

Uso de la Membrana de Diálisis en el Diseño de Tratamiento Antiescala aplicando Inhibidor de Base Poliacrilato en el Pozo SA 110 del Campo Sacha en Distrito Amazónico Ecuatoriano

Jines, José^a

^a Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Campus “Gustavo Galindo” Km. 30.5 Vía Perimetral, Guayaquil, Ecuador
jjines@espol.edu.ec

Resumen. El presente trabajo trata acerca de la valoración de la eficiencia de un inhibidor de escala de base poliacrilato y de la técnica de análisis, previo uso de Tubo de Diálisis y Titulaciones para identificación de las concentraciones del químico inhibidor en los fluidos de retorno de un pozo del Campo Sacha para el control de incrustaciones calcáreas en dos zonas objetivo, las Arenas U y T sobre tres diferentes intervalos. Para el efecto se comprueba la tendencia incrustante de las aguas asociadas a la producción de petróleo, historiales de los reacondicionamientos y completaciones dispuestos en el pozo durante su vida productiva, geología y características petrofísicas de las formaciones, todo esto con la descripción de las dosis de químicos aplicadas, con posterior monitoreo de los residuales del inhibidor en muestras tomadas directas del pozo posterior al tratamiento, separando los fluidos mediante centrifugación y calentamiento para luego filtrarla con el tubo o membrana de diálisis, posterior técnica de titulación por precipitación para identificar la cantidad de inhibidor en ppm (partes por millón) presentes en dichas muestras comparándolas con las denominadas Curvas de Calibración. Así la eficacia del químico se espera, se traducirá en un aumento en la producción de crudo analizando los historiales productivos previos y posteriores al tratamiento. Luego se describirá el análisis de costos para complementar el trabajo y establecer si el tratamiento resulta económicamente rentable.

Palabras Claves: Membrana de Diálisis, Titulación por Precipitación, Incrustación Calcárea, Inhibidor de Escala de base Poliacrilato, Zona de Pago, Reacondicionamiento, Completación, Tendencia Incrustante, Residuales de Químico, Centrifugación, Partes Por Millón, Curvas de Calibración.

1. Introducción

Antes 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 asociada a la producción de petróleo, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de escala que se encuentra en los 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 químicamente se encuentran en el fondo del pozo^[13]. La escala puede desarrollarse en los poros de la formación cercanas al mismo, con lo cual la porosidad y permeabilidad se ven reducidas, obstruyendo los canales 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^[1]. 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^[1]. 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.

De la misma manera 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^[2]. 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 para la solución del problema.

En la Figura 1 se muestra esquemáticamente la formación de escala que puede ser en un yacimiento, fondo de pozo o en equipo de producción.

