



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

**USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN EN PLANTAS DE
TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN**

**REALIZADO POR:
ZULIMA JOSÉ ROJAS MIRANDA**

Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al Título De:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013



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

USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN
EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN

REALIZADO POR:
ZULIMA JOSÉ ROJAS MIRANDA
C. I: 19.909.487

REVISADO POR:

MSc. Luis Castillo
Asesor Académico

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013



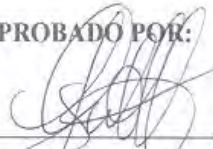
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN EN PLANTAS DE
TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN

REALIZADO POR:

ZULIMA JOSÉ ROJAS MIRANDA
C. I: 19.909.487

APROBADO POR:


MSc. Luis Castillo
Asesor Académico



MSc. Fabiola Mottola
Jurado Principal



Ing. Tomás Marín
Jurado Principal

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo N° 41 del Reglamento de Trabajo 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 deberá participarlo al Consejo Universitario, para su autorización”.



DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo primeramente a **DIOS**, por ser mi protector y mi guía.

A mis padres: **ZULIMA MIRANDA** y **ALFREDO ROJAS**, mis grandes amores, personas especiales, maravillosas y luchadoras quienes que con su infinito amor por mi, su nobleza y sentido de responsabilidad han sabido guiarme en la vida, le doy gracias a dios por tenerlos. Ustedes han sido mi inspiración y mi fuerza para luchar y lograr esta meta que se que los llena de infinito orgullo. Este logro es por y para ustedes. Los amo demasiado.

A mis hermanas **PATRICIA, GISELLE, ZULIANNLLYS**, quienes mas que ser mis hermanas, son mis amigas, mis cómplices y mis confidentes, ustedes les dan alegría a mi vida siempre brindándome su amor y apoyo incondicional para que yo al igual que ustedes lo han hecho logre ser una profesional. Las quiero muchísimo

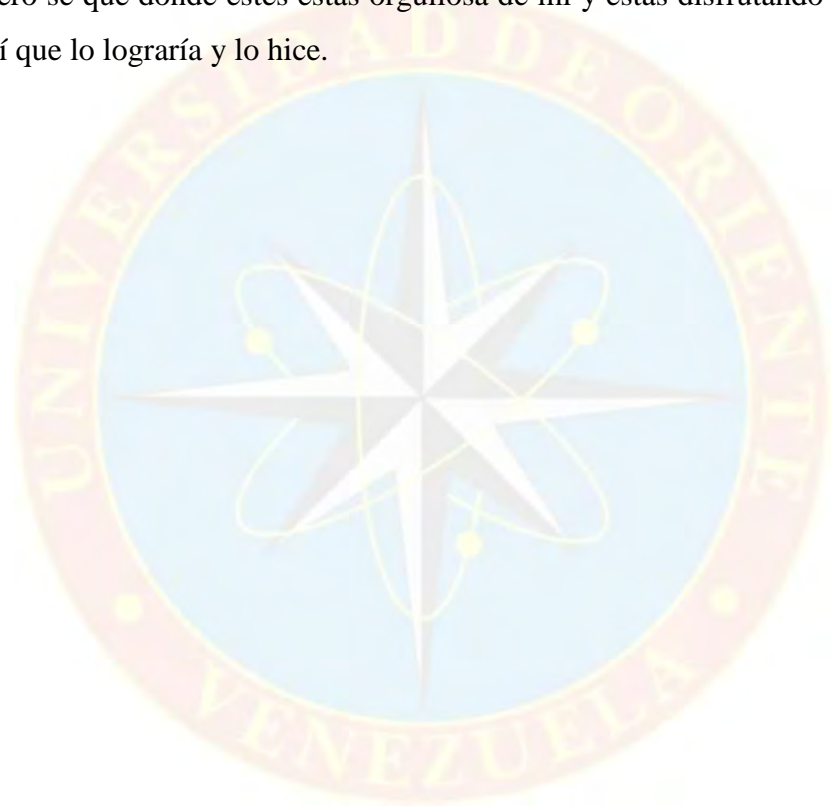
A mis hermanos **ALFREDO, ADONIS MICHELLE Y FREDARLLELYS**, por ser parte importante de mi vida, por brindarme su amor y apoyo, tenerlos a cada uno de ustedes es maravilloso. Los quiero mucho.

A mis abuelos **TATA, YUMINA Y CEFERINO**, mis viejos bellos siempre dándome su amor incondicional, llenándome de infinitas bendiciones, siempre pendiente de mi, no se imaginas cuanto los quiero, **dios** me permita tenerlos muchos años más conmigo.

A mis tíos **HENDRYS Y JAVIER**, ustedes también son parte de este logro por tanto cariño y apoyo que me han brindado siempre, Los quiero mucho

A mis pequeños **JOSE EMILIO, KENDRYS, GUILLERMO, JOSE ALFREDO, KAVIERLYS Y JAVIER ALEJANDRO**, cada uno de ustedes son muy especiales para mí, gracias por su sonrisa y alegría cada vez que me ven llegar. Los quiero.

A mi amiga, **DEILYN VARGAS**, quien por orden divina hace un tiempo nos dejó, pero se que donde estés estas orgullosa de mí y estas disfrutando este logro. Te prometí que lo lograría y lo hice.



AGRADECIMIENTOS

ADios, por darme salud, fortaleza, sabiduría y sobretodo la fe de creer en él y en mí para llegar alcanzar esta meta

A mis **PADRES**, por brindarme todo su amor, por estar a mi lado siempre que los he necesitado, por levantarme cuando me he caído, por la confianza y la fe que han depositado en mi, por todo sus esfuerzos y por su apoyo incondicional.

A mi asesor académico MSc. **LUIS CASTILLO**, gracias por su orientación, su paciencia, el apoyo y disposición que me brindó durante la realización de este trabajo. Su colaboración fue de gran ayuda

A mis amigas **YOLIBETH GONZÁLEZ, MARIA ANTONIETA PRATO, ANDREA GRIFFTH, MARIANNYS GONZÁLEZ**, por estar presente en los buenos y malos momentos, por escucharme y nunca dejarme sola. Gracias por siempre brindarme su cariño y apoyo.

A mis amigos (mis pokemones), **MAIGUALIDA, MARISABEL, DUBRASKA, JACKELINE, ANTONIO, ANDRES, HILZIMAR, LUIS, MARY**, gracias por permitirme formar parte de su clan y enseñarme el valor de la unión, el compañerismo y la amistad en la universidad. Ustedes ocupan un lugar muy especial en mi corazón.

A mis amigos **ANDRES VALERIO, JAVIER ROJAS, ALEXIA HERNANDEZ Y SONIA**.

A los profesores de la UDO, **ALICIA DA SILVA, FABIOLA MOTTOLA, MIGUEL FLORES, JESUS VELAZQUES, JOSE RUIZ PACHECO, CARLOS DE LA CRUZ**, por los conocimientos que me impartieron a lo largo de mi carrera y me permitieron forjarme como una profesional.

A todas las personas que me quieren y que de algún modo u otro me ayudaron a cumplir esta meta, gracias de todo corazón.



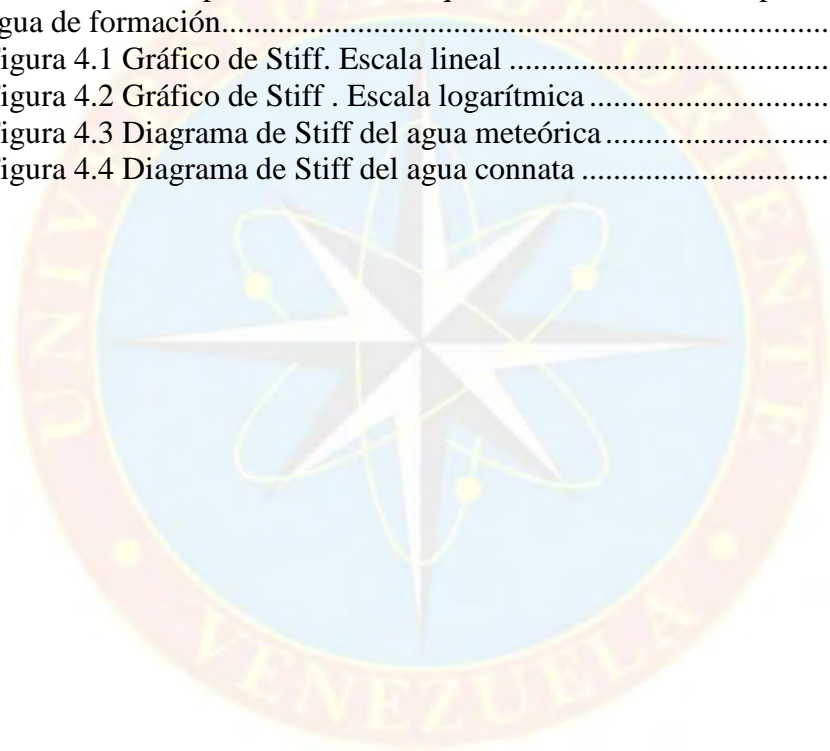
ÍNDICE

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VII
ÍNDICE	XII
INDICE DE FIGURAS	XIV
INDICE DE TABLAS	XV
RESUMEN	XVI
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	1
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	1
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.2.1 Objetivo general.....	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
2.2 BASES TEÓRICAS.....	6
2.2.1 Agua de formación.....	6
2.2.2 Definición de incrustaciones.....	9
2.2.3 Cómo se originan las incrustaciones.....	9
2.2.4 Zonas donde frecuentemente se precipitan las incrustaciones.....	10
2.2.5 Problemas que causan las incrustaciones.....	11
2.2.6 Factores necesarios para la deposición de escalas.....	12
2.2.7 Incrustaciones más comunes.....	17
2.2.8 Control de las incrustaciones.....	26
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	29
CAPÍTULO III	32
MARCO METODOLÓGICO	32
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	32
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	32
3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	33
3.3.1 Definición de las principales técnicas para la determinación de la naturaleza química de las aguas producidas o de formación.....	33
3.3.2 Análisis de los tipos de inhibidores de incrustación que se utilizan a nivel de las plantas de tratamiento de aguas de formación para colocarla bajo especificaciones de inyección y/o disposición.....	33

3.3.3 Análisis del uso de dichos tratamiento químicos mediante una relación técnico – operacional.....	34
3.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	34
3.4.1 Revisión bibliográfica	34
3.5 RECURSOS	35
3.5.1 Recursos Humanos	35
3.5.2 Recursos Financieros.....	35
3.5.3 Recursos Materiales y Tecnológicos	35
CAPÍTULO IV	35
DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
4.1 DEFINICIÓN DE LAS PRINCIPALES TÉCNICAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA NATURALEZA QUÍMICA DE LAS AGUAS PRODUCIDAS O DE FORMACIÓN	35
4.1.1 Método gráfico de Stiff.....	37
4.1.2 Método de Sulin	39
4.1.3 Métodos predictivos de tendencia incrustante.....	41
4.2 ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN QUE SE UTILIZAN A NIVEL DE LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN PARA COLOCARLA BAJO ESPECIFICACIONES DE INYECCIÓN Y/O DISPOSICIÓN	46
4.2.1 Inhibidores a base de Fosfonatos.....	47
4.2.2 Inhibidores a base de Polímeros orgánicos	48
4.3 ESTUDIO DEL USO DE DICHS TRATAMIENTOS QUÍMICOS MEDIANTE UNA RELACIÓN TÉCNICO – OPERACIONAL.....	50
CAPÍTULO V	53
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	53
5.1 CONCLUSIONES	53
5.2 RECOMENDACIONES	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
APÉNDICES.....	55
HOJAS METADATOS.....	55

