



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

USO DEL TUBO DE DIALISIS EN EL DISEÑO DE TRATAMIENTO
ANTI-ESCALA EN EL POZO SA 110 DEL CAMPO SACHA EN DISTRITO
AMAZONICO ECUATORIANO

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

José Luis Jines Muñoz

GUAYAQUIL-ECUADOR

AÑO

2010

AGRADECIMIENTO

- A Dios Todopoderoso, por su infinita gracia en los momentos más difíciles, en su poder sanador y en la misericordia de su perdón.
- A quienes desde el inicio de mi vida me llevaron por un buen camino, y aunque es una forma mínima de agradecer por todo su esfuerzo y dedicación, solo quiero que sepan que todos mis logros son y serán sus logros.
- A mis padres Ángel Polibio y Carmencita, a mis queridas hermanas Ángela, Cristina, Carla y Rosa Elvira, por el apoyo que me brindaron durante todos mis años de estudio y aún en los momentos difíciles ellos supieron motivarme para seguir adelante.
- A todos quienes me apoyaron y siempre confiaron en mí para lograr este objetivo, uno especial para mis queridos y recordados abuelitos que ya no están conmigo: Víctor Manuel (+), Carmelina (+), Luz María (+), Luis Alfredo (+).
- A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y en especial a la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, por la oportunidad de estudiar la Mejor Carrera del Mundo, Ingeniería en Petróleo.

- A todos y cada uno de los maestros que impartieron su cátedra, en gran parte es por ellos que adquirí los conocimientos sobre esta hermosa carrera la de Ingeniero en Petróleo.
- A mi director de Tesis, el Ingeniero Daniel Tapia, quien mostró mucho interés, con su tiempo y dedicación en la asesoría del presente trabajo y en especial a sus acertados consejos.
- A Halliburton Team y al PSL Cementing and Enhancement Production en las personas de los Ingenieros Ricardo Jorquera, Carlos Núñez, Hernán Llerena y Joffre Segura, por todas las facilidades brindadas para la realización de este proyecto, por su acertada colaboración y consejos.
- A Petroproducción y al Departamento de Corrosión en la persona de Ingeniero Boris Massi, por la apertura y gran colaboración para la ejecución de este trabajo investigativo.
- A los ingenieros que tomaron parte del Tribunal de Graduación, por su tiempo en la revisión de este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios por su infinita Gracia y Misericordia

A mis padres Ángel Polibio y Carmencita

A mis queridas hermanas Ángela, Cristina y Carla

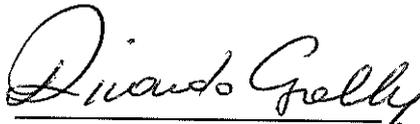
A mis recordados abuelitos Víctor Manuel (+), Carmelina

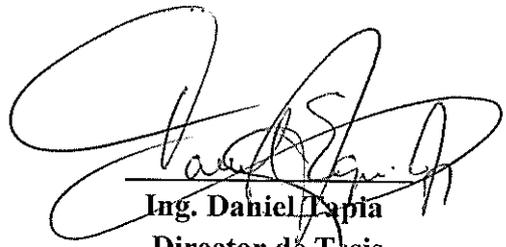
(+), Luz María (+) y Luis Alfredo (+)

A mis tíos, tías y primos, en especial a mis tíos Juano (+),

Laura (+), María Isidora, Rosa, Tito y Emma

TRIBUNAL DE GRADUACION


Ing. Ricardo Gallegos Orta
Decano de la FICT


Ing. Daniel Tapia
Director de Tesis

Ing. Ricardo Jorquera
Miembro Tribunal


Ing. Heinz Terán
Miembro Tribunal

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la **ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

A handwritten signature in blue ink is written over a horizontal line. The signature is stylized and appears to be 'J. L. J. Muñoz'.

José Luis Jines Muñoz

RESUMEN

El presente trabajo trata de la verificación en la eficiencia de un químico inhibidor de escala de base Acrilato y de la técnica de análisis usando el Tubo de Diálisis y Titulaciones para identificación de las concentraciones del químico en los fluidos de retorno para el control de incrustaciones calcáreas en un pozo del Campo Sacha en el Distrito Amazónico ecuatoriano.

Para tal efecto se escogió al Pozo Sacha 110 (SA-110) para aplicar tratamiento inhibidor de escala y verificar la validez del químico, comprobando el incremento de ser así; en la producción, con historiales previos y posteriores a la aplicación del producto. El procedimiento se realiza en dos zonas de pago en las arenas U y T en tres diferentes intervalos, además se describe la tendencia incrustante del agua de formación en el pozo tratado.

El estudio incluye luego el historial de reacondicionamientos y completaciones efectuados en este pozo y cuáles fueron sus resultados, también la estadística de producción señalada durante un año previo a la aplicación del tratamiento. Así también

de un recordatorio en la geología del pozo y sus características petrofísicas.

Luego verificamos una reseña completa de la teoría de las titulaciones, cuáles son sus mecanismos para identificación de iones y qué tipo de las mismas se aplican en el presente proyecto, con la delineación del trabajo de la Unidad Coiled Tubing como: equipo utilizado en la aplicación del tratamiento, dosis de los químicos tratantes, volúmenes inyectados, presiones de trabajo y consideraciones generales en las labores de campo.

Consecutivamente en forma completa describimos la técnica de filtración desarrollada, utilizando el Tubo de Diálisis en las muestras de agua de producción para este pozo posterior al tratamiento y así mediante titulaciones sucesivas verificar la eficacia del químico inhibidor comparando sus valores con curvas de calibración desarrolladas con anterioridad, explicando los fenómenos de Adsorción, Desorción, Diálisis y de esta última la analogía con la Osmosis. Asimismo se detallan las herramientas y equipos extras que se utilizan en este microanálisis químico.

En la última parte se particularizan los resultados obtenidos, comprobando mediante gráficas si el tratamiento alcanzó con el tiempo la vigencia esperada, con la posibilidad de planificar y

ejecutar el proceso en otros pozos, a más del rendimiento económico y del alcance que posee en la recuperación del capital invertido desarrollando para tal efecto el análisis de costos correspondiente.

INDICE GENERAL

	Pág. No.
AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iv
TRIBUNAL DE GRADUACION	v
DECLARACION EXPRESA	vi
 RESUMEN	
INTRODUCCION.....	1
 CAPÍTULO I	
MARCO TEORICO	
1.1 Definiciones.....	5
1.1.1 Diseño.....	5
1.1.2 Escala.....	7
1.1.3 Salmueras Formacionales.....	19
1.1.4 Tratamiento Inhibidor.....	24
1.1.5 Tubo o Membrana de Diálisis.....	37
1.2 Campo de Acción.....	51
1.3 Problema a resolver.....	51
1.4 Objetivos.....	52
1.5 Revisión Literaria.....	53
 CAPÍTULO II	
DESCRIPCION DEL SITIO DE TRABAJO	
2.1 Ubicación de Pozo Sacha.....	57

2.1.1 Ubicación Geográfica.....	57
2.2 Características Particulares de Pozo Sacha 110.....	57
2.2.1 Tipo de Completaciones en Pozo Sacha 110.....	57
2.2.2 Historial de Reacondicionamiento Pozo Sacha 110.....	58
2.3 Propiedades de los fluidos en Pozo Sacha 110.....	61
2.3.1 Petróleo.....	61
2.3.2 Salmueras.....	61
2.4 Características Geológicas en Pozo Sacha 110.....	67

CAPÍTULO III MUESTREO Y PREPARACION DE SALMUERAS DE PRODUCCIÓN PARA IDENTIFICAR QUIMICO INHIBIDOR EN POZO SACHA 110

3.1 Trabajos de Reacondicionamiento (WO #07) en Pozo Sacha 110.....	71
3.2 Trabajos de Unidad de Coiled Tubing (CTU) en Pozo Sacha 110.....	74
3.2.1 Dosis Aplicadas.....	82
3.3 Muestreo en Campo.....	94
3.4 Análisis de Laboratorio.....	96
3.4.1 Teoría de las Titulaciones.....	96
3.4.1.1 Preparación de una muestra para titulación.....	97
3.4.1.2 Procedimiento para titulación de una muestra.....	99
3.4.1.3 Tipos de titulaciones.....	101
3.4.2 Curvas de Calibración.....	103
3.4.2.1 Equipos y Reactivos.....	104
3.4.2.2 Preparación de curva de calibración para titulación por precipitación.....	106
3.4.2.3 Preparación de curva de calibración para titulación ácido débil (Scalecheck) base fuerte (Soda Caústica).....	107

3.4.3 Preparación de muestras tomadas de Cabezal Pozo Sacha 110.....	109
3.4.4 Procedimiento de titulación de las muestras de agua filtradas.....	116
3.5 Tiempo requerido entre los tratamientos con inhibidor de escala.....	122

CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 En Campo.....	124
4.2 En Laboratorio.....	134
4.3 Análisis de Costos.....	158
CONCLUSIONES.....	170
RECOMENDACIONES.....	171
BIBLIOGRAFIA.....	175

INTRODUCCION

Antes de que un pozo sea perforado y completado para producirlo, los fluidos en la formación están en equilibrio con los alrededores y este balance una vez alterado, los sólidos (sedimentos minerales) comienzan a depositarse.

La escala o comúnmente llamadas incrustaciones, pueden depositarse a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos.

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

La escala puede desarrollarse en los poros de la formación cercanas al pozo, con lo cual la porosidad y permeabilidad se

ven reducidas, obstruyendo los perforados o formando una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción. Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de completación, como las válvulas de seguridad.

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

Por tanto, los costos por la formación de escala son muy significativos, así la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de mantenimiento y pérdidas de producción cuando se deja de extraer crudo.

Cuando se forma escala se debe utilizar una técnica de inhibición rápida y efectiva, así como sistemas de remoción, cuya elección dependen de la ubicación de los sedimentos y de las propiedades fisicoquímicas del fluido en la formación.

Por tal motivo los tratamientos de control y prevención de escala deben ser de fácil aplicación y monitoreo, efectivos al momento

de inhibir las incrustaciones y económicos en la solución del problema.

CAPITULO I

1. MARCO TEORICO

1.1. Definiciones

Se da a conocer los conceptos más importantes, haciendo hincapié en los Requerimientos de Diseño, Tipos de Escala, Conceptos de Salmuera de Formación, Tratamiento Inhibidor, además del sitio y forma de aplicación del tratamiento y cuáles serían los potenciales pozos aspirantes para estos trabajos, se describen los Objetivos y el Campo de Acción de este Sistema Inhibidor, con una breve Revisión Bibliográfica de proyectos previos con las mismas técnicas de análisis en diferentes partes del mundo.

1.1.1. Diseño

El buen diseño de un tratamiento para prevenir formación de escala consta de: pruebas para determinar el tipo de inhibidor más apropiado para anticipar la formación de los depósitos minerales, se analizan los fluidos de formación (crudo y salmuera), la cantidad necesaria de inhibidor que se utiliza para el trabajo y la mejor técnica de aplicación del inhibidor como la inyección por forzamiento a presión por medio de tubería flexible (Coiled Tubing).

Se debe conocer que el primer paso para desarrollar un tratamiento por forzamiento es calcular la cantidad requerida de

químico antiescala. Para esto es preciso conocer algunos parámetros, como:

- Producción de agua (BAPD)
- Producción de petróleo (BPPD)
- Temperatura de fondo de pozo (°F)
- Presión de fondo de pozo (psi)
- Tipo de formación
- Profundidad del pozo (pies)
- Tamaño del tubing (pulgadas)
- Tamaño del casing (pulgadas)
- Porosidad de la formación Φ (fracción)
- Permeabilidad de la formación (md)
- Tipo de escala, sea esta severa, moderada o leve.

A continuación se resume el esquema de diseño más común para tratamientos antiescala:

- Se efectúa una descripción y selección de fluidos en el que consta "pickling" de la tubería para limpiar perforados.
- Tratamiento orgánico de ser necesario, con el fin de eliminar incrustaciones orgánicas como asfaltenos o

parafinas, se realiza una recuperación del tratamiento orgánico por los retornos del pozo.

- Se prosigue con un tratamiento ácido para disolver las escalas de carbonato de calcio preferentemente en los perforados, recuperando el tratamiento ácido.

- Luego prosigue la inhibición inorgánica (Scalecheck o LP-55) para prevenir escalas, la inhibición de escala se diseña según la cantidad de agua promedio que se piensa va a producir el pozo durante un año.

- Se continúa con el monitoreo de los residuales del inhibidor, calculando su concentración en la producción de fluidos posterior al tratamiento, para conocer la capacidad de adsorción y desorción de la formación al químico.

1.1.2. Escala

Regularmente la escala (incrustaciones inorgánicas) es un término usado para expresar los depósitos originados por la precipitación de sales inorgánicas insolubles en agua y que forman una capa densa y fuertemente compacta.

Frecuentemente la formación de escalas provoca restricciones serias al flujo de fluidos por la depositación de estas en punzados y tubing de producción, obstruyen las válvulas. En algunos pozos productores de petróleo el problema de escala es tan grande, que pueden bloquear total o parcialmente la matriz de la formación, los disparos o el equipo de producción del pozo; una prevención efectiva de esta, permite reducir los costos de mantenimiento. La fig. I.1 muestra el taponamiento típico de una tubería por escala de carbonato de calcio.



Fig. I.1 Escala de carbonato de calcio o calcita en las tuberías de producción. (Crabtree et al. 1999). Cortesía de Halliburton.

En el ámbito de la producción de pozos petrolíferos se reconoce desde hace tiempo a los Carbonatos y los Sulfatos como los principales tipos de escala a inhibir. A continuación en la tabla I.1 se muestra un resumen de las escalas más comunes en pozos del Oriente Ecuatoriano.

Tabla I-1 Resumen de escalas más comunes. Por José Jines Muñoz

NOMBRE	FORMULA QUIMICA	VARIABLES PRIMARIAS
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Efecto de la presión parcial de CO ₂ : $\text{Presión Parcial de CO}_2 = \text{Fracción molar de CO}_2 \text{ en gas} \times \text{Presión Total}$ $\text{Fracción molar de CO}_2 = \frac{\% \text{CO}_2 \text{ en gas}}{100}$ pH, Temperatura, Presión Total, Sólidos disueltos totales
Sulfato de Calcio – Yeso (el más común) – Hemi-Hidrato – Anhidrita	CaSO ₄ * 2H ₂ O CaSO ₄ * ½ H ₂ O CaSO ₄	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Compuestos de hierro – Carbonato ferroso – Sulfuro ferroso – Hidróxido ferroso – Hidróxido Férrico – Oxido Férrico	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃ Fe ₂ O ₃	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión, pH

a. Tipos de escalas

a.1. Carbonato de calcio (CaCO_3)

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

a.2. Sulfato de Calcio (CaSO_4)

- La precipitación puede incrementar con: el incremento de la temperatura, la disminución de sales disueltas, la disminución de la presión total y el aumento de pH.

a.3. Sulfato de Bario (BaSO_4)

- Es el menos soluble de las escalas.
- La precipitación se puede incrementar con: la disminución de la temperatura, la disminución de sales disueltas, la disminución de presión total, aumento de pH.

a.4. Compuestos de hierro

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

b. Origen de las Escalas

La formación de las escalas comienza cuando se perturba el estado de equilibrio de cualquier fluido natural de forma tal, que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes.

Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. La figura 1.2 muestra este efecto en algunos minerales en su solubilidad cuando aumenta la temperatura.

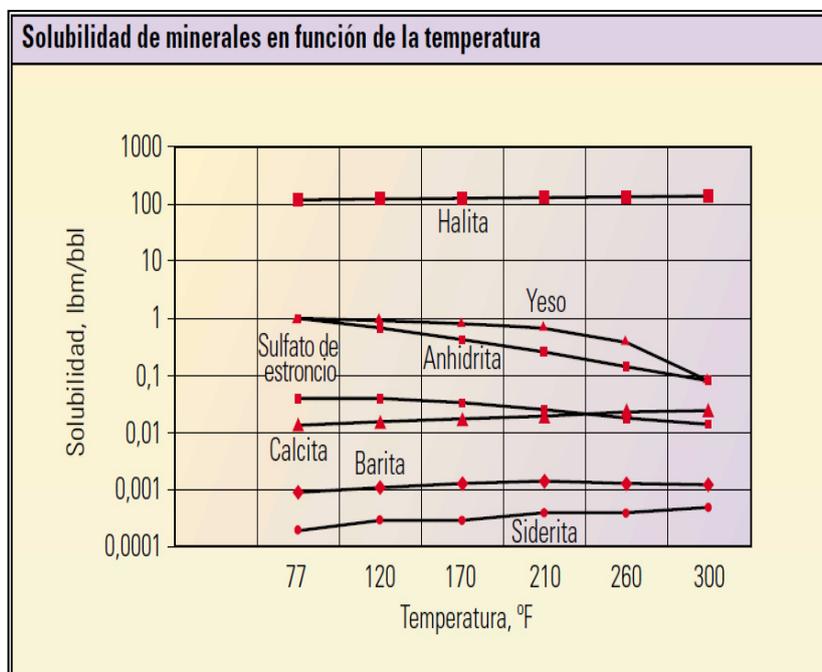


Fig.I.2. Efecto de la temperatura en la solubilidad de minerales que forman escalas. Cortesía Halliburton

En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y como regla general, la disolución de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 psi de disminución de presión. La figura I.3 representa el efecto que tiene la presión en la solubilidad del sulfato de bario a diferentes temperaturas.

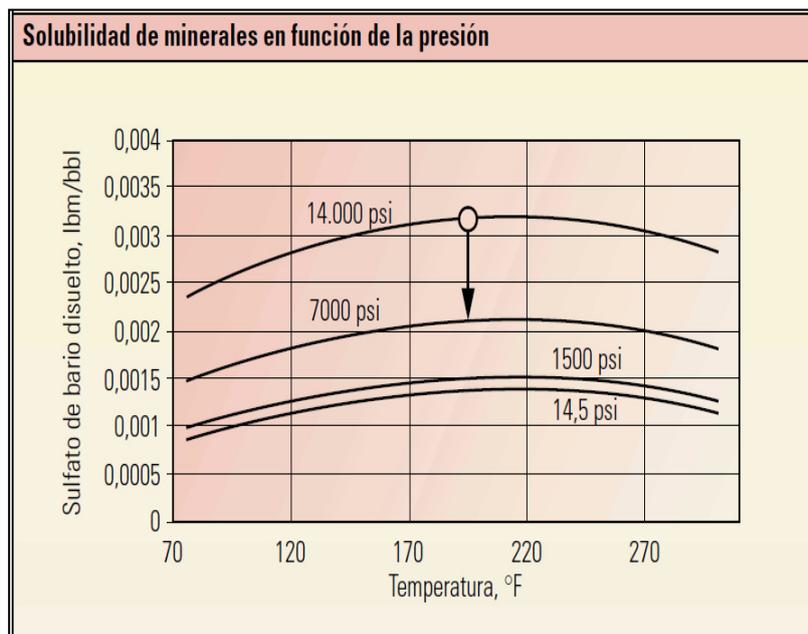


Fig.I.3. Efecto de la presión en la solubilidad del sulfato de bario a diferentes rangos de temperatura. Cortesía Halliburton

No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La figura I.4 muestra el efecto de la temperatura en la solubilidad de carbonato de calcio.

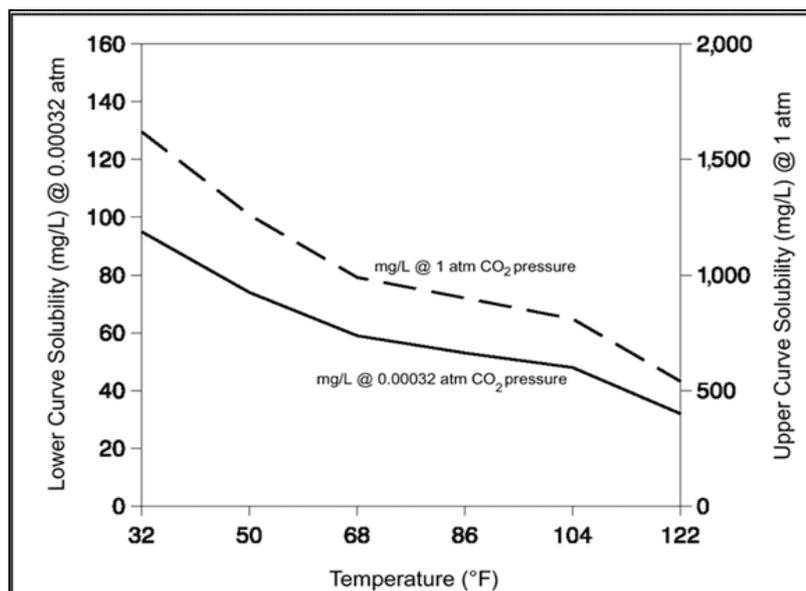


Fig. 1.4. Efecto de la temperatura sobre la formación de carbonato de calcio. Cortesía Halliburton

La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25° y 100°C, pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

Una complejidad adicional es la solubilidad de minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S). La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido. Por tanto, el agua de

formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos y a medida que se produce petróleo disminuye la presión, por tanto el CO_2 deja la fase acuosa provocando la disminución de pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas. La figura 1.5 muestra la consecuencia de la salinidad en la solubilidad de sulfato de estroncio, se pone a consideración salmuera común y agua de mar para diferenciar los efectos.

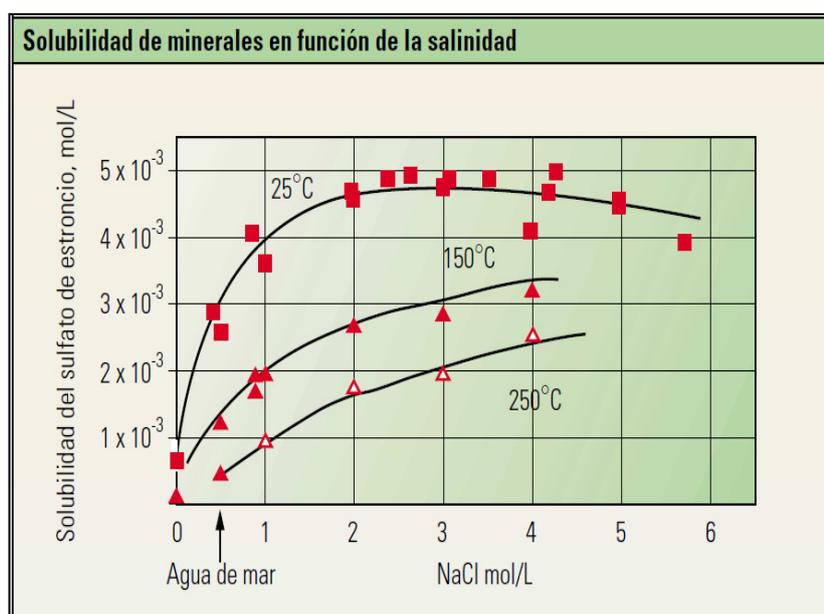


Fig. 1.5. Efecto en la solubilidad de sulfato de estroncio en dos muestras de agua salobre a diferentes temperaturas.

Cortesía Halliburton

c. Formación de Escalas

Se da por diferentes mecanismos:

c.1. Nucleación

El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. La figura 1.6 muestra los pasos de la nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeñas acumulaciones (semilleros de cristales) provocadas por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas.

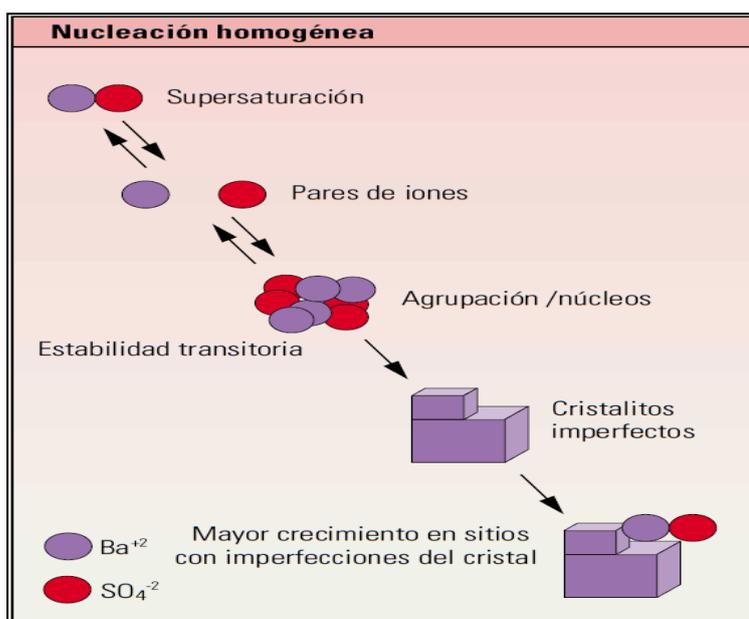


Fig. I.6. Pasos de la nucleación homogénea.

Cortesía Halliburton

Los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento, además los cristales pequeños se pueden redissolver¹.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea, la figura I.7 muestra la nucleación sobre las imperfecciones de las superficies que transita, incluyen los defectos, como las asperezas en la extensión de los tubos o cañoneos y en las tuberías cortas de producción, incluso en las juntas y costuras de los tubos.

Superficies lisas tienden a formar escala en menor proporción que en superficies rugosas. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las

¹ Richardson SM y McSwean HY: Geochemistry Pathways and Processes Englewood Cliffs, Nueva Jersey, EE.UU.:Prentice-Hall, Inc, 1989

veces de un catalizador para el depósito de sedimentos calcáreos.

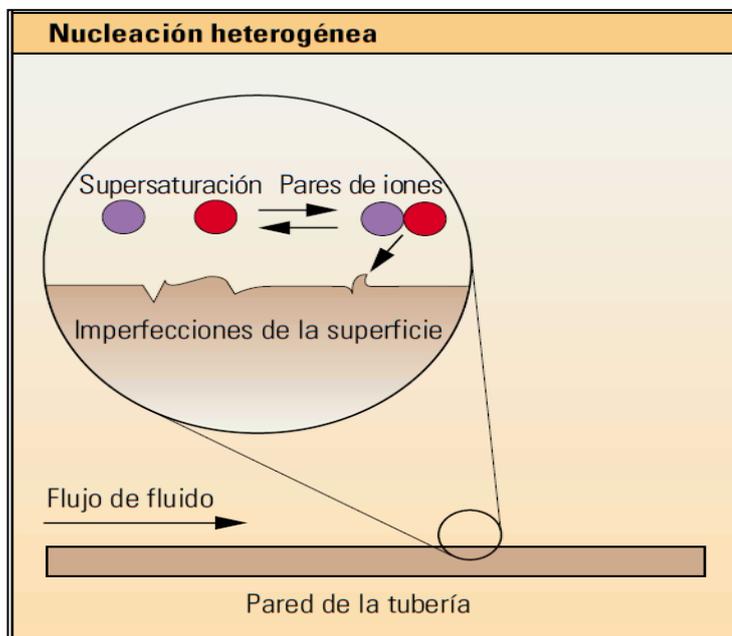


Fig. 1.7. Nucleación heterogénea. Cortesía Halliburton

c.2. Sobresaturación

Este fenómeno hace referencia a la concentración de especies químicas involucradas en una reacción, en este caso de solución, se produce al incrementar las concentraciones de las especies por efecto de los choques intermoleculares entre iones, incremento de temperatura y de presión. La sobresaturación es la principal fuerza de empuje crecimiento cristalino y nucleación.

Ordenes de sobresaturación bajos, significan bajas velocidades de precipitación (largos tiempos para llegar al equilibrio).

Se de tener en cuenta que cualquier cambio brusco local de presión y/o temperatura puede llevar a niveles de sobresaturación altos (riesgo de precipitación espontánea).

Las reacciones de cristalización tales como la precipitación del CaCO_3 para formar la escala incluyen tres etapas:

- i. Formación inicial del cristal (o clustering).
- ii. Nucleación (asociación entre cristales), descrita anteriormente
- iii. Crecimiento del cristal usualmente sobre una superficie sólida con fenómenos de adherencia involucradas.

En una solución pura de carbonatos (CO_3^{-2}) y Calcio (Ca^{+2}) las reacciones que pueden proceder son:

- Colisiones entre iones en solución, algunas resultan en racimos (clústeres) de iones cuya frecuencia es función directa de la temperatura y la concentración de especies.
- La fase sólida (clústeres de CaCO_3) continua colisionando con las moléculas disueltas, algunos pueden disolverse y otros crecer a expensas de los iones en solución.
- Los clústeres alcanzan un tamaño crítico y se forma un núcleo estable, se ha superado la barrera de energía y comienza el crecimiento espontáneo porque el núcleo provee un sustrato para sucesivos crecimientos.
- El cristal crece y se forma el precipitado. Obsérvese que estas son etapas cinéticas que deben superarse lo cual no implica que se forme la escala, la cual se logra únicamente

si se produce adherencia y condiciones fluidodinámicas favorables.

Esta serie de etapas comprende una alta barrera de energía la cual debe ser superada por la fuerza de empuje de la sobresaturación y el efecto de la temperatura que incrementa las colisiones.

c.3. Tiempo de Contacto

El tiempo de contacto de los racimos o clústeres puede variar de segundos a varios años dependiendo del grado de sobresaturación, del tipo y número de sitios de nucleación, temperatura y pH.

d. Ubicación de las incrustaciones

El primer paso para el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos minerales y la composición de los mismos.

d.1. En la tubería de producción y equipos de superficie

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de escala en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad en la superficie del tubo y reducir el área de fluencia.

Esto origina un aumento de la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye, finalmente la escala termina por bloquear al flujo de producción. La composición química de las escalas en las tuberías puede variar, por lo general las incrustaciones de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos. La figura 1.8 muestra la ubicación de los depósitos minerales en una tubería, ocasionando restricciones al flujo.

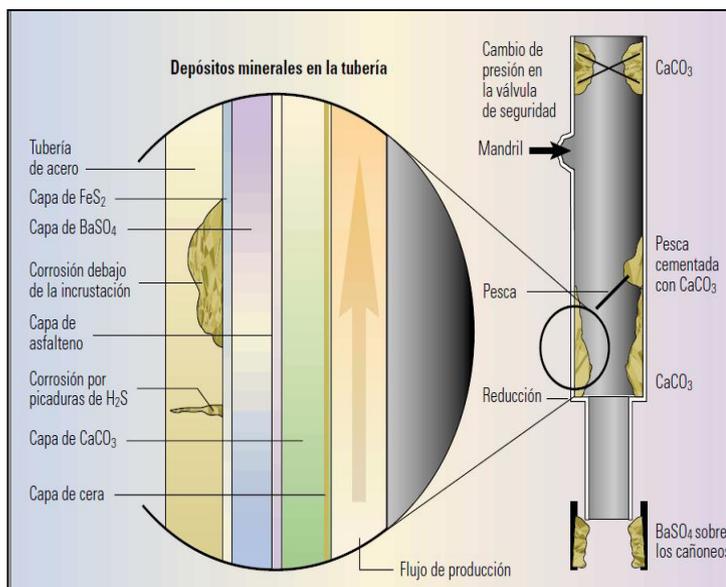


Fig. 1.8. Ubicación de escala inorgánica en una tubería de producción. Cortesía Halliburton

d.2. En la matriz cercana al pozo

Las escalas de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo, presentan partículas de menor tamaño respecto de las escalas que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en lugar de centímetros. Bloquean los empaques retenedores de grava y las mallas, además de los poros de la matriz, se forman después de largos períodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de escala se puede definir como daño. La

figura I.9 detalla la localización de escala en la matriz de roca.