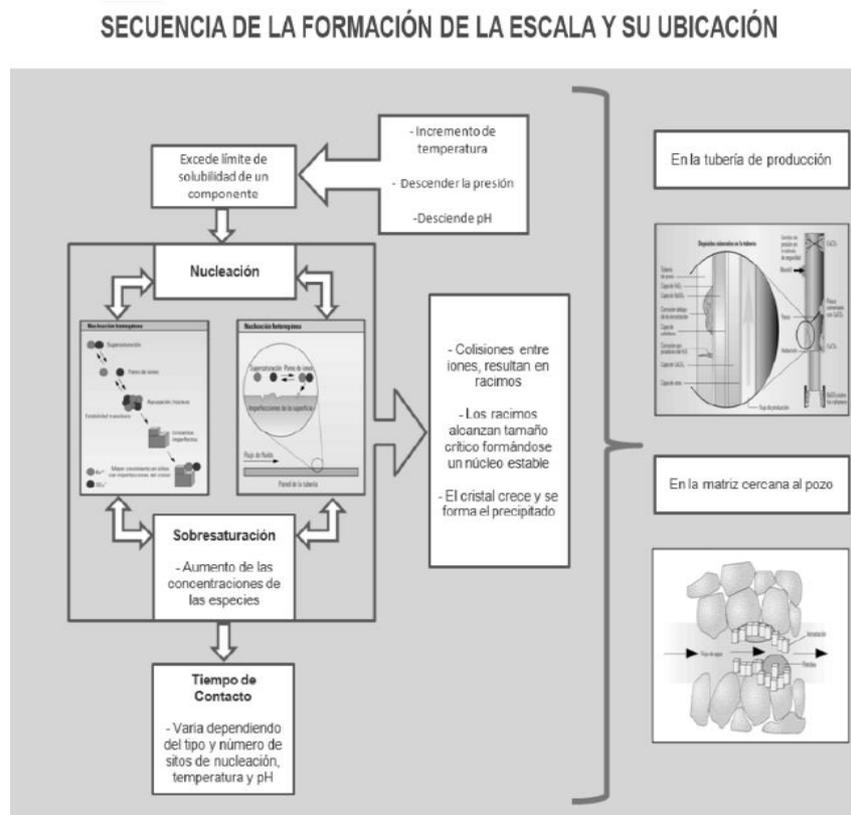


Fig.1. Secuencia de la formación de escala y su ubicación

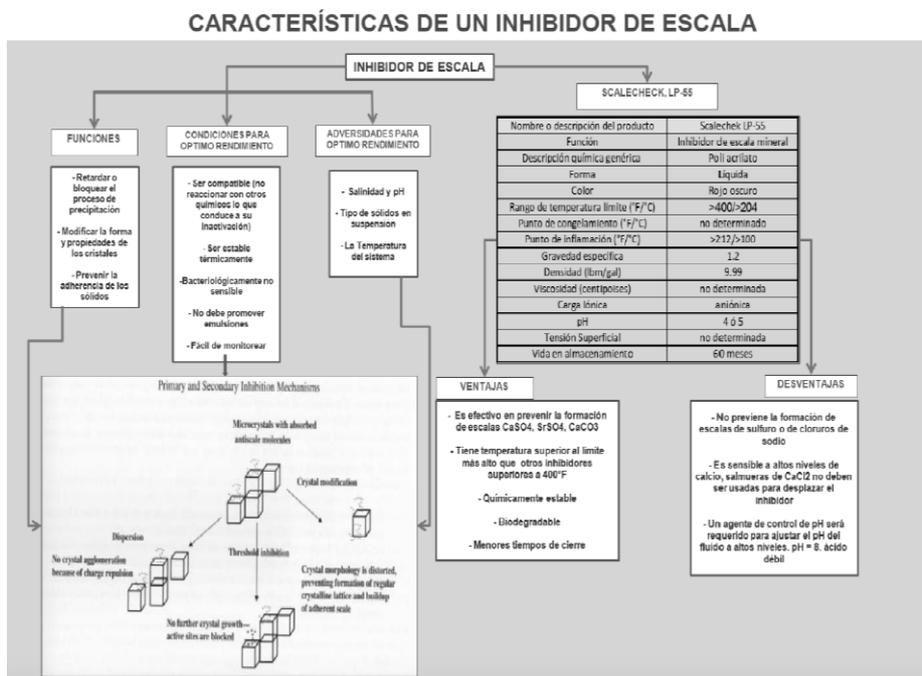


Fig. 2. Características de un inhibidor de escala

La figura 2 muestra las características de un inhibidor de escala, funciones, las condiciones de óptimo rendimiento, las adversidades para este último y las ventajas y desventajas del inhibidor de base poliacrilato utilizado^[13].

Por otro lado la figura 3 destaca los principales tipos de membranas, así como las características más importantes de la membrana de diálisis en aplicaciones industriales^{[7][8][9]}.

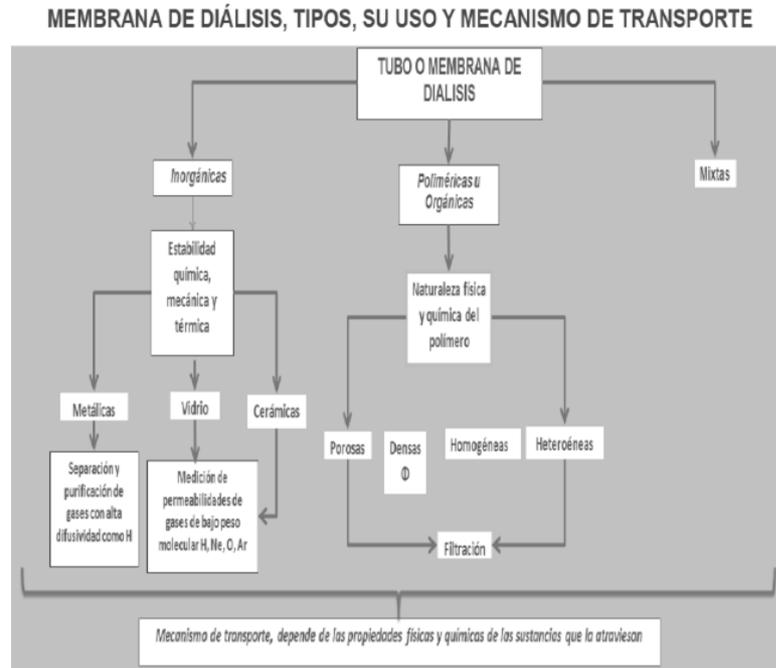


Fig.3. Tubo o Membrana de Diálisis. Tipos y características en aplicaciones industriales.

2. Planteamiento del problema.

El plan a ejecutarse tiene importancia en la vida útil de uno de los pozos en los Campos del Distrito Amazónico Ecuatoriano (Pozo SA 110), el químico inhibidor de base poliacrilato utilizado, evitará el depósito de incrustaciones disminuyendo de esta manera: diferimiento de la producción, restricción en el flujo (pérdidas por presión), trabajos de reacondicionamiento en el pozo debido a la reducción de la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, consumo de químicos para limpieza de equipos con incrustaciones.

Por otro lado y tomando en cuenta la importancia del nuevo inhibidor utilizado (por su estructura química) su versatilidad dentro de los químicos antiescala, así como el diseño del tratamiento y principalmente por el monitoreo de los residuales en los fluidos de retorno (agua-petróleo), separación de los fluidos inmiscibles, posterior técnica de filtración del agua asociada y separada del petróleo utilizando la membrana de diálisis, identificación del inhibidor por titulación del agua filtrada y posterior precipitación de sólidos calcáreos, todo esto constituirá la base de los futuros trabajos de inhibición, que orientan eficientemente la vida productiva de un pozo de crudo pesado con tendencia incrustante agresiva haciéndolo económicamente rentable.

2.1 Objetivos

Determinar mediante filtración por diálisis y titulación los residuales de Antiescala

(inhibidor poliacrilato) presentes en fluidos de retorno de pozo productor SA 110.

Comprobar eficiencia de inhibidor en control de incrustaciones en Pozo SA 110.

3. Metodología

Realizamos el tratamiento inyectando el inhibidor a la formación mediante squeeze¹ con la Unidad Coiled Tubing a las arenas U y T en tres diferentes intervalos, para ello se aplican varias dosis y secuencia, el Pickling (limpieza ácida) de la Tubería, Preflujo, Tratamiento Inhibidor, Postflujo y Fluido de Desplazamiento^{[15][16]}, cerramos el pozo por 4 horas, luego del tiempo de cierre se arma la unidad de bombeo, recolectamos muestras de crudo del Pozo SA 110 de la línea de inyección del Sistema Power Oil (Bombeo Hidráulico)^[14].