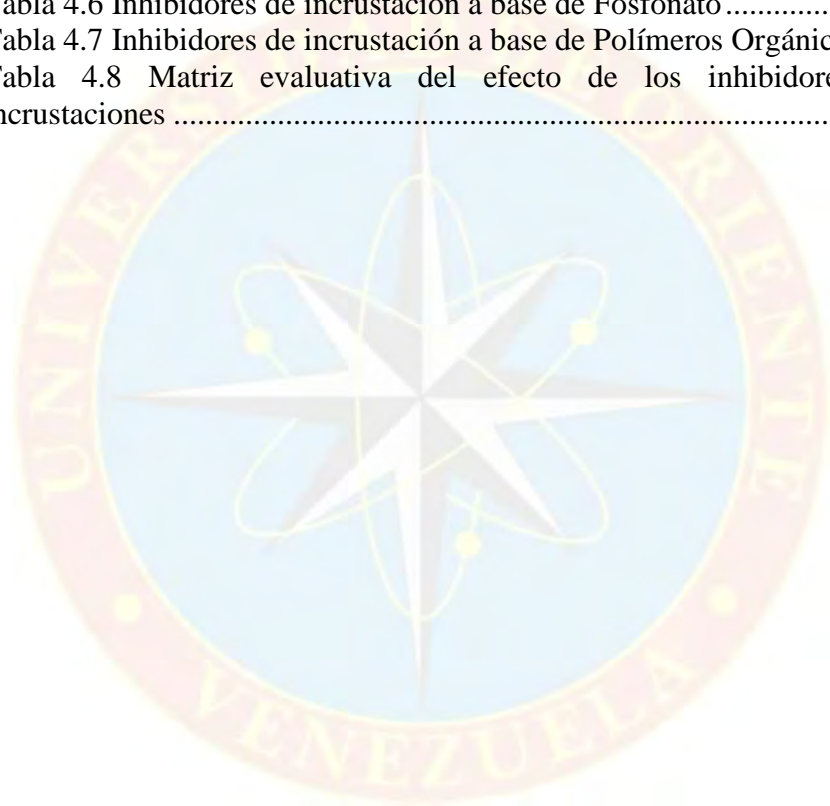
INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Proceso de formación de incrustaciones	10
Figura 2.2 Nucleación homogénea	13
Figura 2.3 Nucleación heterogénea	14
Figura 2.4 Formación de incrustaciones	16
Tabla 2.1 Incrustaciones más comunes	17
Figura 2.5 Variación de la solubilidad del CaCO_3 respecto a la temperatura ...	20
Figura 2.6 Incrustación de carbonato de calcio . ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 4.1. Principales Parámetros que se toman en cuenta para caracterizar el agua de formación.....	36
Figura 4.1 Gráfico de Stiff. Escala lineal	38
Figura 4.2 Gráfico de Stiff . Escala logarítmica	38
Figura 4.3 Diagrama de Stiff del agua meteórica	39
Figura 4.4 Diagrama de Stiff del agua connata	39



INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Principales Parámetros que se toman en cuenta para caracterizar el agua de formación.....	36
Tabla 4.2. Clasificación de Sulin.....	41
Tabla 4.3. Interpretación del LSI.....	42
Tabla 4.4 Interpretación del RSI.....	43
Tabla 4.5. Interpretación del Índice de Stiff-Davis	46
Tabla 4.6 Inhibidores de incrustación a base de Fosfonato	48
Tabla 4.7 Inhibidores de incrustación a base de Polímeros Orgánicos	49
Tabla 4.8 Matriz evaluativa del efecto de los inhibidores sobre las incrustaciones	51





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

**USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN EN PLANTAS DE
TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN**

**Autora: Zulima José Rojas Miranda
Octubre de 2013**

Asesor: MSc. Luis Castillo

RESUMEN

Esta investigación se orientó a estudiar el uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de aguas de formación; para tal efecto se definieron las principales técnicas que determinan la naturaleza química de las aguas de formación, donde se identificaron los parámetros fundamentales que son requeridos para caracterizarla y conocer la tendencia incrustante de la misma, y debido a que los inhibidores de incrustación son los productos más utilizados para el tratamiento de estas aguas, se analizaron los tipos de inhibidores más comerciales a nivel de superficie; a base de fosfonatos y polímeros orgánicos, lo que permitió inferir que no existe el inhibidor ideal de incrustaciones ya que cada formulación es adecuada en condiciones específicas. Así mismo, partiendo sobre la base de lo antes expuesto, se elaboró una tabla comparativa del efecto inhibitor de estos productos frente a las incrustaciones más comunes, permitiendo así estudiar de manera técnico operacional el uso de dichos tratamientos.

INTRODUCCIÓN

El mayor producto de desecho efluente en la producción de petróleo y gas durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo cantidades por encima de los límites de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos.

Esta agua de formación que se encuentra en los campos petroleros genera incrustaciones, se forman por precipitación de minerales presentes, o bien como resultado de que la misma se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

Hasta hace poco tiempo los métodos de tratamientos eran limitados y poco efectivos, hoy en día existen una variedad de métodos químicos y mecánicos concebidos para eliminar la incrustación e impedir su desarrollo, algunos de ellos son: acidificación, aplicación de agentes quelantes e inhibidores de incrustación, de los cuales, los inhibidores de incrustación son los más usados para las aguas de formación producto de la deshidratación del petróleo y consisten en retardar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones, cuando se adicionan en pequeñas cantidades a las aguas que normalmente son incrustantes.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental dado a que el problema ocurre sólo cuando existe producción de agua. Las sales presentes en el agua de formación se adhieren a las paredes interiores de las tuberías a lo largo del todo el sistema de producción, debido a las cargas eléctricas naturales de sus moléculas y a las propiedades de sus estructuras cristalinas. Bajo determinadas condiciones de temperatura y presión estas incrustaciones se ven incrementadas causando el crecimiento en espesor de una capa calcárea/magnésica acarreado graves consecuencias económicas y de producción.

Las sales incrustadas conllevan al deterioro progresivo e irreversible de las paredes metálicas sobre las cuales se incrustan. Acción comúnmente conocida como corrosión, la cual se trata de una reacción electroquímica (espontánea) destructiva que, como es sabido, ataca a la mayoría de los metales utilizados comúnmente en cualquier industria y actividad productiva.

El depósito de incrustaciones en las líneas de agua de la planta de tratamiento de aguas de formación y en los equipos que conforman el sistema, causan un tiempo de inactividad por limpieza, lo cual puede generar elevados costos por hora en pérdida de producción. Por ello se hace necesario el uso de los inhibidores de incrustación en las plantas de tratamiento de agua de formación para disminuir o eliminar las incrustaciones y la corrosión producida por las mismas y otros problemas asociados, lo que conlleva a realizar un estudio sobre el uso de estos productos en dichas plantas.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Estudiar el uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de aguas de formación.

1.2.2 Objetivos específicos

- Definir las principales técnicas para la determinación de la naturaleza química de las aguas producidas o de formación.
- Analizar los tipos de inhibidores de incrustación que se utilizan a nivel de plantas de tratamiento de aguas de formación para colocarla bajo especificaciones de inyección y/o disposición.
- Analizar el uso de dichos tratamientos químicos mediante una relación técnico – operacional.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La producción de agua puede contribuir a la formación de incrustaciones minerales que van desde el mismo yacimiento hasta todos los equipos de superficie. Es por ello la importancia del uso de métodos químicos y mecánicos que permitan prevenir y/o eliminar la formación de la misma.

Con la realización de esta investigación se busca estudiar el uso de Inhibidores de Incrustación en plantas de tratamiento de agua de formación, ya que estos inhibidores están diseñados para tratar desafíos a lo largo de todas las operaciones de producción en el campo petrolífero. Ayudando a prevenir la contaminación de

superficies por partículas inorgánicas insolubles permitiendo minimizar el taponamiento e inhibiendo el crecimiento y la agregación de cristales, así como también ayudando a mantener una eficiente productividad del pozo y contribuyendo a evitar costos indeseables asociados a la inactividad de éste debido a la necesidad de limpieza.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Morales, C. (2012), Presentó una investigación con el objetivo fundamental de caracterizar las aguas de formación de los campos asignados al Distrito Morichal. La importancia de la misma fue obtener la información necesaria para identificar el tipo de agua que se produce en los yacimientos que conforman dicho distrito. Para lograr esos datos se planificó la toma de muestras de agua en el cabezal a 158 pozos bajo las premisas de que debían ser pozos horizontales y de reentrada. Para tener mayor representatividad en las arenas y que estos pozos seleccionados tuviesen un corte de agua mayor o igual a 20%, para obtener agua libre. A estas muestras recolectadas, se les realizaron distintos análisis fisicoquímicos y se calcularon los elementos mayoritarios y minoritarios por yacimiento con la finalidad de obtener la data necesaria para establecer distintos marcadores por arena. Al culminar esta investigación se pudo determinar que el agua presente en los distintos yacimientos que componen el Distrito Morichal, es similar y es Connata tipo Cloruro de Magnesio. Además se pudo conocer que el área que posee mayor influencia marina es el área Pesado debido a que el ambiente donde está ubicado es de tipo fluvial-deltáico siendo este último el más predominante. Es importante destacar que éste fue el primer trabajo de esta naturaleza considerando población, tiempo e inversión que se realiza en este distrito.

Tovar, L. (2012), elaboró un estudio titulado “Evaluación de la zábila como inhibidor para el control de incrustaciones de sales en los pozos productores FUL-68 y FUL-51 del Campo El Furrial Distrito Norte”. A través de la explicación de la situación actual de los pozos productores, que presentaron incrustaciones, el diseño

de la mezcla de zábila para obtener la proporción de la dosificación adecuada, la realización de la prueba de campo en los pozos mencionados con incrustaciones para la determinación de la efectividad de la zábila y finalmente el establecimiento de los costos del uso de la zábila como inhibidor para el control de incrustaciones de sales en los pozos productores FUL-68 y FUL-51. Concluyó que los pozos productores tienen incrustaciones críticas ya que anualmente presentaron entre 12 y 14 intervenciones, acompañados de inconvenientes que dificultaban el aseguramiento de flujo, los cuales son mitigados a través del uso de tratamientos químicos específicos, sin embargo se realizaron las pruebas en condiciones de laboratorio, ante la negativa de PDVSA de realizar pruebas in situ, por inoperatividad de los mismos, con el fin de predecir el comportamiento que tendría el producto en condiciones reales, resultando la tendencia general en un aumento de la retención de hierro, indicativo de su efectividad como inhibidor de incrustaciones. Se recomendó que una vez en operatividad los pozos, la evaluación del producto en las instalaciones de la industria, para lo cual se debía realizar un seguimiento del comportamiento del inhibidor a través de inspecciones de las condiciones de los testigos empleados (cupones, reductor) durante toda la evaluación.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Agua de formación

El agua de formación se define como el agua que se encuentra naturalmente en las rocas. Esta agua ha podido tener diferentes orígenes y ser clasificadas como aguas meteóricas y connatas etc.

Las aguas de formación son el producto de un proceso geológico ocurrido durante muchos años de deposición de sedimentos quedando entrampadas entre los

mismos. Una vez que el agua entre en el ambiente del subsuelo existirán diferencias y razones de mezclas en sus constituyentes.

Las características del agua de formación, atrapada originalmente en los espacios porosos de la roca, dependerán del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, el gradiente hidráulico, los elementos solubles de la roca asociada, la movilidad de los elementos químicos disueltos y la magnitud del intercambio iónico ó reacción química de los constituyentes. (Patton.Ch, 1995).

2.2.1.1 Clasificación genética de las aguas de formación

- **Aguas meteóricas**

Geológicamente, las aguas meteóricas son aquellas que en la actualidad forman parte del ciclo hidrológico o formaron parte de él en el pasado. Aquí se incluye el agua de los océanos, el agua evaporada en la atmósfera, agua de lluvia y de nieve, aguas superficiales y aguas de subsuelo en movimiento. Las aguas subterráneas, bajo ciertas circunstancias geológicas circulan a través de estratos permeables a grandes profundidades (3000 metros o más).

Químicamente las aguas meteóricas se caracterizan por presentar bajas concentraciones de sólidos disueltos por lo general menores de 10.000 mg/l; normalmente estas aguas contienen cantidades considerables del ión bicarbonato.

