación el inhibidor y así garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido.
- ✓ Aplicar métodos de control para identificar el inicio de las condiciones favorables para la formación de incrustaciones y desarrollar la estrategia óptima para reducir los problemas de pérdida de producción y gastos de reparación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ ANDRADES, D., COA, R., FERRETTI, I. (2012). “Estudio de los Tratamientos Disponibles para la Eliminación de las Incrustaciones en los Pozos Productores de Crudo Pesado en La Faja Petrolífera del Orinoco”, Seminario de Grado Universidad de Oriente. Maturín, Estado Monagas.
- ✓ CASTRO, H., GAMEZ, C. (2009). “Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del Campo Canta Gallo”, Tesis Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Bogotá, Colombia.
- ✓ CRABTREE M., ESLINGER D., FLETCHER P., JHONSON A., KING G., MILLER M., (1999). “La lucha contra las incrustaciones-remoción y prevención”. “Oilfield Review Magazine”. [Revista en línea]. Consultado el 09 de Abril de 2013 en <http://www.slb.com>.
- ✓ Dow (2010). “Guía General de productos Dow Oil & Gas”, México. Consultado el 09 de Abril de 2013 en [http://www. DowOilandGas.com](http://www.DowOilandGas.com).
- ✓ GE (2004). “Catálogo de Servicios GE Infrastructure Water & Process Technologies”. Consultado el 09 de Abril de 2013 en <http://www.gewater.com>.
- ✓ LARREA, A. (1999), “Estudio de Problemas De Incrustaciones, Evaluación Técnica y Estimación de Costos de Químicos Anti-incrustantes para Diseños de Tratamientos Tipo Squeeze a las Areniscas U y T del Campo Shushufindi”., Guayaquil- Ecuador.

- ✓ MOGHADASI, J., JAMIALAHMADI, M., MÜLLER-STEINHAGEN, H., SHARIF, A., GHALAMBOR, A., IZADPANA, M.R., MOTAIE, E. (2003). “Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection”. 5th International Oilfield Scale Symposium and Exhibition. Aberdeen: SPE 80406, 1-14.

- ✓ MUÑOZ, J. (2010). “Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del Campo Sacha en Distrito Amazónico Ecuatoriano”, Tesis Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Guayaquil-Ecuador.

- ✓ NAVA, J., SÁNCHEZ, J., (2012). “Tratamiento químico anti incrustante en los pozos productores de crudo del campo BARUA Motatan”, Tesis Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo, Estado Zulia.

- ✓ SOSA, D. (2012). “Evaluación del desempeño del inhibidor de incrustaciones no convencional a base de *Aloe vera* (INTAV®) en distintos sistemas de producción de la industria petrolera nacional”, Tesis Universidad Central de Venezuela, Caracas.

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	USO DE INHIBIDORES POLIMÉRICOS DE INCRUSTACIONES EN PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS
--------	---

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Figueroa Chivico Ana Karina	CVLAC	C.I. 13.367.775
	e-mail	anakfigueroa@yahoo.es
González Guarimán Lisandro B.	Código CVLAC / e-mail	
	CVLAC	C.I. 17.910.438
	email	ipanema50@hotmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

Inhibidores Poliméricos
Incrustaciones
Recuperación Mejorada

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología (Ciencias Aplicadas)	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El presente proyecto tiene por objeto estudiar teóricamente el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en la recuperación mejorada de crudos pesados y extra pesados. El estudio se enmarcó bajo la modalidad de una investigación de tipo descriptivo con revisión documental y bibliográfica. Cabe destacar, que para llevar a cabo esta investigación se realizó una revisión exhaustiva referida a los procesos de descripción de las interacciones de los inhibidores de incrustaciones e igualmente se estudiaron los principales tipos de inhibidores poliméricos que se ofrecen en el mercado para evitar la formación de incrustaciones en el yacimiento que se originan en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados como la inyección de agua caliente (IAC), e inyección continua de vapor (ICV), éstas generan grandes cambios en la temperatura y en la presión; ocasionando las condiciones favorables para la formación de las incrustaciones. Con este proyecto se determinó que es necesario el uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, por cuanto, la mayoría de los inhibidores poliméricos son compuestos orgánicos que minimizan las incrustaciones de minerales, evitando el fenómeno de las incrustaciones y coadyuvando con la Industria Petrolera a no incurrir en gastos por conceptos de reperforación de los intervalos productivos, acidificación matricial, y otros trabajos de estimulación

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MSc. Luis Castillo	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input checked="" type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 13.773.520
	e-mail	lcastillocampos@hotmail.com
Ing. Alicia Da Silva	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.: 8.348.931
	e-mail	Alicia_da_silva@hotmail.com
Ing. Henry Martínez	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.:8.359.836
	e-mail	henryudo@gmail.com
Ing. Tomas Marin	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 11.538.773
	e-mail	tmarin@udo.edu.ve
Ing. Milagro Sucre	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.:4.183.842
	e-mail	milagrosucre@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor está registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el número de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	06	06

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
ANAFCHLISANDROG.DOCX

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: A B C D E F G H I J K L M N
O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5
6 7 8 9 _ - .

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarum en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: **INGENIERÍA**

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

TECNOLOGÍA (CIENCIAS APLICADAS)

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO MONAGAS

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.



hago, a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CURVELO
Secretario



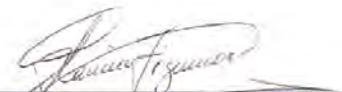
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Telemática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.



Ana Karina Figueroa Chivico
AUTOR



Lisandro Bernardo González Guarimán
AUTOR



MSc. Luis Castillo
Asesor Académico