En laboratorio separamos las fases crudo/agua por centrifugación y posterior calentamiento. Filtramos las muestras de agua anteriormente separadas utilizando la membrana de diálisis, por 36 horas cambiando el agua destilada del recipiente que contiene la membrana sumergida en él. Titulamos las muestras filtradas por dos métodos^[14]:

Titulación por Precipitación y Titulación Acido Débil (poliacrilato) – Base Fuerte (NaOH), para identificar el inhibidor presente en ellas, el volumen de solución titulante (CaCl₂), se compara con la curvas de calibración elaboradas previamente para estimar aproximadamente la concentración de inhibidor inyectado en partes por millón (ppm)^{[14][10]}.

A continuación se describe gráficamente la secuencia de la metodología utilizada.

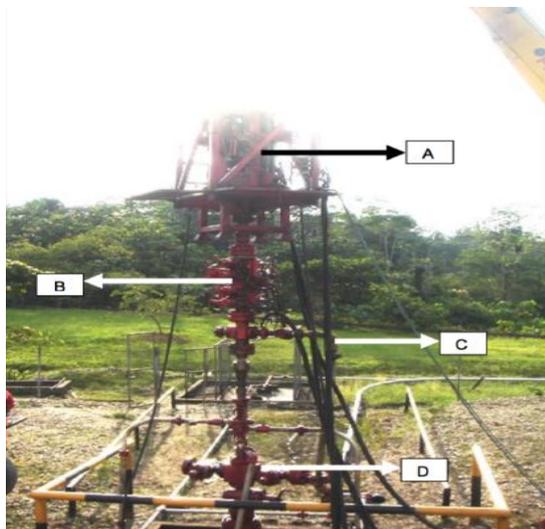


Fig.4. Trabajos con la Unidad de Coiled Tubing (CTU). Se detalla esquema de partes armadas en el Pozo SA 110.. Detalle del trabajo en campo^{[14][15]}.

¹ Bombeo de fluidos a presión

En la figura 4 se detallan las partes ensambladas del trabajo de inyección del inhibidor con la Unidad de Coiled Tubing. **A.** Es el sistema de cadenas que sirve para sujetar toda la tubería flexible que se introduce en el pozo y además da ubicación y dirección a la misma. **B.** Preventor de reventones (BOP) de la CTU que tiene como función 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 del pozo.

En la figura 5 se detalla las partes de la CTU, en el trabajo de inyección. **A.** Grúa. **B.** Cuello de ganso típico de la CTU. **C.** Sistema de cadenas. El trabajo con CTU es el más utilizado para forzar químicos a una formación y tratarla^[15].

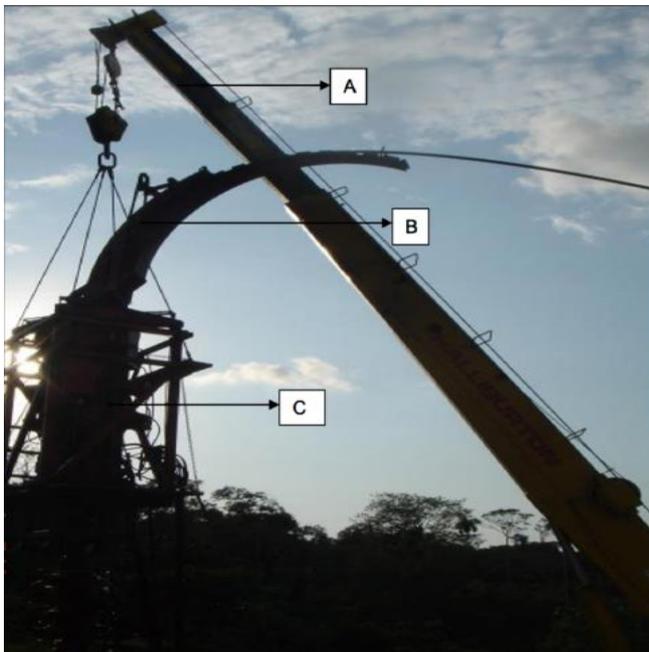


Fig. 5 Partes de la CTU utilizada en el Pozo SA 110. Detalle del trabajo en campo^{[14][15]}.

La tabla 1 describe las características del tratamiento.

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

Tabla 1. Característica de tratamiento con el inhibidor de base poliacrilato en el Pozo SA 110^[14]



Fig.6. Toma de muestra luego de tratamiento de la Unidad de Bombeo Hidráulico

La Figura 6 demuestra la toma de las muestras realizadas de la Unidad de Bombeo Hidráulico de tercera compañía posterior al cierre y apertura del pozo nuevamente a producción.

La figura 7 destaca las muestras colectadas ya en laboratorio previo a la separación de los fluidos (agua petróleo).



Fig. 7. Muestras en laboratorio de los fluidos de retorno en laboratorio previo a la separación de los productos no miscibles. (agua-petróleo)^[14]



Fig.8. Parte de las muestras de salmuera o agua que se separó del petróleo asociada a la producción del Pozo SA 110 posterior a tratamiento^{[14][15]}

La figura 8 destaca parte de las muestras de agua obtenida luego de la separación del petróleo, recordemos que esta agua viene asociada a la producción y es en donde se analizará la presencia del fluido inhibidor, su concentración.

La figura 9 describe la técnica de filtración con la membrana en la parte central del envase de vidrio dentro de ella se encuentra la salmuera en pleno proceso de filtración, adyacente a la figura se encuentra el proceso a microescala de la filtración de todos los elementos no deseables quedando solo los residuos de poliacrilato dentro de la membrana que se analizará posteriormente^{[14][15][16]}.

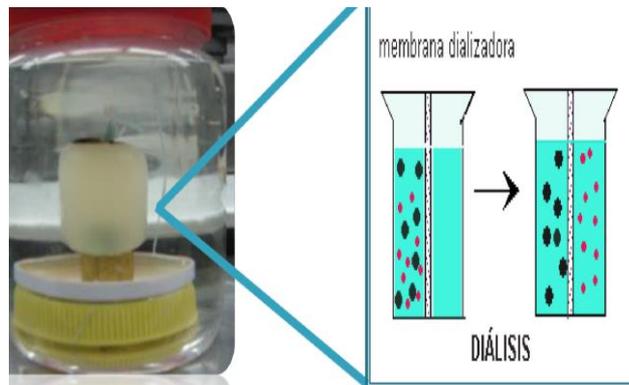


Fig. 9. Salmuera en proceso de filtración dentro de la membrana de diálisis.

