

EFFECTIVE COMBINATION OF SCALE INHIBITOR AND ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS FOR PRODUCTION OPTIMIZATION

Autores: Gisella Candia, Walter Paris

Empresa: Baker Hughes

Dirección de mails: Gisella.Candia@bakerhughes.com, Walter.Paris@bakerhughes.com,

Sinopsis

In the Neuquén oil fields of Argentina, a major producer experienced calcium sulfate scale deposition in their electrical submersible pumps (ESPs). Scale deposits affected the cooling capacity of the ESP motors, resulting in higher-than-normal ESP operating temperatures.

To address the scale problem, the producer used scale inhibitor additive; however, the operator continued to experience high operating temperatures equipment failures and shortened ESP operating lives. To mitigate the problem, the customer reduced the pump speed, which reduced the number of well interventions, but also reduced the productivity of the wells.

A multidiscipline team with expertise in chemicals, artificial lift systems and operations analyzed the scaling problem and evaluated treatment alternatives. Appropriate modelling and performance tests identified an alternative inhibitor that effectively mitigated formation of calcium sulfate scale in the ESP pump systems.

The selected scale inhibitor was used in the field in two critical wells selected from wells having a run life of 60 days or less. After two months of the field trial, ESP temperatures had stabilized within a safe operating range. The combination of scale inhibition program and maintaining ESP operating temperatures in a safe range produced savings in costs related to pump repairs, equipment rental, production loss, and chemical treatment. The field trial program was expanded and applied to 192 more wells.

Introducción

El trabajo fue realizado en un yacimiento productor de petróleo y gas ubicado en la provincia de Neuquén. Las facilidades de superficie están conformadas por la red de gathering de los pozos productores (manifolds y líneas asociadas), 9 baterías para separar el petróleo del agua y del gas, 11 LTW (Light Treated Water Facilities) para acondicionar el agua de inyección, 1 planta de tratamiento de crudo (PTC), una planta centralizada de tratamiento de agua (PTA1) para acondicionar el agua que no va a las LTW, líneas de conducción internas para transportar fluidos desde las baterías a las plantas de tratamiento, dos redes de inyección de agua y dos plantas de generación eléctrica.

Actualmente hay 476 pozos productores activos distribuidos en 97.3 km² de superficie. De esta totalidad de pozos productores, 317 presentan como sistema de extracción bombas electrosumergibles (BES) y 159 bombeos mecánicos.

La producción de petróleo por métodos artificiales es requerida cuando la energía natural asociada con los fluidos no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la cavidad del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta las instalaciones de superficie, o es insuficiente para producir a niveles económicos.

El Bombeo electrosumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, es considerado como un medio económico y efectivo para levantar altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo. Es más aplicable en yacimientos con altos porcentajes de agua y baja relación gas-aceite; sin embargo en la actualidad estos equipos han obtenido excelentes resultados en la producción de fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, en pozos con fluidos abrasivos, en pozos de altas temperaturas y de diámetro reducido, etc....

Los componentes del sistema de bombeo electrosumergible pueden ser clasificados en dos partes:

- Equipos de fondo de pozo
- Equipos de superficie

En la Figura 1 se puede observar un esquema del equipo de fondo de pozo. El mismo está compuesto por los siguientes elementos: bomba centrífuga multietapa, succión o separador de gas, sello, motor eléctrico y sensor de fondo (presión/temperatura).



Figura 1. Esquema del equipo de fondo de pozo de una BES.

Los cables de fondo transfieren la energía eléctrica desde la boca de pozo en la superficie o desde la caja de venteo hacia el motor. El juego de cables está compuesto por el cable de potencia y el cable de extensión del motor (MLE). Las dos secciones del cable están unidas por un empalme.

En la Figura 2 se puede observar un esquema del equipo de superficie. El mismo está compuesto por los siguientes elementos: transformador de entrada, controlador de frecuencia variable (VSD), transformador de salida y caja de venteo.

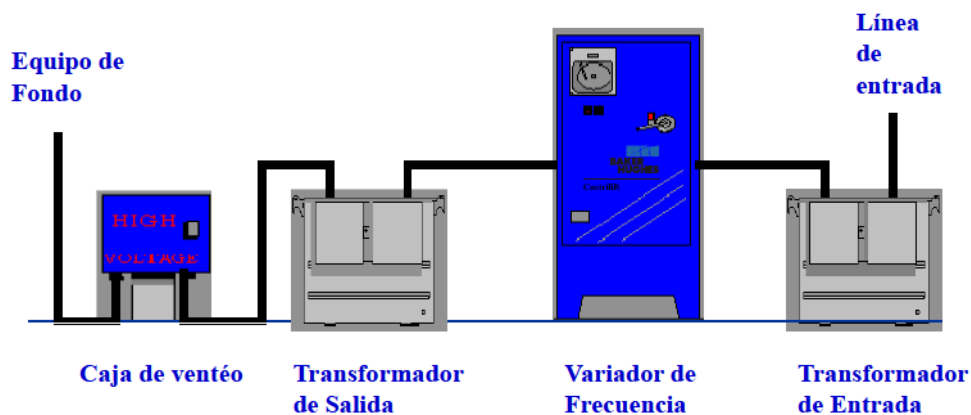


Figura 2. Esquema del equipo de superficie de una BES.

A principios de 2014, incrustaciones de Sulfato de Calcio (CaSO_4) comenzaron a detectarse a fondo de pozo durante las intervenciones de las BES. Estas incrustaciones afectan la capacidad de refrigeración de los motores de las bombas resultando en equipos que funcionan a temperaturas mayores que las normales. Con el fin de encontrar una solución a esta problemática, un equipo multidisciplinario con experiencia en productos químicos, sistemas y operaciones de bombeo analizo esta situación para encontrar el origen del problema.