- **Aguas connatas**

Las aguas connatas se han depositado en sistemas hidráulicos cerrados, y no forman parte del ciclo hidrológico. La palabra “connata” significa “lavada con”; se introdujo con la idea de explicar que esta agua son restos del mar original en el cual se depositaron los sedimentos. Esto puede considerarse cierto si se toma en cuenta que el grado de compactación de la roca implica la expulsión del agua de la roca de los poros y alguna migración lateral. Las aguas connatas son altamente saladas, contienen de 20.000 mg/l a 250.000 mg/l de sólidos totales disueltos. Se caracterizan por presentar altas concentraciones de cloruros y bajas concentraciones de sulfatos y bicarbonatos.

Cuando los sedimentos son muy profundos, ocurre una recristalización de los minerales por efecto del incremento de la presión y la temperatura; este proceso químico da como resultado la pérdida del agua que originalmente formaba parte de la estructura de los silicatos hidratados (hidrosilicato). El proceso de recristalización trae como consecuencia secundaria una pérdida de porosidad.

El agua desprendida debe encontrar su salida o ruta hacia la superficie, debido a que el metamorfismo de los sedimentos hace que estos pierdan permeabilidad, conforme se mueve hacia zonas de temperaturas y presiones más bajas, la sílica y otros minerales se precipitan, formando venas o vetas de cuarzo.

El agua que se encuentra en estas venas de cuarzo normalmente es salada. Es probable que la mayoría de estas venas hidrotermales sean formadas por aguas connatas que han sido expulsadas de sedimentos durante el proceso de metamorfismo.

- **Aguas juveniles**

Son aquellas que ascienden del manto de la tierra y nunca han formado parte del ciclo hidrológico. Son difíciles de identificar. (Patton.Ch, 1995)

2.2.2 Definición de incrustaciones

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que esta 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. (Collins, IR, 1995).

2.2.3 Cómo se originan las incrustaciones

Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada 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.

El proceso total de formación puede ser descrito por una serie de pasos tal como se muestra en la figura 2.1.

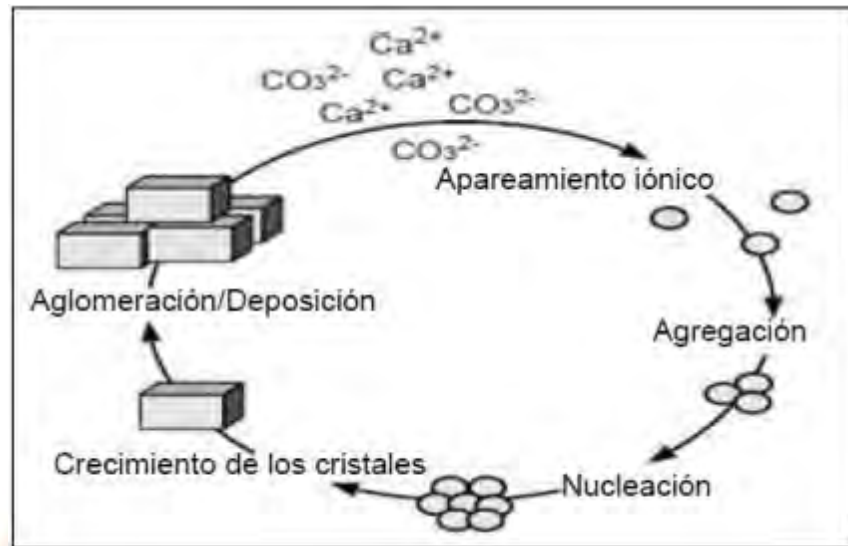


Figura 2.1 Proceso de formación de incrustaciones

Collins. IR, 1995

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería con lo cual hace muy difícil su remoción. (Collins, IR, 1995).

2.2.4 Zonas donde frecuentemente se precipitan las incrustaciones

Las zonas donde es posible la presencia de incrustaciones, se encuentran distribuidas por todo el sistema de producción, desde el yacimiento mismo pasando por todos los equipos de superficie.

Desde la cara de la formación se tiene presente este problema, en los orificios de las perforaciones y se distribuye por toda la tubería, donde hay restricciones o caídas de presión son zonas propicias para que la formación ocurra y se adhiera a la

pared de la misma. Si el pozo tiene un sistema de levantamiento artificial se presentan caídas de presión en la entrada del sistema según los equipos instalados.

Si se sigue el recorrido del fluido este va por la tubería a superficie y es llevado a las baterías, en este recorrido se presentan caídas de presión en choques válvulas, cambios de diámetro interno de tuberías, codos, rugosidades, etc. en las cuales se presentan con frecuencia incrustaciones.

En la tubería se presenta incrustaciones en la salida de agua de los separadores, tratadores y FWKO, en los pirotubos de los tratadores, en las restricciones y accesorios de las líneas de flujo y descarga de las bombas.

Si el agua es inyectada de nuevo a la formación sin ser tratada para inhibir la formación de incrustaciones puede que se tapone la formación por la mezcla de agua de la misma con el agua de producción(Collins, IR, 1995).

2.2.5 Problemas que causan las incrustaciones

Las incrustaciones producen muchas dificultades, aumentando los costos en la producción, cambiando variables como la presión y dificultando el tránsito normal de los fluidos por todas las facilidades de producción. Algunos problemas específicos se presentarán a continuación.(Collins, IR, 1995).

- ✓ Taponamiento en la cara de la formación
- ✓ Interferencias en la recuperación primaria y terciaria.
- ✓ Creación de la necesidad del uso de tratamientos costosos y frecuentes de estimulación de pozos (trabajos de acidificación).

- ✓ Restricción de flujo a través de las tuberías (taponamiento del tubing y líneas de superficie).
- ✓ Cambios totales o parciales de líneas y accesorios
- ✓ Necesidad de perforar nuevos pozos inyectoros y productores
- ✓ Problemas de corrosión por picadura causados por la depositación irregular sobre las superficies metálicas debido a que se crean zonas anódicas y zonas catódicas.
- ✓ Incrementos desmesurados de la presión de los sistemas que pueden causar rupturas y fugas en los empaques, líneas de flujo y tubing, ocasionando fugas que pueden ocasionar daños al medio ambiente.

2.2.6 Factores necesarios para la deposición de escalas

Para que un compuesto cristalice sobre una superficie requiere cuatro factores simultáneos:

A) Supersaturación

Es la condición donde la concentración de sal excede su solubilidad en agua, causando un cambio en el equilibrio, ocurre principalmente debido fluctuaciones de pH, cambios de temperatura y cambios en la concentración de los iones. Existen dos estados de supersaturación que difieren de acuerdo al material y dependen de la concentración y la temperatura.

B) Nucleación

Es el inicio de la formación del precipitado y puede ser de dos tipos:

Nucleación homogénea: ocurre espontáneamente y es causada por alto grado de supersaturación de las especies presentes en el agua.

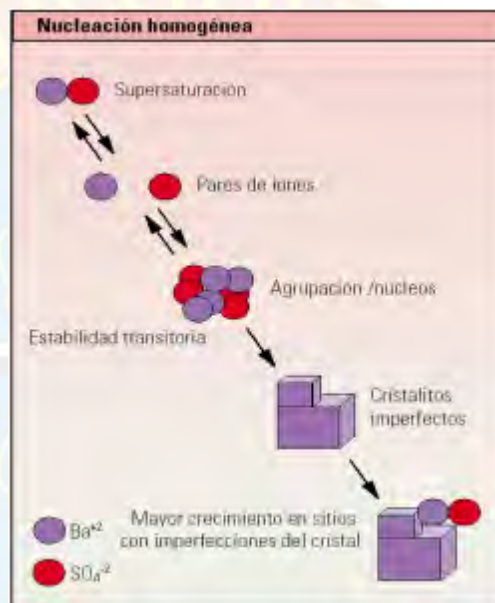


Figura 2.2 Nucleación homogénea

Fuente: ARPEL, 2007

Nucleación heterogénea: ocurre cuando partículas extrañas propician la formación de escalas. (sólidos suspendidos, productos de corrosión, puntos de corrosión, puntos de soldaduras, codos, superficies rugosas, etc.).

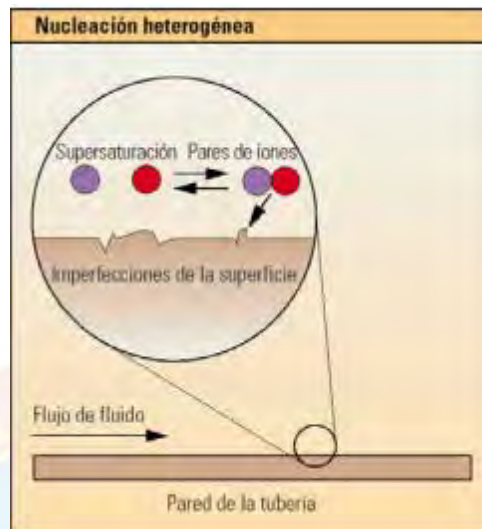


Figura 2.3 Nucleación heterogénea

Fuente: ARPEL, 2007

C) Tiempo de contacto

Luego de ocurrir la supersaturación y la nucleación se requiere suficiente tiempo de contacto entre la solución y los sitios de nucleación ; el tiempo requerido para la formación de escala puede variar desde segundo a muchos años, dependiendo del grado de supersaturación, el tipo de escala que este formando, el tipo de nucleación, temperatura, pH, agitación y otros factores.

D) Dureza en la escala

Cuando la escala está inicialmente precipitando, especialmente si la deposición es rápida, exhibe una estructura relativamente porosa que puede ser removida fácilmente con pequeños esfuerzos mecánicos. Una deposición lenta compacta las capas de escala. Una escala de formación reciente puede ser removida con facilidad,

mientras que una escala con cierto tiempo de formada tiende a endurecerse, se vuelve densa, más adherente y se dificulta su remoción.

Los factores básicos que afectan la deposición de escalas fueron ya discutidos, sin embargo existen otros factores como:

pH del sistema: las fluctuaciones del pH influyen directamente en la deposición de escalas. Un alto pH propicia la deposición de las sales presentes, un bajo pH acelera el proceso de corrosión y crea sitios propicios de nucleación.

Aumento de temperatura: muchos de los minerales formadores de escalas muestran un comportamiento de solubilidad inverso a la temperatura, por ejemplo el carbonato de calcio y el fosfato de calcio. Un aumento de la temperatura aumenta la supersaturación de estos componentes en el agua.

Velocidad de flujo: bajas velocidades de flujo. 2 pies/seg, propician la sedimentación debido a la lentitud, lo cual unido a las rugosidades de las tuberías crean lechos de escalas.

Factores hidrodinámico: esto involucra las caídas de presión por presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, los cambios de nivel en una corriente de fluido e irregularidades en las superficies de flujos.

Corrosión: este factor incrementa el potencial de formación de escala porque incrementa las rugosidades y por tanto los sitios de nucleación. La combinación escala -productos de corrosión, crea un lecho abstracto bastante adherentes

Diseño de sistemas y su operación: sistemas de diseño pobre acarrean bajas velocidades de flujo, ensuciamiento, actividad microbiológica, altas temperaturas, corrosión y aumento en la deposición.

Efecto del ión competente: ciertos iones son capaces de formar pares iónicos solubles que disminuyen el potencial de deposición de ciertas escalas. Por ejemplo, el magnesio puede formar un par soluble con el fosfato disminuyendo el potencial de escala de sulfato de calcio. Por otro lado el calcio puede formar su par con el silicato disminuyendo el potencial de silicato de magnesio.

Sólidos totales disueltos: alta cantidad de TDS incrementa la solubilidad de las sales formadoras de escala por lo tanto disminuye la tendencia a precipitar de las incrustaciones.

Sólidos Suspendedos: aumenta el potencial de formación de escala porque aumentan los sitios de nucleación. (Collins, IR, 1995).