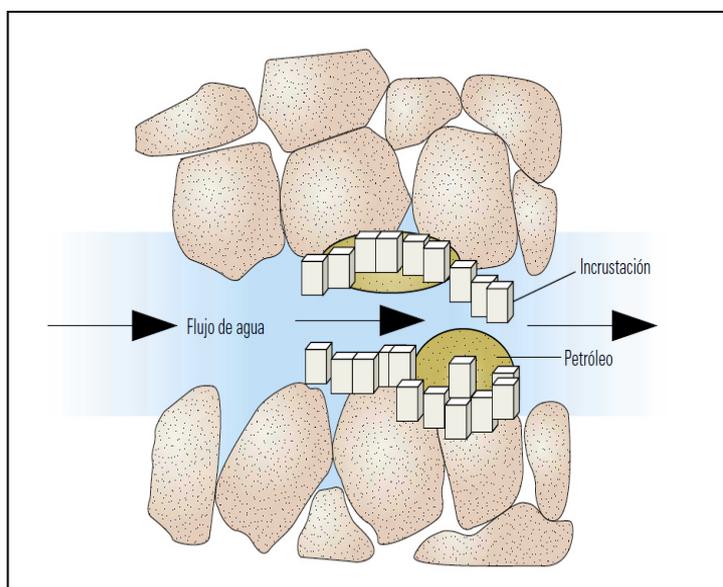


Fig. I.9. Localización de depósitos en la matriz, causan alteración en la permeabilidad. Cortesía Halliburton

e. Identificación de las incrustaciones

Normalmente, cuando se analiza la composición química del agua y en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida², observamos un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ca^{+2} o sulfato (SO_4^{-2}), que coincide con una disminución de la producción del petróleo y un aumento en el corte de agua,

² Los análisis fisicoquímicos son el primer paso para identificar estos iones formadores de escala

esto puede ser un indicio del comienzo de formación de escala.

Existen dos métodos para identificar escala en laboratorio, uno es instrumental y otro químico. El instrumental consiste en la difracción de rayos-X, es muy usado y requiere poca cantidad de muestras.

El método químico, que es donde centramos nuestra atención, indica que la muestra de escala es disuelta y descompuesta en soluciones químicas preparadas. Los componentes contenidos en la muestra de escala son analizados por técnicas de filtración o precipitación estándar. En la figura 1.10 se establece mediante un diagrama de flujo, un diagnóstico rápido para detectar iones formadores de escala.

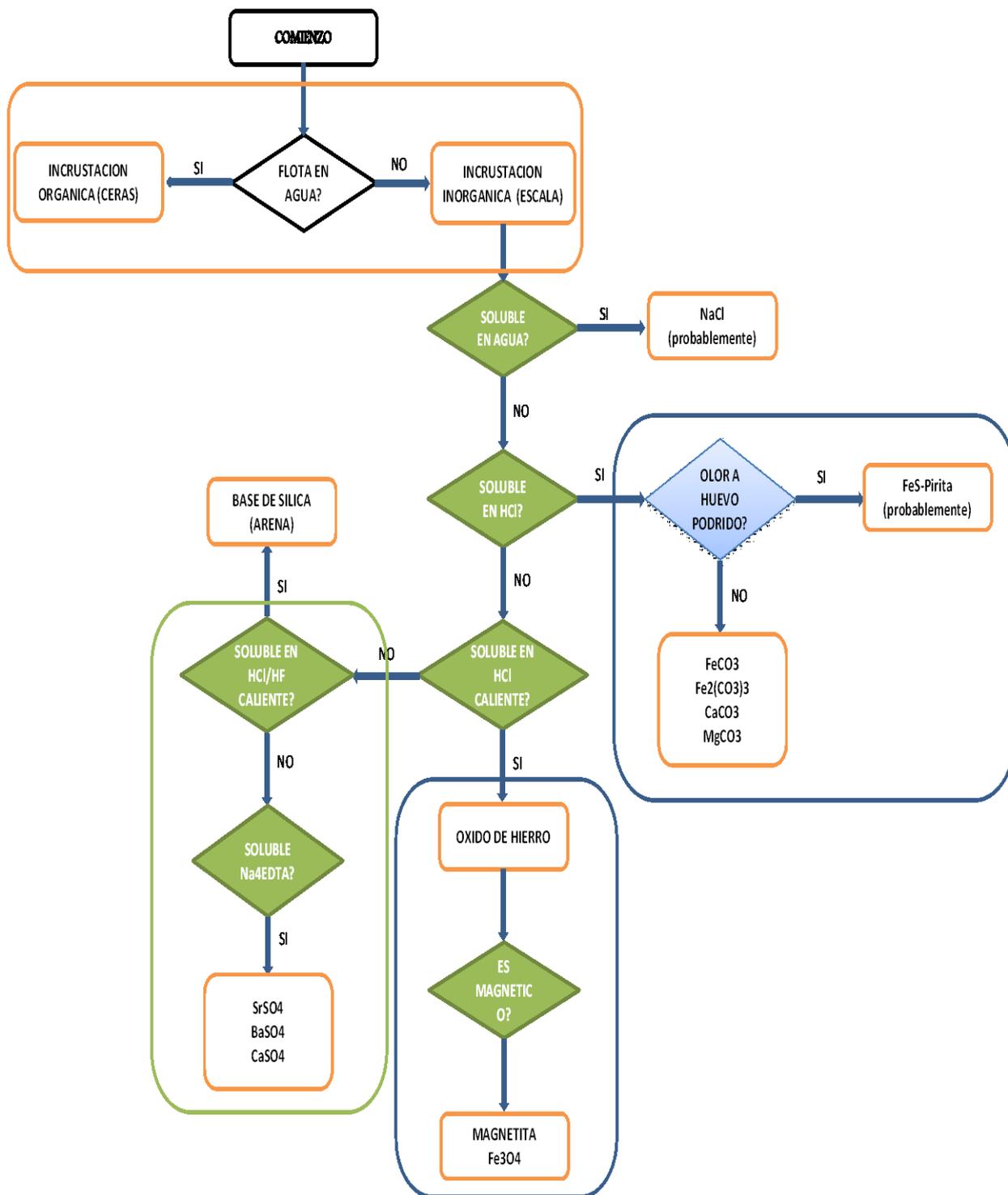


Fig. I.10. Diagrama de flujo a seguir en la identificación de iones formadores de escala, procedimiento que se usa muy a menudo en campo. Por José Jines Muñoz

1.1.3. Salmueras Formacionales

La denominación de salmueras, saladas o salinas para las aguas formacionales se debe a la predominancia de sal en su composición. El agua de mar, que se la supone originaria de las aguas formacionales, contiene las siguientes sales y proporciones de las mismas:

Tabla I-2. Composición de las aguas marinas. Por José Jines Muñoz

Sal	Porcentaje
Cloruro de sodio	77.76
Cloruro de magnesio	10.88
Sulfato de magnesio	4.47
Sulfato de calcio	3.6
Sulfato de potasio	3.46
Carbonato de calcio	0.35
Bromuro de magnesio	0.22

Todas las aguas subterráneas disuelven distintos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales.

Las salmueras de formación pueden ser: aguas que quedaron atrapadas durante la sedimentación, aguas meteóricas³ infiltradas o una combinación de ambas. Dicho de otro forma, un

³ Aguas que han estado recientemente involucradas en la circulación atmosférica

agua singenética⁴ puede ser expulsada durante la compactación de los sedimentos y luego mezclarse con aguas meteóricas.

Las tres funciones más importantes del agua en la diagénesis son:

- Disolvente
- Transportador
- Catalizador

A continuación se establecen algunas propiedades de salmueras de producción.

a. Potencial Iónico

Es el grado de hidratación de los iones y es igual a Z/R donde Z es la carga eléctrica y R el radio iónico.

Cuando el potencial iónico se encuentra entre 3 y 12, los iones disueltos son inestables y precipitan quedando inmovilizados.

b. Intercambio Iónico

Una propiedad característica de los minerales arcillosos es su capacidad de intercambio iónico, en particular catiónico. El proceso de intercambio es un modificador

⁴ Agua formada simultáneamente a la sedimentación

muy importante de la composición iónica de las salmueras de formación.

Las arcillas fijan cationes di y trivalentes liberando aniones mono y divalentes al agua. Aunque es predominante en arcillas la mayoría de los minerales de tamaño coloidal (menor a dos micrones) tienen cierta capacidad de intercambio iónico como resultado de uniones rotas alrededor de sus estructuras (desbalance de cargas).

c. Relación entre ambientes de depositación con las salmueras de formación

Si no existiese la posibilidad de alteraciones en el transcurso del tiempo y por el ingreso de aguas meteóricas en el proceso de sedimentación, no podría establecerse una correspondencia entre las salmueras de formación y los ambientes de depositación.

La tabla I-3 muestra esta relación de las aguas formacionales con los ambientes de depositación y la concentración salina de cada uno.

Tabla I-3 Concentración de salinidad en diferentes ambientes deposicionales de aguas connatas⁵ de formación. Por José Jines Muñoz

Ambientes deposicionales de las rocas clásticas	Concentración salina en mg/L
Eólicos y fluviales	10000
Marinos regresivos	35000
Batiales-Abisales	35000
Ambientes deposicionales de las rocas carbonáticas	Concentración salina en mg/L
De Salmuera	36000
Ambientes deposicionales de rocas de evaporación	Concentración salina en mg/L
Marino normal	35000
Súper salino	500000

d. pH y Eh

Existen dos propiedades importantes de las salmueras de formación: pH y Eh. El pH es un factor importante para determinar si ciertos minerales precipitan. El carbonato de calcio por ejemplo precipita con un pH aproximado a 8.

⁵ Las aguas connatas (nacidas con) o fósiles han sido alteradas en su composición y que realmente representan al agua que estaba presente cuando se formó el ambiente.

El segundo es el potencial de oxidorreducción (Eh), que es una medida de la intensidad relativa de las condiciones oxidantes o reductoras de un sistema acuoso. De manera general los sedimentos se depositan en condiciones oxidantes (aerobios) o reductoras (anaerobios), es decir Eh positivo o negativo respectivamente.

Así, la deposición de Hematita (Fe_2O_3) indica un ambiente muy oxidante, la de Pirita (FeS_2) muy reductor. La presencia de Siderita (FeCO_3) indica un ambiente intermedio.

e. Dilución de salmueras formacionales con aguas de reacción

El agua liberada de transiciones minerales puede diluir las salmueras formacionales. Por ejemplo puede liberarse agua en la transformación de Yeso a Anhidrita o de Smectita a Illita.

f. Ingreso de Aguas Meteóricas

Las aguas meteóricas pueden infiltrarse en la formación en cualquier momento en la transformación de las salmueras formacionales.

En circunstancias particulares, el agua original depositada durante la formación del ambiente, puede cambiar su composición o desaparecer y ser, por ejemplo, reemplazada por agua de origen meteórico.

El proceso modificador de la química del agua singenética puede ser de dos tipos: mezclado o reemplazo con aguas meteóricas y reaccionar con minerales y/o materia orgánica.

1.1.4. Tratamiento Inhibidor

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

Los inhibidores de escala se diseñan para cumplir tres funciones:

- Retardar o bloquear el proceso de precipitación.
- Modificar la forma y propiedades de los cristales.

- Prevenir la adherencia de los sólidos a las paredes y no permitir que “viajen” en el flujo hasta su disposición final.

La figura I.11 muestra como un inhibidor actúa sobre cristales que forman las escalas modificando su estructura, se identifica la inhibición primaria y secundaria.

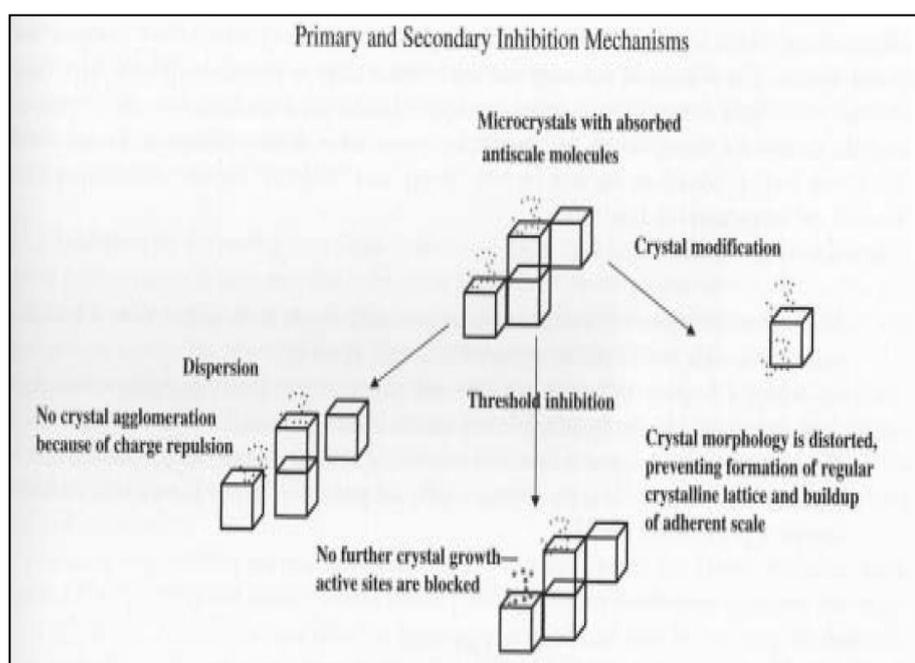


Fig.I.11 Mecanismos primario y secundario de inhibición.
Cortesía Halliburton

Una vez que se nuclea⁶ un cristal de escala, los iones incrustantes presentes en la solución se incorporan al cristal en los sitios denominados de crecimiento activos, el cristal sigue

⁶ Agrupación de iones

creciendo y se generan nuevos sitios activos. El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas de inhibidor en estos lugares de crecimiento. En consecuencia, el cristal dejará de desarrollarse cuando las moléculas de inhibidor hayan ocupado todas estas zonas activas.

Los inhibidores actúan controlando la depositación de escala cuando interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de estos, alterando sus superficies, a estos se le conoce como inhibidores de iniciación. También actúan secuestrando los iones que precipitan y forman escala.

a. Clases de inhibidores

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de residuos. La Tabla I-4 muestra los principales tipos de inhibidores

Tabla I-4 Principales clases de inhibidores. Por José Jines Muñoz

ESCALA	PROPIEDADES DE FORMACION	BASE DEL INHIBIDOR	NOMBRE DEL QUIMICO INHIBIDOR	CARACTERISTICAS
Carbonatos y sulfatos de Ca, Ba, Sr	Baja solubilidad del agua	fosfonatos y poliméricos	ácido fosfo-poliacrilato (PPCA)	menor tiempo de nucleación
		poliacrilatos y polimaleatos	ácido polivinil sulfónico (PVS)	menos sensibles al Ph y la temperatura
		poli-carboxilatos		trabajan eficientemente a pH ácidos 5-7
			copolímero de poli-acrilato sulfonato (Vs-Co)	interacción electrostática con la superficie del cristal.
Carbonatos y Sulfatos de Hierro	En presencia de HF y CO2	ácidos y ésteres fosfatados	compuestos cuaternarios de amonio	reducen la corrosión, muy tóxico
			N-etoxy-2-imidazolinas	aumenta solubilidad del agua, muy tóxico
				neutralizan sales férricas
			1-Hidroxietilten 1,1-Difosforónico ácido HEDP	
			ácido etilendihidróxido 1,1 difosfónico HEDP	precipitan con iones divalentes y producen daño de formación.
Silica y Silice				
Oxido de Silicio con Sitanol Si-OH	pH bajo menor a 7	polímero acilamida	ácido acrílicos polimerizados	inhibir escala silica y silicatos
Silicatos de magnesio o calcio	pH mayor a 8	boratos y ortoboratos	ácido bórico, sales de boro	inhibir precipitación de silica
			ácido acrílico, eter glicol polialcano	
		fosfonatos		estabilización de acidez de agua pH altos
		mezcla	sistemas de agua fría con ácido hidrofosfonacético	inhibir deposición de silica, estabilización del sistema acuoso
			molabnatos y un polímero	
		ésteres vinílicos		estabilización de acidez de agua pH altos
		acetato de vinilo		
		copolímeros y polímeros	oxazolina	controlar los silicatos y dispersante de silica, son efectivos a 40°C en solución
			hexafluorato de potasio	inhibidor de halita (cloruro de sodio)

Un inhibidor de incrustaciones debe satisfacer varias condiciones para tener una utilidad prolongada, entre ellas:

- Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos del sistema lo que conduce a su inactivación).
- Ser estable térmicamente (en especial a las condiciones de fondo de pozo) e hidrolíticamente para plazos largos.
- Bacteriológicamente no sensible.
- Modificar el tamaño de los cristales (formar tendencia a dispersarse).
- Retrasar o bloquear los procesos de precipitación de escala a una baja concentración.
- No debe promover emulsiones
- En los fluidos de retorno debe ser monitoreable.

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

- La salinidad y pH del agua que entra en contacto con el inhibidor.
- La composición química del agua, el contenido de magnesio del agua y hierro disuelto deben ser bajos.
- La presencia y el tipo de sólidos en suspensión (el inhibidor, todavía no es “inteligente” y actúa en todo insoluble que viaje en el medio).
- La temperatura del sistema.

Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición solo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido.

El inhibidor utilizado para el tratamiento es Scalecheck-Halliburton o LP-55 (poliacrilato), este es un polímero orgánico que ayuda a prevenir la formación de escalas tales como calcita, yeso y barita. Scalecheck LP-55 puede ser utilizado con salmueras como 7% KCl., 6%NaCl o 5% NH₄Cl para prevenir problemas de incompatibilidad de las arcillas y es recomendado en concentraciones de 55 gal por cada 100bbl/día de agua producida. El tiempo de cierre para que el químico sea adsorbido en la formación es de 4 a 6 horas. La tabla I-5 muestra características generales del inhibidor utilizado.

Tabla I-5. Características del Inhibidor Scalecheck-LP55.

Por José Jines Muñoz

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

Algunas Ventajas del Inhibidor utilizado para el tratamiento son:

- Es efectivo en prevenir la formación de escalas de sulfatos de calcio, estroncio y bario, como también de carbonato de calcio.
- El Inhibidor tiene una temperatura superior al límite más alto que el de otros inhibidores de escala disponibles, ideado para ser químicamente estable y efectivo a temperaturas superiores de 400°F.

Entre las Desventajas que puede presentar, tenemos:

- No previene la formación de escalas de sulfuro o cloruros de sodio.
- No es compatible con algunos aditivos químicos catiónicos.
- Es sensible a altos niveles de iones calcio en solución, salmueras de cloruro de calcio no deben ser usadas para desplazar el inhibidor, este no será usado para prevenir la formación de escala en salmueras de formación que contienen elevados niveles de iones calcio.

- No es usado en formaciones con alto contenido de carbonato mineral que tienen una temperatura de fondo superior a 225°F.
- Debido a su carácter ácido débil, un agente de control de pH será requerido para ajustar el pH del fluido a altos niveles, por ejemplo NaOH.

b. Vida útil de un tratamiento inhibidor

La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación y normalmente llega a 6 meses de tratamiento efectivo, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua.

Para prolongar la vida útil del inhibidor se pueden bombear grandes volúmenes del mismo en las profundidades de la formación, de forma tal que se encuentre expuesto y sea adsorbido por una superficie extensa. Sin embargo al aplicar este método debemos tener en cuenta que el hecho de forzar inhibidores a base de agua en zonas de

petróleo puede provocar un cambio temporario en la mojabilidad de la roca, lo que hace que los tiempos de recuperación de producción se vuelvan excesivamente prolongados, para esto es necesario contar con inhibidores solubles en petróleo que no provoquen que la roca de la formación se vuelva húmeda.

Entre otras cosas se debe considerar lo siguiente para un tratamiento inhibitor de escala por forzamiento a presión:

- Un forzamiento a presión es la colocación de un químico con determinadas presiones y caudales sin exceder las presiones de fractura de la formación.
- Los esquemas del forzamiento de inhibidores de escala son determinados arbitrariamente, establecidos por pruebas de ensayo y error en aplicaciones de campo.
- La cantidad de inhibidor que se requiere, el volumen de desplazamiento y el uso de agentes diversos u otros aditivos dependerá de: datos de

completación del pozo, cantidad y flujo de caudales de fluidos producidos y experiencias de campo.

- Por la complejidad de las condiciones de producción, existen varios métodos utilizados para colocar inhibidores en la formación, estos son forzamiento por: adsorción, precipitación, precipitación forzada, de colocación con fracturación y el de mezclado de adsorción-precipitación.
- Proveer un máximo beneficio de inhibición de la escala existente.

Los problemas que puede causar el tratamiento por forzamiento, entre otros tenemos:

- Se puede producir la formación de “seudoescalas” debido a la interacción por aplicación inapropiada del inhibidor con cationes de metal bivalentes en formaciones de salmueras (Mg^{2+} , Ca^{2+} , Ba^{2+} , Sr^{2+}). Los resultados son

escalas con taponamientos sólidos y pérdidas del inhibidor.

- Las emulsiones creadas por surfactantes de algunos inhibidores de escalas, podrían dar como resultado una disminución de la producción después del tratamiento y la presencia de esta emulsión de químico en el petróleo producido requerirá de mayor temperatura y concentración de químico demulsificante en el fluido para eliminar esta emulsión.
- Los bloqueos de emulsión son posibles en cualquier momento debido también a fluidos extraños que están en una formación, estos se dan en zonas de saturación de agua, y el resultado es la pérdida de producción luego del tratamiento.
- Pérdida de producción durante el tiempo que se realiza tratamiento, produce impacto en la productividad del pozo, algunos pozos no recuperan los volúmenes originales de producción.

c. Control y monitoreo del inhibidor

El monitoreo de los inhibidores se puede realizar recolectando una muestra de agua producida al menos de forma mensual. Los análisis deben registrarse en ppm del componente y para esto se utiliza la técnica de análisis que Halliburton promociona "Tubo de Diálisis", toda la descripción se la realiza en capítulos posteriores así como sus resultados.

d. Correcta ubicación del Inhibidor

La correcta ubicación del inhibidor constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado. Si el inhibidor se introduce en la formación en forma indiscriminada, habrá un exceso de tratamiento en las zonas depletadas y en las de alta permeabilidad, y resultará escaso en zonas de alta presión y de baja permeabilidad.

Por lo tanto, se considera conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas utilizando las mismas técnicas empleadas para controlar el emplazamiento de ácidos. De hecho, resulta sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e

inhibidores) para garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido. Se debe controlar que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación del inhibidor.⁷

1.1.5. Tubo o Membranas de Diálisis

Diálisis es un proceso en el cual sustancias en solución se separan gracias a la diferencia de concentraciones en partes opuestas a una barrera relativamente permeable. Los tubos de diálisis así dichos son membranas semipermeables hechas en celulosa ó éster de celulosa con estructura similar al gel.

Dado que el tubo de diálisis consiste de una matriz esponjosa de polímeros entrecruzados, el número de poros denominado Molecular Weight Cut Off (MWCO), que es una medida indirecta de la capacidad de retención que poseen las membranas. MWCO determina el tamaño de soluto que se retiene en su núcleo y que debe ser de por lo menos el 90% de efectividad.

Sin embargo esta retención también depende de la forma molecular del soluto, el grado de hidratación del soluto, la carga iónica (compatibilidad con los materiales que constituyen la

⁷ Crowe C, McConnell SB, Hinkel JJ y Chapman K: "Scale inhibition in Wellbores", artículo de la SPE 27996, presentado en el Simposio de Ingeniería en Petróleo, celebrado en ocasión del Centenario de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU., Agosto 29-31, 1994

membrana) y la polaridad. Se recomienda para filtrar una muestra que se seleccione un MWCO la mitad del tamaño de los pesos moleculares de las especies que deben conservarse dentro de la membrana y/o dos veces el tamaño de los pesos moleculares de las especies destinadas a traspasar la membrana durante el proceso de filtración.⁸ La unidad de tamaño poral se la conoce como Dalton y no hace alusión a una transformación entre una unidad de longitud a otra, ni tampoco entre una unidad de longitud con una de masa, simplemente se refiere al tamaño de los poros de una especie determinada de membrana. La figura I-12 anexa permite tener un panorama amplio de los diferentes tipos en tamaño de poro de las membranas utilizadas a nivel industrial.

⁸ Scott, K., "Handbook of industrial Membranes", Elsevier Sci. Publishers, Ltd., Oxford, Great Britain., 1995.

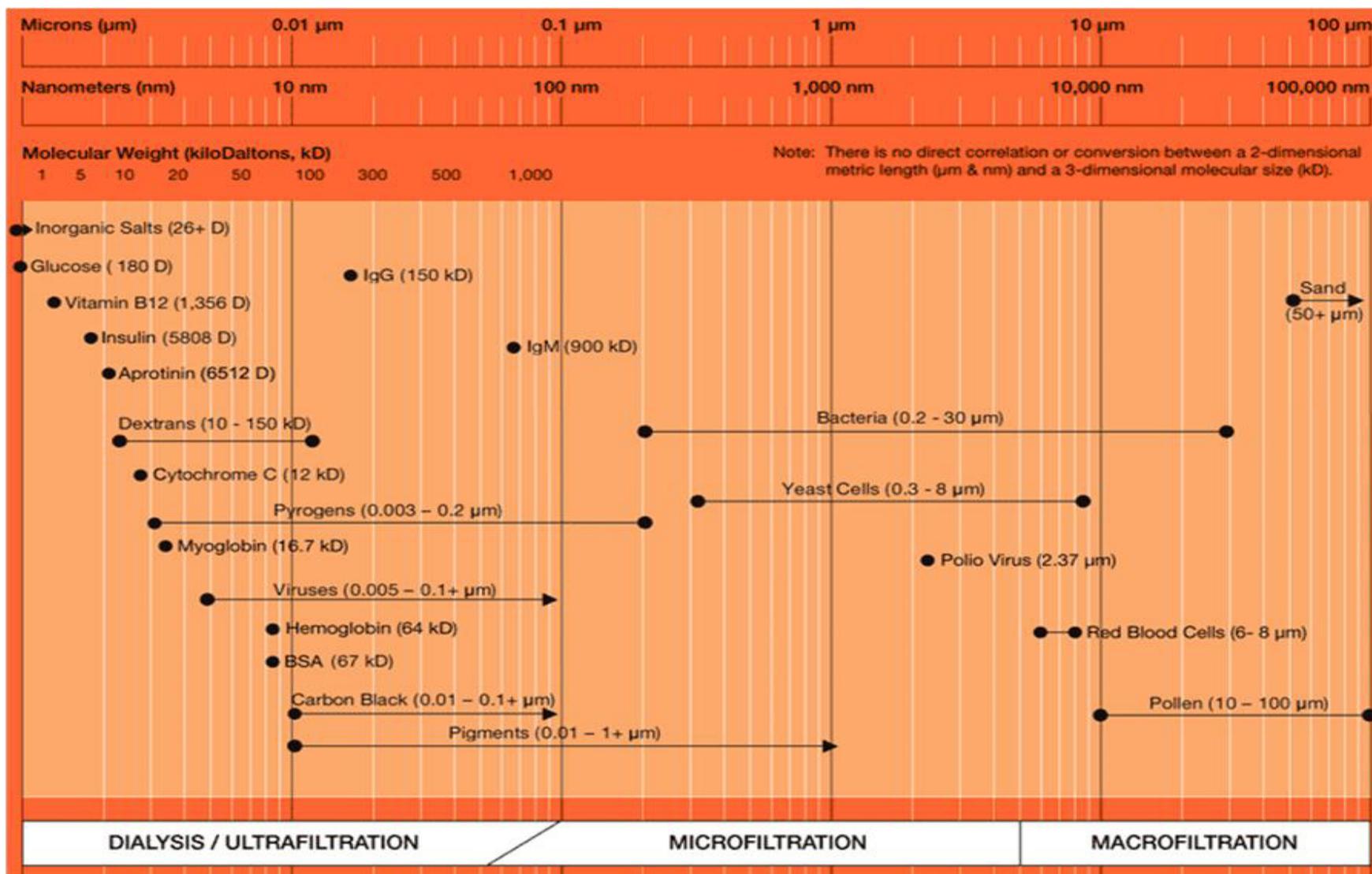


Fig.I-12 Clasificación de diferentes tamaños de poros utilizados a nivel industrial. Cortesía Halliburton

Las membranas están presentes en la mayor parte de las actividades que se realizan a lo largo de la vida; ya no solo dentro de nuestro cuerpo, sino que se extienden a otras aplicaciones como el industrial y ahora el petrolero.

Una definición bastante acorde con el tipo de membrana, tal y como aquí se considera, podría ser: "Cualquier región que actúa como una barrera entre dos fluidos, restringiendo o favoreciendo el movimiento de uno o más componentes, de uno o ambos fluidos a través de ella". Esta definición es un tanto ambigua pero necesaria. La clasificación de una membrana toma como punto de partida cuatro enfoques distintos: su naturaleza, su estructura, su mecanismo de transferencia de materia y sus posibilidades de aplicación.

a. Naturaleza de las membranas

En base a su origen, las membranas se pueden clasificar en biológicas y sintéticas (todas las membranas con las que se trabaja pertenecen a este último grupo).

Las membranas biológicas son aquellas que forman parte de los seres vivos. Dentro de estos podemos encontrarlas a muchos niveles: celular como en las barreras de intercambio o aislamiento.

Las Membranas Sintéticas a su vez se clasifican en varias categorías, de acuerdo a su composición (material usado para hacerla), función, estructura y forma:

- Composición: inorgánica, orgánica o polimérica y mixta.

- Función: Separación de gases, purificación de agua, diálisis, ultrafiltración, micro filtración, electrodiálisis, entre otras.

- Estructura (referido a la microestructura en su corte transversal): homogénea, asimétrica o compuesta.

- Forma: laminar, fibra hueca, tubular o un revestimiento.

a.1 Membranas Inorgánicas

Se caracterizan por poseer una gran estabilidad química, mecánica y térmica, sensiblemente mayor que las poliméricas. Se pueden distinguir tres tipos diferentes de membranas inorgánicas: Membranas metálicas, de vidrio y cerámicas. Las primeras

se obtienen principalmente por sinterizado⁹ de polvos metálicos de wolframio, molibdeno, níquel, hierro, aluminio, platino, cobre, plata, oro, etc. Su principal aplicación es la purificación o la separación de gases con alta difusividad, principalmente hidrógeno. Se han comercializado también membranas tubulares de acero inoxidable con tamaños de poro entre 0,001 y 1 micras.