Inicialmente, las BES se ubicaban por encima de los punzados para lograr que el fluido de producción circule alrededor del motor refrigerándolo para finalmente alcanzar la succión de la bomba, tal como se observa en la Figura 3. Con el tiempo, la producción fue disminuyendo de manera que se realizaron nuevos punzados para incrementar la misma (Figuras 4 y 5). Ante esta situación, el motor de la BES quedo posicionado por debajo de los punzados por lo que se procedió a colocar una camisa de refrigeración y profundizar aún más el equipo de fondo, tal como se observa en la Figura 6. El objetivo de utilizar una camisa de refrigeración es lograr que el fluido de producción pase por el interior de la misma y refrigere el motor de la bomba (Figura 7). Considerando que el motor debe ser refrigerado a través de la circulación de fluido de producción por el área del casing, ante la colocación de la camisa de refrigeración el área efectiva de circulación de fluido se ve disminuida resultando en una menor velocidad de fluido. Finalmente, esta situación genera una disminución de eficiencia en el intercambio térmico entre el motor y el fluido de producción resultando en un incremento de temperatura en el motor.

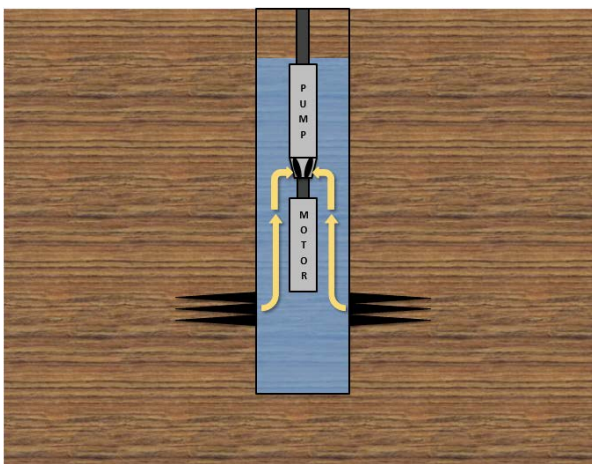


Figura 3. Situación inicial.

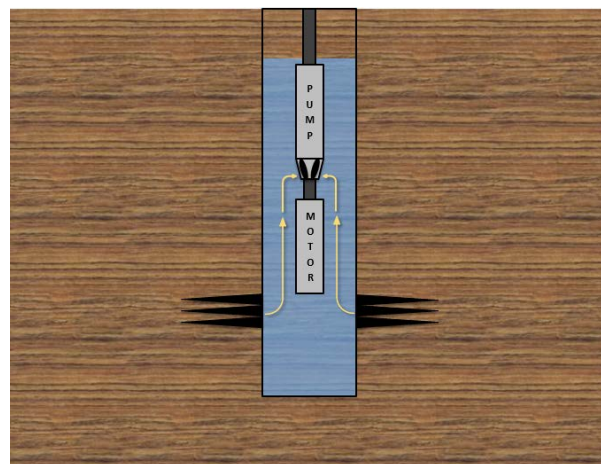


Figura 4. Disminución de la producción.