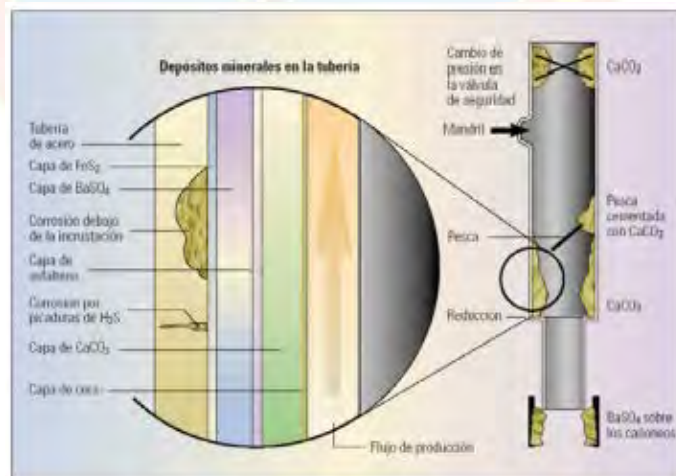


Figura 2.4 Formación de incrustaciones

Fuente: ARPEL, 2007

2.2.7 Incrustaciones más comunes

De las diferentes incrustaciones posibles formadas por el agua, sólo pocas de ellas son generalmente encontradas en las aguas de los campos petrolíferos. Estas incrustaciones están listadas a continuación en la tabla N°2.1 junto con las principales variables que afectan su solubilidad.(Nemerrow,N, 1996).

Tabla 2.1 Incrustaciones más comunes

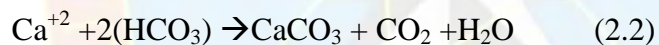
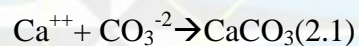
NOMBRE	FÓRMULA QUÍMICA	VARIABLES PRINCIPALES
Carbonato de calcio (calcita)	CaCO ₃	Presión parcial del CO ₂ pH temperatura, total de sales disueltas.
Sulfato de calcio yeso (más común) Anhidrita	CaSO ₄ ·2H ₂ O CaSO ₄	Temperatura, total de sales disueltas. Presión
Sulfato de bario / Sulfato de Estroncia.	BaSO ₄ SrSO ₄	Temperatura, total de sales disueltas.
Compuesto de hierro. Carbonato ferroso. Sulfuro ferro so. Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Oxido férrico	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃ Fe ₂ O ₃	Corrosión Gases disueltos pH

Fuente: Nemerrow, N. (1996)

A continuación se analizará cada tipo de incrustación y las variables que inciden en la solubilidad de ellas

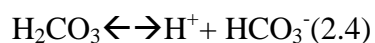
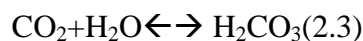
2.2.7.1 Carbonato de calcio (CaCO₃)

La incrustación de carbonato de calcio, o calcita es una de las más frecuentes encontradas en la industria petrolera. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos, con apariencia uniforme. El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de ácido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



Efecto de la presión. La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del CO₂, temperatura y concentración de sales en la solución.

Cuando el dióxido de carbono entra en contacto con el agua, este se disuelve y forma ácido carbónico, de acuerdo a la ecuación (2.3), la ionización del ácido carbónico es ilustrada por las siguientes ecuaciones:



La solubilidad del CaCO_3 aumenta cuando la presión parcial del CO_2 es aumentada. El efecto llega a ser menos pronunciado a medida que la temperatura se incrementa. Lo contrario también es cierto. Esta es una de las principales causas de la depositación de incrustación de la calcita. En cualquier punto del sistema donde ocurra una caída de presión, la presión parcial del CO_2 en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. Caídas de presión a través de una restricción tales como válvulas u orificio pueden también inducir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de la incrustación.

Efecto de la temperatura. Contrario al comportamiento de muchos materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta, a medida que el agua se calienta hay mayor probabilidad de que se forme la incrustación. Agua que en superficie no es incrustante puede serlo en el pozo si la temperatura de fondo es lo suficientemente alta. Esto también es la razón de que el CaCO_3 sea con frecuencia encontrado en tubos de fuego del equipo de calentamiento.

El agua del yacimiento disminuirá su temperatura a medida que esta ascienda hacia la superficie; esto ayuda a incrementar la solubilidad del carbonato de calcio. La disminución de la temperatura cerca de la superficie incrementa la solubilidad, pero la disminución de la presión causa pérdidas de CO_2 para rebajar la ganancia de influencia de la temperatura. La disminución de la presión es causada por la disminución de la temperatura; la disminución en la solubilidad debido a la baja presión del CO_2 es menor que el incremento en la solubilidad causado por la disminución de temperatura. En la figura 2.5 se observa la disminución de la solubilidad del carbonato de calcio con la temperatura.

Efecto del pH. La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta el pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, es menos probable que la precipitación ocurra; lo contrario, a más alto pH, es más probable que esta ocurra.

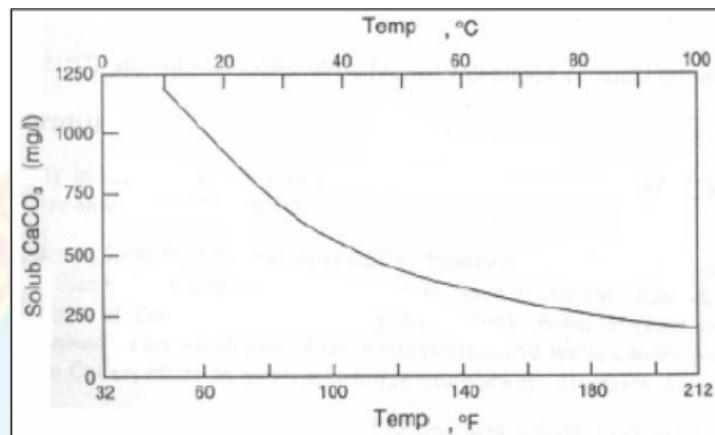


Figura 2.5 Variación de la solubilidad del CaCO_3 respecto a la temperatura

Fuente: Nemerrow. N, 1996

Efecto de las sales minerales. La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de los sólidos totales disueltos (sin incluir los iones de calcio o carbonato), aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de aproximadamente 200000 mg/l.

2.2.7 2 Sulfato de calcio (CaSO_4)

El sulfato de calcio usualmente se precipita directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores, tubos intercambiadores de calor. Los

cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio; esta incrustación es generalmente más dura y densa que las de carbonato.

El sulfato no efervesce cuando es tratado con ácido y no se puede remover satisfactoriamente por acidificación; a bajas temperaturas la anhidrita puede ser encontrada. Generalmente el yeso es la forma más estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita es formada a altas temperaturas. La depositación del CaSO_4 puede ser causada por evaporación.

Efecto de la presión. La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión. La caída de presión puede ser una de las principales causas de incrustación del CaSO_4 en pozos productores. La caída de presión cerca de la cara del pozo puede crear una incrustación en la formación y también en el tubing.

En lugares donde existe turbulencia y/o caída de presión se puede presentar incrustación de sulfato de calcio debido a la liberación de gases ácidos; algunos de estos sitios son: restricciones, curvas, codos, bombas, válvulas de descarga, choques, platos desviadores, platinas de orificio, etc.

Efecto de la temperatura. La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta aproximadamente 40°C , luego disminuye con la temperatura; este comportamiento temperatura solubilidad es completamente diferente a la presentada por el carbonato de calcio.

La anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, de este modo se podría esperar que la anhidrita sea la forma más preferida de CaSO_4 en pozos más profundos y calientes. La temperatura a la cual la forma de las incrustaciones cambia de yeso a anhidrita o hemihidrato es función de muchos factores, incluyendo la presión, contenido de sales disueltas, condiciones de flujo, y la velocidad a la cual las

diferentes formas de sulfato de calcio pueden precipitar de la solución. Predecir cual forma del sulfato de calcio precipitará bajo un conjunto de condiciones dadas es muy difícil. Aunque la anhidrita podría esperarse que se forme sobre los 40°C en lugar del yeso debido a su baja solubilidad, el yeso podría ser encontrado a temperatura hasta de 100°C

Efecto de las sales disueltas. La presencia de NaCl o sales disueltas diferentes a los iones calcio o sulfato aumenta la solubilidad del yeso o anhidrita semejante a como lo hace con el carbonato de calcio, hasta una concentración de 150000 mg/l. Un incremento mayor en el contenido de sal disminuye la solubilidad del sulfato de calcio.

2.2.7.3 Sulfato de bario (BaSO_4)

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combinan el ión bario con los iones 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 se combinan los iones 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. Cuando ambos iones están presentes, esto normalmente es el resultado de la mezcla de dos o mas aguas debido a fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

Efecto de la temperatura. La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura. En un campo con problemas de sulfato de bario, este no precipitara en el fondo del pozo inyector sino en condiciones de superficie, por lo

tanto, son mas comunes los problemas en pozos productores y el tratamiento químico que debe hacerse downhole.

Efecto de las sales disueltas. La solubilidad del sulfato de bario en agua es aumentada por las sales disueltas como el caso del carbonato de calcio y el sulfato de calcio.

Efecto de la presión. La presión incrementa la solubilidad del sulfato de bario mediante el mismo mecanismo que incrementa la solubilidad del sulfato de calcio. En resumen el sulfato de bario tiende a presentarse cuando se disminuye la temperatura el contenido de sales disueltas y la presión.

2.2.7.4 Sulfato de estroncio (SrSO_4)

El sulfato de estroncio se forma de la reacción del ión estroncio con los iones sulfato. El nombre del mineral 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 que 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 de estroncio aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas

Rara vez el sulfato de estroncio ocurre como simple sulfato de estroncio. Este usualmente coprecipita con el bario para formar incrustación (Ba, Sr) SO_4 y se presenta en proporciones que van desde 1,25% a 15,9% de sulfato de estroncio el resto del deposito puede ser sulfato de bario. En resumen la posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000 mg/l.

2.2.7.5 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 normalmente contienen unos pocos ppm de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe) o férrico (Fe). Es raro encontrar en las aguas de formación valores tan altos de hierro como 100 ppm, por lo tanto valores mayores son indicativos de corrosión.

Compuestos de hierro ocasionados por el O₂ Los compuestos de óxido de hierro pueden formar incrustación o permanecer en el agua como coloides en suspensión. Los depósitos incrustantes de óxidos son muy comunes y son llamadas herrumbres, estos depósitos varían considerablemente, algunos pueden ser incrustaciones duras, densas y bastantes adherentes: en cambio otras son simplemente depósitos blandos, pocos adherentes y porosos, también se encuentran en distintos colores: rojizos (Fe₂O₃ coloidal) y negros (FeO (Fe₂O₃) coloidal), que es bastante magnético

Compuestos de hierro ocasionados por el CO₂. Debido a que muchas aguas de formación contienen considerables cantidades de dióxido de carbono disuelto, las aguas con hierro soluble con frecuencia formaran depósitos de carbonato de hierro. En estos casos el hierro soluble esta presente como bicarbonato de hierro y precipitara principalmente en lugares donde se presente una calda de presión drástica. El FeCO₃ es formado cuando los iones ferrosos reaccionan con el carbonato en ausencia de oxígeno, cuando los iones bicarbonatos se descomponen en presencia de calor y cuando se presenta corrosión por CO₂.

Compuestos de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H₂S. Las incrustaciones de sulfuro de hierro pueden ser: kansita (Fe₉S₈), Piratita (Fe_{0.875}S) y la Pirita (FeS₂)²⁰. Los depósitos de sulfuro de hierro son delgados y adherentes. Cuando la incrustación de sulfuro de hierro esta parcialmente oxidada, puede formar incrustaciones magnéticas de hierro, las cuales causaran severos daños, debido a que son muy duras de remover y son catódicas al hierro del acero de las estructuras provocando corrosión por picaduras (pitting).

2.2.7.6 Otros Depósitos

Incrustaciones de MgCO₃ y Mg (OH)₂. Se encuentran en sistemas que manejan agua de mar y salmueras superficiales que contengan elevadas cantidades de magnesio en solución. Estos depósitos se presentan cuando el pH se aumenta o cuando ocurre evaporación. Para su remoción se emplean ácidos. El carbonato de magnesio es cuatro veces más soluble que el carbonato de calcio y su depositación es afectada por los mismos factores que influyen en la depositación del carbonato de calcio

Compuestos de silica y silicatos. Estos depósitos se presentan en sistemas donde aguas con concentraciones altas de silica soluble son usadas y además la temperatura es superior a 212 F, tal es el caso de los intercambiadores de calor. Estos depósitos varían mucho en composición y complejidad.