4. Muestreo y Preparación de Salmueras de producción para identificar químico inhibidor en Pozo SA 110^{[14][15][16]}.

4.1 Muestreo de 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 manera:

- Una muestra cada 3 horas, durante los primeros 3 días de producción.
- Una muestra diaria entre el tercer y séptimo día de producción.
- Una muestra semanal entre la segunda y cuarta semana de producción.
- 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 1 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 de producción del pozo.
- 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.

4.2 Análisis de Laboratorio

4.2.1 Teoría de las Titulaciones

Se fundamentan en la Química Analítica Cuantitativa y en la identificación de iones de una sustancia presente en una disolución^[10]. Así la valoración ó titulación es un método en el cual se agrega un volumen de solución estandarizada o patrón a una solución problema desconocida, para determinar la concentración de algún componente presente en ella. Una cantidad medida de muestra problema se coloca en un frasco de vidrio donde se diluye si es necesario, cuando la muestra ha sido disuelta o diluida previamente a la valoración, recordando que la cantidad de disolvente utilizado debe ser bien conocida para poder considerarlo en el cálculo matemático de la valoración de la muestra original^[10].

El procedimiento para titular comienza con un vaso de precipitación o matraz Erlenmeyer conteniendo un volumen preciso de 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, así como la concentración y volumen de disolución patrón, entonces podemos calcular la concentración de analito (ión desconocido en muestra problema) presente^[10].

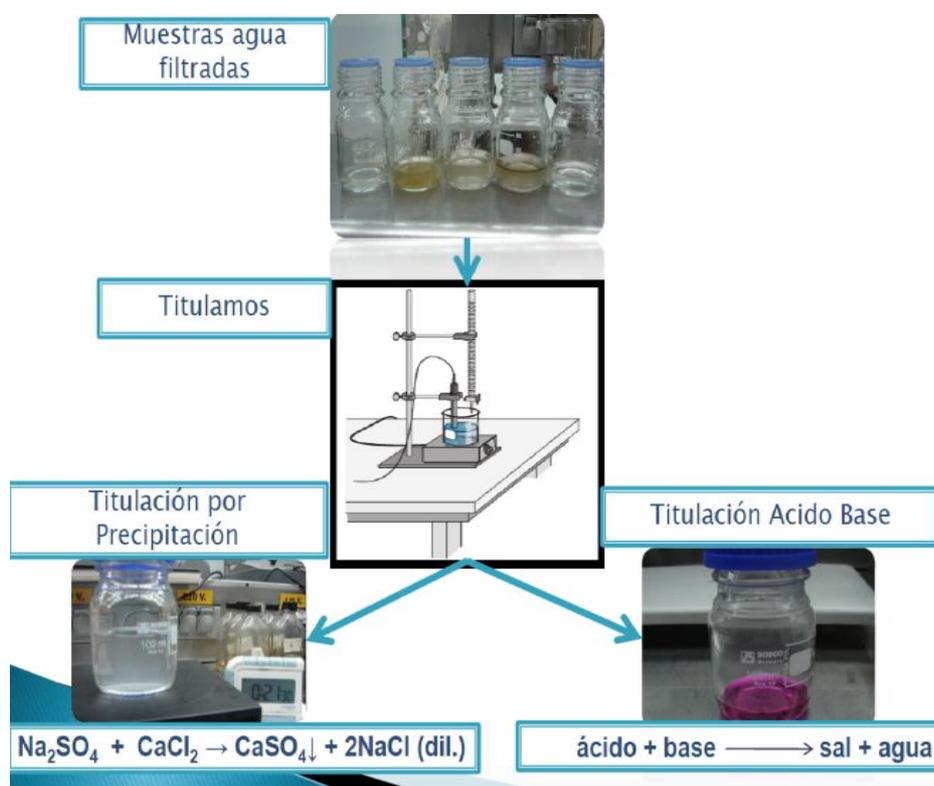


Fig.10. Esquema de instrumentos y procedimientos para proceder a titular

Existen cuatro clases de titulaciones básicas para identificar iones e una solución problema.

- Titulaciones ácido-base, que están basadas en las reacciones de neutralización entre el analito y una disolución de ácido o base que sirve de referencia. Para determinar el punto final se usa un indicador de pH o pH-metro.
- Titulaciones Redox, se basan en las reacciones de oxidación-reducción o redox entre el analito y una disolución de oxidante o reductor que sirve de referencia. Para determinar el punto final, se usa un potenciómetro o un indicador redox, aunque a veces

bien la sustancia a analizar o la disolución estándar de referencia tiene un color suficientemente intenso para que no sea necesario un indicador adicional.

- Titulación de Formación de Complejos, basadas en las reacciones de formaciones de complejos entre el analito y la sustancia valorante. El agente donador da un par de electrones para formar el enlace covalente con el catión o anión que se desee identificar.
- Titulaciones de precipitación, son aquellas basadas en las reacciones de precipitación, uno de los tipos más habituales son las argentíométricas, 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^[10].

4.2.2 Curvas de Calibración^[14]

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). Preparamos dos tipos de curvas de calibración con dos técnicas de titulación:

- Preparación de curva de calibración por 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 inhibidor de base poliacrilato 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 inhibidor de base poliacrilato 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 notar que estas pruebas son exactas hasta los 20 ppm de inhibidor de base poliacrilato, después se tendría que realizar soluciones volumétricas. Luego se grafica los ppm del inhibidor 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.