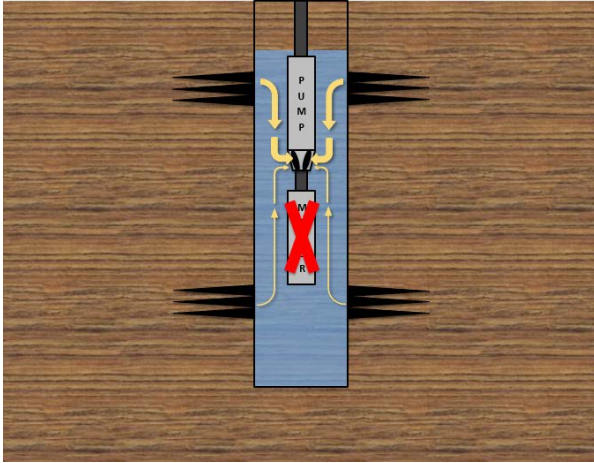


Figura 5. *Punzados adicionales.*

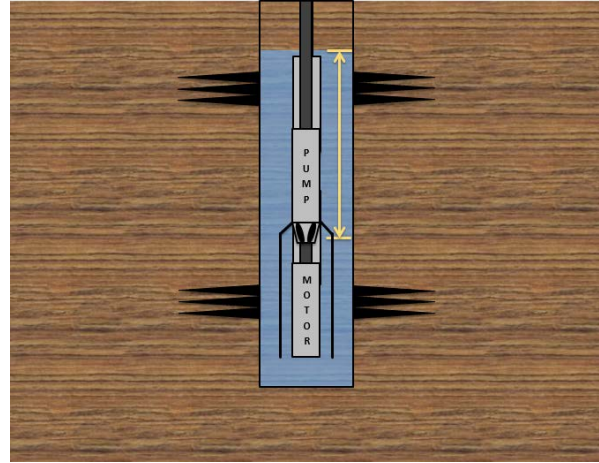


Figura 6. *Camisa de refrigeración.*

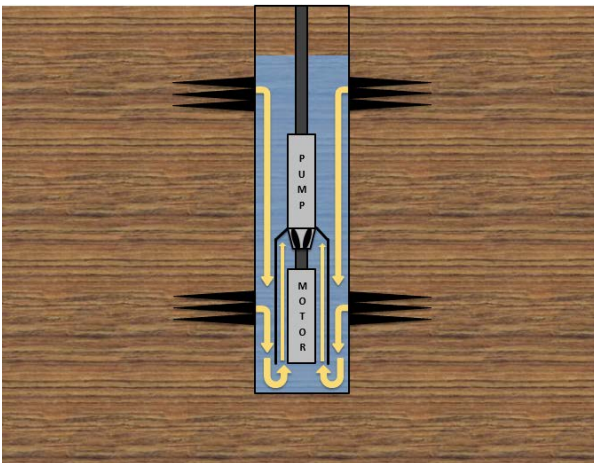


Figura 7. *Situación nueva.*

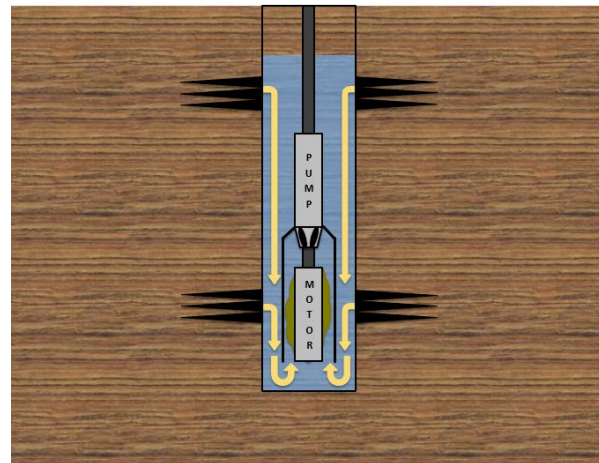


Figura 8. *Problemática actual.*

Para evaluar la tendencia incrustante del agua de producción se realizaron múltiples simulaciones basándose en los resultados obtenidos en el análisis fisicoquímico de las muestras de agua de producción.

Mediante la simulación en el software se puede predecir el potencial incrustante expresado como índice de saturación (SI) y la cantidad de precipitación esperada (mg/L) para cada tipo de incrustación a las condiciones del sistema. El SI es una medida del grado de sobresaturación de los iones incrustantes en un sistema acuoso y un indicador de la probabilidad de dichos iones de formar incrustaciones. Se concluye que:

- $SI < 0$ no presenta saturación, no existe tendencia para formar incrustaciones.
- $SI = 0$ equilibrio, no existe formación de incrustaciones.

- SI>0 sobresaturación, tendencia para formar incrustaciones.

A mayores valores de SI, mayor es la fuerza impulsora que favorece la precipitación de los iones incrustantes, y generalmente una vez iniciada más rápido es el proceso de precipitación.

La cantidad de precipitación en equilibrio (mg/L) es la cantidad máxima de incrustación que puede precipitar de la solución cuando los iones incrustantes alcanzan el nivel de saturación/equilibrio a partir del estado inicial sobresaturado. Este índice es un indicativo de la masa de incrustación que puede potencialmente precipitar a partir de la solución sobresaturada.

La simulación fue realizada basándose en los resultados de los análisis fisicoquímicos de 3 pozos productores. Las principales incrustaciones que tienen la potencialidad de formarse son Carbonato de Calcio (calcite, CaCO_3) y Sulfato de Calcio (anhydrite, CaSO_4) con predicciones menores de Sulfato de Bario (barite, BaSO_4), y Carbonato de Hierro (siderite, FeCO_3). Los resultados de la simulación pueden observarse en la Tabla 1.

Tabla 1. Resultados de la simulación a las condiciones de presión y temperatura del sistema.

Well	Temp (°F)	Pressure (psi)	Calcite		Anhydrite		Gypsum		Barite		Siderite	
			SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L	SI	mg/L
ET 1134	195	521	1.54	997	0.39	2,140	-0.02	0	1.96	25	1.46	43
ET 857	221	233	1.22	906	0.62	3,397	0.05	466	1.51	19	0.73	29
ET PA 10	260	459	2.00	1,255	0.62	2,898	-0.15	0	1.42	25	-0.21	0

Sumado a la problemática de la elevada tendencia incrustante del agua de producción, el inhibidor de incrustaciones utilizado en ese momento presentaba un límite térmico de 180 °F (82,22 °C). Todos los pozos productores evaluados presentaban temperaturas mayores a la mencionada previamente.

En conclusión, la disminución en la eficiencia del intercambio térmico entre el fluido de producción y el motor de la bomba ocasionado por la camisa de refrigeración, sumado al bajo límite térmico del inhibidor de incrustaciones utilizado, derivó en la formación de incrustaciones a fondo de pozo y en el gasto por parte de la operadora para intervenir y acondicionar todos los pozos con inconvenientes (Figura 8).

Propuesta de la Empresa

Por lo mencionado anteriormente la compañía decide acompañar a este cliente para en conjunto evaluar las necesidades y ofrecer la tecnología disponible para solucionar el problema de incrustaciones mediante la inhibición de las mismas antes de que se formen a las condiciones de presión y temperatura en las que normalmente operan los pozos productores. Adicionalmente, el mejor producto seleccionado debía ser apto para aplicación por capilar a fondo de pozo.

A continuación se detallan las desventajas que se obtienen al no tratar los pozos productores con un inhibidor de incrustaciones adecuado a la problemática y a las condiciones del sistema:

- Disminución en la productividad
- Restricción del flujo en cañerías
- Ensuciamiento de intercambiadores de calor
- Reducción de la eficiencia de separación
- Taponamiento de pozos inyectoros
- Dificultad para disponer el agua de producción, relacionado principalmente con los Materiales Radioactivos de Origen Natural (NORM)

La Figura 9 muestra el estado de un tubing con problemas de incrustaciones.



Figura 9. Tubing obstruido con incrustaciones.