Las membranas de vidrio se pueden obtener por prensado de polvo de vidrio. En ellas se han medido permeabilidades de gases de bajo peso molecular (H₂, Ne, O₂, Ar. etc.) en función de la temperatura. La tabla I-6 muestra diferentes características de algunos tipos de membranas utilizadas a nivel industrial.

Las membranas cerámicas son las más desarrolladas, se fabrican por combinación de un metal normalmente aluminio o zirconio con un no metal y los métodos de fabricación son

⁹ Consiste en aglutinar, por efecto de la temperatura y/o presión, un material granular o pulverulento, con el fin de conseguir una lámina sólida más o menos porosa.

sinterizado y procesos de deshidratación de geles.

a.2 Membranas Orgánicas o Poliméricas

Las propiedades de una membrana polimérica van a depender de dos factores, que a su vez van a influir en su comportamiento: la naturaleza física y química del polímero, la cual determinará su interacción con los componentes a separar, y al método de preparación de la membrana, que determinará su estructura.

Se dividen en dos tipos de membranas de acuerdo con su estructura: porosas y densas. En el caso de las membranas porosas la selectividad de sustancias para atravesarla está determinada principalmente por el tamaño y la dispersión de tamaños de los poros. Sin embargo la naturaleza del polímero de fabricación en estas membranas porosas sólo afectará a propiedades como la adsorción física y a la estabilidad química de las sustancias que se encuentran atravesándola.

Por otro lado la transferencia de masa para las membranas densas, están fuertemente influenciadas por algunas propiedades intrínsecas del polímero, como el grado de cristalinidad y a los fenómenos de solubilidad y difusividad.

Las membranas orgánicas pueden estar fabricadas a partir de uno o varios polímeros, así en función de esto las dividimos en membranas Homogéneas y Compuestas, las primeras están fabricadas a partir de un único polímero, mientras que las segundas surgen de la superposición de capas de distintos materiales.

Estas capas compuestas están formadas generalmente por dos capas con distinta porosidad: una capa porosa y otra fina, la primera tiene por finalidad dar consistencia mecánica a la membrana, afectando lo menos posible a sus propiedades de permeabilidad y retención. La capa fina por su parte es la que determina las propiedades de selectividad y

permeabilidad de una membrana compuesta. Esta capa está soportada sobre la capa porosa, permitiendo así reducir mucho su espesor con lo que aumenta la permeabilidad de la membrana.

a.3. Membranas Mixtas

Se denominan así porque una de las capas está formada por un polímero mientras que la otra es un material inorgánico, generalmente cerámico. La razón de emplear éste último son sus características de resistencia térmica, mecánica y química. Por otra parte la capa fina será un material polimérico, que se elegirá en función de la aplicación de la membrana.

Tabla I-6 Características de diferentes tipos de membranas. Por José Jines Muñoz

	TIPO DE MEMBRANA	MATERIAL	ESTRUCTURA	PROCESO DE SEPARACION	APLICACIONES
INORGANICAS	cerámicas y de metal	arcilla, sílica, óxido de Al, grafito, plata, tungsteno	microporosas con dp entre 0.05 y 0.20 micras	disposición y sinterizado de polvos cerámicos o metálicos	filtración a temperaturas elevadas, separación de gases
	vidrio	vidrio	microporosas con dp entre 10 y 100 micras	tratamiento de fases ácidas en mezclas bicomponentes	filtración de mezclas moleculares
ORGANICAS	poliméricas sinterizadas	polipropilenos mejorados con ésteres	microporosas con dp entre 0.1 y 20 micras	deposición y sinterizado de polímero en polvo	filtración de suspensiones, filtración de aire
	microporosas simétricas	ésteres de celulosa	microporosas con dp entre 0.1 y 10 micras	deposición de una disolución polimérica y precipitación del polímero con una sustancia no	filtración estéril, purificación de agua, diálisis
	asimétricas	éster de celulosa, poliamida, polisulfones	homogénea o microporosa, capa fina con subestructura microporosa	deposición de una disolución polimérica y precipitación del polímero con una sustancia no	ultrafiltración y ósmosis inversa, separación de disoluciones moleculares
	compuestas	ésteres de celulosa, poliamida, polisulfones	película polimérica homogénea en una subestructura microporosa	deposición de una película fina polimérica en una subestructura	ósmosis inversa, separación de disoluciones moleculares
INORGANICAS	homogéneas	goma de silicona	película polimérica homogénea en una subestructura microporosa	extrusión de una película polimérica homogénea	separación de gases
	intercambio iónico	polivinilclorato	película polimérica homogénea o microporosa con iones fijados, cargados positivamente o negativamente	por inmersión de polvo de intercambio iónico en un polímero o sulfatación y aminación de una película polimérica homogénea	electrodiálisis, desalinización

b. Microestructura de la Membrana

Cuando hablamos de las membranas orgánicas las dividimos en dos grandes grupos: porosas y densas. Su permeabilidad está controlada por el espesor de la membrana y por las propiedades físicas y químicas del polímero: cristalinidad, estructura de la cadena, humedad, etc.

Las membranas densas no tienen poros propiamente dichos, en ellas se puede hablar de un diámetro de poro equivalente (dando el tamaño de la mayor molécula que es capaz de atravesarla, aunque esto solo se puede decir de una forma aproximada pues hay otros factores, que pueden hacer que para moléculas iguales la facilidad de paso a través de la membrana sea distinta). En cambio las membranas porosas son aquellas en las que su estructura microporosa se puede asemejar a una barrera perforada, pudiendo ser atravesada por aquellas partículas cuyo tamaño sea inferior al tamaño de poro. Se dividen estas membranas en homoporosas y heteroporosas, aunque esta división es un tanto arbitraria ya que nunca se pueden encontrar filtros

totalmente homoporosas. Se habla de membranas homoporosas cuando al hacer su distribución de tamaño de poro, la dispersión es pequeña, si la dispersión es grande entonces se habla de membranas heteroporosas. Esto suele ocurrir en las membranas poliméricas donde no existen poros propiamente dichos sino que son los huecos en el entramado del polímero lo que permite el paso a través de la membrana.

c. Configuración de la Membrana

Desde el punto de vista de la configuración las membranas pueden clasificarse en: membranas simétricas y asimétricas. Las membranas simétricas son aquellas en las que sus propiedades morfológicas (diámetro de poro, porosidad, tortuosidad, etc.) y sus propiedades funcionales (permeabilidad, retención, etc.) no dependen de la cara de la membrana que se elija para realizar el análisis. Las membranas asimétricas tienen propiedades morfológicas y/o funcionales distintas por ambas caras de la membrana. Se fabrican, bien sean homogéneas o compuestas con una estructura aparentemente de doble capa: capa fina y capa porosa. La primera capa es la que proporciona las características de funcionalidad a las membranas y su

espesor suele ser muy pequeño comparado con el de la otra capa.

d. Mecanismo de Transporte

El transporte a través de una membrana va a estar condicionado por la naturaleza y la estructura de la membrana, como por las propiedades físicas y químicas de las sustancias que la atraviesan. Desde este punto de vista, podemos analizar el transporte a través de tres tipos distintos de membranas: porosas, densas y de cambio iónico.

d.1 Transporte a través de membranas porosas.

Este mecanismo de transporte es de tipo convectivo, estando controlado por las propiedades dinámicas del fluido a través de los poros. Si la sustancia es pura, o bien si se trata de una mezcla de sustancias, estará también influido por la difusión de cada uno de los componentes en el seno del líquido. Según el tipo de fluido se puede diferenciar entre flujo en fase gaseosa o flujo en fase líquida.

d.2. Transporte a través de membranas densas

En este tipo de membranas el transporte viene definido en términos del mecanismo de disolución-difusión, siendo un parámetro muy importante la solubilidad.

d.3. Transporte a través de membranas de intercambio iónico

El intercambio iónico se hace con la disolución a separar y según este la membrana cargada positiva o negativamente, este intercambio será aniónico o catiónico, respectivamente. Para ello es necesario que la membrana tenga cargas fijas.

e. Aplicación de las membranas

Dentro de las aplicaciones de este instrumento tenemos, la desalinización de soluciones proteínicas con un alto contenido de sal, concentración de soluciones proteínicas, fraccionamiento de mezclas

macromoleculares y separación de contaminantes de bajo peso molecular.

1.2. Campo de Acción

Este procedimiento de microanálisis para filtrar e identificar iones de una determinada especie química es pionero en la industria petrolera, la técnica de diálisis se aplica sin restricción en cualquier muestra de salmuera de producción que se desee analizar para identificar residuales de químico inhibidor utilizado previamente en un Tratamiento Antiescala. Además el Poliacrilato (Scalecheck) como nuevo químico inhibidor de tipo orgánico biodegradable y producto sustituto de los polifosfatos (hasta ahora Antiescalas más utilizados en el Oriente Ecuatoriano) que es aplicado especialmente en todos los pozos productores de hidrocarburos en campos maduros con elevados cortes de agua y que presentan tendencia incrustante agresiva, siendo así los candidatos más idóneos para un tratamiento de este tipo. Para el efecto se necesita conocer primordialmente la composición química porcentual de los fluidos producidos (crudo y salmuera asociada a la extracción), salinidades y tendencia incrustante del pozo.

1.3. Problema a resolver

El plan a ejecutarse tiene importancia en la vida útil de uno de los pozos en los Campos de Petroproducción (Sacha 110), el químico

Scalecheck (poliacrilato) utilizado, evita el depósito de incrustaciones disminuyendo de esta manera: diferimiento de la producción, restricción en el flujo (pérdidas por presión), trabajos de reacondicionamiento en los pozos debido a la reducción de la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, consumo de químicos para limpieza de equipos incrustados; tomando en cuenta la importancia (por su estructura química) y versatilidad dentro de los químicos antiescala, así como el diseño del tratamiento y principalmente por el monitoreo de los residuales; razón de este proyecto investigativo, en los fluidos de retorno (producción) bajo técnicas de filtración por membrana de diálisis, de identificación por titulación y posterior precipitación de sólidos calcáreos, todo esto constituyéndose en la base de los futuros trabajos de inhibición, que orientan eficientemente la vida productiva de un pozo de crudo pesado con tendencia incrustante haciéndolo económicamente rentable.

1.4. Objetivos

- Determinar mediante diálisis y titulación los residuales de Antiescala Scalecheck LP-55 (poliacrilato) presentes en fluidos de retorno de pozo productor Sacha 110.

- Comprobar eficiencia de inhibidor en control de incrustaciones en Pozo Sacha 110.

1.5. Revisión de literatura

A continuación se detallan algunos trabajos realizados en otras partes del mundo basados en los mismos principios que en la presente investigación, inhibidores de escala, forma de aplicación hacia la formación y monitoreo de residuales del inhibidor.

En la presente investigación: “Se caracterizó el agua de deshidratación del petróleo que entra a la Planta de Tratamiento resultando incrustante; por lo que se evaluaron diferentes inhibidores de incrustaciones en el laboratorio. Los inhibidores de incrustación fueron divididos para su mejor estudio según su materia activa: poliacrilatos, fosfonatos, polifosfonatos y mezclas de fosfonatos-poliacrilatos”.¹⁰

*En el monitoreo de residuales se estableció “las especificaciones del inhibidor de incrustación y dispersante a partir de termopolímero de ácido acrílico con grupos funcionales carboxilados, sulfonados y no iónicos, para la conservación mecánica de los sistemas de agua de enfriamiento en Petróleos Mexicanos”.*¹¹

¹⁰ León O, Cárdenas C y Carruyo J: “Adecuación del inhibidor de incrustación en una planta de tratamiento de aguas de deshidratación de petróleo”, artículo de la Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad de Zulia vol. 25 N°1, Maracaibo abril del 2002.

¹¹ Cardel J, Ramírez R y Ragasol V: “Inhibidor de incrustación y dispersante a partir del termopolímero de ácido acrílico con grupos funcionales sulfonados, carboxilados y no iónicos utilizado en sistemas de agua de enfriamiento”, norma N° NFR-154-PEMEX-2007 del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios y del

En el presente trabajo se “Informan todos los aspectos considerados y resultados obtenidos hasta el momento, relacionados a los tratamientos por squeeze realizados con un producto químico inhibidor de incrustaciones en los pozos ChLSN-1002 (Chihuido La Salina Norte) y ChLS-1069 del Yac. Chihuido de la Salina”.¹² *Se consideran la sustitución de levantamiento artificial de Gas Lift por Electrosumergible, que sucedieron en dos pozos del Yacimiento El Portón ubicado en Mendoza Sur de Repsol YPF S.A., se comprueba incremento en producción de salmuera de formación, se implementa sistema de tratamiento squeeze con inhibidor para evitar escala.*

“Evaluación de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo Squeeze a las Areniscas U y T del Campo Shushufindi”¹³. *Proyecto de Graduación realizado por Larrea, utilizó químico anti-incrustante de base fosfonato mediante inyección continua, alcanzando rendimientos de hasta un 90%, en 6 meses de*

Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Gas y Petroquímica Básica, México 23 de Junio de 2007, pág. 4 de 12.

¹² Lattanzi V, Espina C, López H y Constanza P: “Squeezes con Inhibidor de Incrustaciones en Pozos del Yacimiento El Portón: Una Propuesta Novedosa, Interesante y con Futuro”, boletín de Repsol YPF S.A. y Laboratorio de Desarrollo, Bolland y Cía. S.A., Mendoza Sur 08 de junio de 2003, pág. 2 de 17

¹³ Larrea, Armando., “Evaluación de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo Squeeze a las Areniscas U y T del Campo Shushufindi”. Proyecto de Graduación presentado en Escuela Superior Politécnica del Litoral., 1999., 272 pág.

tratamiento. Se debe considerar que los inhibidores de base fosfonatos son los de mayor uso en los campos de Petroproducción con un costo relativamente económico. Sin embargo las expectativas pueden ir disminuyendo con respecto a este tipo de anti-incrustantes por la presencia de escala muy agresiva en determinados pozos debido a las características físico-químicas del agua de producción, pensándose que el aumento en los cortes de agua de ciertos pozos en la actualidad (2010) y el decrecimiento en la presión inducen en forma más perenne a la formación de escala, el mantenimiento de los pozos por tanto se hacen más honerosos. Considerando además por razones precisamente de orden económico, no es recomendable inyectar en forma continua el químico LP-55, no rendiría económicamente lo esperado. Sin embargo lo recomendable es realizar trabajos por Forzamiento con Inhibidor LP-55, y luego del cierre instalar la inyección continua del fosfonato, esto produciría aumento del espectro de inhibición¹⁴.

¹⁴ En Tapi 01 existe el sistema de inyección continua, esta se interrumpió para realizar trabajo de squeeze con inhibidor LP-55, posterior a este último la inyección continua del fosfonato se restablece. Trabajo ejecutado en 10 Febrero 2010, resultados están en evaluación, consultar fuentes de Petroproducción.

CAPITULO II

2. DESCRIPCION DEL SITIO DE TRABAJO

2.1. Ubicación de Pozo Sacha 110

El pozo Sacha 110 se encuentra ubicado en la Provincia de Orellana, el mismo está en la Estación Sur del Campo Sacha perteneciente al convenio Ecuatoriano-Venezolano (Petroproducción-PDVSA), ahora con nombre propio (Río Napo), ubicada a 25 km del Cantón San Carlos y 56 km de la estación de Halliburton en la ciudad de Coca, en el Distrito Amazónico del Oriente de Ecuatoriano.

2.1.1. Ubicación Geográfica

La Ubicación Geográfica del pozo Sacha 110 en el Campo Sacha del Distrito Amazónico es:

Latitud: 00°15'43" S (aprox)

Longitud: 76°51'40" W (aprox)

2.2. Características particulares de Pozo Sacha 110

2.2.1. Tipo de Completaciones en Pozo Sacha 110

El pozo fue perforado hasta el 27 de Octubre 1987 llegando a una profundidad vertical medida (MD) de 9872' y completado el 30 de Noviembre del mismo año. Comenzó su producción el 01 de Diciembre de 1987 y tiene un historial de producción desde sus comienzos con sistema Flujo Natural desde la Arena Hollín Inferior (HI), posteriormente y hasta la fecha se ha extraído crudo con el sistema de Bombeo Hidráulico desde las arenas

Hollín Superior (HS), T y U. A continuación se muestra en la figura II-1 el último de diagrama del pozo Sacha 110 del 08 de Agosto del 2009.

2.2.2. Historial de Reacondicionamientos Pozo Sacha 110

En total el pozo Sacha 110 tiene 7 trabajos de reacondicionamiento a lo largo de su vida productiva que se detalla a continuación. La tabla II-1 muestra detalladamente los trabajos de reacondicionamientos realizados.

Tabla II-1 Historial de Reacondicionamientos. Por José Jines Muñoz

WO #	FECHA	BREVE DESCRIPCION	RESULTADOS
01	22-Ago-90	Aislar entrada de agua de "H", repunzonar y evaluar	Exitoso
02	01-Mar-97	C/BHA x hueco en tubería debajo de cavidad. Disparar "U" , "T" y evaluar	No Exitoso
03	15-May-97	C/BHA x camisa defectuosa "Hs" y posible desasentamiento PKR	Exitoso
04	19-Oct-05	C/completación por comunicación TBG-CSG, aislar "Hs" con CIBP	Exitoso
05	06-Ene-07	C/completación por bomba atascada	Exitoso
06	28-Feb-09	C/completación de BH por comunicación TBG-CSG	Exitoso
07	03-Ago-09	C/completación BH por bomba atascada con Escala	Exitoso

2.3. Propiedades de los fluidos en pozo Sacha 110

2.3.1 Petróleo

Los valores reportados la tabla II-2 están tomados de dos fuentes diferentes en la unidad de Power Oil o de Bombeo Hidráulico, la primera es crudo de producción real o de retorno y la segunda es crudo de inyección.

Tabla II-2 Características de Crudo de Producción en Pozo Sacha 110 de Bombeo Hidráulico. Por José Jines Muñoz

DATOS DE CRUDO PRODUCIDO EN POZO SACHA 110	
API	26.77
BSW	44%
Producción	198 BPPD
Producción Gas	0.068 MMSCF
Presión Cabeza	33 psig
Presión Fondo	455 psig
Presión de Inyección	3500 psi
Presión de Succión	90 psi
Temperatura Cabeza	109° F
Temperatura Fondo	218° F

2.3.2 Salmueras

Las aguas de producción del Pozo Sacha 110 fueron analizados mediante programa computacional Oddo-Thompson para establecer índice de severidad de escala, además con espectrofotómetro de masas hallar parámetros fisicoquímicos de las concentraciones salinas en las salmueras de producción, esto fue como parte previa del

estudio antes de tratamiento Antiescala. La tabla II-3 presenta los resultados del análisis hecho por Río Napo en sus laboratorios, realizado el 23 de Junio del 2009.

Tabla II-3 *Tendencia de Salmuera de Producción de Pozo Sacha 110. Cortesía Departamento de Corrosión Río Napo*

DIFERENT CONDITIONS OF DEPTH			DESCRIPTION	DEPTH	P (psig)	T (F)
Is	pH	PTB (lb/gal)		FEET		
1.05	6.93	-82	NO SCALE	0	33	109
0.92	6.76	924	SEVERE SCALING OCCURS	430	52	114
0.86	6.65	908	SEVERE SCALING OCCURS	860	71	119
0.83	6.57	894	SEVERE SCALING OCCURS	1290	91	124
0.82	6.51	883	SEVERE SCALING OCCURS	1720	110	129
0.82	6.46	872	SEVERE SCALING OCCURS	2150	129	134
0.84	6.43	864	SEVERE SCALING OCCURS	2580	148	139
0.86	6.4	856	SEVERE SCALING OCCURS	3010	168	144
0.88	6.37	850	SEVERE SCALING OCCURS	3440	187	149
0.91	6.35	845	SEVERE SCALING OCCURS	3870	206	154
0.95	6.34	841	SEVERE SCALING OCCURS	4300	225	159
0.98	6.33	838	SEVERE SCALING OCCURS	4730	245	167
1.02	6.32	835	SEVERE SCALING OCCURS	5160	264	169
1.06	6.31	835	SEVERE SCALING OCCURS	5590	283	174
1.11	6.3	833	SEVERE SCALING OCCURS	6020	302	179
1.15	6.3	832	SEVERE SCALING OCCURS	6450	322	184
1.2	6.3	832	SEVERE SCALING OCCURS	6880	341	188
1.25	6.3	831	SEVERE SCALING OCCURS	7310	360	193
1.3	6.29	832	SEVERE SCALING OCCURS	7740	379	198
1.35	6.29	831	SEVERE SCALING OCCURS	8170	398	203
1.4	6.29	834	SEVERE SCALING OCCURS	8600	418	208
1.45	6.3	835	SEVERE SCALING OCCURS	9030	437	213
1.5	6.3	838	SEVERE SCALING OCCURS	9460	455	218

Los resultados en tabla anterior están dados en función de la profundidad del pozo, así las primeras columnas presenta Is (Índice de severidad) que señala la tendencia a formar incrustaciones por parte de las aguas en el pozo, a medida que aumenta y sobrepasa un valor unitario se considera de severidad grave, para profundidad de 5160' la presencia de escala da problemas en la producción, este es un buen

indicativo que el pozo necesita mayor atención para evitar interferimiento productivo por las incrustaciones.

Otro indicador luego del Índice de severidad, es el Potencial Hidrógeno (pH), así para comenzar a formar escala con repercusiones negativas el agua de producción debe tornarse cada vez más ácida, en condiciones moderadas a buenas, es decir estables para considerar un pozo sin problemas de incrustaciones es tener aguas de pH neutros.

La cantidad de escala formada, expresada en la tercera columna de gráfica II-3, esto es PTB o lb/gal de crudo, muestra la incidencia que en profundidad puede alcanzar la escala y en el pozo Sacha 110 a la fecha del análisis los niveles son considerados problemáticos en todo el trayecto de la tubería de producción. Así mostramos los resultados en gráficas II-2, II-3 y II-4 para estas tres medidas de diagnóstico del pozo a tratar, en formar escala severa.

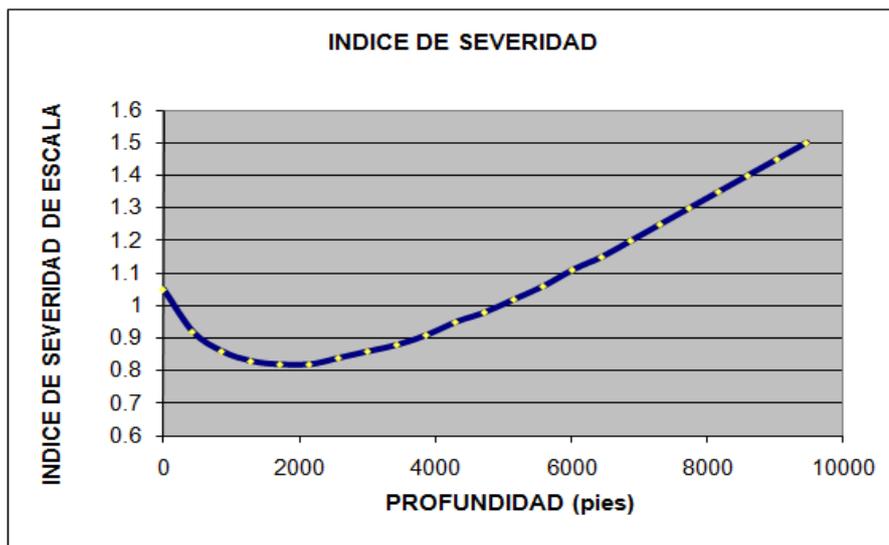


Fig. II-2 Índice de Severidad de Escala presentada en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

La gráfica superior muestra que mientras mayor a 1 sea el índice de severidad se considera presencia agresiva de escala.

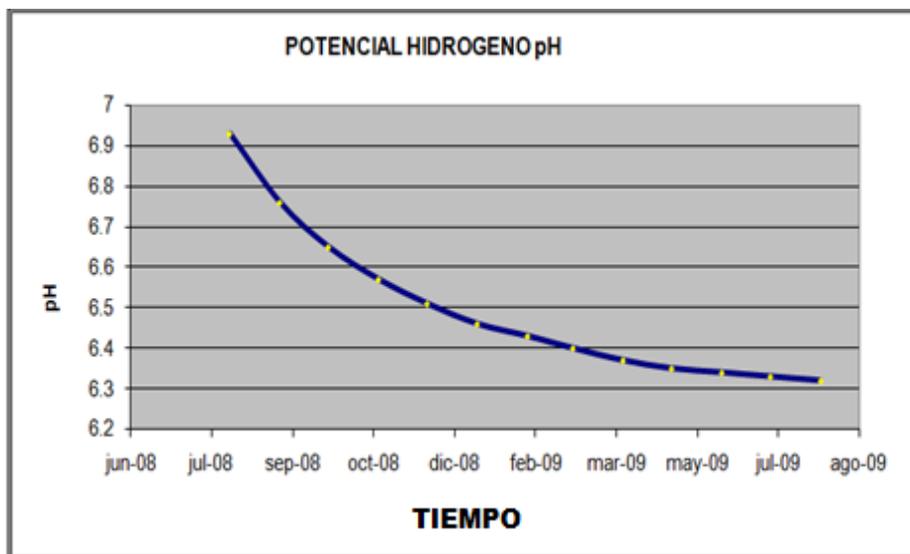


Fig. II-3 Potencial Hidrógeno presentado en Salmueras de Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

Gráfico anterior nos muestra que el agua de producción mientras más ácida se torna, la formación de escala empieza a acelerarse.

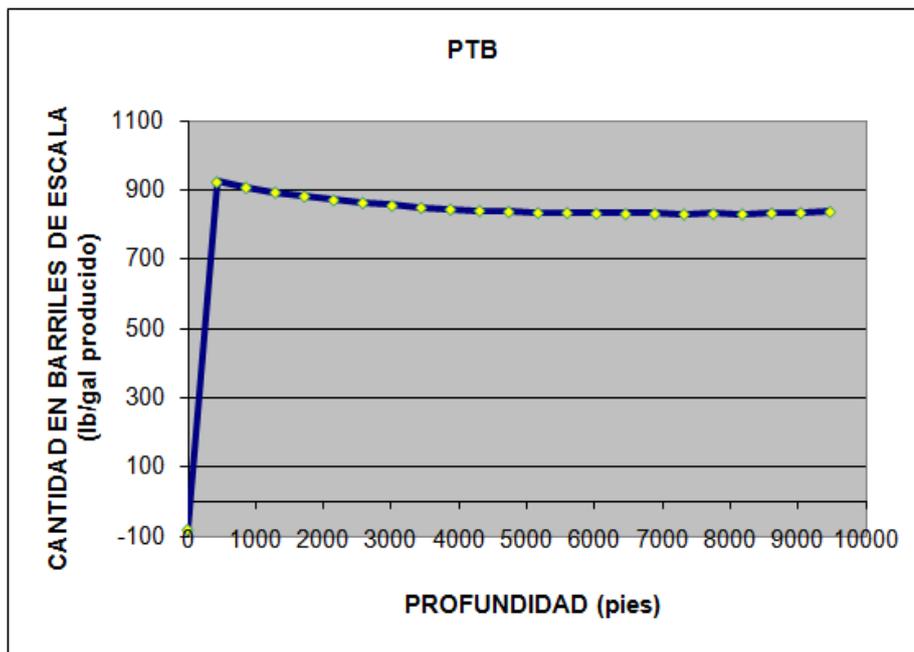


Fig. II-4 Cantidad de Escala equivalente a Volumen de Petróleo. Por José Jines Muñoz

Aquí en la gráfica II-4 se señala que la escala es severa en todo el trayecto en profundidad, la tubería podría estar taponada lo que restringiría el flujo de fluidos.

Otro indicador que puede dar un diagnóstico de la presencia de escala en un pozo productor es como ya se dijo anteriormente el análisis fisicoquímico que realizamos a las aguas de

producción. Este análisis mencionado nos revela sobretodo la salinidad que las salmueras presentan y a medida que elevan su valor son más propensas a formar incrustaciones, La tabla II-4 muestra esta investigación realizada antes del tratamiento inhibidor.

Tabla II-4 Análisis Físico-Químico de Salmuera de Producción en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

ANALISIS FISICO-QUIMICO	
DUREZA CALCICA	8800 ppm DE CaCO ₃
DUREZA TOTAL	9100 ppm DE CaCO ₃
DUREZA MAGNESICA	300 ppm DE CaCO ₃
ALCALINIDAD TOTAL	1400 ppm DE CaCO ₃
CLORUROS	39700 ppm DE Cl
SULFATOS	190 SO ₄
HIERRO	0,9 ppm Fe TOTAL
CO ₂ EN GAS	7%
H ₂ S EN GAS	50 ppm

El principal parámetro tomado en cuenta en tabla previa es la concentración de cloruros que registra aproximadamente 40000 ppm, esto nos expresa una saturación de iones que elevan el pH, se puede comparar con análisis efectuados meses antes y posterior al tratamiento, exponiéndose el aumento de concentración salina. Ver tabla II-5, para verificar un descenso en concentración salina y aumento de pH en mes de ejecución del tratamiento inhibidor.

Tabla II-5 Análisis de Salinidad de Salmueras de producción antes y después de tratamiento en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

FECHA	SALINIDAD (ppm)	pH
Abril-09	35000	6.6
Mayo-09	38200	6.48
jun-09	39700	6.44
jul-09	42300	6.3
Ago-09	4500	6.8
sep-09	19200	6.67
oct-09	30000	6.55
nov-09	32000	6.48

Estos dos estudios previos son muy importantes en la evaluación de un pozo productor para detectar posibles problemas con la formación de escala en los diferentes equipos de producción y de lo agresiva que esta puede tornarse, disminuyendo el IPR¹⁵ del yacimiento al pozo. Así se llegó a la conclusión que el pozo en cuestión debe ser sometido a un tratamiento que permita inhibir la formación de incrustaciones.

2.4. Características Geológicas en pozo Sacha 110

Los estudios de las formaciones U y T que se tratan con Scalecheck (inhibidor), nos dan un panorama general de sus características composicionales.

En el intervalo de la Arena U que forman dos intervalos a tratar 9380' – 9390' y 9424' – 9434' que en total forman un espesor neto de 20'

¹⁵ Índice de Productividad

los registros GR y SP presentan buena respuesta, tienen buen sello arcillolítico y limonítico tanto en el tope como en la base, condición que no presenta comunicación entre arenas.

La segunda formación a tratar T que tiene un espesor neto de 16' está entre los 9634' – 9650' presenta poca intercalación arcillolítica y limonítica, se encuentra aislada puesto que tiene capas gruesas de lutita tanto al tope como en la base.