Algunos depósitos de silicato pueden ser removidos con ácidos comunes, otros en presencia de ácido fluorhídrico y también se encuentra incrustación que solo se puede remover con álcalis fuerte en unión con etapas de tratamiento ácido. (Nemerrow, N, 1996).

2.2.8 Control de las incrustaciones

2.2.8.1 Control Químico

Las incrustaciones pueden ser evitadas y/o minimizadas a través del uso de diferentes productos químicos siendo los mas utilizados los inhibidores de incrustación.

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

Inhibidores Químicos Orgánicos

Son los que se utilizan con mayor frecuencia y no tienen problema de reversión. Los inhibidores orgánicos son aplicados a facilidades de superficie y pozos de inyección por suministro continuo usando bombas de inyección de químicos. Para el caso de pozos productores estos son tratados con inyección continua desde superficie (se inyecta todo el químico por el anular) o por forzamiento del inhibidor dentro de la formación (squeeze) para tratamiento downhole.

- **Esteres orgánicos.** Son los más efectivos inhibidores en el control de depósito de CaSO_4 . No se recomiendan por encima de 212 °F. Los más usados son: amino fosfato ésteres, y alcohol fosfato ésteres.

- **Fosfonatos orgánicos.** Son los más usados para inhibir incrustaciones de CaCO_3 . Son más estables que los ésteres a altas temperaturas. Los más usados en la industria petrolera son:

ATMP (amino-trimetilmetilfosfónico)

HEDP (hidroxi-etilen-difosfonato)

EDTMP (etilen-diamino-tetrametilen-fosfanato)

DETPMP (dietilenotriaminapenta)

- **Polímeros orgánicos.** Polímeros como los acrílicos se utilizan principalmente a altas temperaturas y se pueden usar por encima de 350 °F. Los polímeros orgánicos genéricos más comúnmente usados son: poliacrilatos, polimetacrilato, poliacrilamida, polímeleato.

Inhibidores Químicos Inorgánicos

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

Los inhibidores empleados en operaciones de campo funcionan con uno o ambos de los siguientes mecanismos:

- ✓ Previene la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales

- ✓ Evitando el crecimiento de los cristales cuando los mismos comienzan a formarse, en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen su crecimiento.
- ✓ Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Otras de las funciones de los inhibidores es mantener los iones en solución y evitar que estos se precipiten y formen depósitos. La efectividad de la función controladora del inhibidor depende básicamente de las dos siguientes reglas:

- El inhibidor debe ser aplicado aguas arriba del punto de formación de los cristales
- Se debe aplicar en forma continua

2.2.8.2 Control no Químico

- **Mecanismo de Tratamiento Magnético.**

Un campo magnético (impuesto por un magneto permanente o por un electromagneto) es usado para causar alteraciones en la estructura del agua o para disolver iones, trayendo como consecuencia la prevención de la formación de incrustaciones. Uno de estos sistemas, llamado LKC (Linear KineticCeil), es muy utilizado en la industria petrolera, El sistema LKC es una equipo compacto simple con capacidad para una amplia gama de operaciones. Dicho sistema es de excelente efectividad, previene la acumulación de parafinas y la formación de incrustaciones en tuberías o líneas de producción.

- **Mecanismo Electroestático.**

Estos contienen un aislador eléctrico, electrodos cargados electrostáticamente dando una neutralidad o alterando la carga iónica, de esta forma se previene la formación de incrustaciones

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Corrosión:** el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. De manera más general, puede entenderse como la tendencia general que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna.(Gordillo, A .,1991, p.79)
- **Incrustaciones:** depósito secundario de compuestos, principalmente inorgánico causado por la presencia o flujo de fluidos en un sistema. Esta definición excluye los asfáltenos y parafinas y no distingue incrustaciones reales de pseudo incrustaciones. (Gordillo, A .,1991, p.102)
- **Inhibidores:** son principalmente catalizadores de retardo, disminuyen las probabilidades de corrosión.(Arpel, 2007, p.56).
- **pH:**es una medida del complejo equilibrio que existe en un cuerpo de agua. (Arpel, 2007, p.33).
- **Sales:** compuestos iónicos formados por los cationes de las bases y los aniones de los ácidos.(Gordillo, A .,1991, p.79)

- **Solubilidad:** cantidad de soluto que a una temperatura determinada puede disolverse en un disolvente para formar una disolución saturada. (Gordillo,A .,1991,p.87).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación está sujeta a un nivel descriptivo, esto porque estuvo dirigida a presentar y referir de forma cualitativa y objetiva la evaluación de la importancia del uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de agua de formación.

Según Arias, (2006) plantea:

La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere. (p.24).

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El estudio se desarrolló a través de un diseño documental, debido a que se utilizó información obtenida a través de fuentes documentales como: libros, periódicos, revistas, conferencias escritas, trabajos de grado, documentos electrónicos como páginas Web, entre otros.

En relación al diseño de la investigación, Arias (2006) señala:

La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis y crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación el propósito es el aporte de nuevos conocimientos (p.29)

3.3 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

En este punto se describió el procedimiento metodológico empleado en el desarrollo de la investigación. Se especificaron cada una de las etapas, con la información utilizada para el desarrollo de la misma.

3.3.1 Definición de las principales técnicas para la determinación de la naturaleza química de las aguas producidas o de formación

En esta etapa se realizó una revisión bibliográfica de diferentes fuentes de información la cual permitió identificar aquellos parámetros fundamentales que son requeridos para caracterización de las aguas producidas.

Posteriormente se definieron las técnicas relacionadas con el índice incrustante del agua, como: Índice de Saturación de Langelier (LSI), el Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI), Índice de Incrustación de Puckorius (PSI), y el Índice de Saturación de Stiff-Davis, los cuales permiten medir la naturaleza incrustante o corrosiva del agua de producción por lo que son consideradas métodos predictivos de tendencia incrustante.

3.3.2 Análisis de los tipos de inhibidores de incrustación que se utilizan a nivel de las plantas de tratamiento de aguas de formación para colocarla bajo especificaciones de inyección y/o disposición

En esta etapa se procedió a realizar un análisis de los tipos de inhibidores de incrustaciones, específicamente de dos (2) inhibidores, ambos de tipo orgánicos, por ser los más usados, este análisis se basó en la información recabada, principalmente la suministrada por las compañías proveedoras de estos productos.

Estos inhibidores fueron clasificados en función a su base activa en; fosfonatos y polímeros orgánicos, describiendo así cada uno de ellos. De esta manera se pudo constatar de forma teórica el efecto que estos generan al ser adicionados a las aguas producidas que normalmente son incrustantes.

3.3.3 Análisis del uso de dichos tratamiento químicos mediante una relación técnico – operacional.

Una vez concluidas las primeras etapas de esta investigación y en consideración a la información que éstas proporcionaron acerca del conocimiento de la naturaleza química de las aguas de formación, así como también el análisis de los tipos de inhibidores de incrustaciones más usados, se elaboró una tabla comparativa del efecto inhibitor de estos productos frente a las incrustaciones más comunes como; carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4) y sulfato de estroncio (SrSO_4), lo que permitió analizar de manera técnico operacional la uso de dichos tratamientos.

3.4 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para alcanzar los objetivos de esta investigación se utilizaron técnicas e instrumentos que permitieron la obtención y recopilación de la información.

3.4.1 Revisión bibliográfica

Esta técnica permitió la recolección bibliográfica de documentos, libros, manuales, tesis de grado, entre otros, relacionados con el tema estudiado, incluyendo Internet, con la cual se obtuvo la información necesaria.

3.5 RECURSOS

3.5.1 Recursos Humanos

Para la elaboración de este trabajo de investigación, se contó con la asesoría académica de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.5.2 Recursos Financieros

El investigador del trabajo asumió todos los gastos durante el desarrollo del mismo.

3.5.3 Recursos Materiales y Tecnológicos

Se utilizó de manera indispensable material de oficina (papel, cuadernos de notas, lapiceros, etc.), fotocopadoras, computadoras, impresoras además del uso de programas de Microsoft Office (Word, PowerPoint).

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DEFINICIÓN DE LAS PRINCIPALES TÉCNICAS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA NATURALEZA QUÍMICA DE LAS AGUAS PRODUCIDAS O DE FORMACIÓN

La composición química del agua producida se define a partir de los análisis de las muestras recogidas adecuadamente y se cuantifica por medio de la concentración de cada constituyente analizado. (Patton, Ch; 1995) Aunque son más de 50 los constituyentes y propiedades del agua producida que pueden encontrarse cuantificados en análisis químicos, por lo general, sólo se determinan entre 10 y 20 parámetros fundamentales que son requeridos para su caracterización. Los cuales se muestran en la tabla 4.1.

Es preciso señalar que algunas de estas propiedades o características fisicoquímicas presentes en el agua de formación como; el pH, color, turbidez, temperatura, y dureza, etc, varían como consecuencia de su composición química y de acciones naturales externas, esto puede ocurrir en cuestión de minutos luego de la toma de la muestra, otras se mantienen estables por algunas horas y otras hasta por tiempo indefinido. Tal es el caso del pH y el contenido de gas disuelto producido en el agua; usualmente empiezan a variar inmediatamente después de tomar la muestra. Esto ocurre porque los gases disueltos se liberan de la solución apresuradamente, debido a los cambios de presión. Al mismo tiempo al aumentar el pH aunado con el incremento de la temperatura: se originan formaciones de escamas de carbonatos de calcio y la concentración del oxígeno varía. Es por eso, que realizar el análisis in situ es absolutamente necesario para que los resultados sean 100% correctos y el agua pueda generar valor agregado para su caracterización, implicando esta caracterización la definición del tipo y la tendencia incrustante de la misma.

Tabla 4.1. Principales Parámetros que se toman en cuenta para caracterizar el agua de formación

Parámetros fisicoquímicos	Deseable menor a	Máximo aceptable
Cloruros (mg/L)	250	300
Carbonatos(mg/L)	3	-
Bicarbonatos(mg/L)	3	
Sulfatos (mg/L)	250	500
Calcio (mg/L)	75	-
Magnesio (mg/L)	1	-
Sodio (mg/L)	250	200
Hierro(mg/L)	2	-
Bario(mg/L)	1	-
Estroncio mg/L	1	-
Radio mg/L	3	-
pH (unidades)	6,5-7,5	8
Temperatura (°C)	25	-
Sólidos disueltos (mg/L)	500	600
Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)	20	-
Salinidad (mg/L)	150	-
Dureza (mg/L CaCO ₃)	5	-
Oxígeno disuelto(mg/L)	5	-
Turbidez (NTU)		5
Sólidos suspendidos (mg/L)	10	-
Contenido de petróleo(mg/L)	40	72
H ₂ S(mg/L)	115	0,30

Fuente: Arpel, 2007

Para definir el tipo de agua es necesario la utilización de dos herramientas, como son el diagrama de Stiff y el método de Sulin . La utilización conjunta de estos métodos permiten predecir con un margen de error menor la clasificación de dichas aguas, debido a que una ofrece gráficamente las concentraciones de los aniones y cationes presentes en el agua definiendo el tipo de sal presente mientras que la otra evalúa sólo su clasificación.