Desarrollo

En primera instancia, el equipo técnico de la compañía realizó el ensayo de selección del inhibidor de incrustaciones simulando de la manera más exacta las condiciones del sistema. Los ensayos llevados a cabo fueron los siguientes:

1. Ensayo de compatibilidad entre los inhibidores de incrustación y el agua de producción

Se tomaron 1 μL , 10 μL , y 100 μL de cada inhibidor de incrustaciones para preparar soluciones de 100 ppm-v, 1000 ppm-v y 10000 ppm-v utilizando 10 mL de agua sintética con una composición química idéntica a la de los pozos evaluados. Cada muestra fue colocada en un tubo de vidrio y posteriormente en un baño térmico para alcanzar la temperatura deseada de ensayo durante dos horas. Se realizaron observaciones visuales de las soluciones al inicio del ensayo y dos horas luego de dosificar cada producto. Con el objetivo de realizar una comparación, se evaluaron además un blanco y un control. El blanco representa el agua sintética sin ningún agregado de producto químico y el control consiste en una mezcla equitativa de agua desionizada y agua catiónica resultando en una solución completamente protegida contra la formación de incrustaciones.

Existen 4 términos para describir los resultados de la observación visual del ensayo estático de botella: Clear, Cloudy, Flocculation y Precipitation. “Clear” significa que no presenta turbidez y las botellas de ensayo deberían tener el mismo aspecto visual al del sistema de control; “Cloudy” no es tan claro como el control pero no puede definirse visualmente como algo sólido y aparece ligeramente disperso a través de la botella de ensayo; “Flocculation” se caracteriza por algo en suspensión en un líquido de apariencia esponjosa y suave; “Precipitation” significa que partículas sólidas visualmente observables se acumularon en el fondo de las botellas de ensayo.

El ensayo de compatibilidad entre el agua de producción y los productos candidatos fue realizado a 260 °F (126,67 °C) y 15 psi (1 kg/cm²). Las Tablas 3 y 4 muestran los resultados de este ensayo. El ranking se basa en el grado de compatibilidad de cada producto con el agua sintética donde “1” indica la mejor y “3” indica la peor compatibilidad. Los productos que obtuvieron “1” en este primer ensayo fueron seleccionados para el siguiente.

Tabla 2. Resultados del ensayo estático de botella con los distintos inhibidores de incrustación.

Product	Concentration (ppm)	Initial	1h	2h	Rank
SCW260	100	Clear	Cloudy	Precipitation	3
	1,000	Clear	Cloudy	Precipitation	
	10,000	Cloudy	Flocculation	Flocculation	
SCW263	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW3001	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW356	100	Clear	Clear	Precipitation	1
	1,000	Clear	Clear	Cloudy	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW4013	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW4055	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Cloudy	
	10,000	Clear	Clear	Flocculation	
SCW4056	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW4212	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW4828	100	Clear	Clear	Precipitation	1
	1,000	Clear	Clear	Cloudy	
	10,000	Clear	Clear	Flocculation	

Tabla 3. Resultados del ensayo estático de botella con los distintos inhibidores de incrustación.

Product	Concentration (ppm)	Initial	1h	2h	Rank
SCW5277	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW5279	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Clear	Flocculation	
SCW535	100	Clear	Clear	Precipitation	2
	1,000	Clear	Clear	Flocculation	
	10,000	Clear	Cloudy	Flocculation	
SCW7029	100	Clear	Cloudy	Precipitation	1
	1,000	Clear	Cloudy	Cloudy	
	10,000	Clear	Flocculation	Flocculation	
Blank	---	Clear	Precipitation	Precipitation	---
Control	---	Clear	Clear	Clear	---

2. Dynamic Scale Tube-blocking Tests (DTB Tests)

En este ensayo los distintos inhibidores son mezclados a una concentración fija en diferentes porciones de la solución aniónica. Antes de agregar el inhibidor, se ajusta el pH de la solución aniónica utilizando CO₂ y N₂ gaseoso. La concentración de inhibidor es al menos el doble de las mayores concentraciones evaluadas. La solución aniónica inhibida es mezclada con la solución aniónica no inhibida en varias proporciones para obtener diferentes concentraciones de inhibidor en la solución aniónica resultante. Esta solución aniónica inhibida se combina con la solución catiónica no inhibida en una proporción 1:1 para alcanzar la concentración final de inhibidor y crear una condición incrustante.

Los componentes catiónicos y aniónicos se calientan al pasar por separado por tubos intercambiadores de calor de 3 metros de largo en un horno y luego circulan por una unión “T” para efectuar su mezcla. Inmediatamente, esta pasa a través de un capilar de 1 metro de largo con un diámetro interno de 0,8 mm. La presión diferencial a través del capilar es medida mientras la solución incrustante circula a un flujo constante. Un incremento en la presión diferencial es indicativo de la formación de sólidos en el tubo y su adherencia en las paredes del mismo. La velocidad de flujo de la solución incrustante se encuentra fija en 10 mL/min.

Este equipamiento es automatizado y controlado por computadora. Una vez preparadas las muestras y fijadas las condiciones por el operador, se hace funcionar el equipamiento hasta un tiempo límite o un diferencial de presión alcanzado. El tubo se limpia con un agente quelante (EDTA) y ácido (HNO₃), y luego el proceso se repite a diferentes concentraciones de los inhibidores y/o distintos inhibidores.

Las condiciones del ensayo fueron: 260 °F (126,67 °C) y 300 psi (21 kg/cm²). Se procedió a evaluar la performance de 3 productos: SCW356, SCW4828 y SCW7029. Las Figuras 10, 11 y 12 muestran los resultados del ensayo DTB.