A continuación estudios previos de la tendencia incrustante de las aguas o salmueras asociadas a la producción fueron hechos, también es importante investigar algunas de las características petrofísicas de las formaciones que van a ser sometidas al tratamiento inhibitor, para esto se toma en cuenta los datos originales de los estudios que se hicieron a núcleos del pozo en sus diferentes zonas. La tabla II-6 presenta dichas características petrofísicas.

Tabla II-6 Características Petrofísicas de las formaciones U y T en Pozo Sacha 110. Cortesía Departamento Ingeniería en Petróleo Río Napo

Zona N°	Zona Name	TOP (pies)	BOTTOM (pies)	GROSS	NET	N/G	AV. PHI	AV. Sw	Av. Vcl
1	US	9343	9386	43	0	0	0	0	0
2	UI	9386	9416	30	30	1	0.159	0.113	0.157
3	TS	9522	9598	76	11	0.145	0.131	0.273	0.279
4	TI-1	9598	9637	39	11	0.282	0.16	0.181	0.131
5	TI-2	9637	9675	38	0	0	0	0	0
6	HS	9770	9783.5	13.5	0	0	0	0	0
7	HI	9783.5	9863.5	80	47	0.588	0.165	0.125	0.16

En tabla previa se destaca los promedios de porosidad, de saturación de agua y volumen de arcilla. Con estos datos se puede entender las características petrofísicas que presentan las formaciones U y T, con relación al fenómeno de adsorción que estas pueden alcanzar para el químico inhibidor tratante y de su efectividad, de este hecho también dependerá el tiempo de duración y rendimiento del Scalecheck.

CAPITULO III

3. MUESTREO Y PREPARACION DE SALMUERAS DE PRODUCCIÓN PARA IDENTIFICAR QUIMICO INHIBIDOR EN POZO SACHA 110

3.1 Trabajos de Reacondicionamiento (WO # 07) en Pozo Sacha 110

Antes del tratamiento inhibidor y posterior análisis de residuales se desarrolló un reacondicionamiento previo, se cambio la completación por hallarse taponada por escala. A continuación se detalla el reacondicionamiento # 07 en Pozo Sacha 110.

- i. Taladro inicia operaciones el 2 de agosto del 2009 a las 15H00
- ii. Se controla el pozo a la estación con agua filtrada y tratada con químicos de 8.3 lb. /gal.
- iii. Desarman cabezal, arman BOP¹⁶, prueban con 1500 psi. Desasientan empacadura de 7" x 2 7/8" @ 9247' tensionando con 145000 lbs. Sacaron completación de producción Power Oil en tubería de 3 1/2", bomba sale atascada en la cavidad.
- iv. Bajan BHA¹⁷ de limpieza en tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas hasta 9700' circulan, limpian y sacan BHA de limpieza.

¹⁶ Preventor de Reventones

¹⁷ Bottom Hole Assembly

- v. Arman BHA de prueba con un BARTCATCHER (herramienta de pesca), Packer, No-Go, bajan en tubería de 3 1/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas. Técnico Halliburton asienta Packer a 9269', prueban presión y cae, WL¹⁸recupera Standing Valve y bajan nuevo, prueban presión, cae. Sacan BHA de prueba, se detecta camisa defectuosa.

- vi. Arman BHA de prueba, se cambia camisa y se baja midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas. Se asienta Packer @ 9270', se prueba asentamiento.

- vii. Técnico Halliburton abre bypass de Packer, se realiza tubing pickling y se reversa ácido, realizan prueba de admisión a U + T de agua tratada: 2 BPM con 1650 psi. Halliburton realiza tratamiento químico de limpieza a los punzados. Debemos neutralizar el ácido en superficie y dejar en remojo por 30 minutos. Bajan bomba Jet 9-A, se asienta en camisa a 9196' y recuperan ácido. Finalmente se evalúa por 6 horas como mínimo (hasta sacar todo el ácido a superficie). Se detalla dosis usada para el tratamiento en tabla III-1

¹⁸ Wireline

Tabla III-1 Químicos y dosificación para pickling de tubería
 Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

PICKLING HCL 15%	PRODUCTOS A MEZCLAR	Volume: 420 gal		Dosificación
		10 bbl		
	Agua	548		230 gal
	HAI 85	5 gal/Mgal		2 gal
	HCL	442 gal/Mgal		186 gal
	LIPESA	5 gal/Mgal		2 gal
		1000		420

Aquí se utiliza 230 gal de agua a una concentración de 548 gal/Mgal, inhibidor de corrosión HAI 85 en 2 gal y concentración de 5 gal/Mgal, HCl 186 gal a 442 gal/Mgal de concentración y LIPESA como demulsificante a concentración de 5 gal/Mgal y volumen de 2 gal. Debemos evitar que el pickling vaya a la formación, además cabe anotar que el tratamiento se realiza por camisa de circulación.

- viii. Evalúan arenas U + T con Jet 10-A y sistema Power Oil a la estación: Presión de inyección esta en 3250 psi, BIPD = 220 bbl, BSW = 0.4%, BFPD = 1200 bbl, BSWf = 50%, BSWr = 18%, Tiempo de evaluación es de 7 horas.
- ix. Reversan bomba jet, Wire Line cierra camisa, recupera standing valve de No-Go @ 9231'.

3.2 Trabajos de Unidad de Coiled Tubing (CTU) en Pozo Sacha 110

La Unidad de Coiled Tubing de la compañía de servicios Halliburton realiza trabajo de inyección de tratamiento Antiescala. A continuación se detalla las partes de la unidad, programa de eventos y las dosis de químicos utilizados para el trabajo.

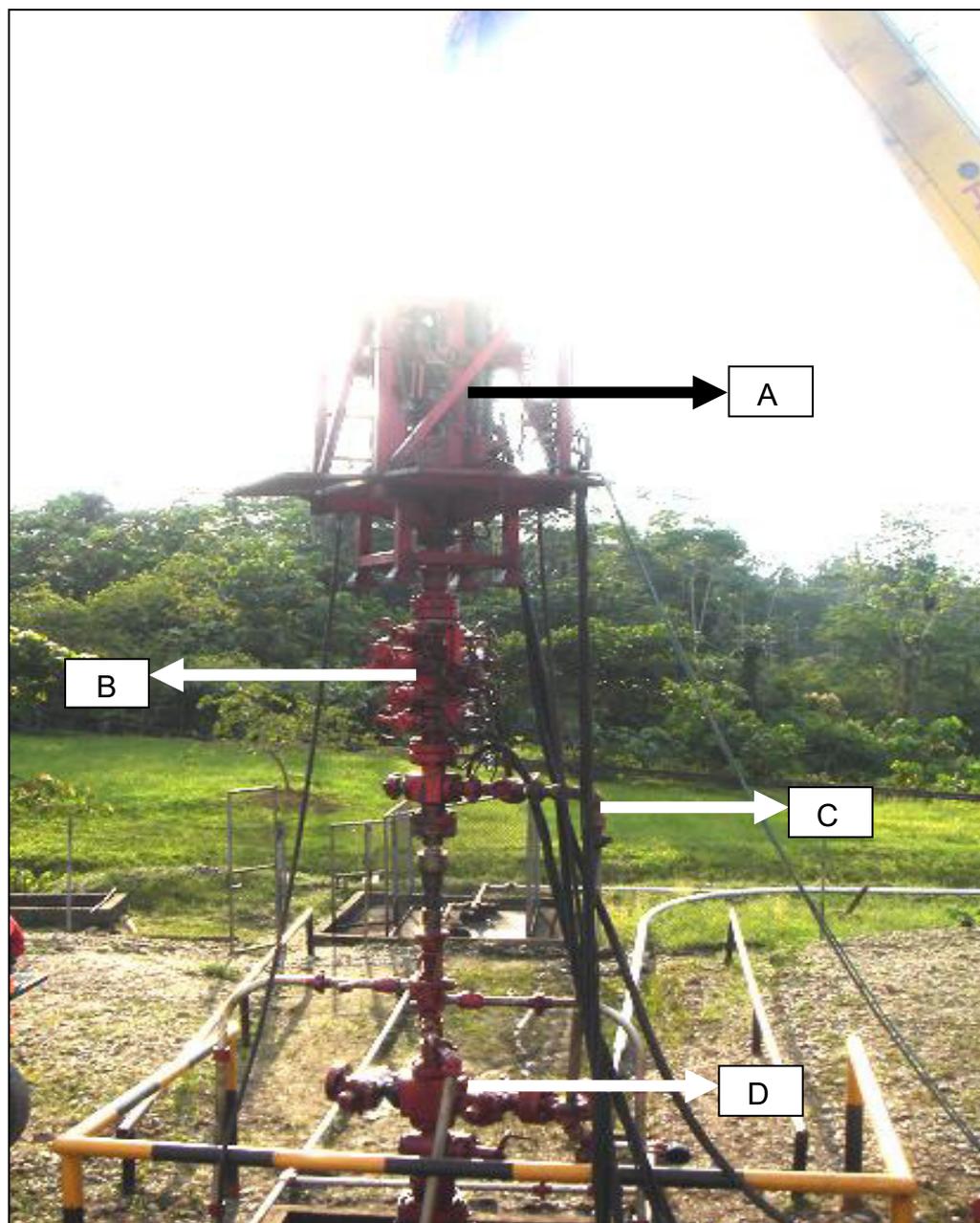


Fig. III-1 Unidad de Coiled Tubing y sus partes en Pozo Sacha 110.
(Cortesía Halliburton Team)

En la figura III-1 se puede detallar las principales partes del sistema de bombeo de la Unidad de Coiled Tubing:

- A. Sistema de cadenas, sirve para sujetar a toda la tubería flexible que se introduce en el pozo, además da ubicación y dirección a la misma.

- B. Preventor de reventones (BOP) de la Unidad Coiled Tubing, principalmente su función es controlar las presiones a las que se trabaja, en su parte inferior se ubica la tubería de inyección de los fluidos tratantes.

- C. Tubería de Inyección de químicos tratantes.

- D. Cabezal de pozo

En las figuras III-2 y III-3 se continúa con la descripción de partes de la unidad de Coiled Tubing

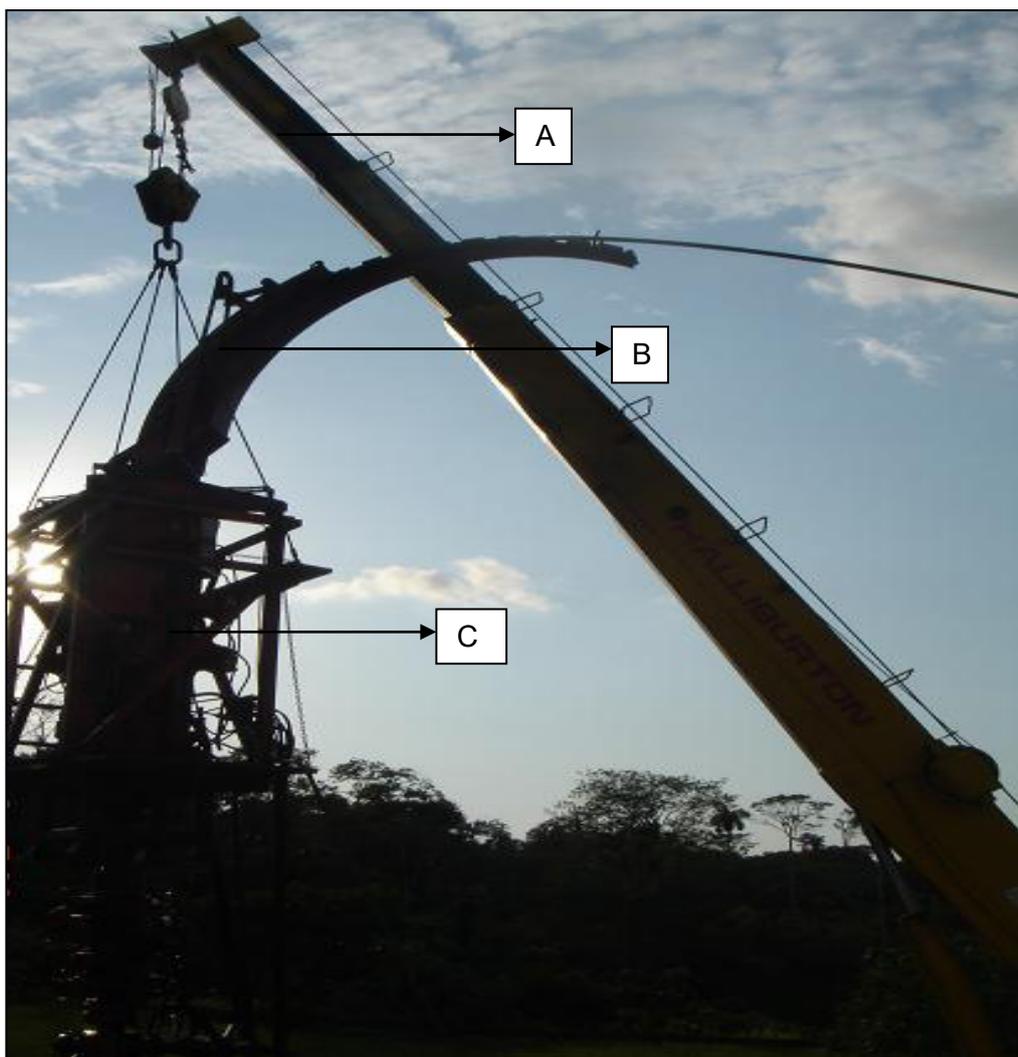


Fig. III-2 Detalle de las partes de una Unidad de Coiled Tubing.
(Cortesía Halliburton Team)

En figura III-2 se detalla el cuello de ganso típico de la unidad (B), la Grúa (A) y el Sistema de Cadenas(C). El trabajo de Coiled Tubing es uno de los métodos más utilizados para forzar químicos a una formación y tratarla. En la figura III-3 se puede apreciar la Unidad y Sistemas de Bombas utilizadas para el forzamiento de fluidos a la formación.



Fig. III-3 *Unidad de Bombas utilizadas para Inyección de Químico.*
(Cortesía Halliburton Team)



Fig. III-4 Carrete de Tubing de 3 ½" utilizado y caseta de monitoreo, en la parte inferior y en blanco se encuentra el camión cisterna donde se realiza la mezcla de todos los químicos y aditivos para la inyección. (Cortesía Halliburton Team)

El programa de Inyección a Presión por parte de los fluidos se describe como sigue:

- i. Compañía Halliburton realiza tratamiento antiescala a las arenas U + T con 240 bbl de NH₄Cl al 5% forzando con 1650 psi.

- ii. Controlan pozo con agua fresca de 8,33 lb/gal. Desasientan Packer y sacan BHA de prueba.
- iii. Arman y bajan BHA de producción definitivo para Power Oil cavidad Oil Máster en tubería de 31/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi.
- iv. Retiran BOP e instalan cabezal del pozo, desasientan packer arrow de 7" x 2 7/8" de No-Go a 9287'.
- v. Reversan bomba falsa, WL recupera Standing Valve de 27/8" de No-Go @ 9287'.
- vi. Bajan y asientan Standing Valve en cavidad @ 9126'. Desplazan bomba Jet-9 A y realizan prueba de producción de arenas U + T a la estación.
- vii. Presión de inyección = 3500 psi, BIPD = 1848 bbl, BSWi = 0.3%, BFPD = 768 bbl, BSWf = 67%, BSWr = 20%, tiempo de evaluación = 6 horas.
- viii. Se da por terminadas las operaciones a las 12H00 del 8 de agosto del 2009.

En el tratamiento Antiescala:

Luego del paso "iv" del programa principal de reacondicionamiento, continuar como sigue:

- i. Bajar BHA de prueba en tbg de 31/2" midiendo, calibrando y probando con 3000 psi cada 20 paradas. Asentar Retrieve-Matic (Packer) a +/- 9240', probar.
- ii. Armar unidades de bombeo y tratamiento, probar líneas en superficie. Abrir camisa de circulación, cerrar camisa, realizar prueba de inyektividad.
- iii. Con bypass abierto de Retrieve-Matic bombear volúmenes de la primera mezcla de acuerdo a receta adjunta (para limpieza de punzados). Completar capacidad de tbg, cerrar bypass y forzar ácido.
- iv. $P_{max} = 3500$ psi, RATA = 0.5 BPM
- v. Abrir camisa, desplazar bomba jet y recuperar ácido hasta pH = 7, reversar bomba jet, cerrar camisa.
- vi. Con bypass abierto de Retrieve-Matic, bombear volúmenes de la segunda mezcla en forma secuencial, según receta adjunta

(tratamiento antiescala) completar capacidad de tubing, cerrar bypass y forzar mezclas.

- vii. $P_{max} = 3500$ psi, RATA = 0.5 BPM
- viii. Continuar con el paso "v" del programa principal de reacondicionamiento.

3.2.1 Dosis Aplicadas

El tratamiento para este trabajo se lo realiza mediante Unidad Coiled Tubing a las Arenas "U" y "T" en Pozo Sacha 110 en tres diferentes intervalos: Arena U: 9380'-9390' (10 ft); Arena T: 9424'-9434' (10 ft); 9634'-9650' (16 ft).

En cada paso se calcula los volúmenes requeridos para el preflujo, tratamiento inhibidor y desplazamiento. Así conociendo para las características del casing y el tubing y sus capacidades¹⁹.

Tubing 3.5" 9.3#/ft; Packer 9251' e intervalo inferior: 9650'

Casing: 7"; 26 #/ft; N-80

Por tanto:

Cap. tbg: 0.0087 bbl/ft

¹⁹ Detallados en Libro Rojo de Halliburton para obtener valores de capacidades de casing y tubing con las características presentadas.

Cap. csg: 0.0382 bbl/ft

- Desplazamiento MAX = $(9251' \cdot 0.0087) + (399' \cdot 0.0382)$
= 95.73 bbl

a. Tratamiento ácido

El tratamiento ácido es para eliminar la escala que se precipita en la cara de los perforados debido al cambio de presión, no es una estimulación matricial, operacionalmente se espotea el ácido y se deja en remojo por 30 minutos, luego debemos poner en producción el pozo para sacar el ácido a superficie y neutralizar. La formulación se presenta en la tabla III-2 para 20 bls.

Tabla.III-2 Dosificación para eliminar escala en los perforados de tubería con ácido. Por José Jines Muñoz

HCL 10%	PRODUCTOS A MEZCLAR	Volume: 840 gal		Cantidad a Mezclar
		20 bbl		
	Agua	548	gal/Mgal	415 gal
	HAI 85	4	gal/Mgal	3 gal
	HCL	442	gal/Mgal	371 gal
	Cla Sta	4	gal/Mgal	3 gal
	LIPESA	4	gal/Mgal	3 gal
	Pen 88	2	gal/Mgal	2 gal
	Musol A	49.7	gal/Mgal	41.7 gal
				840

Donde:

Musol A es un solvente mutual se utiliza 49.7 gal, HAI 85M que es un inhibidor de corrosión en una cantidad de 3 gal con una concentración de 4gal/Mgal, Cla Sta químico utilizado como estabilizador de arcillas (3 gal) bajo una concentración de 4gal/Mgal, además de un agente penetrante como Penn 88 cuya concentración es de 2 gal/Mgal y cantidad de 2 gal, este químico se utiliza para poder alcanzar mayor radio de penetración establecido en cálculos y eliminar las microemulsiones presentes en la mezcla a preparar. Además se utiliza agua fresca en un volumen de 415 gal y HCl cuyo volumen es de 371 gal, las concentraciones para estos últimos productos son: 548 gal/Mgal para el agua y 442 gal/Mgal para el HCl.

b. Preflujo

Se usa salmuera producida con 5% de NH_4Cl , se debe estar seguro también de incluir 0.3% de un surfactante (LIPESA) para conservar la humectabilidad de la roca. Se coloca un volumen de Musol A (solvente) de concentración 50 gal/1000 gal considerando un radio de inundación de 6 pies o más. A continuación se

detalla los volúmenes de los componentes en la Tabla III-3.

Tabla III-3 Componentes y dosificación para el Preflujo.

Por José Jines Muñoz

PREFLUJO		Volume: 2100 gals		Cantidad a Mezclar
		50 bbis		
	Agua			1989 gal
	NH ₄ CL	5.00 %		876 lbs
	Musol A	50 gal/Mgal		105.0 gal
	LIPESA	0.3 %		6.30 gal
				2100

NH₄Cl químico utilizado para preparar salmuera.

c. Tratamiento de Scalecheck LP-55

La cantidad de inhibidor se diseña según la cantidad de agua se piensa va a producir el pozo. Se toma un promedio de BAPM (barriles de agua producida por mes) para estimar aproximadamente la salmuera de acumulación durante un año, la tabla III-4 recoge los valores calculados.

Tabla III-4 Agua Acumulada durante un año predicción realizada en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

Mes	BPPD	BAPD	BAPM	BA Acumulado
Julio	128	72	2160	2160
Agosto	128	72	2160	4320
Septiembre	128	72	2160	6480
Octubre	128	72	2160	8640
Noviembre	128	72	2160	10800
Diciembre	128	72	2160	12960
Febrero	128	72	2160	15120
Marzo	128	72	2160	17280
Abril	128	72	2160	19440
Mayo	128	72	2160	21600
Junio	128	72	2160	23760
Julio	128	72	2160	25920

- Volumen de agua promedio a inhibir durante un año = 25920 bls
- Volumen de inhibidor requerido: 0.002 gal/bbl de agua a producir durante el tiempo esperado de producción.
- Volumen de inhibidor requerido LP-55 = 25920 bbl * 0.002 gal/bbl = 51.86 gal de inhibidor x 2 zonas que se realiza tratamiento (U y T) = 103.72 gal, pero este valor se aproxima a 105 gal criterio de ingeniero de campo. Compruébese valor con dato de tabla III-5.

Con la concentración del inhibidor que ya viene establecida en etiqueta de proveedor²⁰ 50 gal/1000 gal de solución, se puede determinar de otra manera el volumen de tratamiento inhibidor para las dos zonas.

Regularmente para este tratamiento se usará salmuera con 5% de NH₄Cl para prevenir problemas de incompatibilidad de las arcillas. Un volumen de 105 gal de LP-55 y 7 gal de LIPESA. La tabla III-5 contigua detalla las cantidades a mezclar.

Tabla III-5 Dosificación para tratamiento Antiescala con Scalecheck en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

SCALECHECK	PRODUCTOS A MEZCLAR	Volume :	2100 gls 50 bbls	Cantidad a Mezclar
	Aqua			1988 gls
	NH ₄ CL	5.00 %		876 lbs
	LP-55	50 gal/Mgal		105 gls
	LIPESA	3.16 gal/Mgal		7 gls
				2100

d. Post flujo

Este paso de la secuencia tratante se realiza para dar peso a la columna de fluidos, salmuera con 5% en peso de NH₄Cl se necesita en 2452 lbs para disolverla en

²⁰ Halliburton

5862 gal (140 bbl, cantidad recomendada por experiencia de ingeniero de campo) de agua fresca, además a esta se añade LIPESA en 0.3% en volumen, aproximadamente 18 gal. La tabla III-6 muestra los valores con mayor detalle.

Tabla III-6 *Químicos y dosificación para el post-flujo.*

Por José Jines Muñoz

POSTFLUJO	PRODUCTOS A MEZCLAR	Volume:	5880 gal 140 bbl	Cantidad a Mezclar
	Agua			5862 gal
	NH ₄ CL	5.00 %		2452 lbs
	LIPESA	0.3 %		18 gal
				5880

e. Desplazamiento

Los cálculos realizados anteriormente nos indican un volumen de desplazamiento máximo que puede soportar la tubería de 95.73 bbl. Se utiliza 330 lb de soda cáustica para el agua de desplazamiento final para elevar pH de toda la mezcla y registrarla en aproximadamente 9. El radio de penetración estimamos para casos generales con el volumen de fluido de desplazamiento disponible, algunos datos estándar se observan en tabla III-7²¹.

²¹ Estos valores no deben ser tomados como una regla a seguir, los valores de la tabla con los calculados en campo siempre tienen variaciones, los valores tabulados son para considerar una referencia a la hora de dar un criterio ingenieril.

Tabla III-7. Volúmenes de sobredesplazamiento recomendados para alcanzar diferentes radios de penetración. (Datos se deben acoplar dependiendo de las condiciones de trabajo). Por José Jines Muñoz

Radio de penetración (ft)	Volumen de sobredesplazamiento (bbl)
1	2
3	23
5	66
6	100
7	130
9	215

Los mismos que se obtienen de la siguiente relación:

$$RP = \sqrt{\frac{257.37 * V}{\phi * h}} + \left(\frac{d^2}{4}\right) - \frac{d}{2} \quad \text{Ec. III - 1}$$

Donde:

- RP es el radio de penetración en pulgadas
- V es el volumen de desplazamiento en barriles.
- ϕ es la porosidad en fracción promedio de tabla

II-6

- h es la altura del intervalo en pies
- d es el diámetro del pozo en pulgadas

Veamos cuál es el radio de penetración para el volumen de desplazamiento calculado anteriormente de 95.73 bbl²² en Arena T

$$RP = \sqrt{\frac{257.37 * 80}{0.16 * 16}} + \left(\frac{3.5^2}{4}\right) - \frac{3.5}{2}$$

$$RP = 89.68 \text{ pulg} \approx 7.47 \text{ pies}$$

Ahora verifiquemos para Arena U:

$$RP = \sqrt{\frac{257.37 * 80}{0.15 * 20}} + \left(\frac{3.5^2}{4}\right) - \frac{3.5}{2}$$

$$RP = 84.16 \text{ pulg} \approx 7.01 \text{ pies}$$

Como se aprecia el radio de penetración en las dos zonas excede del volumen que se esperaría según la tabla III-7, para este caso con 80 bbl de fluido se alcanza un radio de penetración de 7.47 pies para arena T y 7.01 pies para Arena U, siendo más próximo este último valor.

²² Este volumen de desplazamiento es muy recomendable aumentarlo a 100 bbl, evitando dificultades al momento de realizar la mezcla, no se cuenta con medidores de fluidos exactos en campo. Los trabajos deben ser lo más prácticos posibles.

Así mismo como recomendación general, no se debe usar más de 250 a 300 barriles de fluidos para desplazar, excepto bajo especificaciones recomendadas. Agua producida o salmuera con NH_4Cl para el caso tratante debe ser utilizada como fluido de desplazamiento. Además se debe utilizar un volumen de disolvente con 1% de demulsificante y 0.5% de antiparafínico alcanzar mayores radios de penetración.

Tabla III-8 Volumen utilizado para el sobredesplazamiento. Por José Jines Muñoz

DESPLAZAMIENTO	PRODUCTOS A MEZCLAR	Volume:	3360 gal 80 bbl	Cantidad a Mezclar
	Agua tratada de matado			80 bbl

f. Tiempo en que los diferentes fluidos alcanzan los punzados

Para determinar este parámetro es necesario conocer el volumen de desplazamiento y la tasa de bombeo promedio a la que se realiza el trabajo, así tenemos:

- Tiempo en que fluidos alcanzan los punzados =
volumen de desplazamiento/tasa de bombeo
promedio = $80 \text{ bbl} / 3 \text{ bbl/min} = 26.67 \text{ min}$

La tasa de bombeo, la consideramos como un promedio de cada una de las BPM en las diferentes inyecciones de los fluidos con un factor de seguridad de 1.

g. Tiempo para el cierre

El tiempo de cierre suficiente para permitir la adsorción y la migración del inhibidor debe ser de 24 a 36 horas. Algunas empresas recomiendan hasta 48 horas pero hay que notar por experiencias de campo que es un tiempo muy excesivo, que no proporciona beneficios, incluso se traba con tiempos de cierre de 18 horas. Para el inhibidor utilizado este tiempo será de 4 a 6 horas para que el químico sea adsorbido en la formación.

Para finalizar esta parte descriptiva resumimos en la tabla III-9 las características que debe tener el tratamiento inhibidor utilizado.

Tabla III-9. Características generales para el tratamiento de inhibición de escala utilizado. Cortesía Halliburton

tratamiento squeeze	radial
inhibidor	poliacrilato
agua base	compatible con arcilla
salmuera	1-Molar 7% KCl, 6% NaCl, 5% NH ₄ Cl
alto contenido de calcio	recomendación es usar otro inhibidor
surfactante	concentración de 2 gal/Mgal
tasa de pistoneo	3 bbl/min
tiempo de cierre	4-6 horas

h. Problemas que puede causar el tratamiento por forzamiento.

- Las emulsiones creadas por surfactantes de algunos inhibidores de escalas, podrían dar como resultado una disminución de la producción después del tratamiento y la presencia de esta emulsión de químico en el petróleo producido requerirá de mayor temperatura y concentración de químico demulsificante en el fluido para eliminar esta emulsión.
- Los bloqueos de emulsión son posibles en cualquier momento debido también a fluidos extraños que están en una formación, estos se dan en zonas de saturación de agua, y el resultado es la pérdida de producción luego del tratamiento.

- Pérdida de producción durante el tiempo que se realiza tratamiento, produce impacto en la productividad del pozo, algunos pozos no recuperan los volúmenes originales de producción.

3.3 Muestreo en Campo

El procedimiento para toma de muestras de retorno del crudo con inhibidor de escala después que el pozo comienza a fluir posterior al tiempo de cierre luego del trabajo de inhibición procede de la siguiente manea:

- i. Una muestra cada 3 horas, durante los primeros 3 días de producción.
- ii. Una muestra diaria entre el tercer y séptimo día de producción.
- iii. Una muestra semanal entre la segunda y cuarta semana de producción.
- iv. Una muestra mensual durante la vigencia del tratamiento.

NOTA # 1: La primera muestra debe corresponder al primer barril de fluido cuando el pozo entra nuevamente en producción posterior al tratamiento.

NOTA # 2: Todas las muestras, en especial las correspondientes a la primera semana de producción, deben ser marcadas con la fecha correspondiente al momento del muestreo.

A continuación se pone en conocimiento algunas recomendaciones efectuadas durante el muestreo:

- Utilizar recipientes de plástico de ½ galón con sus respectivas tapas, limpios o preferentemente nuevos.
- Utilizar equipo de protección personal adecuado (guantes de nitrilo, gafas, mascarilla para gases, botas de seguridad, además se debe utilizar una tela oleofílica para limpieza de la línea.
- Verificar la presión y temperatura del pozo antes de maniobrar las válvulas.
- Cuando el pozo empieza a fluir hay retornos de residuos de arena, que ocasiona que las válvulas de muestreo se taponen y al abrirlas completamente por la misma presión se dispara y pueden ocasionar un accidente, se debe tener cautela al abrir dichas válvulas.
- Después del octavo día, se debe drenar la línea antes de tomar la muestra para que signifique representativa, teniendo en cuenta que el drenaje no se debe hacer

directamente al envase donde se muestrea, tener precaución de no contaminar.

- Al finalizar el muestreo tener precaución de cerrar completamente las válvulas para que no presenten fugas.