4.1.1 Método gráfico de Stiff

El sistema de caracterización de Stiff propuesto en 1951 está basado substancialmente en las relaciones de concentración propuesta por Sulín con la diferencia de que este sistema le asigna a las relaciones de concentración una figura característica en forma de polígono que permite identificar visualmente el tipo de agua de formación, su comportamiento y tendencia para varios niveles estratigráficos. En los mapas pueden establecerse diferencias en la composición del agua, dibujando sobre estos el gráfico de Stiff. Es considerado como un método sencillo y de cómoda representación gráfica. (Patton, Ch; 1995)

Su representación es sencilla y consiste en graficar en forma cartesiana (Figura 4.1) o logarítmica (Figura 4.2) las concentraciones en meq/L de los cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++}) y los aniones (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^- y CO_3^-) en líneas horizontales. En ambas escalas el área a los lados de la línea cero debe ser equivalente. En casos cuando las concentraciones son bajas, se utiliza una escala lineal, siendo necesario el uso de multiplicadores de los números debajo de cada ion de los extremos. Se establece una línea central vertical la cual representa la escala de concentración fijándose el cero; a la derecha del mismo se representan los aniones (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^- , CO_3^-) y a la izquierda los cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++}). Esta escala debe ser cuidadosamente escogida dependiendo de las concentraciones que quieran ser representadas. Para completar el diagrama de Stiff, los valores de concentración de cada especie se unen con líneas rectas para conformar una huella característica, observada en los gráficos que se muestran a continuación:

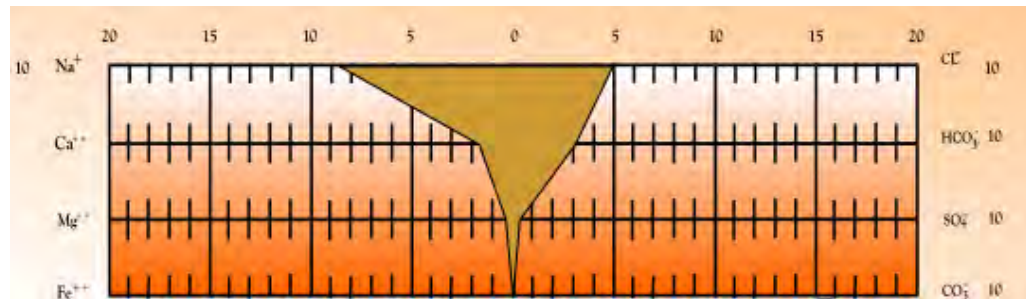


Figura 4.1 Gráfico de Stiff. Escala lineal

Fuente:ARPEL, 2007

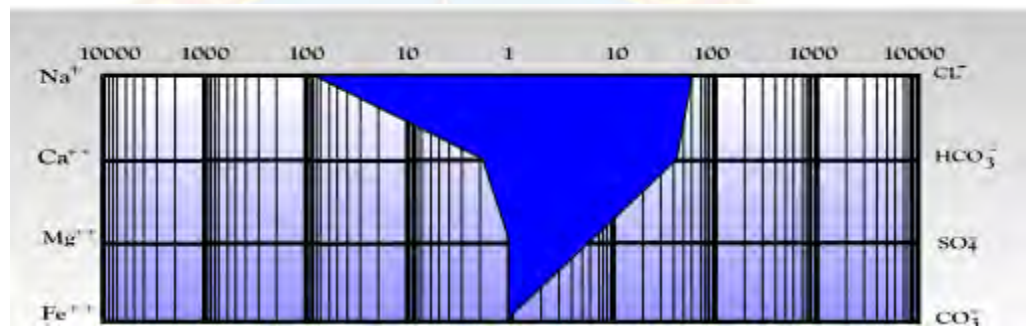


Figura 4.2 Gráfico de Stiff . Escala logarítmica

Fuente: ARPEL,2007

En el diagrama de Stiff, la representación de aguas de tipo meteórico produce un pico prominente en la parte media de los aniones (figura 4.3), que representa elevadas concentraciones de bicarbonato, mientras que en la representación de aguas de tipo connata (figura 4.4) se observan dos picos pronunciados en la línea superior que corresponden a los iones sodio y cloruro.

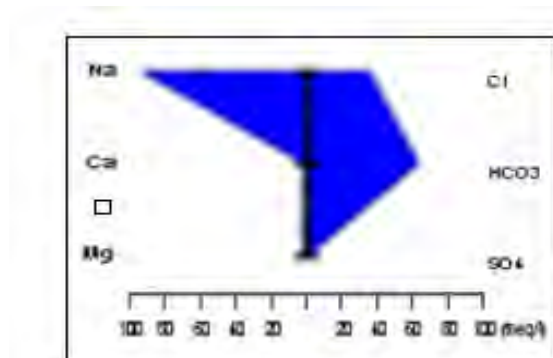


Figura 4.3 Diagrama de Stiff del agua meteórica

Fuente: ARPEL,2007

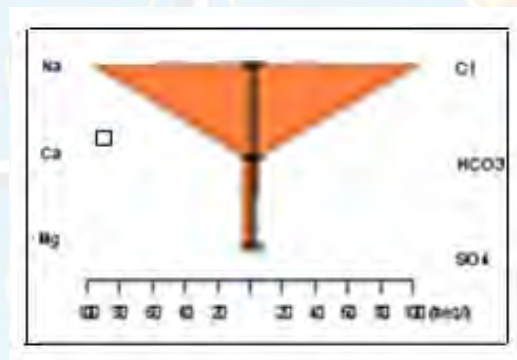


Figura 4.4 Diagrama de Stiff del agua connata

Fuente: ARPEL,2007

4.1.2 Método de Sulin

Este sistema de clasificación fue propuesto en 1946 por el ruso V. A. Sulin. el cual relaciona el significado geológico de las aguas. Este método divide las aguas en meteóricas y connatas, de acuerdo a su composición química expresada en porcentajes mili equivalentes por litros (% meq/L). (Patton, Ch; 1995)

Este método de clasificación se fundamenta en lo siguiente:

Para aguas meteóricas se cumple que:

$$\text{Meq. Na}^+ / \text{Meq. Cl}^- > 1 \quad (4.1)$$

Y las que pertenecen al tipo bicarbonato de sodio cumplen con la siguiente relación:

$$\text{Meq. (Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{Meq. SO}_4^{2-} > 1 \quad (4.2)$$

Las aguas connatas contienen pocos sulfatos y bicarbonatos; prácticamente el único anión es el cloruro, por lo que se tiene:

$$\text{Meq. Cl}^- = \text{Meq. Na}^+ + \text{Meq. Ca}^{++} + \text{Meq. Mg}^{++} \quad (4.3)$$

$$\text{Meq. Cl}^- - \text{Meq. Na}^+ = \text{Meq. Ca}^{++} + \text{Meq. Mg}^{++} \quad (4.4)$$

Para aguas connatas se cumple la siguiente ecuación:

$$\text{Meq. Na}^+ / \text{Meq. Cl}^- < 1 \quad (4.5)$$

Además las que pertenecen al tipo cloruro de calcio cumplen la siguiente relación:

$$\text{Meq. (Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Meq. Mg}^{++} > 1 \quad (4.6)$$

Y las que pertenecen al tipo cloruro de magnesio cumplen la relación:

$$\text{Meq. (Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Meq. Mg}^{++} < 1 \quad (4.7)$$

En la tabla 4.2 se engloba la clasificación de Sulin en forma general

Tabla 4.2. Clasificación de Sulin

Clase	Na ⁺ /Cl ⁻	Parámetro	Tipo
Meteórica	>1	(Na - Cl) / SO ₄ > 1	Bicarbonato de sodio
		(Na - Cl) / SO ₄ < 1	Sulfato de sodio
Connata	<1	(Cl - Na) / Mg > 1	Cloruro de calcio
		(Cl - Na) / Mg < 1	Cloruro de magnesio

Fuente: Arpel, 2007

4.1.3 Métodos predictivos de tendencia incrustante

Para un agua determinada, la tendencia de formar incrustaciones se puede predecir de cálculos que involucran dureza del agua, alcalinidad total, sólidos disueltos totales, pH y temperatura. Los indicadores comúnmente usados son el Índice de Saturación de Langelier (LSI), el Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI), Índice de Incrustación de Puckorius (PSI), y el Índice de Saturación de Stiff-Davis.

A pesar de que estos indicadores de saturación son ampliamente usados para determinar límites operativos y requerimientos de tratamiento antiincrustante, estos no pueden considerarse definitivos. Los métodos predictivos proveen aproximaciones útiles de tendencia de formación de incrustaciones, pero no pueden reemplazar enteramente un monitoreo constante del desempeño y estado de equipos e instalaciones..(Patton, Ch; 1995)

4.1.3.1 Índice de saturación de Langelie (LSI)

Langelier desarrolló un índice para el agua, en un rango de pH de 6,5 a 9,5; en el cual es posible predecir para un agua si el carbonato de calcio se deposita o se disuelve. Éste se llama índice de saturación y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{LSI} = \text{pH} - \text{pH}_s \quad (4.8)$$

Donde:

- LSI: Índice de saturación
- pH: valor real del pH del agua
- pH_s: pH al cual el agua estaría saturada con CaCO₃

$$\text{pH}_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad (4.9)$$

$$A = 13,12 \times \log (T^{\circ}\text{C} + 273) + 34,55$$

$$B = (\log [\text{sólidos disueltos (mg/L)}] - 1) / 10$$

$$C = \log [\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/L como (CaCO}_3\text{))}]$$

$$D = \log [\text{alcalinidad total (mg/L como CaCO}_3\text{)}]$$

Tabla 4.3. Interpretación del LSI

Caso	Interpretación
LSI > 0	El agua tiene carácter incrustante
LSI = 0	El agua tiene carácter equilibrado
LSI < 0	El agua tiene carácter agresivo

Fuente: Arpel, 2007

4.1.3.2. Índice de estabilidad de Ryznar (RSI)

En 1944, J. Ryznar desarrolló una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad de agua dulce a presión atmosférica. (Ecuación 4.10). Este índice no sólo indica la tendencia incrustante del agua, sino también da una estimación semi-cuantitativa de la cantidad de incrustaciones que puede formarse, debido a que interpreta resultados numéricos. Este método también está basado en el cálculo del pH de saturación (pHs) del carbonato de calcio (Patton, Ch; 1995)

$$RSI = 2pH_s - pH \quad (4.10)$$

Donde:

- pH: valor real del pH del agua
- pHs: pH al cual el agua estaría saturada con $CaCO_3$

El valor de pHs., se calcula aplicando la ecuación 4.9

Los valores del índice de Ryznar siempre son positivos y se pueden interpretar de acuerdo a los criterios mostrados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Interpretación del RSI

Caso	Interpretación
$4 < RSI \leq 5$	Muy incrustante
$5 < RSI \leq 6$	Debilmente incrustante
$6 < RSI \leq 7$	En equilibrio
$7 < RSI \leq 7.5$	Agresiva
$7.5 < RSI \leq 9$	Fuertemente agresiva
$RSI > 9$	Muy fuertemente agresiva

Fuente: Arpel, 2007

4.1.3.3 Índice de incrustación de Puckorius (PSI)

Este método introduce dos parámetros críticos que otros métodos no consideran: la capacidad tampón del agua, y la cantidad máxima de precipitado que se puede formar al traer el agua al equilibrio. (Patton, Ch; 1995)

La capacidad tampón se refiere a la facultad que presenta el agua en mantener constante el nivel de pH al añadirse ácidos o bases. Un tampón o buffer, por lo general, radica en sales solubles en agua que son producto resultante de la reacción entre un ácido débil y una base fuerte, como el carbonato de calcio.

El índice de incrustación de Puckorius procura cuantificar la relación entre el estado de la saturación y la formación de incrustación, incorporando un estimado de la capacidad tampón del agua dentro del índice.

El PSI es calculado de una forma similar al RSI. Puckorius utiliza un pH en equilibrio más que un sistema de pH real para explicar los efectos tampón

$$PSI = 2pH_s - pHeq \quad (4.11)$$

Donde:

- pH_s : pH al cual el agua estaría saturada con $CaCO_3$ se calcula aplicando la ecuación 4.9
- $pHeq$: $1,465 \times \log [\text{Alcalinidad}] + 4,54$; 1,465 y 4,54 son constantes empírica que permiten determinar el pH de equilibrio de un sistema
- $\text{Alcalinidad} = [HCO_3^-] + 2 [CO_3^{2-}] + [OH^-]$, equivalentes en mg/L. $CaCO_3$

Convenientemente, el Índice de incrustación de Puckorius usa el mismo sistema numérico (e interpretación general) del Índice de Estabilidad de Ryznar. Tal interpretación se presenta en la tabla 4.4.