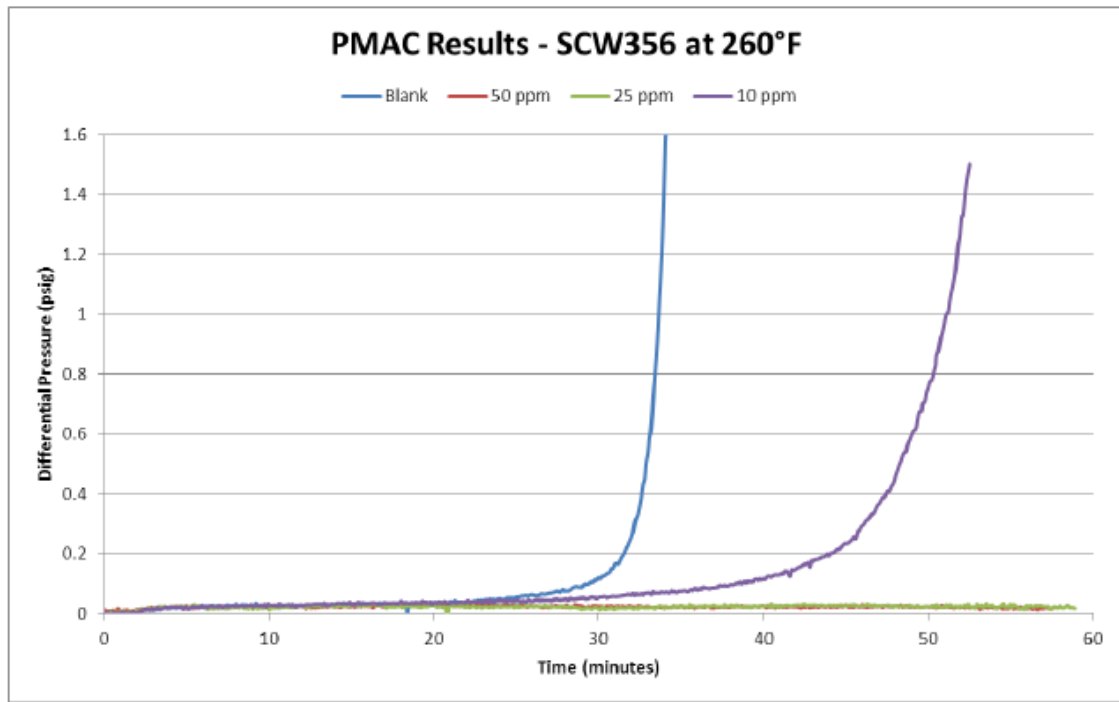


Figura 10. Resultados del ensayo para el SCW356.

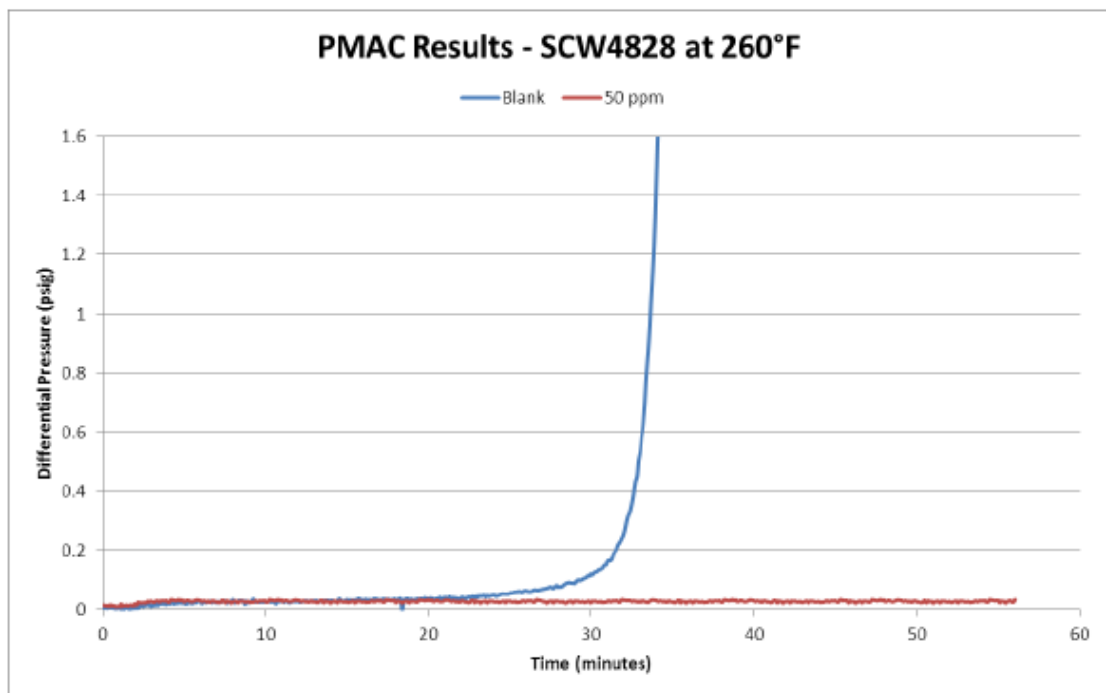


Figura 11. Resultados del ensayo para el SCW4828.