3.4. Análisis de Laboratorio

3.4.1 Teoría de las Titulaciones

Estas se fundamentan en la Química Analítica Cuantitativa y en la identificación de iones de una sustancia presente en una disolución. Así la valoración o titulación es un método en el cual se agrega un volumen de solución estandarizada²³ o patrón a una solución problema²⁴ desconocida, para determinar la concentración de algún componente presente en ella.

Debido a que las medidas en volumen juegan un papel fundamental en las titulaciones, se le conoce también como análisis volumétrico.

Utilizando una bureta calibrada para añadir el valorante (solución estándar) es posible determinar la cantidad exacta

²³ Es la especie por medio de la cual se identifica cuantitativamente al sustrato o analito en una muestra y que generalmente se encuentra en una disolución cuya concentración es conocida.

²⁴ Es la muestra problema a analizar por titulación y en donde se encuentra presente el analito o sustrato a identificar.

que se ha consumido cuando se alcanza el punto final²⁵ y se determina mediante el uso de un indicador²⁶ que se incluye en la solución problema.

3.4.1.1 Preparación de una muestra para titulación

En una titulación o valoración, tanto la sustancia patrón o estándar como el analito²⁷ deben estar en fase líquida (o en disolución). Si la muestra no es un líquido, debe ser disuelta o si el analito está muy concentrado en la muestra a analizar, este suele diluirse.

Una cantidad medida de muestra se coloca en un frasco de vidrio donde se disuelve y se diluye si es necesario, cuando la muestra ha sido disuelta o diluida previamente a la valoración, recordando que la cantidad de disolvente²⁸ utilizado debe ser bien conocida para poder considerarlo en el resultado matemático de la valoración de la muestra original.

²⁵ Es aquel que depende de medios visuales como cambio de color, aparición de precipitados y es diferente al punto de equivalencia que es el punto final estequiométrico o punto final teórico de una titulación en el que el N° de moles totales de Analito = N° moles de estándar o titulante agregado y guardan la misma relación que los coeficientes estequiométricos de la ecuación química de la titulación

²⁶ Sustancias que cambian de fase o color en respuesta a un cambio químico.

²⁷ Sustancia desconocida a identificar que se encuentra en la solución problema.

²⁸ Disolvente suele ser generalmente Agua Destilada.

Muchas valoraciones requieren un cierto control del pH de la reacción, para ello se usan disoluciones amortiguadoras²⁹ añadidas en el frasco de la disolución a analizar para mantener el pH de la solución. En otros casos se debe enmascarar un cierto ión: esto es necesario cuando hay dos reactivos en la muestra que pueden reaccionar con la sustancia patrón y solo queremos valorar uno de ellos, o bien cuando la reacción puede ser inhibida o alterada por la presencia de ese ión. Se procede añadiendo otra disolución a la muestra para enmascarar o secuestrar el ión no deseado, mediante la formación de un enlace débil³⁰ con él o incluso formando una sustancia insoluble.

Algunas reacciones Redox³¹ pueden requerir calentar la disolución con la muestra y valorar mientras está todavía caliente, esto se hace para incrementar la velocidad de reacción.

²⁹ Son aquellas soluciones cuya concentración de hidrogeniones varía muy poco al añadirles ácidos o bases fuertes. El objeto de su empleo es precisamente impedir o amortiguar las variaciones de pH y, por eso, suele decirse que sirven para mantener constante el pH. Por ejemplo una mezcla de ácido acético y acetato de sodio; o bien una base débil y la sal de esta base con un ácido fuerte, por ejemplo, amoníaco y cloruro de amonio.

³⁰ Enlace que no requiera mucha energía para romper su unión.

³¹ Reacciones de Oxidación-Reducción, reacciones de pérdida y ganancia de electrones para formar compuestos diferentes a las sustancias reaccionantes.

3.4.1.2 Procedimiento para titulación de una muestra

Una titulación o valoración comienza con un vaso de precipitación o matraz Erlenmeyer conteniendo un volumen preciso del reactivo a analizar y una pequeña cantidad de indicador, colocado debajo de una bureta que contiene la disolución estándar.

Controlando cuidadosamente la cantidad de valorante o solución estándar que se añade, es posible detectar el punto en el que el indicador cambia de color. Si el indicador ha sido elegido correctamente, este debería ser también el punto de neutralización o de equivalencia de los reactivos.

Leyendo en la escala de la bureta sabremos con precisión el volumen de disolución estándar añadida. Como la concentración y volumen de la disolución patrón son conocidos, podemos calcular la concentración de analito presente en la solución problema (en molaridad³², ppm³³, molalidad³⁴, etc.). La

³² Molaridad = moles de soluto/litro de disolución

³³ ppm = mg de soluto/litro de disolución

³⁴ Molalidad = gramos de soluto/Kg de disolución

figura III-5 nos indica el equipo utilizado en las titulaciones.

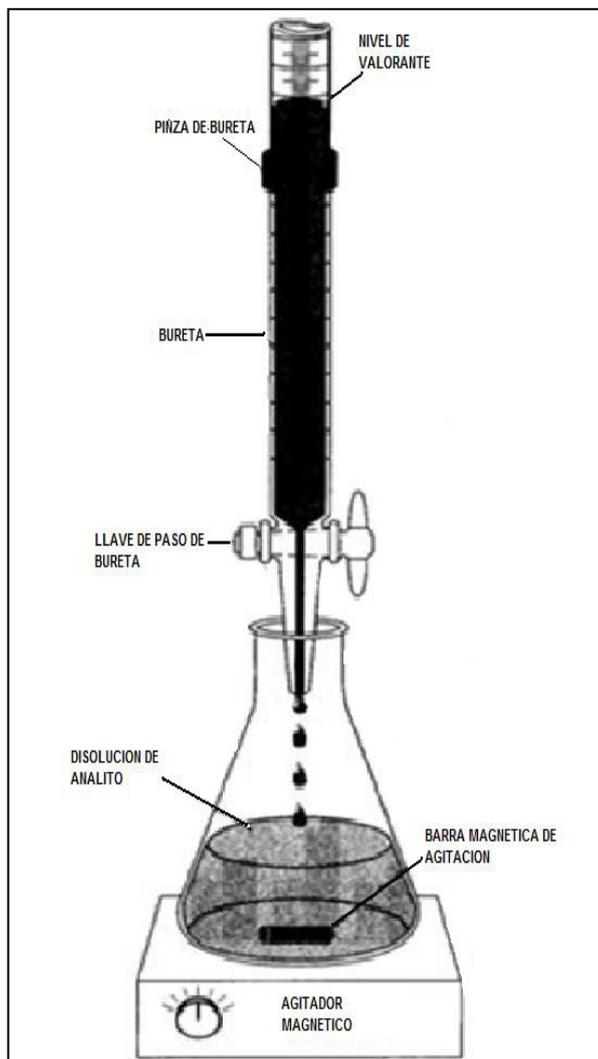


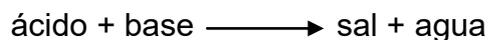
Fig. III-5. Esquema de equipo para titular. Por José Jines Muñoz.

Es importante en las titulaciones agitar constantemente el matraz y verter gota a gota la solución titulante para que la reacción se lleve de forma constante y homogénea.

3.4.1.3. Tipos de titulaciones

a. Titulaciones ácido-base

Basadas en reacciones de neutralización³⁵ entre el analito y una disolución de ácido o base que sirve de referencia. Para determinar el punto final, usan un indicador de pH, un pH-metro. En este caso se puede usar una solución indicadora para conocer el punto en el que se ha alcanzado la neutralización completa. Algunos indicadores son la fenolftaleína³⁶



b. Titulaciones Redox

Basadas en la reacción de oxidación-reducción o redox entre el analito y una disolución de oxidante o reductor que sirve de referencia³⁷. Para determinar el punto final, usan un potenciómetro³⁸ o un

³⁵ Es la combinación de cationes hidrógeno y de iones hidróxido para formar moléculas de agua, durante este proceso se forma una sal.

³⁶ Es un líquido blanco o incoloro, se usa como indicador de valoraciones ácido-base realizando transición cromática de incoloro a rosado cuando se utiliza para ellas una base, pero al valorar con ácidos no cambia de color, se usa pH metro.

³⁷ Para que exista una reacción redox, en el sistema debe haber un elemento que ceda electrones y otro que los acepte

³⁸ Son instrumentos que miden el potencial del electrodo de la disolución. Se usan para valoraciones redox; el potencial del electrodo de trabajo cambiará bruscamente en el punto final.

indicador redox³⁹, aunque a veces bien la sustancia a analizar o la disolución estándar de referencia tienen un color suficientemente intenso para que no sea necesario un indicador adicional.

Rx:



c. Titulación de formación de complejos

Basadas en la reacción de formación de un complejo⁴⁰ entre el analito y la sustancia valorante.

El agente quelante⁴¹ EDTA (Acido Etilendiaminotetracético) es muy usado para titular iones metálicos en disolución.

Estas valoraciones generalmente requieren indicadores especializados que forman complejos

³⁹ Los indicadores Redox presentan un color bien definido en cada uno de sus estados de oxidación (oxidado o reducido), se utilizan en reacciones que no son coloridas y se emplean en pequeñas cantidades, debido a que los colores que presentan son intensos. Estos indicadores requieren solamente un ligero cambio en las proporciones de un estado de oxidación a otro, para dar un cambio visible de color.

⁴⁰ Estructura de tipo molecular que se encuentra generalmente formada por un átomo o grupo central que posee orbitales de valencia no ocupados; rodeado por un cierto número de moléculas o iones que poseen pares de electrones no compartidos que pueden ser inyectados en los orbitales vacíos del grupo central para formar enlaces coordinados.

⁴¹ Es una sustancia que forma complejos con iones de metales pesados y se les conoce como quelatos.

más débiles con el analito. Un ejemplo común es el Negro de Eritrocromo para la valoración de los iones de calcio y magnesio

d. Titulación de precipitación.

Son aquellas basadas en las reacciones de precipitación, uno de los tipos más habituales son las argentometrías (precipitación de aniones como los halógenos: F, Cl, Br, I). Las titulaciones de precipitación producen compuestos iónicos de baja solubilidad.

La concentración de soluto disuelto en la solución saturada se conoce como solubilidad. El equilibrio entre la sal insoluble y los iones en solución se expresa por la constante de equilibrio, así este valor depende de la temperatura y del medio donde se disuelve la sal.

3.4.2 Curva de Calibración

Es un método de Química Analítica empleado para medir la concentración de una sustancia en una muestra por comparación con una serie de elementos de concentración conocida. Se basa en la existencia de una relación en principio

lineal entre un carácter medible (volumen de valorante) y la variable a determinar (concentración de inhibidor).

Para ello, se efectúan diluciones de unas muestras de volumen y concentración conocidos, de esta manera se produce su lectura y el consiguiente establecimiento de una función matemática que relacione ambas variables.

Se lee el mismo carácter en la muestra problema y mediante la sustitución de la variable independiente de esa función, se obtiene la concentración de esta. Se dice entonces que la respuesta de la muestra puede cuantificarse y, empleando la curva de calibración, se puede interpolar el dato de la muestra problema hasta encontrar la concentración del analito.

Así en el eje ordenado se encontrará la concentración de Scalecheck y en el eje de las abscisas el volumen de solución titulante, con esto cuando se realicen las valoraciones de las muestras problemas, se identificará el volumen de valorante y se interpolará con la curva, la concentración de inhibidor, además para el cálculo exacto se utilizará las ecuaciones de tendencia para las mismas.

3.4.2.1. Equipos y Reactivos

A continuación se detalla en la tabla III-10 los equipos y reactivos utilizados tanto en las titulaciones para estimar las curvas de calibración, así como en la titulación para identificar la concentración de Scalecheck en las muestras problemas de los fluidos producidos en Pozo Sacha 110.

Tabla III-10 Equipos y reactivos utilizados en las Titulaciones para determinar residuales de Scalecheck. Por José Jines Muñoz

Ítem	Especificaciones	Cantidad
soluciones estándar de inhibidor	1, 2, 5, 10, 15 y 20 mg/L	lo necesario
cloruro de calcio (CaCl ₂)	12% solución	lo necesario
sulfato de sodio anhidro (Na ₂ SO ₄)	reactivo clasificado	lo necesario
tubo de diálisis	10,000 peso molecular al límite 45 mm suficientemente ancho	lo necesario
vasos de precipitación	100 mL y 1000 mL	lo necesario
bureta	5 mL	lo necesario
agitador magnético, varilla agitadora y matraz Erlenmeyer		1
pipetas	10mL	lo necesario
embudo	500 mL	1

3.4.2.2. Preparación de curva de calibración para titulación por precipitación

Se prepara con Na_2SO_4 como indicador (Titulación por precipitación), CaCl_2 como sustancia titulante (la que se agrega a la muestra problema para revelar la presencia de escala).

Preparar las siguientes soluciones estándar de Scalecheck en agua destilada o deionizada: 0, 1, 2, 5, 15 y 20 ppm.

Tomar 50 ml de cada una de las soluciones estándar colocarlas en un vaso de precipitación y disolver sobre ella 1 gr de sulfato de sodio en cada una de las muestras. Se debe mantener agitación constante.

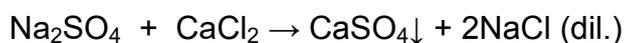
Luego se prepara una solución de CaCl_2 al 12% peso/peso. Esta será la disolución valorante.

Colocar la disolución anteriormente preparada en una bureta que tenga la graduación más pequeña posible, porque la disolución de CaCl_2 se añadirá a las soluciones preparadas de LP-55 0.3 ml cada 30 segundos, esto último es muy importante porque cada

gota de CaCl_2 será verificada en la formación de la escala (CaSO_4) en el vaso que contiene las soluciones estándar, son cantidades muy pequeñas las que se deben observar. Se debe anotar que estas pruebas son exactas hasta los 20 ppm de LP-55, después se tendría que realizar soluciones volumétricas.

Luego se grafica los ppm de LP-55 de cada muestra contra los ml de CaCl_2 que se requirieron en la titulación de cada una.

La reacción que se produce es la siguiente:



Sulfato de Calcio como precipitado y Cloruro de Sodio que estará diluido.

3.4.2.3. Preparación de curva de calibración para titulación ácido débil (Scalecheck) base fuerte (Soda Caústica)

Por la naturaleza del inhibidor de actuar como un ácido débil con pH 4 y 5, se toma como una alternativa forma de evaluación y comparación, la técnica de titulación ácido débil-base fuerte. Preparada con

Fenolftaleína como indicador incoloro (en este caso habrá un cambio de color a violeta cuando se llega al punto final) y NaOH como sustancia titulante.

Preparar las siguientes soluciones estándar de LP-55 en agua destilada o deionizada: 0, 1, 2, 5, 15 y 20 ppm.

Tomar 50 ml de cada solución y colocarla en un vaso de precipitación, añadir indicador fenolftaleína (incoloro) 5 ml de esta sustancia en cada una de las concentraciones anteriormente preparadas.

Preparar una solución 0.1 M de NaOH (base débil-titulante), colocarla en una bureta de graduación pequeña (5 ml de preferencia) e ir añadiendo 0.3 ml de esta cada 30 segundos.

Tomar el valor de pH en cada 0.3 ml de Sosa Cáustica que se añade para verificar el momento que cambia de color (la fenolftaleína cambia a violeta cuando la solución titulada llega al punto equivalencia, en este caso el punto final será la identificación de LP-55).

Luego se grafica los ppm de LP-55 de cada muestra contra los ml de NaOH que se requirieron en la titulación de cada una.

3.4.3 Preparación de muestras tomadas de cabezal Pozo Sacha 110.

Este procedimiento que se describe a continuación se utilizó para preparar una muestra para posterior filtración y titulación.

- Recolección de crudo en Pozo Sacha 110



Fig. III-6 Pozo Sacha 110. Fuente Río Napo

La recolección se realiza de la línea de inyección

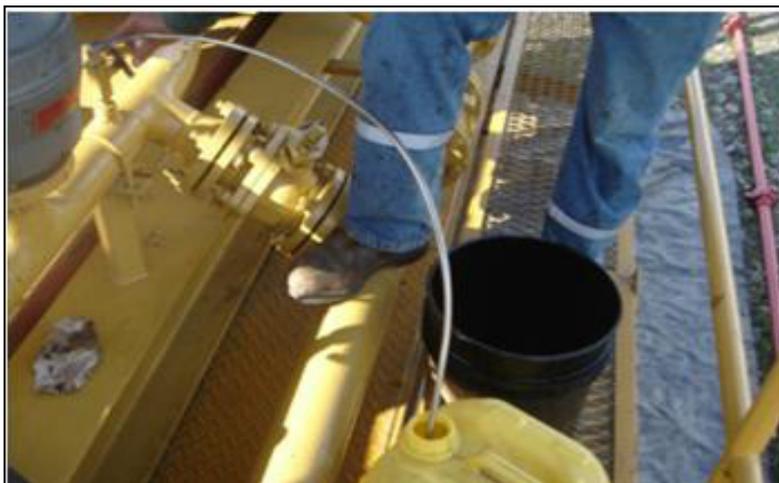


Fig. III-7 Recolección de crudo de la línea de inyección. Fuente Sertecpet

- Luego se procede a centrifugar las muestras para romper emulsión. Se prepara con 50% de Xileno, 50% muestra y 5 ml de demulsificante



Fig. III-8 Muestras luego de centrifugación, ya preparadas. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Calentamos las muestras una vez que realizada la centrifugación, esto con el fin de separar mejor las fases crudo/agua, lo efectuamos por tres días.



Fig. III-9 Calentamiento de la muestra en Baño María. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Con un embudo de decantación procedemos a la separación de las fases agua/petróleo.



Fig. III-10 Separación por decantación de las muestras preparadas. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Recogemos todo lo decantado en frascos adecuados para medir volumen y correctamente esterilizados⁴²

⁴² La esterilización se logra lavando los frascos con ácido nítrico en pequeñas diluciones de 15% en volumen y luego hirviendo los frascos

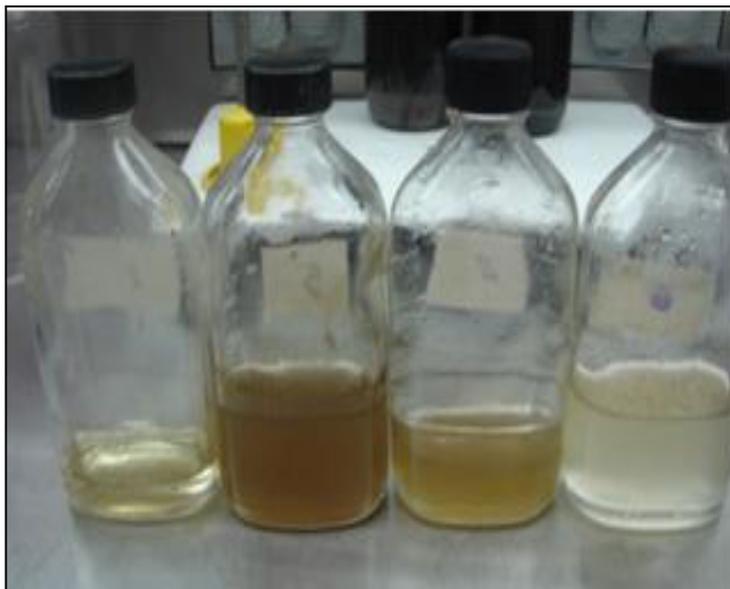


Fig. III-11 Frascos con muestras de agua luego de decantar. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Preparación de la Membrana de Diálisis⁴³

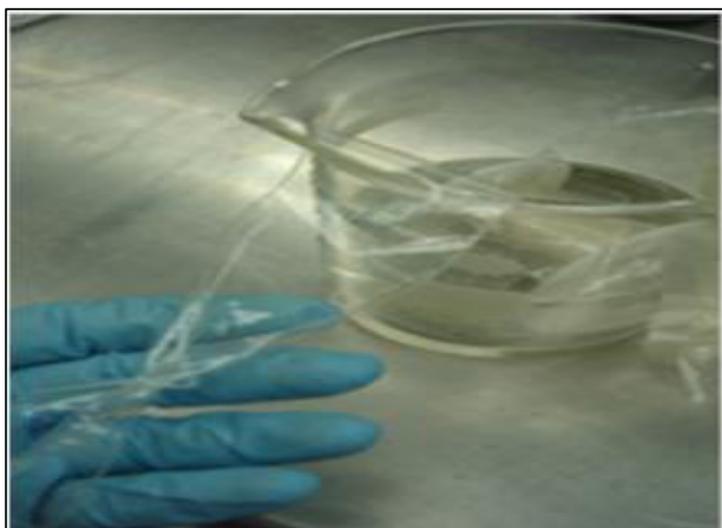


Fig. III-12 Membrana de Diálisis. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

⁴³ La membrana de diálisis debe estar sumergida en agua destilada mientras se la manipula, además para conservarla debe estar en refrigeración

- Luego llenamos la membrana con las muestras de agua decantadas, así vemos que para colocar el agua dentro de las membranas utilizamos una bureta de 25 ml, llenamos la misma y colocamos la membrana bien sujeta en el extremo inferior y abrimos la llave que tiene incorporada para dejar pasar el fluido.



Fig. III-13 Técnica de llenado de la membrana de diálisis. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Sujetamos los dos extremos con material de muy buena resistencia para fijar el líquido que está dentro.



Fig. III-14 Membrana de Diálisis lista para filtrar.
(Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Luego procedemos a filtrar la membrana en recipientes que contengan agua destilada, cambiamos el agua contenido del recipiente no la de la membrana cada tres horas por 36 horas, hasta más o menos alcanzar que dentro de la membrana se queden el Scalecheck y agua fresca, eliminando todos los demás elementos de pesos moleculares pequeños⁴⁴.

⁴⁴ Iones de pesos moleculares pequeños comparados con los pesos moleculares de Scalecheck LP-55 que son de alrededor 50000 gr/mol

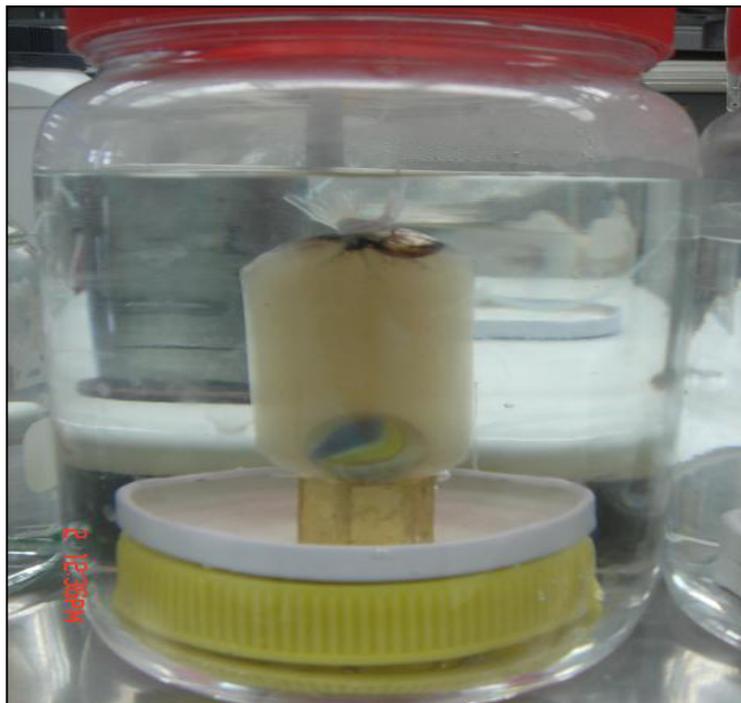


Fig. III-15 Membrana en proceso de filtración.
(Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

3.4.4. Procedimiento de titulación de las muestras de agua filtradas

La titulación de las muestras se divide en dos procedimientos:

Dependiendo del volumen obtenido de agua en cada decantación, esto es importante establecer porque las especificaciones para el trabajo están diseñadas para 50 ml de agua de producción filtrada. Así que dependiendo de su volumen se ejecutará el procedimiento.

- Se recoge un volumen de 50 ml de muestra de agua filtrada en un recipiente esterilizado, se

agrega 1 gr de Na_2SO_4 como indicador, se agita hasta que el químico añadido se disuelva totalmente.



Fig. III-16 Muestras luego de filtrar en membrana de diálisis. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Luego se prepara la solución titulante (CaCl_2) tal cual se lo hizo para realizar la curva de calibración, exactamente a la misma concentración.



Fig. III-17 Solución de Cloruro de Calcio para titular. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz

- Se llena con solución titulante la bureta hasta los 5 ml que marca la graduación de esta, se coloca en la parte inferior de la bureta la muestra a titular en agitación continua⁴⁵ y se abre la llave de paso de la bureta, dejando pasar exactamente 0.3 ml de CaCl_2 cada 30 seg. esto con el único fin de identificar en qué momento exactamente se comienza a formar el precipitado cálcico esperado. Como estos procedimientos de microanálisis son muy sensibles a las mediciones volumétricas se tiene que realizar con mucho detenimiento el trabajo asegurándose que la

⁴⁵ La agitación continua se logra con un agitador magnético.

cantidad sea la suficiente para alcanzar la formación del precipitado en este caso.



Fig. III-18 *Titulación en muestra filtrada. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz*

- Una vez que se forma el precipitado⁴⁶ se anota el volumen de CaCl_2 que se utilizó para alcanzar la formación de dicho sólido, este se recoge y se filtra para verificar la formación de la escala, se seca y se pesa este sólido que queda como producto de la filtración.

⁴⁶ El precipitado aparecerá como una nubosidad ténue en la solución, verificar con gran detenimiento este cambio.



Fig. III-19 *Uso de papel filtro para separar precipitado de fase acuosa. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz*



Fig. III-20 *Precipitado secado, la formación de este sólido en muestras analizadas muestran la carencia a la fecha de antiescala Scalecheck. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz*

El procedimiento anterior se lo efectúa para hallar la concentración de Scalecheck en las muestras de crudo tomadas del Pozo Sacha 110, utilizando las titulaciones por precipitación, ahora veamos el procedimiento para titular por el segundo procedimiento, titulación ácido débil y base fuerte (NaOH).

- Se toma un volumen de agua filtrada en la membrana, preferentemente 50 ml igual que en el anterior caso, se añade 5 ml de Fenolftaleína (incoloro) como indicador, se diluye totalmente.
- Se prepara la solución titulante NaOH 0.1 Molar, tal como se efectuó para curva de calibración.
- Se llena con esta solución la bureta y se procede a añadir cada 0.3 ml cada 30 seg. de titulante a la muestra de agua con indicador y se verifica el momento exacto del cambio de color a violeta de la muestra que se está titulado. Se registra el volumen de NaOH necesario añadido para alcanzar el equilibrio (cambio de incoloro a violeta) y el tiempo que se tardó en llegar a este cambio, se comprueba pH con papel indicador.



Fig. III-21 *Titulaciones realizadas con NaOH, se muestra la el papel indicador de pH. (Laboratorio Halliburton). Por José Jines Muñoz*

3.5. Tiempo requerido entre los tratamientos con inhibidor de escala

Los tratamientos antiescala están por lo general diseñados para durar efectivamente, siempre que estén diseñados adecuadamente por un período de 6 a 8 meses, en casos muy particulares pueden llegar a un año. Para comprobar esta efectividad y como se reduce su acción en la formación de incrustaciones, se recomienda efectuar el monitoreo de los residuales de los químicos antiescala o inhibidores, así tenemos que uno de los procedimientos mejor acordados son los descritos previamente.

CAPITULO IV

4. ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. En Campo

Para la descripción detallada de todos los resultados en el trabajo de la Unidad de Coiled Tubing (CTU), se realiza un análisis de las gráficas durante los distintos procedimientos de la inyección de fluidos. La tabla IV-1 recoge en forma detallada el proceso de ejecución del trabajo. Las gráficas que se detallan son producto del programa OPTICEM V6.4.4 instalado en la CTU de la Empresa Halliburton.