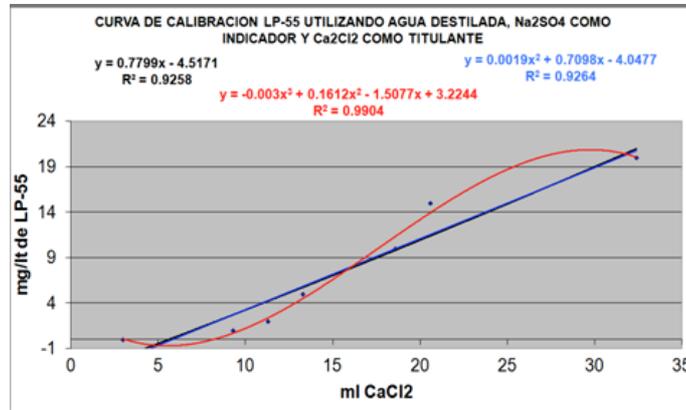


Fig. 11. Curva de calibración N°11 (la más lineal) para sulfato de Sodio como indicador y Cloruro de Calcio en solución titulante

- Preparación de curva de calibración por Titulación Acido Débil (Inhibidor de base poliacrilato actuará como ácido débil), base fuerte (Soda Cáustica): Por la naturaleza del inhibidor de actuar como un ácido débil con pH 4 y 5, se toma como una alternativa esta 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 a violeta cuando se llega al punto final) y el NaOH como sustancia titulante.
- Preparar las siguientes soluciones estándar de inhibidor 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 soda 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 del inhibidor de base poliacrilato). Luego se grafica los ppm del inhibidor de cada muestra contra los ml de NaOH que se requirieron en la titulación de cada una.

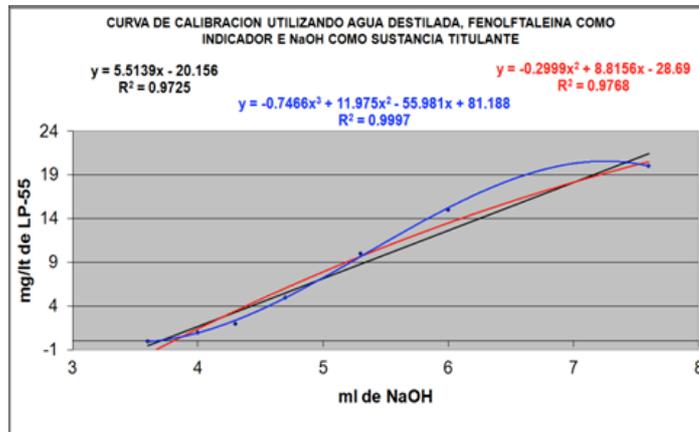


Fig. 12. Curva de Calibración N°7 (la más lineal en azul) para NaOH en solución titulante y Fenolftaleína como indicador.

4.2.3 Preparación de muestras tomadas de Pozo SA110.

- Recolección de crudo en Pozo SA 110 de la línea de inyección.
- Luego se procede a centrifugar las muestras para romper emulsión. Se prepara con 50% de xileno, 50% muestra y 5 ml de demulsificante.
- Calentamos las muestras una vez realizada la centrifugación, esto con el fin de separar mejor las fases crudo/agua, lo efectuamos por tres días.
- Con un embudo de decantación procedemos a la separación de las fases agua/petróleo.
- Recogemos todo lo decantado en frascos adecuados para medir volumen y correctamente esterilizados^[14].

4.2.4 Preparación de muestras de agua para proceder a filtrar en membrana de Diálisis y titular^{[14][15]}.

- 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.
- 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 inhibidor de base poliacrilato y agua fresca, eliminando todos los demás elementos de pesos moleculares pequeños y cuyos diámetros pasarían por las paredes de la membrana sin provocar ósmosis inversa.

4.2.5 Procedimiento de titulación de las muestras de agua filtradas^[10].

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

esterilizado, se agrega 1 gr de Na_2SO_4 (titulación por precipitación) o Fenolftaleína (titulación ácido-base) como indicador, se agita hasta que el químico añadido se disuelva totalmente.

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

- 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 continua y se abre la llave de paso de la bureta, dejando pasar exactamente 0.3 ml de (CaCl_2 , precipitación) o (NaOH , ácido-base) cada 30 seg. esto con el único fin de identificar en qué momento exactamente se comienza a formar el precipitado cálcico esperado o el cambio de color. Como estos procedimientos de microanálisis son muy sensibles a las mediciones volumétricas se tiene que realizar con mucho detenimiento el trabajo asegurándose que la cantidad sea la suficiente para alcanzar la formación del precipitado en este caso.

- Una vez que se forma el precipitado o cambio de color (titulación ácido-base) se anota el volumen de CaCl_2 o NaOH que se utilizó para alcanzar la formación de dicho sólido o cambio de color.

5. Análisis de Resultados

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

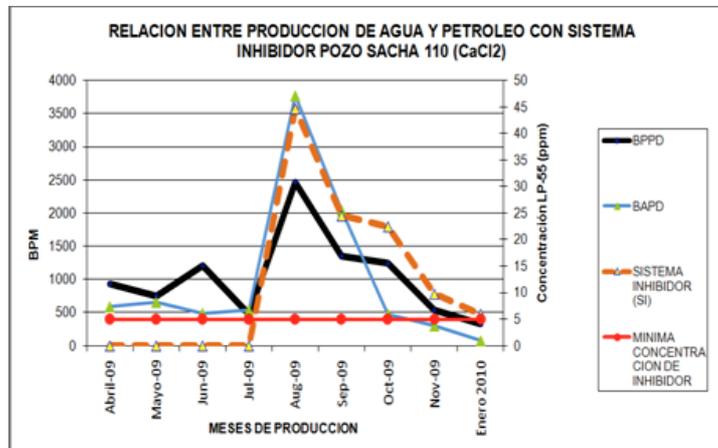


Fig-13. Relación entre producción de agua y petróleo con el Sistema Inhibidor en Pozo SA 110 para titulación por precipitación

En gráfica superior se muestra un descenso de producción de crudo acompañado con la disminución de la concentración de inhibidor, en la actualidad y según la gráfica se presenta deficiencia en la acción inhibitora de poliacrilato, 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 MIC²(5 ppm).