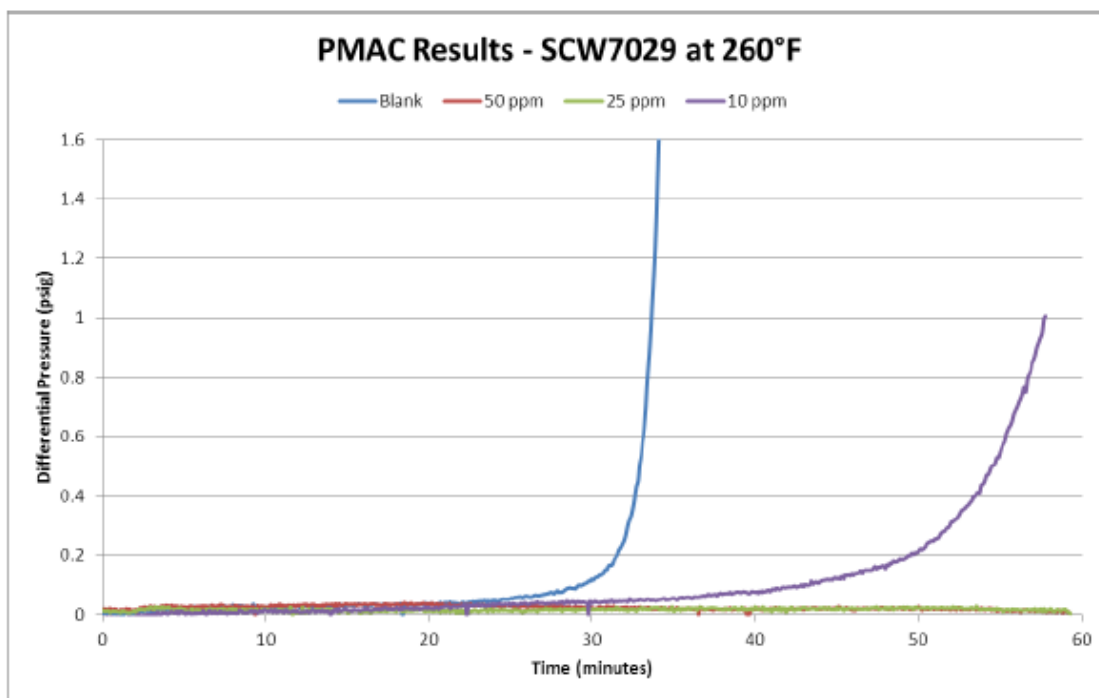


Figura 12. Resultados del ensayo para el SCW7029.

Se define la Mínima Concentración Efectiva (MEC) como la mínima dosis de producto químico por debajo de la cual no se obtendrían los resultados esperados de actuación del mismo. En el Tabla 4 se observan las conclusiones extraídas de los resultados del ensayo DTB.

Tabla 4. MECs para los productos evaluados.

Product	MEC
SCW356	25 ppm
SCW4828	50 ppm (not tested lower)
SCW7029	25 ppm

Los menores valores de MECs fueron de 25 ppm para el SCW356 y el SCW7029. El producto SCW4828 logro inhibir exitosamente las incrustaciones hasta 50 ppm pero no fue evaluado a menores concentraciones ya que este producto no está aprobado para aplicar por capilar. El SCW356 se encuentra aprobado para aplicar por capilar en operaciones de hasta 300 °F (148,89 °C), mientras que el SCW7029 se encuentra aprobado para operaciones de hasta 350 °F (176,67 °C).

Basándose en estos resultados se recomienda utilizar el inhibidor de incrustaciones SCW7029 para aplicar en este sistema en una dosis de 25 ppm. Para su aplicación en yacimiento se recomienda comenzar con dosis elevadas para luego ir optimizando en función de los resultados obtenidos.

Este informe fue presentado al cliente para dar comienzo a un ensayo de campo de manera de poder evaluar la performance del producto seleccionado y solucionar inmediatamente el problema de incrustaciones en las BES.

Conclusiones

La operadora decide dar inicio al piloto de tratamiento el día 12 de Febrero de 2014 en los pozos ET926 y ET839. La dosis inicial de inhibidor de incrustaciones SCW7029 fue de 50 ppm y su inyección a fondo de pozo mediante capilar.

Para evaluar la performance del tratamiento se decide monitorear las siguientes variables:

- Producción del pozo
- Variables operativas de la BES: temperatura del motor, presión de fondo y frecuencia
- Control de stock de producto químico
- Dosis real vs dosis teórica de producto químico
- Concentración de los iones calcio (Ca^{2+}) en muestras de agua tomadas en la boca de pozo
- Concentración de los iones ferrosos (Fe^{2+}) en muestras de agua tomadas en la boca de pozo
- Concentración de residual del inhibidor de incrustaciones en muestras de agua tomadas en la boca de pozo

Los resultados para el pozo ET926 se muestran en la Tabla 5. En la Figura 13 se puede observar una gráfica de la concentración de los iones calcio vs la concentración del residual de producto. En la Figura 14 se puede observar una gráfica de la evolución de las diferentes variables operativas de la BES en conjunto con los datos registrados de producción del pozo.

Tabla 5. Registro de variables de monitoreo de performance para el inhibidor de incrustaciones en el pozo ET926.