4.1.3.4 Método de Stiff- Davis

En 1952, Stiff y Davis proporcionaron un método de predicción de la tendencia de las aguas de formación a precipitar carbonato de calcio (CaCO_3), fenómeno causado por un desplazamiento del equilibrio carbónico, dióxido de carbono en presencia de calcio y magnesio. Para determinar el índice de estabilidad, usaron la siguiente ecuación 4.12, (Patton, Ch; 1995)

$$IS = \text{pH} - [K + \text{pCa}^{+2} + \text{pAlk}] \quad (4.12)$$

$$\text{P}[\text{Ca}^{+2}] = -\log [\text{Ca}^{+2}] \text{ mg/l} \times 2,5 \times 10^{-5}$$

$$\text{pAlk} = -\log [\text{Alk}] \times 2,0 \times 10^{-5}$$

Donde:

- IS: Índice de Estabilidad
- pH: pH actual del agua
- K: constante empírica función de la solubilidad, composición, fuerzas iónicas y temperatura del agua.
- pCa^+ : logaritmo negativo de la concentración de los iones calcio
- pAlk: logaritmo negativo la alcalinidad total
- $[\text{Ca}^{+2}]$: concentración de calcio (mol/L)
- Alk : Alcalinidad total = (mg/L CaCO_3)

Los valores de K son obtenidos de una correlación gráfica con la fuerza iónica y la temperatura del agua. Apéndice “A”

Tabla 4.5. Interpretación del Índice de Stiff-Davis

Caso	Interpretación
IS es negativo	El agua no se encuentra saturada con CaCO_3 . La formación de incrustaciones es poco probable.
IS es positivo	El agua está sobresaturada con CaCO_3 . Esto indica la formación de incrustaciones.
IS es igual a cero	El agua está en equilibrio con CaCO_3 .

Fuente: Arpel, 2007

Es importante destacar que de todos los métodos predictivos mencionados anteriormente el Índice de Stiff-Davis es el más recomendable para usarlo en el campo petrolero, debido a que está diseñado para adaptarse a las condiciones salinas típicas de aguas de campos petroleros, su ecuación fue desarrollada en función del índice de estabilidad iónica y toma en cuenta las altas concentraciones de sales disueltas presentes en el agua de formación, las cuales alteran las fuerzas iónicas e influyen en la solubilidad del CaCO_3 . Lo que permite predecir la formación de depósitos carbonatados de calcio o la tendencia a incrustarse en las aguas que se producen asociadas al crudo con mayor precisión.

4.2 ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN QUE SE UTILIZAN A NIVEL DE LAS PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN PARA COLOCARLA BAJO ESPECIFICACIONES DE INYECCIÓN Y/O DISPOSICIÓN

Durante el tratamiento de las aguas de formación para la disposición y/o inyección a pozo, éstas deben ser acondicionadas para prevenir el depósito de incrustaciones, es decir, que la dureza total del agua a la entrada de la planta sea igual a la salida de la misma. (Gordillo, A.1991) Los inhibidores de incrustación tienen la

propiedad de cambiar las condiciones del sistema (pH) o de interactuar con las moléculas capaces de formar incrustaciones y así imposibilitarlas para la formación de dichos depósitos; de manera que no se generen problemas en el proceso. Estos pueden producirse a base de diversos compuestos, como por ejemplo, fosfonatos y polímeros orgánicos

4.2.1 Inhibidores a base de Fosfonatos

Estos productos tienen la propiedad de inhibir incrustaciones de carbonatos, silicatos y sulfatos (calcio, bario), a elevadas temperaturas y pH, poseen altos tiempos de retención y lo más importante pueden inhibir con dosis inferiores a las necesarias estequiométricamente, es decir concentraciones umbrales. También tiene la característica de poseer una sobresaliente capacidad secuestrante y un excelente poder de dispersión (Gordillo, A.1991)

Los fosfonatos son sucesores de los fosfatos al igual que el fosfina carbónico o fosfina carboxílico y los polifosfatos. Pueden utilizarse diferentes tipos de fosfonatos como inhibidores de incrustaciones, cada uno de ellos presenta características de estabilidad térmica, de tolerancia al calcio y de eficiencias diferentes según el tipo de incrustaciones, (Gordillo, A.1991). Existe una amplia variedad de características, porque los inhibidores de incrustaciones a base de fosfonatos se ofrecen en forma de ácido o con alguna porción de la acidez neutralizada con amoníaco, aminas o hidróxidos alcalinos. Por ejemplo, aminotrimetilenfosfonico (ATMP), hidroxietileno difosfonato (HEDP); estas bases de fosfonato son conocidos también como organofosfonatos, algunos de estos inhibidores se muestran en la tabla 4.6. Aquí se presentan los productos ofrecidos específicamente por dos compañías, identificando el nombre comercial de dichos productos y su descripción principal.

Tabla 4.6 Inhibidores de incrustación a base de Fosfonato

Empresa Proveedora	Inhibidor de incrustación	Descripción
NEWBURY S.A	NEWPHOS 50 (ATMP)	Retardantelíquido, también usado como inhibidor de incrustaciones.
	NEWPHOS 60 (HEDP)	Es un inhibidor de incrustación altamente efectivo y totalmente soluble en agua.
	NEWPHOS 70 (PBTC)	Es un inhibidor incrustante altamente efectivo y totalmente soluble al agua. Actúa como agente modificador del cristal, agente secuestrante e inhibidor de incrustaciones
	NEWPHOS 80 (DTMPA)	Es un excelente inhibidor de incrustaciones y corrosión con una buena tolerancia térmica. Es inocuo y fácil de diluir en ácidos.
ISI s.r.l. (Productos Químicos para Petróleo y Gas)	III-25	Inhibidor a base de fosfonato para incrustaciones de calcio, magnesio, bario y estroncio.
	IPSI-100	Inhibidor a base de fosfonato para incrustaciones de calcio y magnesio.
	IPSI-360	Inhibidor a base de fosfonato para incrustaciones de calcio y magnesio.
	IPSI-600	Inhibidor a base de fosfonato para incrustaciones de calcio y magnesio.

4.2.2 Inhibidores a base de Polímeros orgánicos

Los polímeros orgánicos son principalmente distorsionadores de cristales, pero también reducen la precipitación en las salmueras, al modificar o distorsionar las formas de los cristales, los polímeros orgánicos (principalmente poliacrílicos de bajo peso molecular) impiden el crecimiento de incrustaciones y evitan que éstas se adhieran a las superficies de los equipos y tuberías. Pueden ser usados a temperaturas superiores a 350 °F, generalmente los polímeros son efectivos, en concentraciones muy bajas, para el control de CaCO_3 y de BaSO_4 en aguas que contienen bajas concentraciones de iones causantes de incrustaciones, también son efectivos en condiciones de acidez, especialmente para el control de BaSO_4 . Por lo general, los

polímeros se mezclan con otros tipos de inhibidores de incrustaciones, para obtener un único producto con una variedad más amplia de aplicaciones. (Gordillo, A.1991)

Estos polímeros orgánicos ya sea polímeros, homopolímeros o copolímeros (constituidos por dos o más comonomeros) son polimerizados a base de ácido carboxílico, ácido acrílico, ácido maléico o ácido metacrílico. Entre lo más usados están los poliacrilatos, polimetacrilato, poliacrilamida, polimeleato; algunos se muestran en la tabla 4.7

Tabla 4.7 Inhibidores de incrustación a base de Polímeros Orgánicos

Empresa	Inhibidor de incrustación	Descripción
ACUMER. (ROHM&HAAS. Compañía)	ACUMER 1000	Poliacrilato de bajo peso molecular con un peso molecular para optimizar el rendimiento anti-escala.
	ACUMER 1100	Poliacrilato de bajo peso molecular para la inhibición de las escalas de propósito dentro de los sistemas de agua, con rendimientos excepcionales en una dosis baja en un amplio rango de pH, dureza del agua y las condiciones de temperatura.
	ACUMER 1110	Poliacrilato para la inhibición de las escalas dentro de los sistemas de agua, con rendimientos excepcionales en una dosis baja en un amplio rango de pH, dureza del agua y las condiciones de temperatura.
	ACUMER 1050	Es un polímero de acidopoliacrílico con gran peso molecular.
Inhibidores de Incrustación ACCENT™ (Dow Oil& Gas Compañía)	ACCENT 1100	Polímero acrílico es un retardante inhibidor general de incrustación
	ACCENT 1101	Polímero acrílico, versión ACCENT 1100 de mayor Peso Molecular.
	ACCENT 1102	Polímero acrílico con contenido de fósforo mejora el desempeño y la trazabilidad
	ACCENT 1105	Homopolímero acrílico con contenido de fósforo. Funcionalidad más fuerte que ACCENT 1102
	ACCENT 1120	Copolímero acrílico. Fuerte inhibidor de sulfato de bario con sólidas propiedades dispersantes Sinergia con sistemas de fosfonatos.

	ACCENT 1123	Copolímero acrílico, excelente inhibidor general de incrustación con buena compatibilidad con salmueras, contiene Fósforo
--	----------------	---

En atención a la descripción de cada uno de los tipos de inhibidores de incrustación que se muestran en las tablas 4.6 y 4.7, se puede inferir que no existe el inhibidor ideal de incrustaciones, cada formulación es adecuada en condiciones específicas.

La selección del inhibidor entre muchas opciones comerciales, y el cálculo de su mínima concentración efectiva son a menudo parámetros críticos, esta selección depende de algunos factores importantes como: temperatura del sistema, residual de inhibidor, tipo de incrustación, severidad del problema de incrustación, costo, pH, clima, compatibilidad y técnica de aplicación.

4.3 ESTUDIO DEL USO DE DICHS TRATAMIENTOS QUÍMICOS MEDIANTE UNA RELACIÓN TÉCNICO – OPERACIONAL

El uso de estos inhibidores se presenta como una solución preventiva ante la problemática que se origina a raíz de la presencia de incrustaciones, ya que estos efectivos inhibidores actúan antes de que inicie el proceso incrustante. Estos bloquean el desarrollo de las partículas minerales presentes en el agua, atacando el crecimiento de los núcleos de incrustaciones.

Como se muestra en la tabla 4.8 existen más opciones de inhibidores en cuanto a base activa se refiere y comercialmente para las incrustaciones de carbonatos de calcio, esto se debe a que aunque los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y éste los disuelve con facilidad, los inhibidores de incrustaciones además de solubilizar los depósitos brindan excelente estabilidad al calcio y un mejor efecto de dispersión de los sólidos suspendidos. Otra razón por la cual existen más opciones

de inhibidores es que este tipo incrustaciones son las más frecuentemente encontradas en la industria petrolera y por lo tanto de mayor preocupación en la misma.

Tabla 4.8 Tabla comparativa del efecto de los inhibidores sobre las incrustaciones

TIPO DE INCRUSTACIÓN	BASE DEL INHIBIDOR	NOMBRE COMERCIAL DEL INHIBIDOR	
Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	Fosfonato	NEWPHOS 50	
		NEWPHOS 60	
		NEWPHOS 70	
		NEWPHOS 80	
		III-25	
		IPSI-100	
		IPSI-360	
		IPSI-6000	
		Poliacrilato	ACUMER 1000
			ACUMER 1050
Homopolímero acrílico	ACCENT 1105		
	Copolímero acrílico	ACCENT 1123	
Sulfato de Calcio (CaSO ₄)	Fosfonato	NEWPHOS 70	
		NEWPHOS 80	
		Poliacrilato	ACUMER 1000
			ACUMER 1050
		Hmopolímero acrílico	ACCENT 1105
Sulfato de Bario(Ba SO ₄) /Estroncio (SrSO ₄)	Fosfonato	III-25	
		Poliacrilato	ACUMER 1000
		Poliacrilato	ACCENT 1105
Carbonatos y Sulfato de Hierro	Ácidos y ésteres fosfonatados	NEWPHOS60(HEDP), OPTIDOSE 2000, IIH-100	
		Sílica y Sílice	Fosfonatos
ésteres vinílicos	KMEX ct-513		

En cuanto a las incrustaciones de sulfato (Calcio, Bario y Estroncio) que generalmente son duras y por lo tanto más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida, se puede apreciar en la tabla 4.8 que existen inhibidores no sólo a base de fosfonato sino también a base de homopolímeros acrílicos que además se les considera muy efectivos para el control de estas incrustaciones, debido a estos bajan el potencial incrustante y reduce el crecimiento de cristales dispersando sus micro cristales de una manera más rápida y efectiva.