Tabla IV-1 Programa de Tratamiento Inhibidor seguido para trabajos de control de escala en Pozo Sacha 110

HORA	CAUDAL	VOLUMEN	PRESIÓN	PROFUNDIDAD	DETALLE DE LA OPERACIÓN Y MATERIALES
	(bpm)	(Bbl)	(psi)	(ft)	
5 de agosto de 2009					
5:00				9270	ChampPacker asentado @ 9270 [ft] de profundidad.
					Slick line arma equipo y abre camisa de circulación de 3 1/2".
6:00					Slick line recupera Standing valve.
					Personal de Halliburton finaliza espera operaciones PPD. Total = 36 h
					Abastecimiento de agua tratada y preparación de recursos. Filtrando agua.
8:00					Armado líneas Halliburton.
					Llenado de líneas y prueba de circulación.
			4500		Prueba de presión de líneas @ 4500 [psi].
9:00					Reunión de seguridad con personal locación.
		10			Mezcla de 420 [gal] Pickling Acid - HCl 10% : 230 [gal] Agua + 2 [gal] HAI85 + 165 [gal] HCl + 2 [gal] Losurf 300
					By pass de la herramienta abierto
10:00	2.5	10			Bombeo de 10 [bbl] Pickling Acid HCl - 10 % @ 2.5 [bpm].
	2.5	70			Desplazamiento: 70 [bbl] agua @ 2.5 [bpm].
11:00	2.5	90			Bombeo por reversa de 90 [bbl] de agua hacia tanque de lodo @ 2.5 [bpm].
12:00					Neutralizando ácido reversado con 330 [lb] Soda Cáustica.
13:00		20			Mezcla de 840 [gal] HCl 10% : 415 [gal] Agua + 4 [gal] HAI85 + 385 [gal] HCl + 3 [gal] Cla-Sta + 3 [gal] Lo-Surf 300 + 2 [gal]
					By pass de la herramienta abierto
15:00	3	20			Bombeo de 20 [bbl] HCl - 10 % @ 3 [bpm].
	3	60			Desplazamiento: 60 [bbl] agua @ 3 [bpm].
					Cierra by pass de la herramienta.
	2.0	24			Inyección de 24 [bbl] de HCl @ 10% con agua @ 2 [bpm].
					Pozo cerrado durante 30 [min] para favorecer la acción del ácido.
					Movilización de equipos para realizar evaluación.
16:00					Slick line asienta standing valve.
16:00					Slick line abre camisa.
21:00					Desplaza bomba jet
23:00					Inicia operación para recuperar ácido. Evaluando arenas
					Desplazamiento bomba jet D - 7.
6 de agosto de 2009					
			3500		Evaluando a 3500 [psi] @ 1[bpm]
6:00					Reversa bomba jet.
7:00					Slick line arma equipo.
					Slick line cierra camisa.
					Slick line recupera standing valve.
8:00					Preparación de tratamientos:
		50			2100 [gal] Pre-flujo: 1989 [gal] Agua + 880 [lb] Cloruro de Amonio + 110 [gal] Musol A + 6 [gal] Losurf
		50			2100 [gal] SCALECHEK LP-55: 1988 [gal] Agua + 880 [lb] Cloruro de amonio + 110 [gal] LP-55 + 7 [gal] Losurf
		140			5880 [gal] Post-flujo: 5862 [gal] Agua + 2453 [lb] Cloruro de Amonio + 18 [gal] Losurf
					By pass de la herramienta abierto
12:00			4500		Prueba de presión de líneas @ 4500 [psi].
	2.5	50			Bombeo de 50 [bbl] Preflujo @ 5 [bpm]
	2.5	30			Bombeo de 30 [bbl] SCALECHEK @ 5 [bpm]
					Cierra by pass de la herramienta.
	2.5	20			Bombeo de 20 [bbl] SCALECHEK @ 5 [bpm]
	2.5	140			Bombeo de 140 [bbl] Post-flujo @ 5 [bpm]
	2.5	80			Desplazamiento: 80 [bbl] fluido de control @ 3 [bpm]

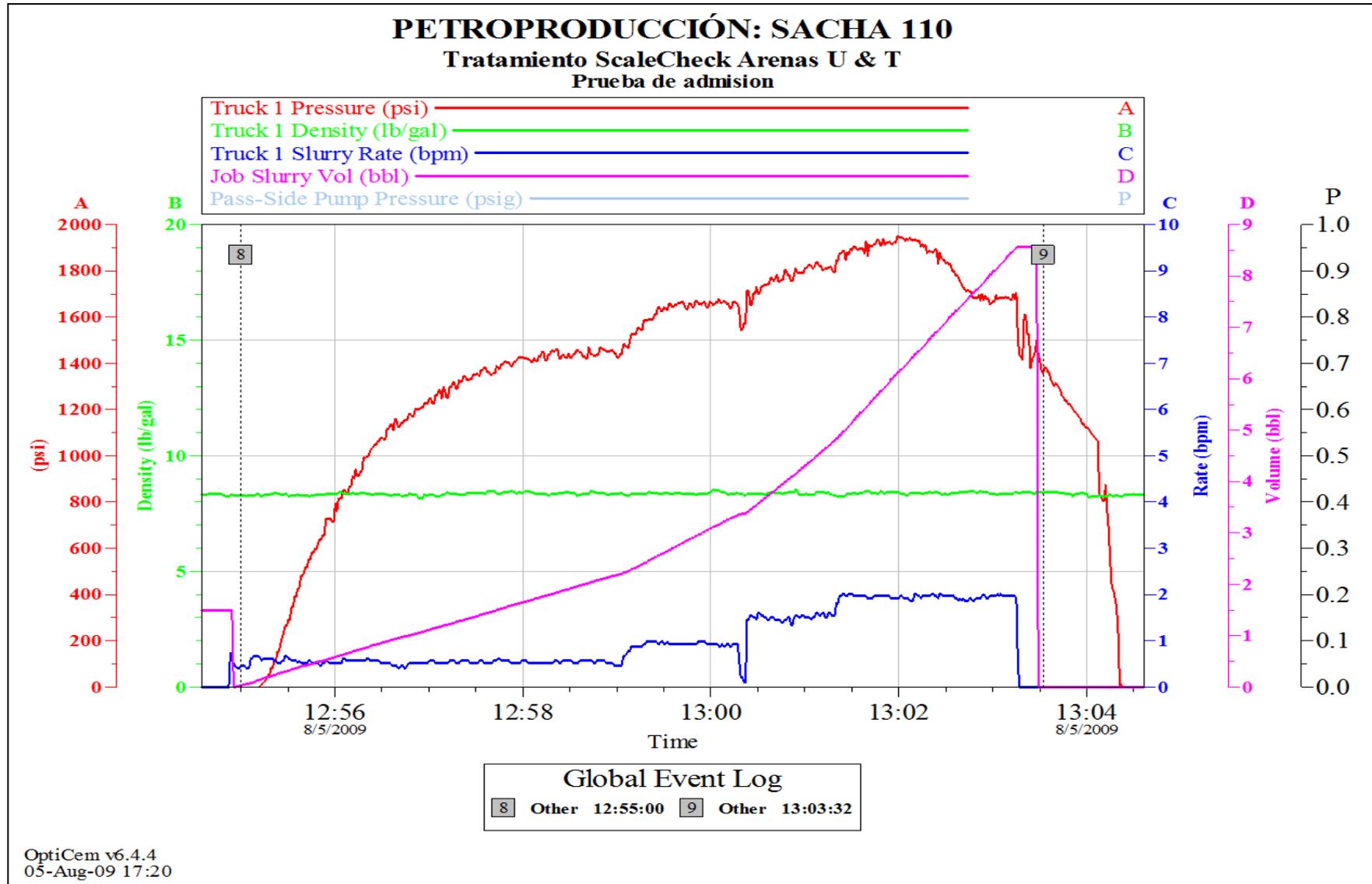


Fig. IV-1 Prueba de admisión a las Arenas U y T en los trabajos de Coiled Tubing en Pozo Sacha 110. Cortesía Haliburton

La Fig. IV-1 describe tanto la presión (psi) de admisión como el volumen de fluidos inyectados (Job Slurry Vol.), que tiene lugar en las arenas U y T, así la presión máxima es alrededor de 1900 psi y 8 bbl de fluido. Los puntos 8 y 9 son los puntos en que dura la prueba aproximadamente 1 hora y 8 minutos. La tasa de inyección varía en ese tiempo durante el trabajo de admisión, con una tasa máxima de 2 bpm, la densidad del fluido inyectado es 8.33 lb/gal, agua fresca.

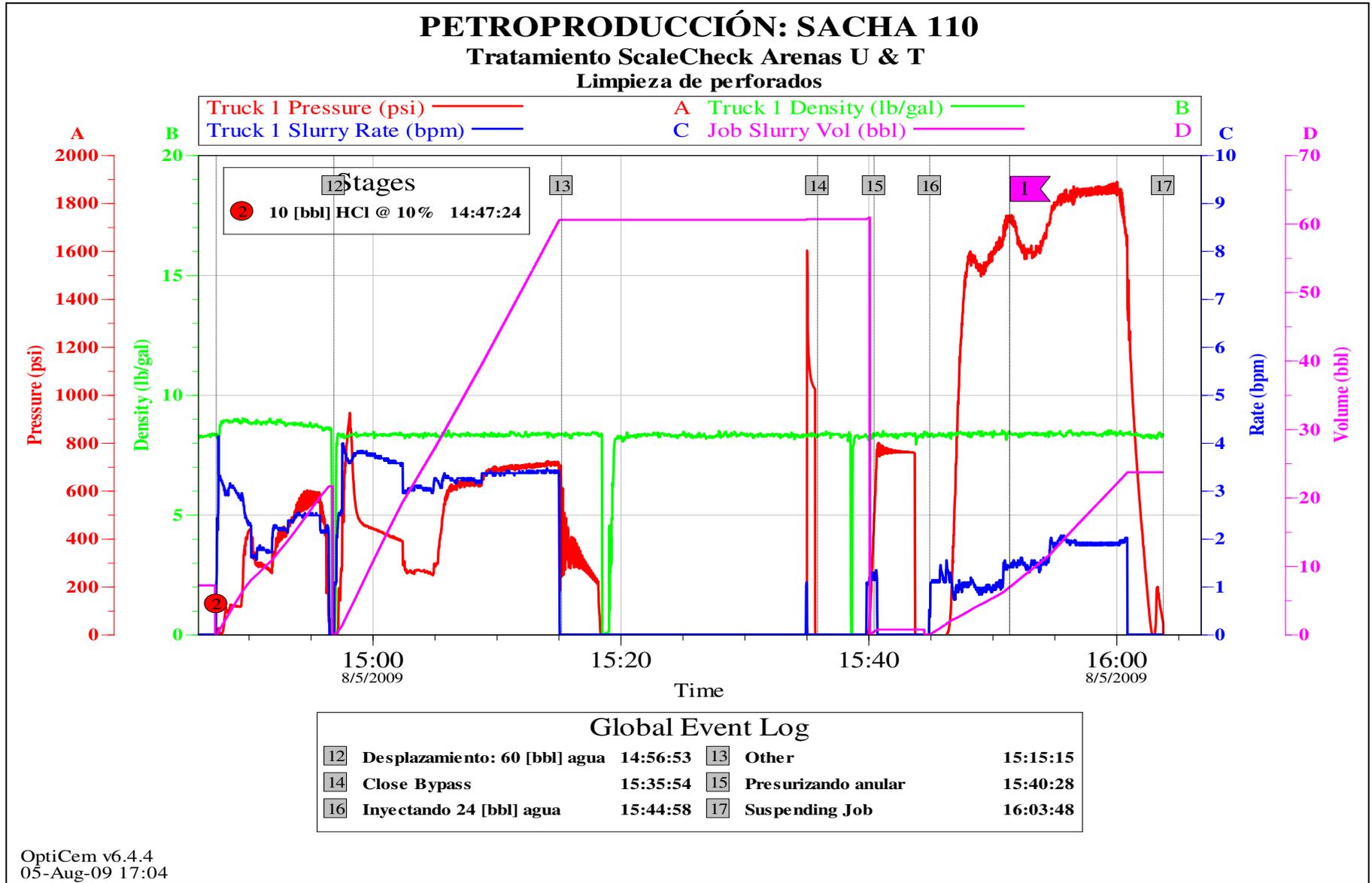


Fig. IV-2 Limpieza de Perforados durante trabajo de Coiled Tubing en Pozo Sacha 110. Cortesía Halliburton

En la Fig. IV-2 se detalla la inyección de los fluidos para la limpieza de perforados, debe tomarse en consideración que el ácido para la limpieza debe ser realizado en dos etapas por ser dos arenas a tratar, desde arena inferior hacia arriba. Comienza el trabajo con la inyección de 10 bbl de HCl al 10% (1), a la arena U, la presión máxima que alcanza es 600 psi, la densidad del fluido esta 9 lb/gal y la tasa de bombeo es de 2.5 bpm.

Luego se desplaza 60 bbl de agua (punto 12 a 13) a una tasa máxima de inyección de 4 bpm, el pico más alto de presión está ubicado a 900 psi, estabilizándose en 700 psi, la densidad es constante 8,33 lb/gal (desde 14:56:53 hasta 15:15:15)

El ácido y el agua inyectados deben remojar los punzados para alcanzar óptima limpieza (punto 13 a 14), es el período que demanda más tiempo (desde 15:15:15 hasta 15:35:54).

Se procede a cerrar el bypass de la camisa de circulación (punto 14 a 15) (desde 15:35:54 hasta 15:40:28).

Se presuriza el anular con 800 psi de presión (punto 15 a 16) (desde 15:40:28 hasta 15:44:58)

Se inyecta 24 bbl de HCl al 10% con agua a 2 bpm a una presión máxima de 1900 psi (punto 16 a 17), este tratamiento de limpieza se realiza ahora a la arena T. Se deja al pozo por 30 min en reposo para favorecer la acción del ácido en los perforados (desde 15:44:58 hasta 16:03:48)⁴⁷

Se finaliza trabajo reversando el ácido, recuperándolo por directa, con bomba jet.

⁴⁷ Entre 16 y 17 existe un punto 1, que es el momento en donde se añade un químico estabilizador de arcillas Cla Sta.

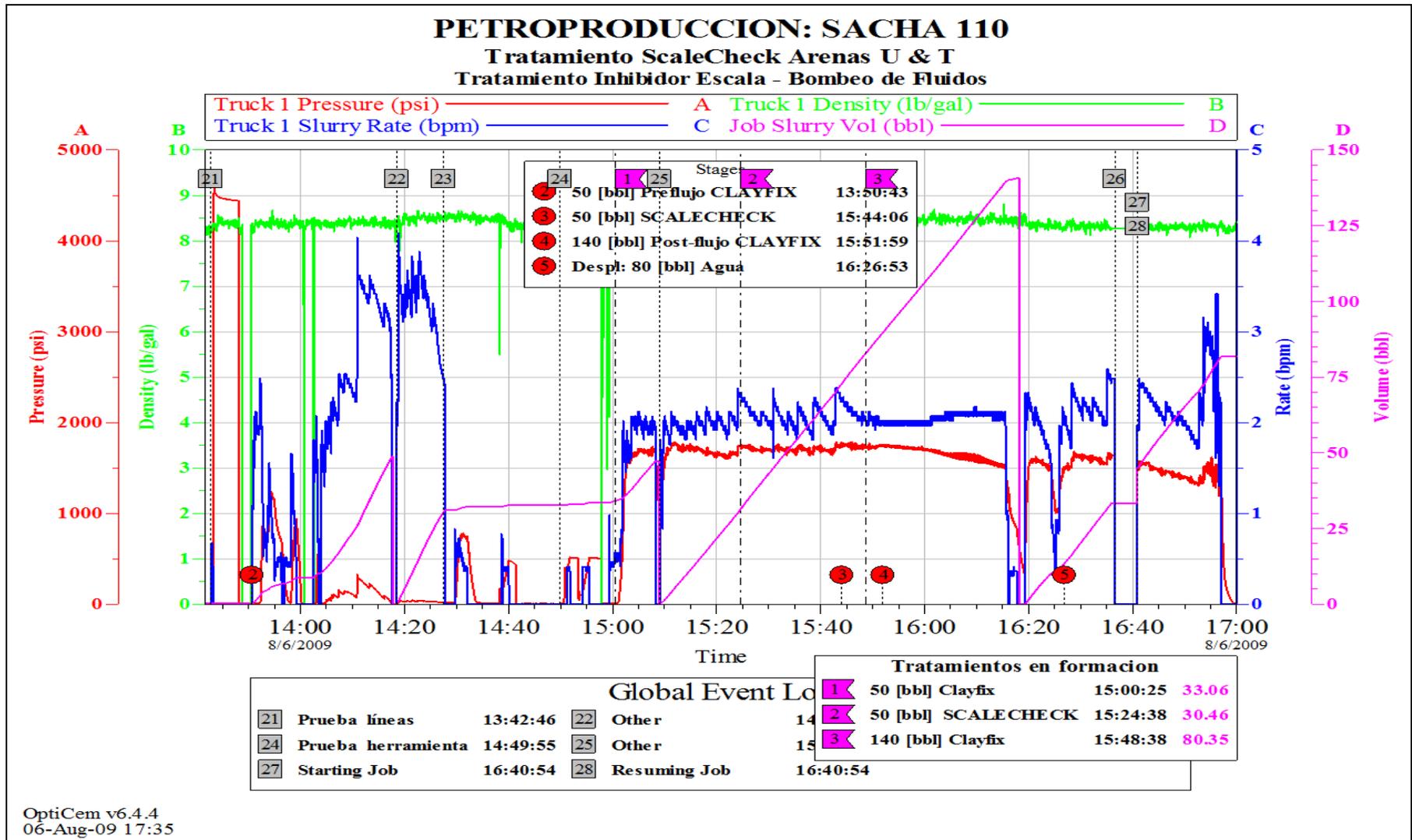


Fig. IV-3 Tratamiento Inhibidor de Escala-Bombeo de Fluidos en trabajos de Unidad de Coiled Tubing en Pozo Sacha 110. Cortesía Halliburton

La Fig. IV-3 comienza la secuencia de trabajo con 50 bbl de agua para probar líneas a 4500 psi de presión a una tasa variable de inyección y de densidad 8.5 lb/gal. Los puntos 21 a 22 representa esta operación. Cabe recalcar que se añade químico para estabilizar arcilla al agua usada para inyección (desde 13:42:46 hasta 14:15:25).

Luego en puntos 22 a 24 se procede a reversar fluido de prueba por bomba jet, en el gráfico se observa una elevada tasa de inyección que se la debe interpretar como de recuperación del fluido, la presión varía pero se la considera nula, la única presión que actúa es la presión de la bomba. En estos equipos algunos datos deben interpretarse de acuerdo al trabajo que se realiza en ese momento, aquí según la línea de Job Slurry Vol. se marca un volumen, pero se puede considerar a esto como la capacidad de la bomba en recuperar el agua que se usó para la prueba, cabe indicar que toda el agua de la prueba de presión se debe recuperar de lo contrario habría fuga, esta se notaría a la superficie, aquí solo se prueba las líneas (desde 14:15:25 hasta 14:49:55).

De punto 24 a 25 se cierra camisa, pero como se aprecia en la gráfica comienza el bombeo de fluidos con la preparación hecha para el preflujo a una tasa de 2 bpm y presión de forzamiento de

alrededor 1700 psi y 50 bbl de estabilizador de arcilla. Bombeo comienza a 13:50:43 y finaliza a 15:44:06.

Luego del preflujo se continúa con la inyección del tratamiento antiescala en sí, recordando que esto ya es a la formación y desde intervalo inferior comenzando con la arena U, 30 bbl de Scalecheck a una tasa de 2 bpm y presión de 1600 psi.

Se cierra el bypass de la herramienta para continuar bombeo en arena T, se inyecta a presión 20 bbl de Scalecheck a 2 bpm como tasa de inyección e igual presión de 1600 psi. El bombeo de Scalecheck dura 30.46 minutos.

Se continúa la inyección de 140 bbl de estabilizador de arcilla como fluido de post-flujo. El trabajo de post-flujo dura 80.36 minutos.

Como se aprecia en la gráfica IV-3 parece que se hubiese detenido el trabajo, la presión y la tasa descienden, pero se interpreta como una pausa en el bombeo por cambio de bomba inyectora de la Unidad de Bombeo de Halliburton, se cambia y se procede a la inyección 100 bbl de agua tratada como fluido de desplazamiento, a una tasa de 3 bpm y 1600 psi de presión de

forzamiento, trabajo que dura 40 minutos. Todo este trabajo se efectúa desde 25 a 26.

De 26 a 27 se nota una detención en el bombeo, se aprecia el volumen constante que no registra aumento, bomba se atascó.

4.2. En Laboratorio

Los resultados que se obtuvieron en las curvas de calibración que se prepararon para analizar y obtener las concentraciones de residuales de Scalecheck fueron los siguientes:

La tabla IV-2 muestra los resultados de primera curva de calibración con Sulfato de Sodio como indicador y Cloruro de Calcio en solución titulante.

Tabla IV-2 Concentración de Scalecheck y volumen de Cloruro de Calcio para obtener primera curva de calibración⁴⁸. Por José Jines Muñoz

LP-55 mg/lit	CaCl2 ml
0	3
1	9.3
2	11.3
5	13.3
10	18.6
15	20.6
20	32.4

⁴⁸ Datos se refieren a experimentación sucesiva N°11

Gráfica que muestra tres diferentes curvas de tendencia para determinar concentración de Scalecheck.

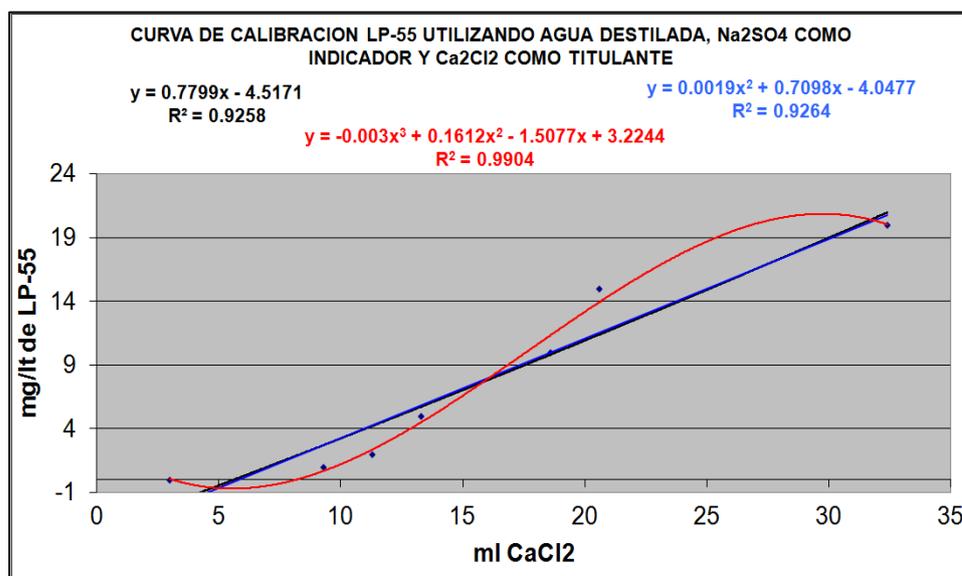


Fig. IV-4 Curva de Calibración N°11 para Sulfato de Sodio como indicador y Cloruro de Calcio en solución titulante. Por José Jines Muñoz

A continuación la tabla IV-3 se presenta los resultados para realizar curva de titulación con Fenolftaleína como indicador y NaOH en solución titulante.

Tabla IV-3 Concentración de Scalecheck y volumen de NaOH para obtener segunda curva de calibración⁴⁹. Por José Jines Muñoz

LP-55 mg/lit	NaOH ml
0	3.6
1	4
2	4.3
5	4.7
10	5.3
15	6
20	7.6

Ahora en tabla superior se presenta la cantidad de NaOH necesaria para realizar la curva de calibración, igual que anterior se grafican tres diferentes curvas de tendencia a fin de promediar los resultados de la concentración de Scalecheck.

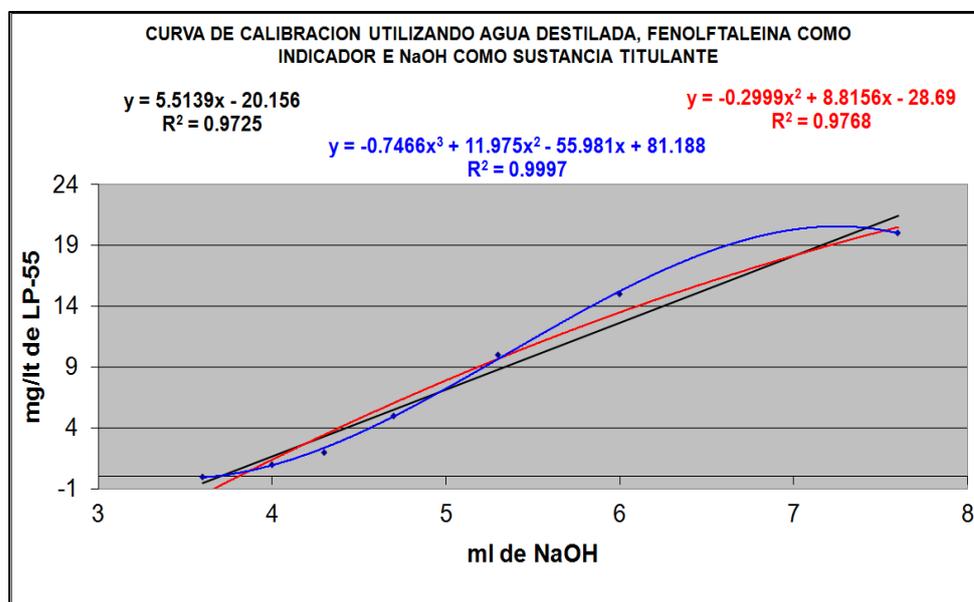


Fig. IV-5 Curva de Calibración N°7 para NaOH en solución titulante y Fenolftaleína como indicador. Por José Jines Muñoz

⁴⁹ Datos se refieren a experimentación sucesiva N°7

Las gráficas de las curvas establecidas para el posterior cálculo de concentración de Scalecheck son de tendencia directa, los valores en los volúmenes de solución titulante en los dos casos aumenta en proporción directa con la concentración de antiescala, es decir una solución que presente elevadas concentraciones de inhibidor Scalecheck, necesita de la misma forma elevados volúmenes de muestra titulante para alcanzar el equilibrio.

En los cálculos de concentración Scalecheck se presentará un valor promedio de todas las curvas de tendencia por cada curva de calibración realizada.

Se procede a presentar un resultado que si bien puede resultar ambiguo es de importancia, sobre todo para poseer una referencia de comprobación más, a cerca del valor de la titulación para la concentración de 20 ppm de LP-55 (Scalecheck) por la técnica de titulación ácido débil-base fuerte y que lleve concordancia con los datos presentados previamente (Tabla IV-3) y que sea experimentalmente lo más exacta posible, con la finalidad de comprobar que el punto de equilibrio alcanza aproximadamente los mismos números y compararlos. A continuación se presenta la tabla IV-4, en donde se enlista los valores de volúmenes de NaOH

utilizados en este procedimiento, y las continuas variaciones de pH.

Tabla IV-4 Valores de NaOH utilizados en la evaluación de curva de titulación de 20 ppm de Scalecheck y los registros de pH y log pH. Por José Jines Muñoz

Vol. NaOH	pH sol.	log pH	Vol. NaOH	pH sol.	log pH
0	6.6	0.819543936	10.1	7.5	0.87506126
0.5	6.589	0.818819508	10.4	7.5	0.87506126
0.8	6.589	0.818819508	10.7	7.5	0.87506126
1.1	6.589	0.818819508	11	7.5	0.87506126
1.4	6.6	0.819543936	11.3	7.5	0.87506126
1.7	6.6	0.819543936	11.6	7.5	0.87506126
2	6.6	0.819543936	11.9	7.5	0.87506126
2.3	6.7	0.826074803	12.1	7.5	0.87506126
2.6	6.7	0.826074803	12.4	7.5	0.87506126
2.9	6.7	0.826074803	12.7	7.5	0.87506126
3.2	6.8	0.832508913	13	7.6	0.88081359
3.5	6.9	0.838849091	13.3	7.6	0.88081359
3.8	6.9	0.838849091	13.6	7.6	0.88081359
4.1	6.9	0.838849091	13.9	7.6	0.88081359
4.4	6.9	0.838849091	14.2	7.6	0.88081359
4.7	7	0.84509804	14.5	7.6	0.88081359
5	7.1	0.851258349	14.8	7.6	0.88081359
5.3	7.1	0.851258349	15.1	7.6	0.88081359
5.6	7.1	0.851258349	15.4	7.6	0.88081359
5.9	7.1	0.851258349	15.7	7.6	0.88081359
6.73	7.113	0.852052809	16	7.7	0.88649073
6.8	7.2	0.857332496	16.3	7.7	0.88649073
6.8	7.3	0.86332286	16.6	7.7	0.88649073
7.1	7.4	0.86923172	16.9	7.7	0.88649073
7.4	7.4	0.86923172	17.2	7.7	0.88649073
7.7	7.4	0.86923172	17.5	7.7	0.88649073
8	7.4	0.86923172	17.8	7.7	0.88649073
8.3	7.4	0.86923172	18.1	7.7	0.88649073
8.6	7.4	0.86923172	18.4	7.7	0.88649073
8.9	7.4	0.86923172	18.7	7.7	0.88649073
9.2	7.4	0.86923172	19	7.8	0.8920946
9.5	7.4	0.86923172	19.3	7.8	0.8920946
9.8	7.4	0.86923172	19.6	7.8	0.8920946

Cabe indicar que los volúmenes añadidos se efectúan cada 0.3 ml cada 30 segundos con agitación continua. Esta tabla genera la gráfica IV-6 que nos muestra el volumen necesario de NaOH para alcanzar el equilibrio. Este equilibrio se alcanza cuando el pH aumenta con la misma cantidad de solución titulante, sólo se

espera los 60 segundos que requiere la técnica aplicada para observar el cambio de pH.

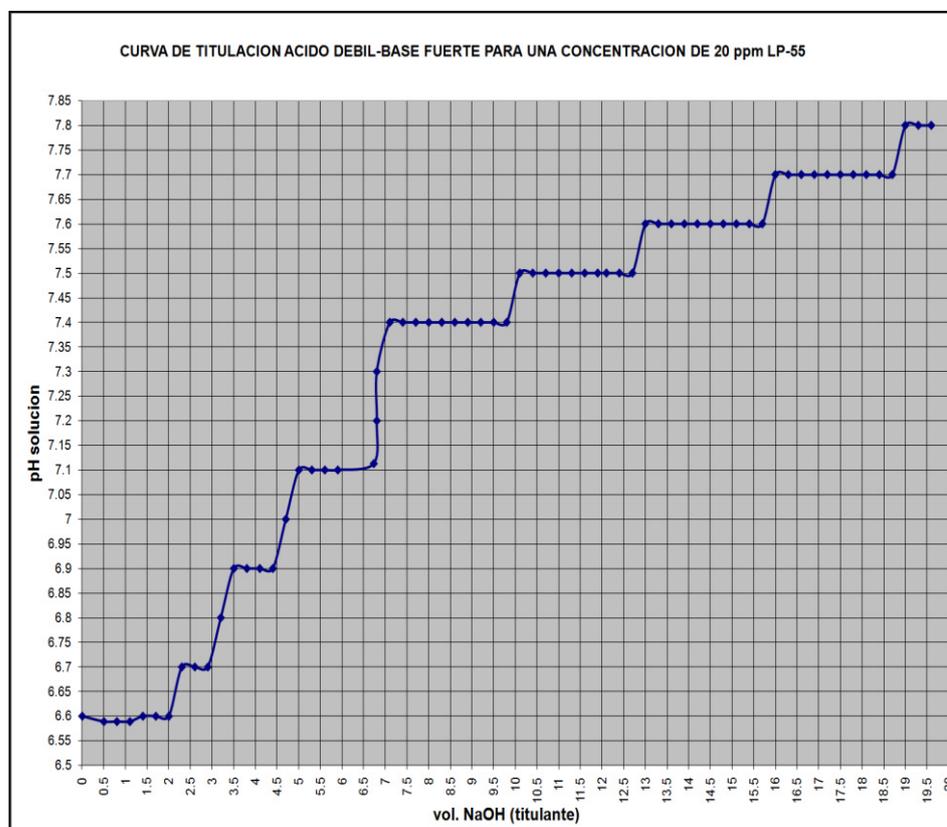


Fig. IV-6 Curva de titulación para solución patrón de 20 ppm de Scalecheck. Por José Jines Muñoz

Así se demuestra que el punto de equilibrio se alcanza en pH 7.25 aproximadamente y se requirió de 6.8 ml de solución titulante preparada con 0.1 Molar de NaOH. Comparando estos valores con los obtenidos para los de la curva de calibración (ver tabla IV-3) tenemos que para la concentración de 20 ppm de antiescala registra 7.6 ml de NaOH.

Decimos por tanto que 6.8 ml y 7.6 ml para estas dos titulaciones son valores correspondientes muy aproximados, además debemos considerar que se realiza un microanálisis químico y que tiene buena aproximación, así el valor de concentración de Scalecheck tendrá incertidumbre mínima en sus resultados finales.

Todo esto se menciona y recalca con el único fin de poseer mayores fuentes de referencia a la hora de comprobar y promediar resultados como se mencionó anteriormente.