Fecha	Datos del pozo							Datos del producto químico					Análisis			Observaciones
	Gas (Sm ³ /d)	Bruta (m ³ /d)	Oil (m ³ /d)	Agua (m ³ /d)	TM (°F)	PFW (PSI)	Frecuencia (Hz)	Stock (lbs)	Repos. (lbs)	Dosit. (lbs/d)	Dosit. (ppm)	Dosit. Teórica (ppm)	Ca ²⁺ (mg/l)	Fe ²⁺ (mg/l)	Res.Inh. (ppm)	
12-Feb-14	-	84.0	9.6	74.4	228	220	53.9	208	208	-	-	50	1043	17.0	0	Blanco
18-Feb-14	-	84.0	9.6	74.4	211	220	53.9	178	-	5.0	67	50				Se baja la dosis a la teórica.
19-Feb-14	-	84.0	9.6	74.4	211	220	53.9	173	-	4.0	54	50				Dosificando correctamente.
21-Feb-14	-	84.0	9.6	74.4	212	230	53.9	165	-	4.0	54	50				Dosificando correctamente.
25-Feb-14	-	84.0	9.6	74.4	212	230	53.9	149	-	4.0	54	50				Dosificando correctamente.
6-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	211	227	53.9	112	-	4.1	55	50	2452		2.1	Dosificando correctamente.
7-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	212	225	53.9	208	100	4.0	54	50				Dosificando correctamente.
11-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	210	238	53.9	189	-	4.8	64	50	1135		2.4	Se ajusta dosis.
19-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	209	235	53.9	155	-	4.3	58	50	864	21.9	2.4	Se ajusta la dosis a 40 ppm = 3 l/d.
22-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	210	232	53.9	145	-	3.3	44	40				Dosificando correctamente.
28-Mar-14	-	84.0	9.6	74.4	211	228	53.9	130	-	2.5	34	40	842		2.2	Dosificando correctamente.
9-Apr-14	-	84.0	9.6	74.4	206	235	53.9	89	-	3.4	46	40	1320	18.9	2.6	Dosificando correctamente.
18-Apr-14	-	84.0	9.6	74.4	204	240	53.9	64	-	2.8	38	40	1362	16.8	2.4	Dosificando correctamente.
24-Apr-14	-	84.0	9.6	74.4	214	312	53.9	85	30	1.5	20	40				Se ajusta dosis.
29-Apr-14	-	84.0	9.6	74.4	196	309	53.9	77	-	2.0	27	40				Se efectua cambio de valvula de succion e impulsión.
13-May-14	-	84.0	9.6	74.4	191	299	53.9	30	-	3.4	46	40	1446			Se retra qco del alid de dosificación. Fin de prueba piloto.

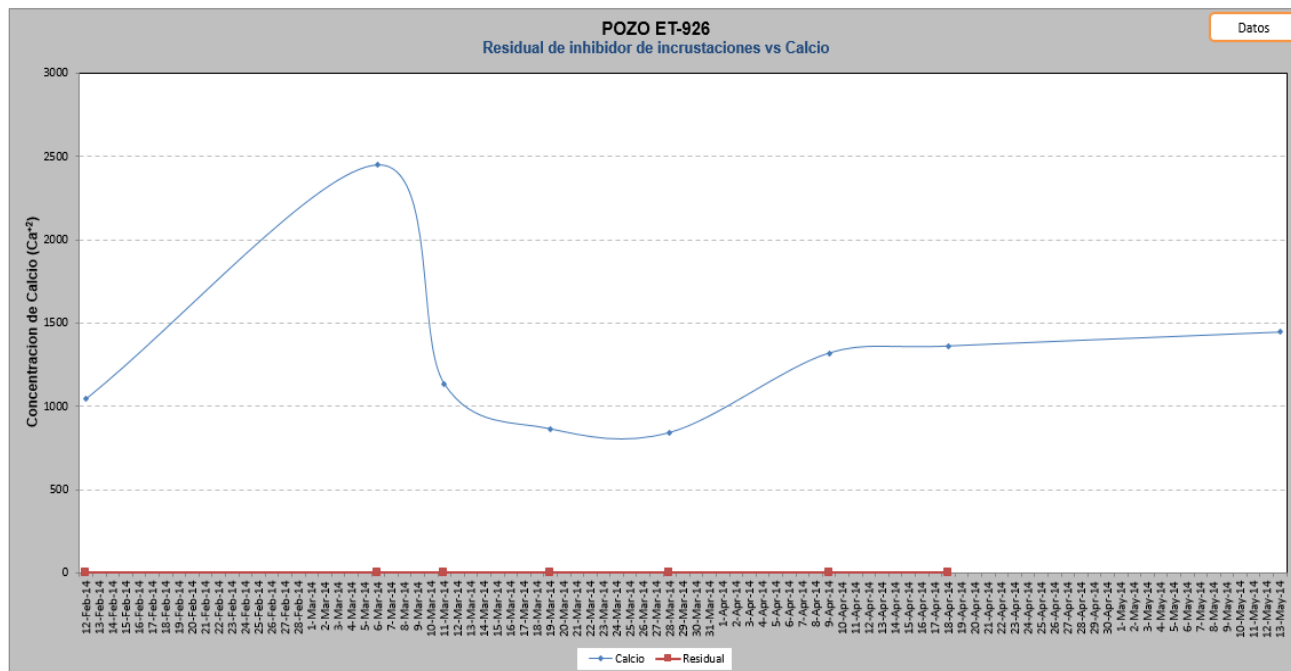


Figura 13. Grafica de concentración de iones calcio vs concentración de residual de producto para el pozo ET926.