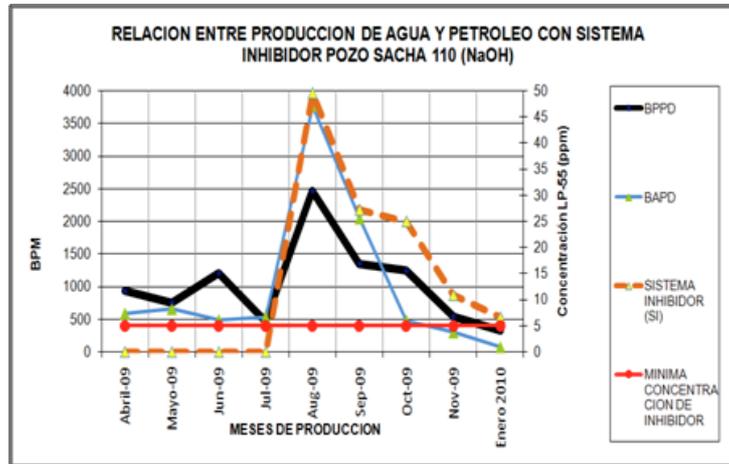


Fig.14. Relación entre Producción de agua y Petróleo con el sistema Inhibidor Pozo SA110. Resultados obtenidos utilizando curva de calibración para titulación ácido débil-base fuerte.

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. Ahora se analiza por separado la producción promedio por mes antes y después del tratamiento, como se puede apreciar en la tabla 8 y gráfica 18. 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 2. Producción promedio de fluidos antes y después de tratamiento.

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

² Mínima Concentración de Inhibidor (ppm)

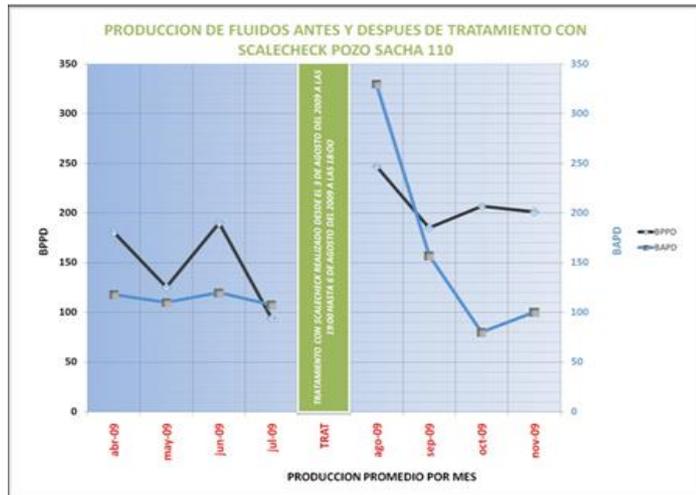


Fig.15. Producción promedio de fluidos por mes antes y después del tratamiento.

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 producción en este mes.

En gráfica 18 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 luego del tratamiento es de 840 BPPD, lo que significa un aumento de 29.6% en la producción. Este tratamiento mejora la producción por encima de la eficiencia de otros inhibidores de antiescala.

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 3 y gráfica 16 muestran estos valores.

Tabla 3. Datos de producción antes y después de tratamiento.

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

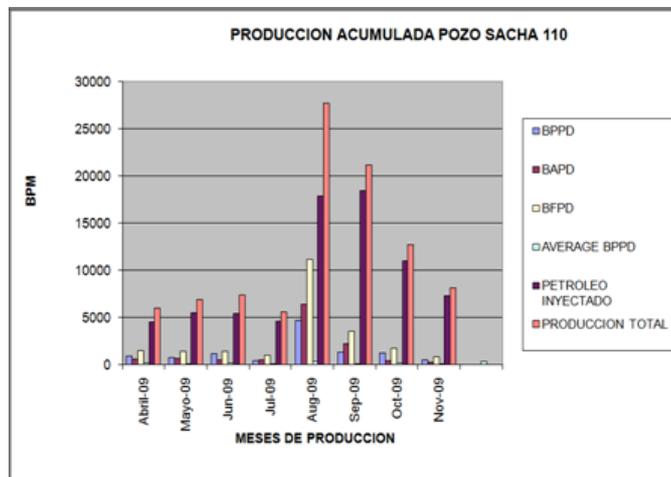


Fig.16. Producción Acumulada de los diferentes fluidos antes y después de tratamiento.

La tabla 3 presenta los datos de producción del Pozo SA 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. 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 la gráfica siguiente (16) 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. La figura 16 muestra los tiempos de titulación para las curvas de calibración realizadas con cloruro de calcio la primera y soda cáustica la segunda de ellas.



Fig16. Tiempos de titulación para CaCl₂ y NaOH

En gráficas a continuación se muestran el descenso o degradación del inhibidor mientras se incrementa la producción de agua acumulada en los meses que se hicieron los respectivos muestreos.