Otro punto que vale acotar son los tiempos de titulación, estos no se pueden presentar como datos cualitativos de las experimentos realizados para alcanzar las respectivas curvas de calibración, sino más bien como valores cuantitativos que manifiestan la velocidad de reacción que se produce en cada una de las especies involucradas en las reacciones, esto se puede tomar como algo subjetivo al momento de aplicar una u otra técnica para titular, viendo en los datos y tabla contigua que la titulación ácido débil-base fuerte es la que presenta mayores velocidades de reacción, por tanto es la que mejor se aplicaría si se requiere ahorro de tiempo y de solución titulante en este tipo de microanálisis. Las tablas IV-5 y IV-6, así como la figura IV-7 muestran los tiempos de titulación para las curvas de calibración

realizadas con Cloruro de Calcio la primera y Soda Caústica la segunda de ellas.

Tabla IV-5 Tiempo de Titulación para Cloruro de Calcio. Por José Jines Muñoz

ml CaCl ₂	tiempo (min)
25.6	38.4
17.5	28.35
17.4	27.3
15.1	22.5
16.4	21.3
5.8	8.7
2.6	3.9
2	3

Tabla IV-6 Tiempo de Titulación para NaOH. Por José Jines Muñoz

ml NaOH	tiempo (min)
6.9	10.35
6	9
5.6	8.4
4.2	7.2
5	7.5
4.6	6.9
2	3
1.6	2.5

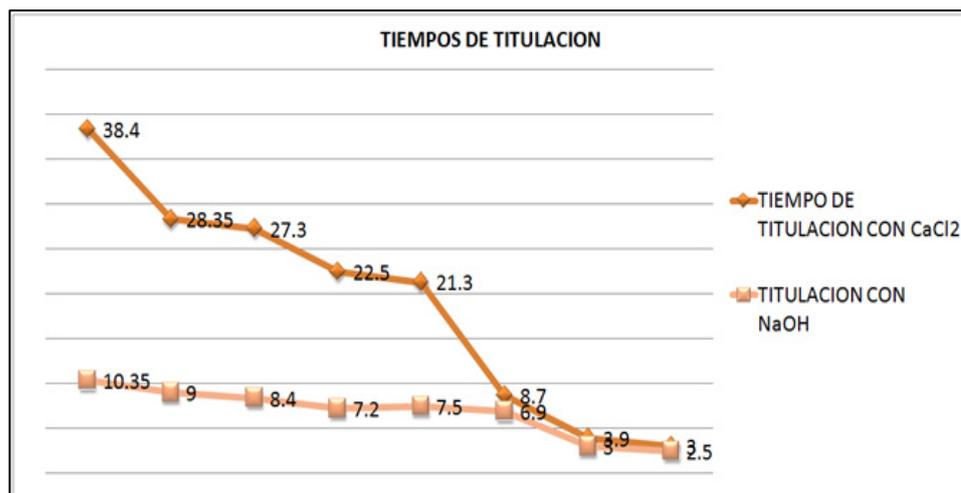


Fig. IV-7 Tiempos de titulación para CaCl_2 y NaOH . Por José Jines Muñoz

Procedemos a realizar la evaluación de los resultados obtenidos en las titulaciones de las aguas de producción una vez filtradas con la membrana y tituladas con las dos técnicas señaladas previamente. Las tablas IV-7 y IV-8 muestran los promedios de las diferentes curvas en ppm y el valor calculado de Scalecheck en % de su concentración inicial.

Tabla IV-7 Resultados de Concentración de Scalecheck con curva de calibración utilizando Sulfato de Sodio y Cloruro de Calcio. Por José Jines Muñoz

muestra #	fecha muestreo	ml CaCl_2	tiempo (min)	CONCENTRACION LP-55 (mg/l)			promedio curvas	LP-55 residual (%)
				curva lineal	curva cuad.	curva cub.		
1	15/01/2010	25.6	38.4	15.44834	15.368364	19.939664	16.91878933	3.429716062
2	18/01/2010	17.5	28.35	9.13115	8.956675	10.129025	9.405283333	1.906605176
3	19/01/2010	17.4	27.3	9.05316	8.878064	9.99126	9.307494667	1.88678181
4	20/01/2010	15.1	22.5	7.25939	7.103499	6.884489	7.082459333	1.435730657
5	21/01/2010	16.4	21.3	8.27326	8.104044	8.62164	8.332981333	1.689231975
6	24/01/2010	5.8	8.7	0.00632	0.133056	-0.682828	-0.181150667	-0.036722211
7	26/01/2010	2.6	3.9	-2.48936	-2.189376	0.341364	-1.445790667	-0.293085479
8	28/01/2010	2	3	-2.9573	-2.6205	0.8298	-1.582666667	-0.320832489
Av per day							5.979675	1.212178188

Como se aprecia en valores negativos, la concentración a la fecha de los últimos análisis registra deficiencia de inhibidor para las tres muestras finales. Vale la pena acotar que en este tipo de estudios se considera un MIC (por sus siglas en inglés Mínima Concentración de Inhibidor) de 5 ppm, es decir a valores inferiores a este, la efectividad de inhibir por parte del químico comienza a considerarse nula. Así tenemos que en tabla IV-7 y IV-8 hasta muestras 5 se consideraría efectiva la acción del químico

Se puede apreciar que se necesita menor cantidad en volumen de solución titulante en titulación para verificación de precipitado que en variación de color, esto se precisa también con el tiempo para titulación descrito anteriormente.

Los valores que alcanzan las concentraciones de Scalecheck en cada tabla son muy similares varían en un 8.8% de error absoluto.

Tabla IV-8 Resultados de Concentración de Scalecheck con curva de calibración utilizando Fenolftaleína y Soda Caústica. Por José Jines Muñoz

muestra #	fecha muestreo	ml NaOH	tiempo (min)	CONCENTRACION LP-55 (mg/l)			promedio curvas	LP-55 residual (%)
				curva lineal	curva cuad.	curva cub.		
1	15/01/2010	6.9	10.35	17.88991	17.859401	19.7840306	18.51111387	3.752506359
2	18/01/2010	6	9	12.9274	13.4072	15.1364	13.82366667	2.802283938
3	19/01/2010	5.6	8.4	10.72184	11.272496	12.1154944	11.36994347	2.304874005
4	20/01/2010	4.2	7.2	3.00238	3.045284	1.9926992	2.680121067	0.543304494
5	21/01/2010	5	7.5	7.4135	7.8905	7.333	7.545666667	1.52963038
6	24/01/2010	4.6	6.9	5.20794	5.515876	4.3953424	5.039719467	1.021633786
7	26/01/2010	2	3	-9.1282	-12.2584	11.1532	-3.411133333	-0.691492668
8	28/01/2010	1.6	2.5	-11.33376	-15.352784	19.2163264	-2.490072533	-0.504778539
Av. Per day							6.633628167	1.344745219

En este punto será bueno mencionar que la concentración de inhibidor esta a la par de la producción acumulada de agua de producción, esto es mientras el agua de producción aumenta en el tiempo la concentración de antiescala disminuye, esto es muy sencillo de explicar ya que a mayor volumen de agua, la roca que adsorbió en principio al inhibidor en el trabajo de inyección, comienza a “lavarse” literalmente hablando y el químico comienza a diluirse en el núcleo de la roca, eliminándose el Scalecheck en los retornos de fluidos del pozo. La tabla IV-9 y las gráficas IV-8 y IV-9 muestran lo descrito anteriormente.

Tabla IV-9 Producción de Agua Acumlada. Por José Jines Muñoz

FECHA	BAPD ACUMULADA
Abril-09	589
Mayo-09	1247
jun-09	1737
jul-09	2274
Ago-09	6047
sep-09	8092
oct-09	8568
nov-09	8868
ene-10	10330

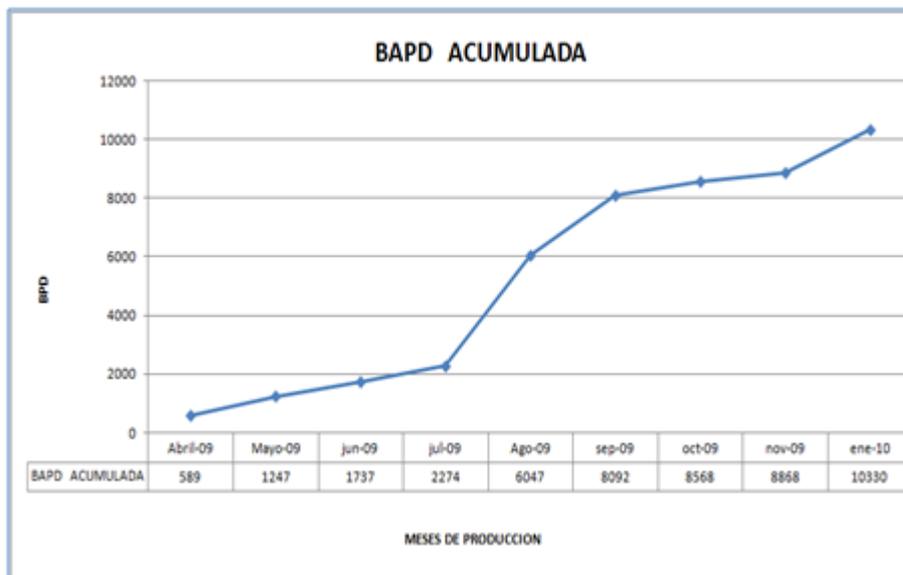


Fig. IV-8 Agua Acumulada vs. Meses de Producción. Por José Jines Muñoz

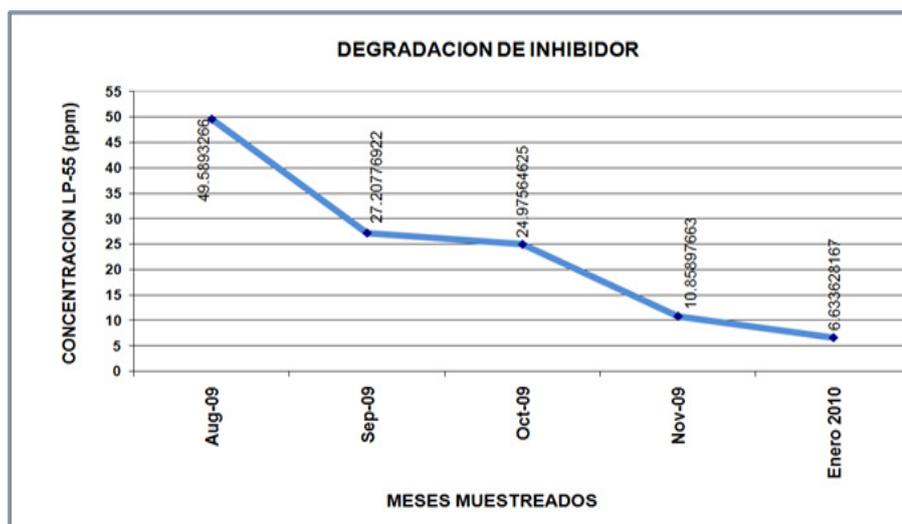


Fig. IV-9 Degradación de Inhibidor vs. Meses de producción posterior al tratamiento. Por José Jines Muñoz

En gráficas anteriores se aprecia el descenso o degradación del inhibidor mientras se incrementa la producción de agua acumulada en los meses que se hicieron los respectivos

muestreos. Otra forma de conocer que el inhibidor comienza a debilitarse es el descenso del pH y el aumento de la salinidad como se indicó anteriormente, en las salmueras que se producen. La Tabla IV-10 y la gráfica IV-10 muestran esta tendencia de identificación de escalas, cabe señalar que la salinidad se refiere más a cloruros y carbonatos presentes en las agua de producción.

Tabla IV-10 Relación entre Salinidad (ppm) y pH en aguas de producción. Por José Jines Muñoz

FECHA	SALINIDAD (ppm)	pH
Abril-09	35000	6.6
Mayo-09	38200	6.48
jun-09	39700	6.44
jul-09	42300	6.3
Ago-09	4500	6.8
sep-09	19200	6.67
oct-09	30000	6.55
nov-09	32000	6.48
ene-10	38500	6.4

Para los meses productivos posterior al tratamiento se observa una tendencia incremental de la salinidad y descenso del pH⁵⁰ del agua haciéndose cada vez más ácida, los análisis físico-químicos revelan los resultados

⁵⁰ Los pH óptimos para evitar incrustaciones son los establecidos en neutros o ligeramente básicos.

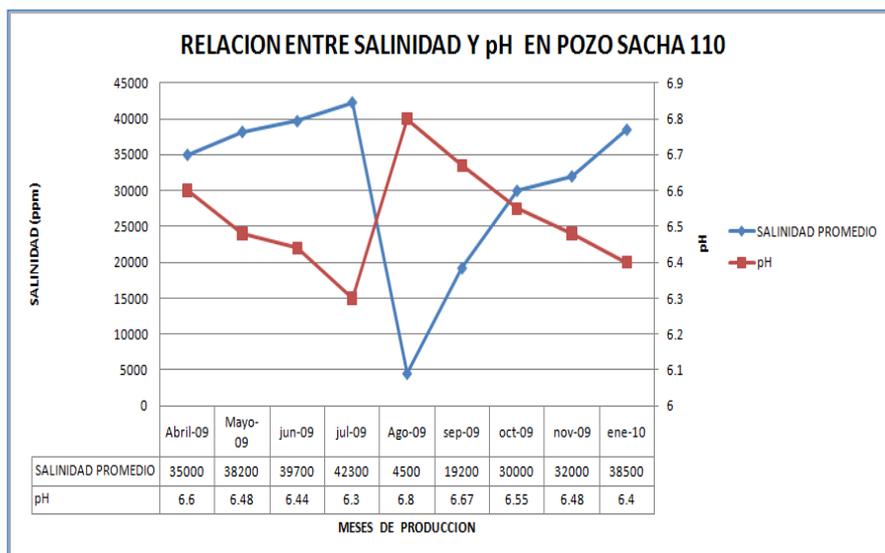


Fig. IV-10 Relación entre la salinidad y pH en las aguas de producción del pozo tratado antes y posterior al tratamiento.

Por José Jines Muñoz

Con lo dicho anteriormente, se esquematiza en los siguientes resultados la efectividad del tratamiento en el período productivo del pozo luego de la inyección del tratamiento, la tabla IV-11 y la gráfica IV-11 nos muestran los valores encontrados aplicando la primera técnica de titulación, esto es identificación de precipitados.

Tabla IV-11 Producción Real y Degradación de Scalecheck en el tiempo previo y posterior al tratamiento para la titulación por precipitación. Por José Jines Muñoz

PRODUCCION REAL					
FECHA	BPPM	BAPM	BFPM	MIC (ppm)	LP-55(ppm)
Abril-09	930	589	1492	5	0
Mayo-09	753	658	1406	5	0
Jun-09	1206	490	1399	5	0
Jul-09	471	537	1008	5	0
Aug-09	2466	3773	6239	5	44.70017461
Sep-09	1353	2045	3398	5	24.52527828
Oct-09	1242	476	1718	5	22.51322663
Nov-09	540	300	840	5	9.788359403
Enero 2010	329.88	75	404.88	5	5.9796

Como se puede apreciar de la concentración original de Scalecheck que se inyectó a la formación se adsorbió 44.7 ppm de inhibidor, este desprendimiento o desorción del químico está sujeto al proceso de dilución normal que tiene lugar en la roca por acción de los fluidos que se están produciendo (salmuera de formación y petróleo). En el tiempo la dilución hará que Scalecheck se degrade hasta los límites mínimos de su eficiencia.

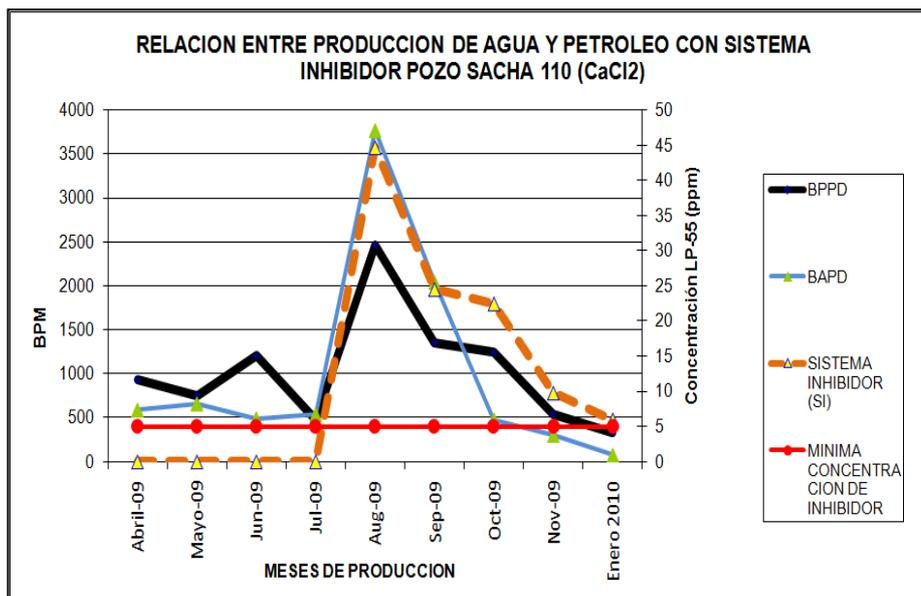


Fig. IV-11 *Relación entre Producción de Agua y Petróleo con el Sistema Inhibidor ePozo Sacha 110 para la titulación por precipitación. Por José Jines Muñoz*

En gráfica superior se muestra un descenso de producción de crudo acompañado con la disminución de la concentración de Scalecheck, en la actualidad y según la gráfica se presenta deficiencia en la acción inhibidora de Scalecheck, con esto se llega a comprobar resultados anteriores, pero con mayor exactitud, el límite mínimo de concentración de inhibidor se acerca a la línea de MIC (5 ppm).

Ahora se esquematiza en la tabla IV-12 y figura IV-12 los resultados para la titulación ácido débil-base fuerte

Tabla IV-12 Producción Real y Degradación de Scalecheck en el tiempo previo y posterior al tratamiento para la titulación ácido débil-base fuerte. Por José Jines Muñoz

PRODUCCION REAL					
FECHA	BPPM	BAPM	BFPM	MIC (ppm)	LP-55(ppm)
Abril-09	930	589	1492	5	0
Mayo-09	753	658	1406	5	0
Jun-09	1206	490	1399	5	0
Jul-09	471	537	1008	5	0
Aug-09	2466	3773	6239	5	49.5893266
Sep-09	1353	2045	3398	5	27.20776922
Oct-09	1242	476	1718	5	24.97564625
Nov-09	540	300	840	5	10.85897663
Enero 2010	329.88	75	404.88	5	6.633628167

Los resultados son muy próximos a los obtenidos por la titulación por precipitación, varían en 9.88%, lo que se puede aceptar como una buena correlación y comparación entre los resultados.

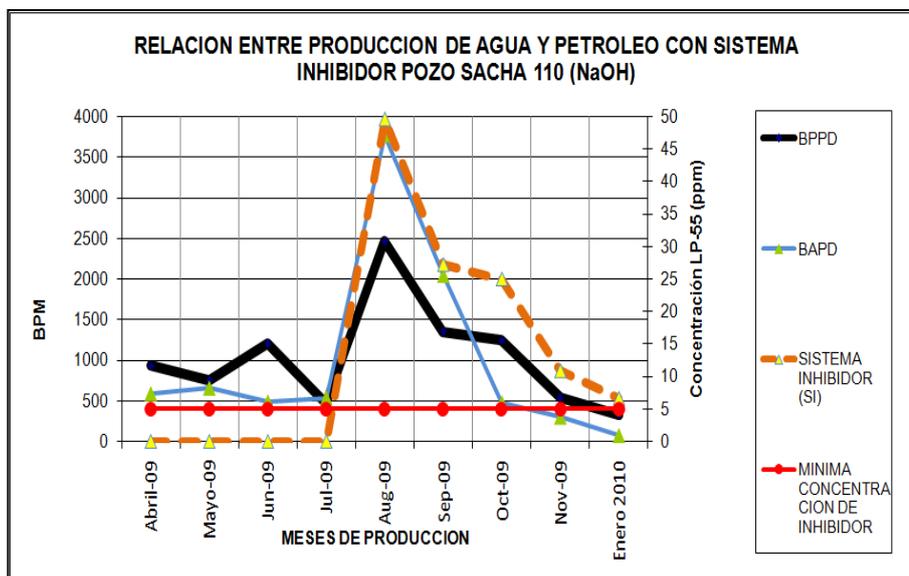


Fig. IV-12 *Relación entre Producción de agua y Petróleo con el sistema Inhibidor Pozo Sacha 110. Resultados obtenidos utilizando curva de calibración para titulación ácido débil-base fuerte. Por José Jines Muñoz*

Los resultados son muy similares, la producción de crudo declina con la degradación del químico inhibidor, esta titulación ácido débil-base fuerte se aplica en este trabajo como un método de comprobación de los resultados ya obtenidos. La concentración al igual que gráfica IV-11 se encuentra en límites de deficiencia (5 ppm de Scalecheck).

Ahora se analiza por separado la producción promedio por mes antes y después del tratamiento, como se puede apreciar en la tabla IV-13 y gráficas IV-13. Se verifica nuevamente la

efectividad del químico en el proceso de inhibición comprobado en el aumento de la producción, pero la declinación sucede en períodos tempranos durante la producción; se tiene que comprobar, sabiendo que tratamiento fue diseñado para seis meses.

Tabla IV-13 Producción promedio de Fluidos antes y después de tratamiento. Por José Jines Muñoz

MESES	BPPD	BAPD
abr-09	180.6	117.8
may-09	125.5	109.67
jun-09	190	119.5
jul-09	94.2	107.4
TRAT		
ago-09	247	329.6
sep-09	185	157
oct-09	207	80
nov-09	201	100

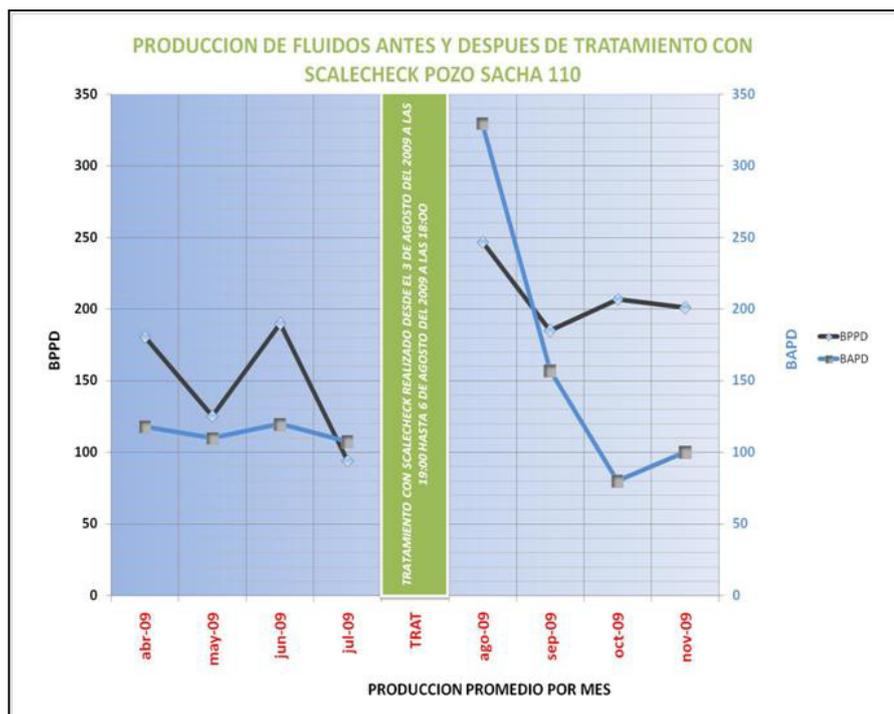


Fig. IV-13 Producción Promedio de fluidos por mes antes y después del tratamiento. Por José Jines Muñoz

Hasta el mes de Noviembre la producción de petróleo se encuentra por arriba del registro del mes antes de tratamiento (Julio), el descenso de producción en septiembre es consecuencia de trabajos de reacondicionamiento (cambios de Bomba jet), el pozo permanece cerrado por períodos de tiempo considerable, solo se registran 3 días de producción⁵¹ en este mes.

En gráfica IV-13 se demuestra que antes de tratamiento en los cuatro meses anteriores a este, la producción acumulada fue de 590.3 BPPD en promedio y el incremento de producción

⁵¹ Fuente de Petroproducción

luego del tratamiento es de 840 BPPD, lo que significa un aumento de 29.6% en la producción.

La baja producción de salmuera también tiene resultados según los registros una producción muy favorables, esto demuestra en gran medida que el pozo tiene ahora y luego del tratamiento baja tendencia a formar escalas.

Se comprueba luego, el incremento con datos de producción acumulada de producción antes y después de tratamiento. La Tabla IV-14 y gráfica IV-14 muestran estos valores.

Tabla IV-14 Datos de Producción antes y después de tratamiento. Por José Jines Muñoz

PRODUCCION REAL				
FECHA	BPPM	BAPM	BFPM	CAUSAS
Abril-09	903	589	1492	antes de tratamiento
Mayo-09	753	658	1406	antes de tratamiento
Jun-09	1206	490	1399	antes de tratamiento
Jul-09	471	537	1008	antes de tratamiento
Aug-09	2466	3773	6239	tratamiento antiescala por parte Halliburton
Sep-09	1353	2045	3398	cambio de bomba por una de mismo tipo Jet-9A
Oct-09	1242	476	1718	produccion normal
Nov-09	540	300	840	cerrado por cps

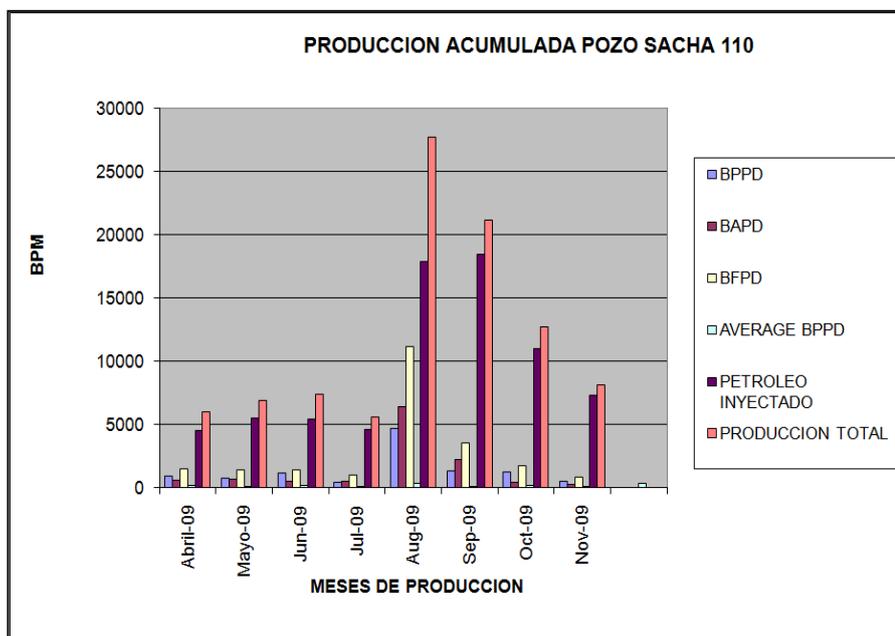


Fig. IV-14 Producción Acumulada de diferentes fluidos antes y después de tratamiento. Por José Jines Muñoz

La tabla IV-14 presenta los datos de producción del Pozo Sacha 110 desde Abril 2009 hasta Enero 2010. La producción acumulada antes de tratamiento durante Abril y Julio fue de 3333 bbl y de 5601 bbl desde Agosto luego de tratamiento hasta Noviembre, refleja un aumento de 40.5% de producción cumulativa.

La tabla IV-15 se presenta todos los datos obtenidos del pozo antes y posterior al tratamiento inhibidor, se detallan los trabajos (cambios de bomba, workover, etc.) que se efectúan durante la vida productiva en estos meses. Para el mes de

Enero la empresa que contrata el servicio de inhibición⁵² ubica una Unidad de Prueba Móvil (MTU) para monitoreo y registro de datos de producción, durante un mes. Esta unidad tiene el mismo principio de Bombeo Hidráulico y lleva el registro de producción cada hora y la producción real se registrará en la estación de Sacha Sur.