Con respecto a las incrustaciones de carbonatos y sulfatos de hierro (compuestos de hierro), los inhibidores a base de ácidos y ésteres fosfonatados (señalados en la tabla 4.8) son capaces de dispersar no sólo una de las formas del óxido de hierro, estos son efectivos controlando tanto al óxido de hierro seco, como al más difícil oxido hidratado, pudiendo así combatir esta limitación que afecta otros mecanismos de remoción y que es causa de preocupación al formarse estos depósitos. En relación a los inhibidores que son usados para combatir las incrustaciones de sílice, estos contienen composiciones exclusivas que estabilizan y mantienen niveles bajos de las aglomeraciones de los cristales que forman estos depósitos minerales, los cuales se presentan con menor frecuencia debido a que son generalmente incrustaciones raras.

Con la aplicación de los productos antes señalados lo que se busca es mejorar la inyectividad en los pozos de agua con la eliminación de materiales que causen taponamiento en los mismos, lo cual permitiría un desahogo al sistema de tratamiento y un mayor tiempo de residencia del agua de formación en el Tanque desnatador, lográndose una mayor separación entre el agua salada y las trazas de crudo. Evitando así las pérdidas de producción por reemplazos de tuberías, codos, válvulas, mantenimientos menores y mayores a los equipos rotodinámicos, entre otros. Lo que implicaría beneficios en cuanto a costos, tiempo y recursos en general.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Los análisis fisicoquímicos que se les realizan al agua permite conocer su calidad a través de la detección de las concentraciones de iones, cationes y la tendencia incrustante.

La determinación de los índices de saturación permite estimar la agresividad o incrustabilidad del agua

Los diferentes tipos de inhibidores generarán resultados positivos en la prevención y disminución de incrustaciones, al ser usados adecuadamente considerando sus características únicas y aplicaciones específicas

La diversidad en las bases activas de los inhibidores de incrustaciones amplían el rango de aplicación de estos productos, haciéndolos más prácticos y efectivos operacionalmente

5.2 RECOMENDACIONES

Utilizar de manera conjunta los metodos de clasificacción de las aguas para predecir con un menor margen de error dicha clasificación.

Realizar periódicas evaluaciones de los parámetros fisicoquimicos para asegurar la calidad del agua y asi mantener las tuberias de las plantas libres de incrustaciones

Conocer el rendimiento del inhibidor, para que al momento de su aplicación este sea de manera fácil,rápida y efectiva.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F.(2006).“**El Proyecto de Investigación**” (5ta ed.), Editorial Episteme, Caracas, Venezuela, pp. 15-99

ARPEL (2007),**Disposición y Tratamiento del Agua Producida**. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files / tratamiento_de_aguas_producidas.pdf](http://www.oilproduction.net/files/tratamiento_de_aguas_producidas.pdf).

BARRERO, N. (2009)“**Evaluación de los factores que afectan la precipitación de incrustaciones en los pozos productores con alto corte de agua de los campos zapatos - mata r, área mayor oficina. Estado Anzoátegui**”. Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias aplicadas, Núcleo de Anzoátegui. Trabajo Especial de Grado.

COLLINS, IR,**Scale Inhibition at High Reservoir Temperatures**. BP Exploration Operation Cornpany. Scotland, LJK. 1995.

COMPAÑÍAROHM&HAAS(2005),**Polímeros Dispersantes ACCUMER**. [Documento en línea] Disponible en:http://www.quinzanos.com/ifq/index.php?option=com_content&view=article&id=90%3Apolimeros-dispersantes&catid.

CONTRERAS, R. (2009)“**Evaluación de Inhibidores de Incrustación para el tratamiento de aguas industriales**”. Universidad Rafael Urdaneta, Escuela de Química. Trabajo Especial de Grado

CORPORACIÓNAMANOCO (2000),**Lucha Contra las Incrustaciones**. [Documento en línea] Disponible en: [http://www.sl.com/~media/vFiles/ resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf](http://www.sl.com/~media/vFiles/resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf).

- DOWOIL&COMPAÑÍA(2010),**Inhibidores de incrustación ACCENT**. [Documento en línea] Disponible en:http://www.quinzanos.com/ifq/index.php?option=com_content&view=article&id=90%3Apolimeros-dispersantes&catid
- GORDILLO, A.(1991)"**Manual de Normas y Procedimientos**". Laboratorio de Ingeniería de corrosión y materiales. Cabimas
- HERNÁNDEZ, H. (2009)"**Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del Campo Cantagallo**". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Escuela de Petróleo.Trabajo Especial de grado.
- ISI.SRL(2006),**Productos Químicos para Petróleo y Gas**. [Documento en línea] Disponible en: http://www.isisrl.com.ar/productos3_es.html
- MORALES, C. (2012)"**Caracterización de las aguas de formación de los Campos asignados al Distrito Morichal**". Universidad de Oriente, Escuela de Petróleo, Núcleo Monagas. Trabajo Especial de Grado.
- NEMERROW, N. (1996)"**Aguas residuales industriales. Teorías, aplicaciones y tratamientos**". Los Teques.
- NEWBURYS.A(2011),**Newphosfosfonatos especiales**. [Documento en línea] Disponible en: [www,Newbury.com.ai/fosfonatos.html](http://www.Newbury.com.ai/fosfonatos.html).
- PATTON, CH. (1986). **APPLIED WATER TECHNOLOGY,CAMBELPETROLEUM SERIES, OKLAHOMA, PP. 120-175.**

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”**. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Petróleo. Trabajo Especial de grado

TOVAR, L. (2012) **“Evaluación de la zábila (aloe vera) como inhibidor para el control de incrustaciones de sales en los pozos productores ful-68 y ful-51 del campo el furrial”**. Universidad de Oriente, Escuela de Petróleo, Núcleo Monagas. Trabajo Especial de Grado.





APÉNDICES



APÉNDICE A

Determinación de la constante “K” de la ecuación de Stiff-Davis

Con el valor de esfuerzo iónico, se va al GráficoA.1, y para una temperatura dada se determina el valor de “K”. El gráfico correlaciona el esfuerzo iónico y la temperatura del agua

Cálculo de Fuerza Iónica

El procedimiento aplicable para muestras de agua hasta una concentración total de sólidos de 4000ppm., es el siguiente:

Fuerza iónica =ppm -ión x Factor ó meq-ión x Factor

Tabla A.1 Factores de conversión para el cálculo de fuerza iónica

IÓN	FACTORES DE CONVERSIÓN	
	ppm	meq/L
Na⁺	2,2 x10⁻⁵	5x10⁻⁴
Ca⁺⁺	5.0 x 10⁻⁵	1x10⁻³
Mg⁺⁺	8,2 x10⁻⁵	1x10⁻³
Cl⁻	1,4 x10⁻⁵	5x10⁻⁴
HCO₃⁻	0,8 x10⁻⁵	5x10⁻⁴
CO₃⁼	3,3 x10⁻⁵	
SO₄⁼	2,1 x10⁻⁵	1x10⁻³

Para muestras con mayor concentración de sales (ppm >4000), se dispone del siguiente método empírico:

Fuerza Iónica

$$\mu = \frac{1}{2}(C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + C_3Z_3^2 + \dots + C_nZ_n^2)$$

Donde:

$$C = \frac{\text{meq/L}}{V(1000\gamma - \text{STD}1000)}$$

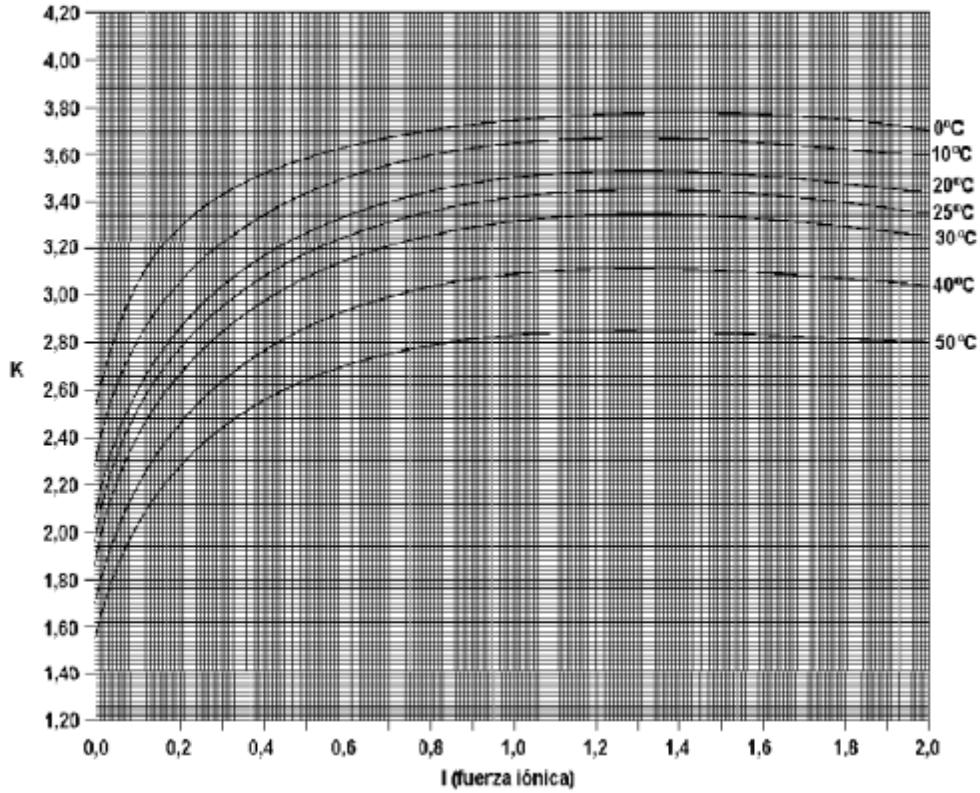
C: concentración de cada ion, expresada en moles/1000grs. de agua

V: valencia de cada ion

γ : Gravedad específica de la salmuera

STD: sólidos totales disueltos

Gráfico A.1. Influencia de la fuerza iónica en el valor de la constante 'K en la ecuación de Stiff-Davis.



HOJAS METADATOS

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

Título	USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Rojas Miranda Zulima José	CVLAC	C.I.19.909.487
	e-mail	Zuly226@hotmail.com
	C VLAC	
	e-mail	

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, depósitos, índice , agua de formación

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 y 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):

Esta investigación se orientó a estudiar el uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de aguas de formación; para tal efecto se definieron las principales técnicas que determinan la naturaleza química de las aguas de formación, donde se identificaron los parámetros fundamentales que son requeridos para caracterizarla y conocer la tendencia incrustante de la misma, y debido a que los inhibidores de incrustación son los productos más utilizados para el tratamiento de estas aguas, se analizaron los tipos de inhibidores más comerciales a nivel de superficie; a base de fosfonatos y polímeros orgánicos, lo que permitió inferir que no existe el inhibidor ideal de incrustaciones ya que cada formulación es adecuada en condiciones específicas. Así mismo, partiendo sobre la base de lo antes expuesto, se elaboró una tabla comparativa del efecto inhibitor de estos productos frente a las incrustaciones más comunes, permitiendo así estudiar de manera técnico operacional el uso de dichos tratamientos.

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	
	e-mail	
MSC. Fabiolla Mottola	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I.8.290.936
	e-mail	
	e-mail	
Ing. Tomás Marín	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	
	e-mail	

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 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. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	10	31

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
Zulima.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 en 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 y 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

CU N° 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"**.

Letido 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.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR *[Firma]*
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

Cordialmente,
[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNELA
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 Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/manuja

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 sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."

Zulima Rojas

Zulima José Rojas Miranda

C.I.: 19.909.487

Autor



MSc. Luis Castillo

C.I. 13.773.520

Asesor