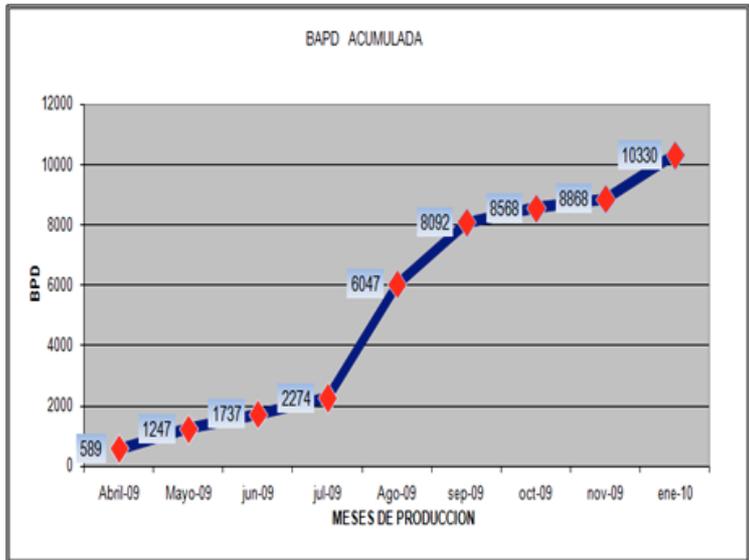


Fig.17. Agua Acumulada vs. Meses de Producción

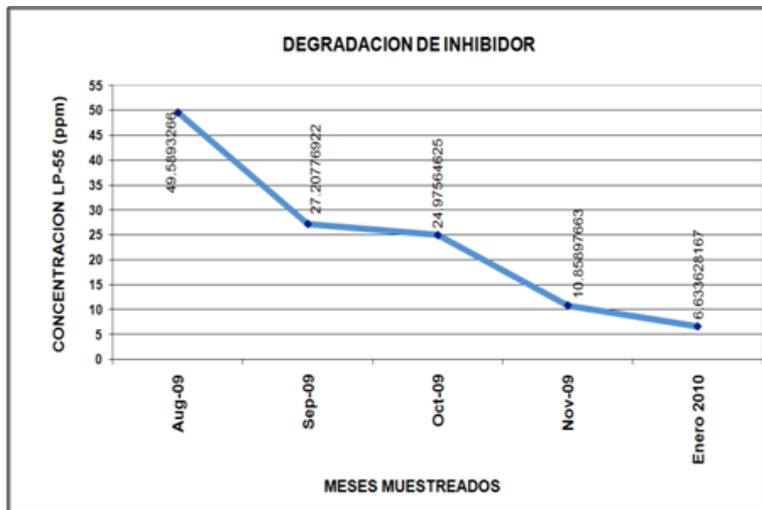


Fig.18 Degradación de Inhibidor vs. Meses de Producción posterior al tratamiento

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^[10]. La gráfica 19 muestra esta tendencia de identificación de escalas, cabe

señalar que la salinidad se refiere más a cloruros y carbonatos presentes en las agua de producción.

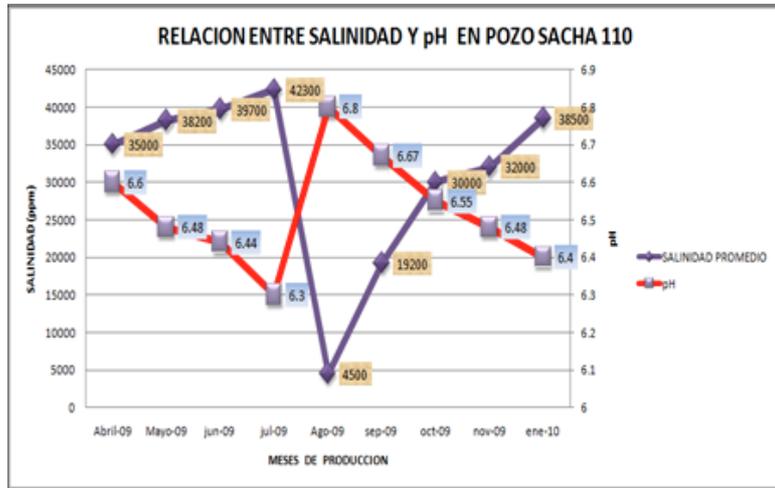


Fig. 19. Relación entre la salinidad y pH en las aguas de producción del pozo tratado antes y posterior al tratamiento

6. Análisis de Costos

6.1 Costos por trabajo de Workover N°07 (Trabajo de cambio de bombas previo al trabajo de inyección)

Estos costos se refieren a todo el trabajo realizado durante las operaciones de trabajo de reacondicionamiento previo, que se efectuaron en el Pozo SA 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 4 muestra los valores de cada operación realizada.

Tabla 4. Egresos por trabajo de Workover N°07 realizado antes de tratamiento antiescala

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

6.2 Costos por trabajos de inhibición y traslado

El egreso por concepto del tratamiento antiescala se presenta en tabla 5, se especifica los valores de traslado de equipos a locación (CTU, camión cisterna para mezcla de aditivos, mezclador y circuito de bombas inyectoras) y en tabla 6 los costos por los

6.3 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 7 describe las dos contratistas que se emplearon para el trabajo.

Tabla 7 Costos por Trabajo de Wireline.

EGRESOS POR UNIDAD DE WIRELINE			
PETROTECH	S/.	1.555.00	DOLARES
DYGOIL	S/.	620.30	DOLARES

6.4 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 8 registra este valor.

Tabla 8. Costos por Asesoramiento en Instalación de Equipo de Bombeo Hidráulico

EGRESOS POR SUPERVISION E INSTALACION B.H.			
NATION-SOLIPET	S/.	1.200.00	DOLARES

6.5 Ingresos por Venta de Petróleo

Los ingresos son realizados netamente por la venta mensual de crudo por parte de la operadora, 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 9 recoge la producción luego del tratamiento.

Tabla 9. Ingresos por Venta de Crudo luego de los trabajos de Inhibición

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	549	72.01	\$	39.555.40
TOTAL	5601	68.7175	\$	380.099.64

La tabla 10 y figura 20 recogen los datos de producción e ingresos de crudo antes y posterior al tratamiento, se evidencia incremento.