⁵² Río Napo

Tabla IV-15 Datos de Producción Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

ABRIL 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
4	3850	2500	30	28	24	382	258	124	32			890	0.3	27.6	1272	10	26.7	26	900	0.42	65	65	U + T	3		
7	3850	2500	30	28	24	234	114	110	49.1			920	0.4	27.6	1144	10	25.8	26	900	0.24	60	57	U + T	3		
15	3850	2500	30	32	23	304	187	117	38.49			900	0.4	27.4	1204	10	26.4	26	900	0.34	62	56	U + T	3		
18	3850	2500	30	32	23	302	109	118	38			900	0.4	27.4	1199	10	26.5	26	900	0.36	64	56	U + T	3		
29	3850	2500	30	32	23	242	129	113	46.59			910	0.2	27.2	1152	10	26.8	26	900	0.27	61	66	U + T	3		
						50.1																				
MAYO 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
05-05-2010 LIMPIEZA DE TURBINA/VRF																										
8	3850	2500	30	27	24	140	35	105	75.1			930	0.4	27.6	1070	10	26.2	26	900	0.16	63	33	U + T	3		
9	3850	2500	30	32	24	224	114	110	49.1			920	0.4	27.6	1144	10	25.9	26	900	0.24	60	57	U + T	3		
15	3850	2500	30	32	23	224	114	110	49.1			920	0.4	27.6	1144	10	25.9	26	900	0.24	60	57	U + T	3		
18	3850	2500	30	32	23	302	109	118	38			900	0.4	27.4	1199	10	26.5	26	900	0.36	64	56	U + T	3		
21	3850	2500	30	32	23	229	126	104	45			910	0.9	27.6	1159	10	24.6	26	900	0.25	65	57	U + T	3		
23	3850	2500	30	32	23	287	111	111	38.68			900	1	27.6	1197	10	26	26	900	0.32	64	71	U + T	3		
						75.3																				
JUNIO 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
7	3850	2250	30	29	24	267	154	113	42.3			900	0.5	27.6	1167	10	26	26	900	0.29	60	57	U + T	3		
14	3850	2250	30	32	24	267	143	114	48.4			910	0.3	27.6	1167	10	26	26	900	0.29	61	68	U + T	3		
18	3850	2500	30	32	24	332	139	118	38			900	0.6	27.6	1242	10	24.4	26	900	0.36	66	73	U + T	3		
19	3850	2500	30	32	24	369	243	126	34.7			925	0.3	27.4	1294	10	24.6	26	900	0.39	60	95	U + T	3		
24	3850	2500	30	32	24	314	127	121	31.7			910	0.3	27.6	1212	10	24.8	26	900	0.42	64	65	U + T	3		
28	3850	2320	34	28	24	314	119	117	37.26			898	0.4	27.6	1212	10	26	25	900	0.34	62	61	U + T	3		
						175.3																				
JULIO 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
07-JULIO-2009 LIMPIEZA DE TURBINA/VRF																										
5	3850	2500	30	32	23	195	92	103	52.9			890	0.6	27.6	1085	10	24.7	26	900	0.22	65	48	U + T	3		
6	3850	2600	32	32	23	185	84	101	54.6			870	0.6	27.6	1055	10	24.7	26	900	0.21	60	46	U + T	3		
10	3850	2500	30	29	24	182	61	101	63.34			870	0.3	27.6	1032	10	26	24	900	0.18	62	44	U + T	3		
10	3850	3500	33	27	24	149	40	109	73			980	0.4	27.6	1129	10	26.8	26	980	0.15	59	37	U + T	3		
23	3850	3100	37	27	24	317	123	101	48.3			970	0.6	27.6	1287	10	25.9	26	980	0.32	63	62	U + T	3		
						174			85.98																	
27-JULIO-2009 SE INTENTA PESCAR BOMBA P.3X48" SIN EXITO POR DOS OCASIONES, SE AFLOJA PATA DE PESCANTE																										
28-JULIO-2009 CON SWAB SE INTENTA PESCAR BOMBA SIN EXITO																										
29-JULIO-2009 SE INTENTA PESCAR BOMBA CON NUEVO PESCANTE SIN EXITO, SE ROMPE PESCANTE DE WIRE LINE DE PETROTECH RECUPERA P.TOOL																										
31-JULIO-2009 SE REALIZA TUBING PUNCH (HBT) CON UNIDAD DE CABLE ELECTRICO																										
AGOSTO 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
02-AGOSTO-2009: EN W.O. # 7 RIG TRIBOIL GAS-101, 15H00																										
03-AGOSTO-2009: EN W.O. # 7 SE HACE TRATAMIENTO ANTIESCALA CON HALLIBURTON																										
08-AGOSTO-2009: SALE DE W.O. # 7, BAJAN JET-9A BSW = 24% SALINIDAD = 4500 PPM																										
8	3850	3100	31	29	24	337	119	113	42.3			1830	0.2	27.6	2427	20	27	JET	FULL	0.32				U + T	6	
9	3850	3300	39	27	24	963	471	492	51.1			1800	0.2	27.6	2763	18	27	JET	FULL	0.54				U + T	7	
9	3850	3300	39	27	24	867	384	474	55.6			1830	0.3	27.6	2693	18	27	JET	FULL	0.51				U + T	7	
9	3850	3400	43	29	24	676	383	293	43.7			1800	0.2	27.6	2476	12	27	JET	FULL	0.37				U + T	3	
10	3850	3350	36	27	24	589	279	418	48.8			1780	0.2	27.6	2447	12	27	JET	FULL	0.37				U + T	3	
10	3850	3400	34	27	24	564	291	273	48.8			1770	0.4	27.6	2334	12	27	JET	FULL	0.32				U + T	3	
11-AGOSTO-2009: LIMPIEZA DE TURBINA/VRF																										
13-AGOSTO-2009: BSW = 7%; SALINIDAD = 35800 PPM																										
19-AGOSTO-2009: BSW = 65%; SALINIDAD = 31100 PPM																										
14	3850	3700	40	28	23	301	232	269	53.69			1780	0.3	27.6	2281	12	26.6	JET	FULL	0.28				U + T	3	
23	3850	3700	33	32	24	287	64	233	81.8			1770	0.8	27.6	2057	12	26.2	JET	FULL	0.16				U + T	2	
26	3850	3700	37	27	24	334	157	242	72.45			1760	0.5	27.6	2094	12	26.2	JET	FULL	0.18				U + T	3	
29-AGOSTO-2009: CAMBIO DE BOMBA JET-9A POR UNA DEL MISMO TIPO																										
30	3850	3700	38	29	23	160	N/R	N/R	100			1830	0.3	27.6	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	U + T	3
30	3850	3700	40	28	24	200	N/R	237	N/R			1820	0.3	27.6	2020	12	26.4	JET	FULL	N/R				U + T	3	
31	3850	3700	38	27	24	206	N/R	100				1810	0.2	27.6	2016	12	26.3	JET	FULL	N/R				U + T	6	
31-AGOSTO-2009: CAMBIO BOMBA MISMO TIPO JET-9A (CON BOMBA ANTERIOR NO APORTA)																										
						385																				
SEPTIEMBRE 2009																										
Fecha	Des. Planta	PRESIONES (PSI)			PRODUCCION REAL					PETROLEO INYECTADO			PRODUCCION TOTAL			PINT	VOLT	AMP	Fz	EFICIENCIAS		ARENA	TEVAL			
		Pi	Pc	Pm	Pz	BFPD	BFPD	BAPD	BSW	API	GOR	BFPD	BSW	API	BFPD	BSW	API	GPM	VRF	Pi	Hz	Motor	Bomba			
6	3850	3750	42	27	24	177	220	234	N/R			1820	0.3	27.6	1997	12	26.4	JET	FULL					U + T	3	
9	3850	3750	42	28	24	419	119	113	42.3			1830	0.5	27.4	2012	12	26.6	JET	FULL					U + T	3	
10-SEPTIEMBRE-2009: CAMBIO DE BOMBA MISMO TIPO JET-9A. REALIZAN PRUEBA DE ADMISION: 23 Pm A 2750 Psi																										
11	3850	3700	40	28	24	461	181	270	50.57			1850	0.4	27.6	2311	12	26.6	JET	FULL	0.18				U + T	3	
12	3850	3700	40	28	24	467	182	271	51.31			1850	0.4	27.6	2318	12	26.6	JET	FULL	0.18				U + T	3	
13	3850	3700	40	28	23	349	91	258	24.03			1850	0.3	27.6	2199	12	26.5	JET	FULL	0.19				U + T	3	
13	3850	3700	40	28	23	349	91	258	24.03			1850	0.3	27.6	2199											

Haciendo referencia a tabla IV-15 generamos la gráfica IV-15, la misma que hace referencia al petróleo inyectado y la producción total, durante las operaciones del Bombeo previos y posterior al trabajo de inhibición.

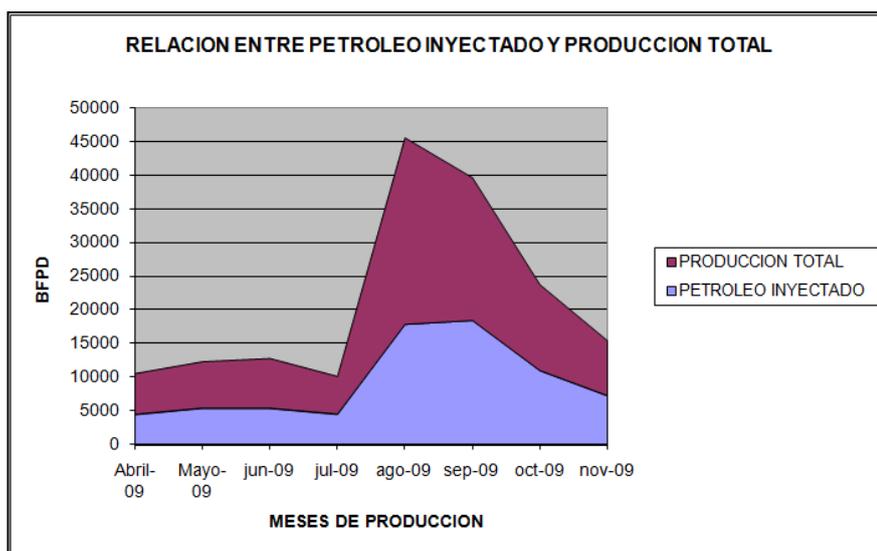


Fig. IV-17 Relación entre Petróleo Inyectado y Petróleo Producido durante el Bombeo en meses previos y posteriores al tratamiento. Por José Jines Muñoz

4.3. Análisis de Costos

a. Costos

a. 1. Costos por trabajo de Workover N°07

Estos costos se refieren a todo el trabajo realizado durante las operaciones de trabajo de reacondicionamiento previo que se efectuaron en el pozo Sacha 110, antes de inyectar tratamiento inhibidor,

esto por los problemas que surgieron debido a la acumulación de escala presentada en la bomba de la completación anterior. Se detalla a la empresa contratista para el trabajo y los valores estimados. La tabla IV-16 muestra los valores de cada operación realizada.

Tabla IV-16 Egresos por trabajo de Workover N° 07 realizado antes de tratamiento antiescala. Por José Jines Muñoz

EGRESOS POR CONCEPTO DE WO # 7			
TRIBOIL -101			
GASTOS MOVIMIENTO TORRE WO # 7	S/.	6,232.92	DOLARES
GASTOS TRABAJO DE TORRE WO # 7	S/.	57,969.99	DOLARES
SUPERVISION Y TRANSPORTE	S/.	4,813.49	DOLARES
QUIMICOS	S/.	1,325.19	DOLARES
EQUIPOS DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	S/.	70,000.00	DOLARES

a.2. Costos por trabajos de Inhibición y traslado de equipos

El egreso por concepto del tratamiento antiescala se presentan en tabla IV-17, se especifica los valores de traslado de equipos a locación (Unidad de Coiled Tubing, Camión Cisterna para mezcla de aditivos, Mezclador y Circuito de Bombas Inyectoras) y en tabla IV-18 los costos por los materiales empleados en el trabajo (químicos, aditivos y antiescala Scalecheck), en el cobro se incluye el porcentaje por recargo de IVA.

Tabla IV-17 Costos por Servicio para Tratamiento Antiescala. Por José Jines Muñoz

EGRESOS POR SERVICIOS							
DESCRIPCION DEL SERVICIO:		Tratamiento ScaleCheck Arenas: U & T					
No. PAG.	No	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO	PRECIO	
CONTRATO	Parte				UNITARIO	TOTAL	
4	02-201	Viaje de ida por unidad de bombeo	23.705	km	\$ 5.250	124.450	
4	02-202	Cargo basico tiempo espera, Primeras 4 horas o fraccion	0	Unidad	\$ -	-	
4	02-203	Cada hora adicional de espera o fracción por unidad de bombeo por # de horas	0	hora	\$ 97.760	-	
4	02-204	Cargo por unidad, Primeras 4 horas o fraccion	1	Unidad	\$ 2,626.780	2,626.780	
4	02-206	Mezcla de Materiales suministrados por la contratista	872	gal	\$ 0.140	122.080	
4	02-207	Mezcla de Materiales no suministrados por la contratista	0	gal	\$ 0.440	-	
4	02-208	Cargo por bombeo de Acido mas agua por galon, primeros 2000 gal	1260	gal	\$ 0.930	1,171.800	
4	02-209	Cargo por bombeo de Acido mas agua por galon, 2001 gal a 4000 gal	0	gal	\$ 0.980	-	
4	02-210	Cargo por bombeo de Acido mas agua por galon, 4001 gal en adelante	0	gal	\$ 0.980	-	
4	02-211	Cargo por bombeo de fluidos no corrosivos, primeros 2000 gal	2000	gal	\$ 0.730	1,460.000	
4	02-212	Cargo por bombeo de fluidos no corrosivos, 2001 gal a 4000 gal	2000	gal	\$ 0.730	1,460.000	
4	02-213	Cargo por bombeo de fluidos no corrosivos, 4001 gal en adelante	6080	gal	\$ 0.730	4,438.400	
4	02-214	Tanques para tratamiento de 100 bls	1	Unidad	\$ 1,018.460	1,018.460	
4	02-215	Tanques para ácidos de 1000 a 2000 gls por trabajo	2	Unidad	\$ 702.820	1,405.640	
4	02-216	Registrador electrónico de presión, rata y densidad por trabajo	1	Unidad	\$ 487.280	487.280	
4	02-217	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	1	Unidad	\$ 68.380	68.380	
4	02-218	Medidor de flujo por trabajo	1	Unidad	\$ 239.400	239.400	
4	02-219	Registrador de presión tipo Martin Decker por trabajo	0	Unidad	\$ 162.030	-	
4	02-220	Kilometraje transportes de tanque por Km solo de ida	71.115	Km	\$ 2.630	187.030	
		(**) Cargo aplica si trabajo se prolonga por mas de 4 horas					
					SUBTOTAL MATERIALES		Si. 14,809.70
					IVA 12%		Si. 1,777.16
					TOTAL	US \$	Si. 16,586.86

La tabla IV-19 resume los valores de las dos operaciones

Tabla IV-19 Resumen de Costos para Tratamiento Antiescala. Por José Jines Muñoz

EGRESOS POR TRABAJOS DE ESTIMULACION Y TRASLADO DE EQUIPOS			
HALLIBURTON			
POR MATERIALES		27,146.76	DOLARES
POR SERVICIO	S/.	16,586.86	DOLARES

a.3. Costos por Unidad de Wireline

Estos costos se refieren a los trabajos de recuperación y posterior instalación de la bomba para trabajo de inhibición. La tabla IV-20 describe las dos contratistas que se emplearon para el trabajo.

Tabla IV-20 Costos por Trabajo de Wireline. Por José Jines Muñoz

EGRESOS POR UNIDAD DE WIRELINE			
PETROTECH	S/.	1,555.00	DOLARES
DYGOIL	S/.	620.30	DOLARES

a.4. Costos por Supervisión e Instalación de Bombeo Hidráulico

Se refiere a los trabajos de asesoramiento principalmente en la instalación de los equipos de fondo de la nueva completación de Bombeo Hidráulico y arranque de los mismos, sobre todo de la bomba Jet 09 y Jet 10. La tabla IV-21 registra este valor.

Tabla IV-21 Costos por Asesoramiento en Instalación de Equipo de Bombeo Hidráulico. Por José Jines Muñoz

EGRESOS POR SUPERVISION E INSTALACION B.H.			
NATION-SOLIPET	S/.	1,200.00	DOLARES

En tabla IV-22 se resume los costos totales de los trabajos realizados en Pozo Sacha 110, estos se describen como una inversión a corto plazo, el tratamiento fue diseñado para durar seis meses en forma total y eficiente, la etapa de evaluación y monitoreo de residuales de inhibidor Scalecheck ya están incluidos en estos por parte de la contratista que se encarga de realizarlos (Halliburton).

Tabla IV-22 Resumen de costos para trabajos realizados en Pozo Sacha 110. Por José Jines Muñoz

EGRESOS	DOLARES
Trabajos de Workover	140,341.59
Trabajos de Estimulación y traslado de equipos	43,733.62
Trabajo de Unidad de Wireline	2,175.00
Trabajos de Supervisión e Instalación de B.H.	1,200.00
TOTAL	187,450.21

b. Ingresos

b.1. Ingresos por venta de Petróleo

Los ingresos son realizados netamente por la venta mensual de crudo por parte de la operadora (Rio Napo),

se refleja y por demás lógico un aumento en la producción, lo que recarga el hecho de que el tratamiento y todos los trabajos realizados fueron efectivos. Ahora se puede observar que los datos de producción y de ingresos previstos no incluye a los meses de Diciembre y Enero, el primero debido a que realizaron trabajos de adecuación y cambio de bombas (Cambios de Bomba Jet 09 a Bomba Jet 10, estos trabajos por supuesto no se incluye en los costos analizados) y el pozo estuvo cerrado, el segundo porque paso a operar la Unidad de Prueba Móvil (MTU), esta no se encontraba reflejando la producción real de petróleo, y porque la restauración de presión por el cierre del pozo un mes anterior no proporcionan lo que se espera en la producción para el análisis. La tabla IV-23 recoge la producción luego del tratamiento.

Tabla IV-23 Ingresos por Venta De Crudo luego de los Trabajos de Inhibición. Por José Jines Muñoz

INGRESOS POR CADA MES DE PRODUCCION				
FECHA	BPPD	PRECION/MES	VALOR TOTAL (\$)	
ago-09	2466	67.09	\$	165,443.94
sep-09	1353	64.36	\$	87,079.08
oct-09	1242	71.41	\$	88,691.22
nov-09	540	72.01	\$	38,885.40
TOTAL	5601	68.7175	\$	380,099.64

La tabla IV-24 y figura IV-18 recogen los datos de producción e ingresos de crudo antes y posterior al tratamiento, se evidencia incremento.

Tabla IV-24 Datos de Producción e Ingresos del Pozo Sacha 110 antes y después de Tratamiento Antiescala.

Por José Jines Muñoz

MESES	PRECIO/MES (\$)	PRODUCTION (BPPM)	TOTAL/MES (\$)
abr-09	42.32	903	38214.96
may-09	51.49	753	38771.97
jun-09	64.29	1206	77533.74
jul-09	57.47	471	27068.37
ago-09	67.09	2466	165443.94
sep-09	64.36	1353	87079.08
oct-09	71.41	1242	88691.22
nov-09	72.01	540	38885.4

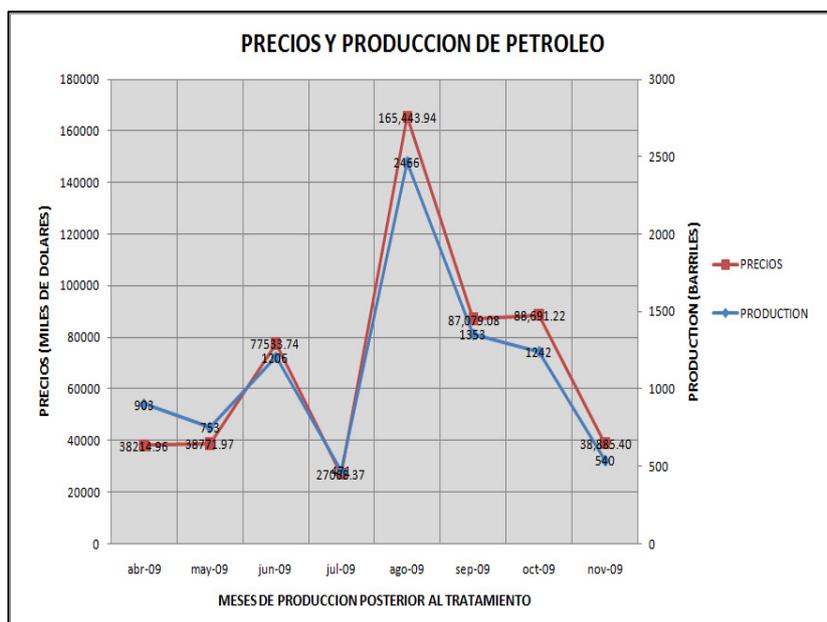


Fig. IV-18 Precios y Producción en Pozo Sacha 110 previos y posterior al Tratamiento de Inhibición. Por José Jines Muñoz

c. Beneficio/Costo del tratamiento de Inhibición.

El análisis se basa en los costos por el tratamiento y los ingresos que se efectúan por la venta de crudo, así tenemos que:

Costo del tratamiento = US\$187450.21

Ingreso por venta de crudo = US\$380099.64

La relación costo/beneficio nos queda:

$$\frac{\text{beneficio}}{\text{costo}} = \frac{\text{US\$380099.64}}{\text{US\$187450.21}}$$

$$\frac{\text{costo}}{\text{beneficio}} = 2.03$$

Como se aprecia la relación nos proporciona valores aceptables para este proyecto de inversión, no existirá pérdida.

La figura IV-19 también nos revela un panorama positivo de los beneficios que se obtienen al implementar este trabajo de inhibición. Los ingresos corresponden al área más amplia del gráfico y se relacionan principalmente posteriores al tratamiento.

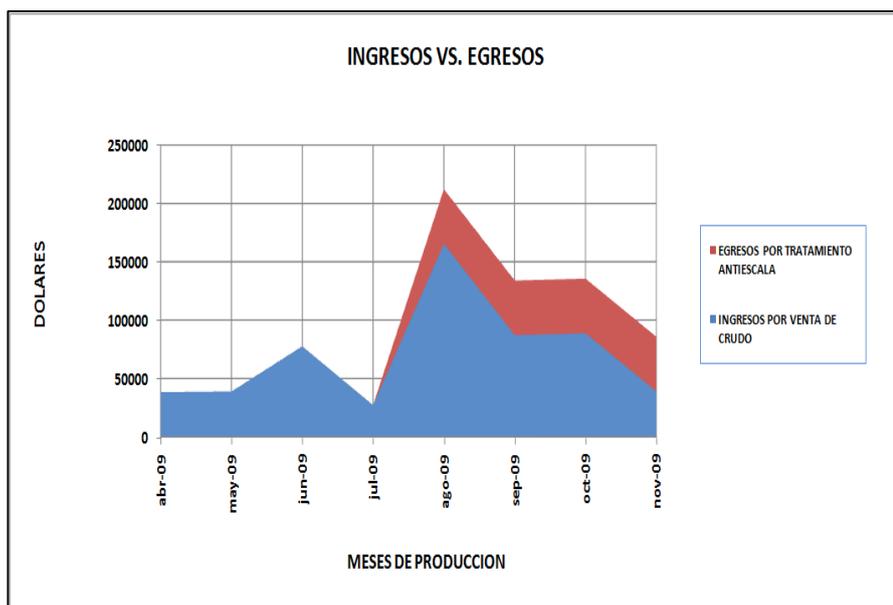


Fig. IV-19 Relación entre los Ingresos y Costos del Tratamiento Inhibidor. Por José Jines Muñoz

d. Tiempo de recuperación de inversión

Para este análisis se realizan algunas consideraciones como igualar la producción de todos los meses y hacerla común para seis meses que está previsto la duración de diseño de tratamiento, así como obtener un promedio de los precios de petróleo considerando por supuesto los castigos debido al WTI que se tienen para el Crudo de Oriente.

Así, para realizar este cálculo se considera que la cantidad de crudo que se recupera por mes es de 933.5 bbl y que el valor del crudo oriente promedio para estos meses es de US\$78.865.

Por lo tanto tendremos:

Valor a pagar por cada mes = bbl de crudo x US\$ bbl

Valor a pagar por cada mes = 933.5 bbl/mes x US\$78.865/bbl

Valor a pagar por cada mes = US\$73620.48/mes

El tiempo en el cual se recuperará la inversión se calcula como sigue:

$$R_{a_{n,i}} = V \quad \text{Ec. IV - 1}$$

Donde:

$$a_{n,i} = \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \quad \text{Ec. IV - 2}$$

i = Interés actual (se asume la tasa comercial vigente a la fecha en dólares, 12%)

R = Valor a pagar cada mes

n = Número de meses que se estima la recuperación de la inversión.

V = Costos de la Inversión.

Despejando n y reemplazando $a_{n,i}$, la ecuación nos queda:

$$n = -\frac{\log\left(1 - \frac{iV}{R}\right)}{\log(1 + i)} \quad \text{Ec. IV - 3}$$

Reemplazando los valores de nuestro proyecto tendremos que:

$$n = - \frac{\log\left(1 - \frac{(0.12 \times 187450.21)}{73620.48}\right)}{\log(1 + 0.12)}$$

$$n = 3.21 \text{ meses}$$

$$n = 96.3 \text{ días}$$

Por lo tanto, la inversión se recupera en 96.3 días de producción neta de petróleo.

CONCLUSIONES

Antiescala se encuentra en límites mínimos a los recomendados para ser efectivo, 5 ppm de Scalecheck. Se recomienda realizar nuevo tratamiento.

El tiempo efectivo de tratamiento fue de cuatro meses.

La producción de crudo aumenta en 29.6%

El porcentaje de precipitación o liberación de Scalecheck 9.061%.

Los residuales de Scalecheck decrecen proporcionalmente con la declinación de la producción. Cabe resaltar que resultados obtenidos son proyectados en base a promedio de resultados de análisis en las ocho muestras realizadas y promedio mensual de la producción desde mes que se efectuó tratamiento (Agosto).

La degradación de Scalecheck debe ser proporcional a agua acumulada en meses productivos posteriores al tratamiento (desde Agosto a Noviembre).

Los tiempos de titulación con CaCl_2 son mayores que tiempos de titulación con NaOH .

Los volúmenes de Soda Cáustica son menores que de CaCl_2 para alcanzar identificar Scalecheck en muestras filtradas.

RECOMENDACIONES

En los trabajos de Limpieza ácida de tubería se recomienda remojar más tiempo el ácido en el pozo, para mejorar limpieza de punzados, así de lo establecido en protocolo de procedimientos.

Es recomendable incrementar en dos horas el tiempo de cierre del pozo luego de tratamiento, este aumenta las posibilidades de adsorción del inhibidor a la roca.

Asegurar que el agua de producción sea lo más compatible con el agua tratada para inyección, se recomienda pruebas fisicoquímicas previas.

Es preciso reevaluar el químico con otros procedimientos de inyección, tipo continua por ejemplo, para conocer si mejoraría su rendimiento en la inhibición.

Realizar pruebas en muestras sólidas en forma periódica para conocer cómo se ha producido la cristalización y así determinar la posibilidad de

removerlo con herramientas de chorro a presión, para de esta forma no valerse de las limpiezas ácidas.

Reetiquetar y pesar lo que no se utilice de químicos y aditivos en tratamiento, así como luego de las operaciones según estipulado en contrato, locación debe estar expedita para reapertura de pozo a producción, los supervisores deben además controlar la mezcla correcta de los químicos en las concentraciones indicadas, así como el agua para el tratamiento.

No es aconsejable efectuar este tipo de forzamientos a presión cuando la concentración de iones Calcio exceden de 4000 ppm, se evita la presencia de precipitados.

Mantener la producción por encima de la presión de burbuja, ya que se evita desprendimiento de CO_2 , lo que le daría al fluido de producción grandes concentraciones de H_2CO_3 , que luego por disociación originan iones CO_3^{-2} y HCO_3^- , potenciales formadores de escala.

A la compañía operadora se aconseja realizar trabajos periódicos de Wireline para realizar limpieza e inspección de bomba durante los seis meses proyectados que duraría el tratamiento, para comprobar si escala comienza a presentarse con mayor incidencia.

En los accesorios de fondo y superficie tratar de que exista la menor cantidad de reducciones posibles, recordemos que la disminución de presión es un factor en la producción de escala. Se recomienda realizar evaluaciones para cambiarlos.

En el momento de tomar las muestras nos protegemos con todo el Equipo de Protección Personal, el exceso que tome de crudo se recoge en recipientes adecuados, no desechar al ambiente.

Los materiales de vidrio utilizados en las titulaciones deben ser correctamente lavados para evitar reacciones no deseadas, de preferencia se recomienda lavarlos con HNO_3 caliente al 15% de concentración volumétrica.

Se recomienda realizar varias repeticiones de los ensayos para elaborar las curvas de calibración, compararlas entre ellas y según criterio del ensayista usar la más estable en datos.

Cuando existan cortes de agua muy bajos en las muestras recolectadas, es recomendable tomar un volumen considerable de petróleo durante este trabajo de trilla, con esto se procede a realizar varias veces la centrifugación y separación del agua hasta obtener el volumen que se necesita para las pruebas de titulación, recordemos que debemos llegar a 50 ml de agua de producción para efectuar titulaciones.

Realizar curvas típicas de titulación para concentraciones de Scalecheck, 0, 1, 2, 5, 10 y 15 ppm, para recomprobar si volúmenes y pH's se ajustan a los obtenidos en las curvas de titulación.

La Membrana de Diálisis debe ser protegida sumergiéndola en agua destilada y en refrigeración cuando no se la utilice, evitaremos de esta forma su deshidratación impidiendo que se torne dificultoso su manejo.

Cuando se supiere que existen en muestras de salmueras separadas de crudo con más de un producto antiescala, es aconsejable enmascarar uno de ellos durante los trabajos de titulación para evitar reacciones entre dos inhibidores (polifosfatos y Scalecheck) con la solución valorante, de esta forma realizaremos correctamente la identificación del Inhibidor utilizado para el tratamiento (Scalecheck LP-55). Cada pozo debe tener un análisis previo sobre los químicos inyectados durante el muestreo de fluidos de producción.

Se recomienda efectuar pruebas de adsorción en núcleos de las formaciones U y T sometidas a este tratamiento, para evaluar de forma más directa la capacidad de adhesión que tiene la roca al químico tratante.

BIBLIOGRAFIA

- I. LARREA, ARMANDO., “Estudio de Problemas De Incrustaciones, Evaluación Técnica y Estimación de Costos de Químicos Anti-incrustantes para Diseños de Tratamientos Tipo Squeeze a las Areniscas U y T del Campo Shushufindi”., Guayaquil- Ecuador., 1999
- II. CALVO, J. I., “Caracterización de Membranas de Microfiltración. Aspectos Estructurales y Funcionales”., Universidad de Valladolid, Valladolid, España., 1995
- III. HERNANDEZ, A. TEJERINA, F. ARRIBAS, J.L. MARTINEZ, L. MARTINEZ, F., “Microfiltración, Ultrafiltración y Osmosis Inversa”., Universidad de Murcia, España., 1990
- IV. CEREIJIDO, M. ROUNNO, C.A., “Introduction to the Study of Biological Membranes”., Ed. Londres, Gran Bretaña., 1980
- V. BHAVE, R.R., “Inorganic Membranes: Synthesis, Characterization and Applications”., Van Nostrand Reinhold, Nueva York, EE.UU., 1991
- VI. MARCHESI, J., “Membranas. Procesos con Membranas”, Universidad Nacional de San Luis, San Luis, Argentina., 1995

- VII. MULDER, M. "Basic Principles of Membranes Technology", Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Holland., 1991
- VIII. KESTING, R. "Synthetic Polymeric Membranes", McGraw-Hill., Nueva York, EE.UU., 1971
- IX. GESTER, D., VEYRE, R. "Mineral Ultrafiltration Membranes in Industry" en ACS Symp. Ser. 281 "Reverse Osmosis and Ultrafiltration", Sourirajan Editorial., 1985
- X. HARRIS, DANIEL CHARLES., "Quantitative Chemical Analysis", Second Edition., 2003
- XI. ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS GPA., "Incrustaciones Orgánicas e Inorgánicas en Equipos de Proceso", Hoja Técnica N°8., Ciudad Autónoma de Buenos Aires., 2009
- XII. ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS GPA., "Mediciones en Laboratorio", Hoja Técnica N°9., Ciudad Autónoma de Buenos Aires., 2009
- XIII. FRENIER, W. ZIAUDDIN, M., "Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment", Society of Petroleum Engineers., Richardson, Texas, EE.UU., 2008

- XIV. HALLIBURTON, CEMENTING & ENHANCEMENT PRODUCTION.,
“Manual Coiled Tubing’s Operations”., 2008

- XV. HALLIBURTON, CEMENTING & ENHANCEMENT PRODUCTION.
Documentación de los trabajos antiescala realizados en pozo Sacha
110., Agosto 2009.

- XVI. ANALYTICAL PROCEDURES OF HALLIBURTON., January 1999

- XVII. TECHNOLOGY BULLETIN OF HALLIBURTON., “Scalecheck LP-55
Scale Inhibitor”., February 2009

- XVIII. GUERRERO, GUSTAVO., “Proyectos de Inversión”., Centro de
Difusión y Publicaciones de Espol., Primera Edición., 2007

- XIX. CARRILLO, SANDRA., “Estudio y Evaluación de las Facilidades de
Superficie para Optimizar el Sistema de Venteo de Gas en la Estación
Villano A de Agip Oil Ecuador B.V.”., Febrero 2007