Tabla 10. Datos de Producción e Ingresos del Pozo SA 110 antes y después del Tratamiento Antiescala^[15]

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

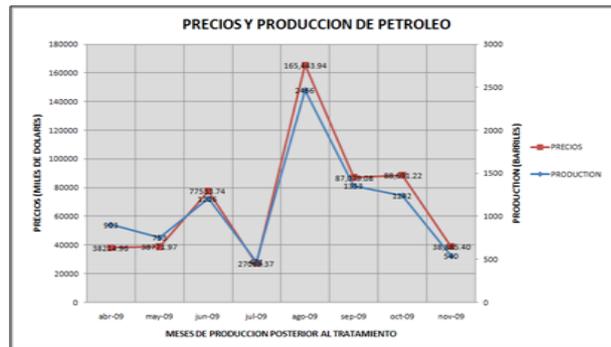


Fig.20. Precios y Producción en Pozo SA 110 previos y posterior al Tratamiento de Inhibición

6.6 Tiempo de Recuperación de la Inversión^[18]

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. (precio de crudo Oriente de referencia del año 2010)

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:

$$R_{a,n,i} = V \cdot (1)$$

Donde:

$$a_{n,i} = \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \cdot (2)$$

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 la ecuación nos queda:

$$n = - \frac{\log(1 - \frac{iV}{R})}{\log(1+i)} \quad (3)$$

Reemplazando los valores de nuestro proyecto tendremos que:

$$n = 3,21 \text{ meses}$$

$$n = 96,3 \text{ días}$$

Por lo tanto, la inversión se recupera en 96,3 días de producción neta de petróleo. Este tiempo es menor si se toma en cuenta que pozos de características similares se tratan con otro tipo de inhibidor y con precios mayores de petróleo al de la fecha de este tratamiento.

7. Conclusiones

Antiescala se encuentra en límites mínimos a los recomendados para ser efectivo, 5 ppm.

Se recomienda realizar nuevo tratamiento. El tiempo efectivo de tratamiento fue de cuatro meses.

La producción de crudo aumenta en 29.6%. En comparación con pozos de igual tendencia en el mismo pad, se observa que el incremento de producción con el pozo SA 111³ la producción se incrementa en un 5.5 %. En definitiva la producción con el tratamiento poliacrilato mejora en ese porcentaje versus si se le daría un tratamiento con otro tipo de inhibidor. Los resultados son satisfactorios ante el nuevo producto aplicado.

El porcentaje de precipitación o liberación de inhibidor es de 9.061%.

Los residuales de inhibidor 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 inhibidor antiescala de base poliacrilato 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 al inhibidor en muestras filtradas.

8. 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 productora.

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, 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 inhibidor de base poliacrilato, 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 el de base poliacrilato) con la solución valorante, de esta forma realizaremos correctamente la identificación del Inhibidor utilizado para el tratamiento.

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.

9. Agradecimientos

Un agradecimiento especial a la Compañía Halliburton Latin America S.A. y a su división Cementing and Enhancement Production en las personas del Ing. Hernán Llerena e Ing. Ricardo Jorquera por la colaboración a este trabajo. De igual forma y sin dejar de lado a la Operadora Rio Napo quien facilitó los historiales de workover y de producción del Pozo SA 110.

10. Bibliografía

1. 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.

2. CALVO, J. I., "Caracterización de Membranas de Microfiltración. Aspectos Estructurales y Funcionales"., Universidad de Valladolid, Valladolid, España., 1995.
3. HERNANDEZ, A. TEJERINA, F. ARRIBAS, J.L. MARTINEZ, L. MARTINEZ, F., "Microfiltración, Ultrafiltración y Osmosis Inversa"., Universidad de Murcia, España., 1990.
4. CEREJIDO, M. ROUNNO, C.A., "Introduction to the Study of Biological Membranes"., Ed. Londres, Gran Bretaña., 1980.
5. BHAVE, R.R., "Inorganic Membranes: Synthesis, Characterization and Applications"., Van Nostrand Reinhold, Nueva York, EE.UU., 1991.
6. MARCHESE, J., "Membranas. Procesos con Membranas", Universidad Nacional de San Luis, San Luis, Argentina., 1995.
7. MULDER, M. "Basic Principles of Membranes Technology"., Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Holland., 1991.
8. KESTING, R. "Synthetic Polymeric Membranes"., McGraw-Hill., Nueva York, EE.UU., 1971.
9. GESTER, D., VEYRE, R. "Mineral Ultrafiltration Membranes in Industry" en ACS Symp. Ser. 281 "Reverse Osmosis and Ultrafiltration"., Sourirajan Editorial., 1985.
10. HARRIS, DANIEL CHARLES., "Quantitative Chemical Analysis"., Second Edition., 2003.
11. ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS GPA., "Incrustaciones Orgánicas e Inorgánicas en Equipos de Proceso"., Hoja Técnica N°8., Ciudad Autónoma de Buenos Aires., 2009.
12. ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS GPA., "Mediciones en Laboratorio"., Hoja Técnica N°9., Ciudad Autónoma de Buenos Aires., 2009.
13. FRENIER, W. ZIAUDDIN, M., "Formation, Removal, and Inhibition of Inorganic Scale in the Oilfield Environment"., Society of Petroleum Engineers., Richardson, Texas, EE.UU., 2008.
14. HALLIBURTON, CEMENTING & ENHANCEMENT PRODUCTION., "Manual Coiled Tubing's Operations"., 2008.
15. HALLIBURTON, CEMENTING & ENHANCEMENT PRODUCTION. Documentación de los trabajos antiescala realizados en pozo Sacha 110., Agosto 2009.
16. ANALYTICAL PROCEDURES OF HALLIBURTON., January 1999.
17. TECHNOLOGY BULLETIN OF HALLIBURTON., "Scalecheck LP-55 Scale Inhibitor"., February 2009.

18. GUERRERO, GUSTAVO., “Proyectos de Inversión”, Centro de Difusión y Publicaciones de Espol., Primera Edición., 2007.
19. 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.