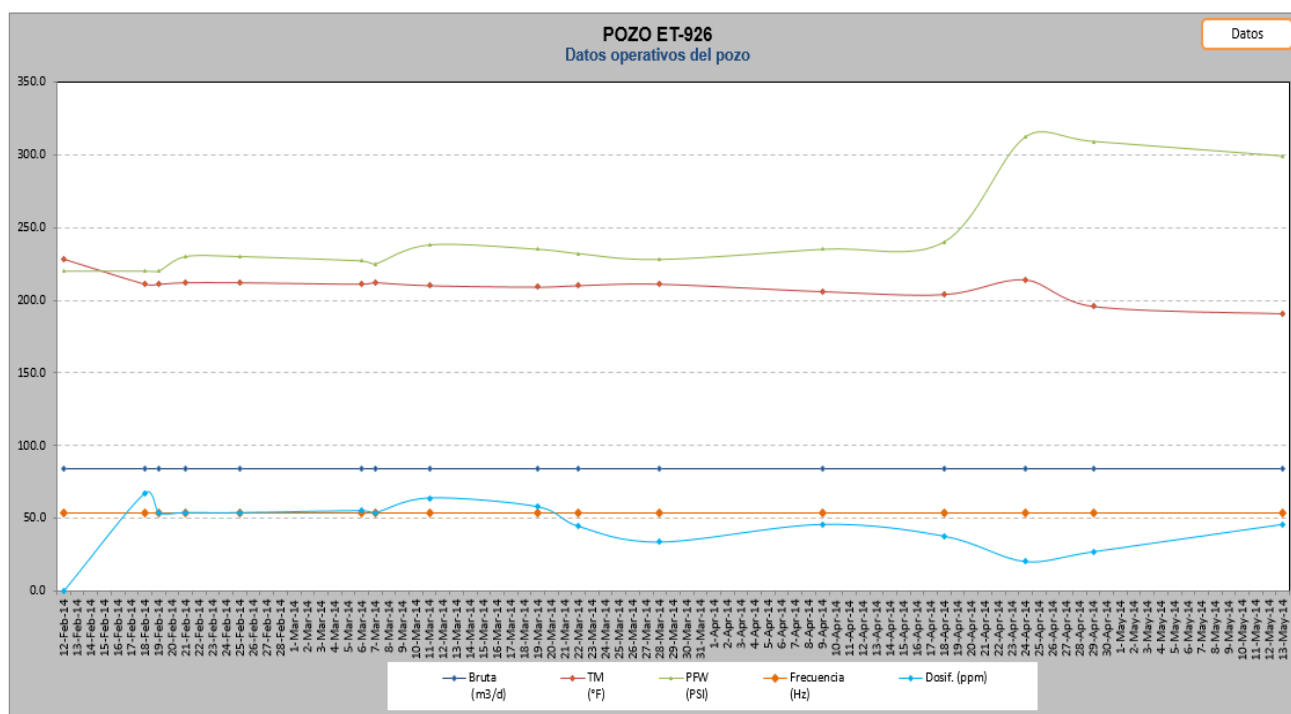


Figura 14. Grafica de evolución de variables operativas de la BES y registro de datos de producción del pozo ET926.

Los resultados para el pozo ET839 se muestran en la Tabla 6. En la Figura 15 se puede observar una gráfica de la concentración de los iones calcio vs la concentración del residual de producto. En la Figura 16 se puede observar una gráfica de la evolución de las diferentes variables operativas de la BES en conjunto con los datos registrados de producción del pozo.

Tabla 6. Registro de variables de monitoreo de performance para el inhibidor de incrustaciones en el pozo ET839.

Fecha	Datos del pozo							Datos del producto químico					Análisis			Observaciones
	Gas (Sm ³ /d)	Bruta (m ³ /d)	Oil (m ³ /d)	Agua (m ³ /d)	TM (°F)	PFW (PSI)	Frecuencia (Hz)	Stock (lbs)	Repos. (lbs)	Dosif. (lbs/d)	Dosif. (ppm)	Dosif. Teórica (ppm)	Ca ⁺⁺ (mg/l)	Fe ⁺⁺ (mg/l)	Res.Inh. (ppm)	
12-Feb-14	-	127.2	7.2	120.0	282	220	49.0	208	208	-	-	50	945		0	Blanco
18-Feb-14	-	127.2	7.2	120.0	293	200	50.0	50	-	26.0	217	50				14-Feb se subió frecuencia de 49 a 50 Hz
19-Feb-14	-	127.2	7.2	120.0	293	190	50.0	190	166	6.0	50	50				Se efectúa cambio de bomba dosificadora.
21-Feb-14	-	127.2	7.2	120.0	298	400	50.0	178	-	6.0	50	50				Dosificando correctamente.
25-Feb-14	-	127.2	7.2	120.0	293	240	50.0	154	-	6.0	50	50				Se efectúa limpieza de válvula de impulsión.
6-Mar-14	-	127.2	7.2	120.0	306	240	50.0	123	-	3.4	28	50	1267	4.9	0.8	Se ajusta la dosis.
7-Mar-14	-	127.2	7.2	120.0	302	240	50.0	208	91	6.0	50	50				Dosificando correctamente.
11-Mar-14	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-	-				Pozo parado en espera de intervención.
19-Mar-14	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-	-				Pozo intervenido.
22-Mar-14	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-	-				Pozo intervenido
23-Mar-14	-	127.2	7.2	120.0	129	312	48.9	208	-	-	0	50				Se puso en marcha el 23 de marzo.
28-Mar-14	-	127.2	7.2	120.0	129	306	48.9	170	-	6.3	53	50	802		1.1	Dosificando correctamente.
9-Apr-14	-	127.2	7.2	120.0	129	308	48.9	102	-	5.7	48	50	1682		1.4	Se ajusta la dosis a 40 ppm.
18-Apr-14	-	127.2	7.2	120.0	129	306	48.9	58	-	4.9	41	40	1744		1.2	Dosificando correctamente.
25-Apr-14	-	127.2	7.2	120.0	128	149	50.0	62	30	4.3	36	40				Dosificando correctamente. Limpieza de impulsión.
29-Apr-14	-	127.2	7.2	120.0	128	149	50.0	55	-	1.8	15	40				Se realiza cambio de válvula de impulsión.
13-May-14	-	127.2	7.2	120.0	127	145	50.0	2	-	4.0	33	40	1786			Se retira qco del skid de dosificación. Fin de prueba piloto.

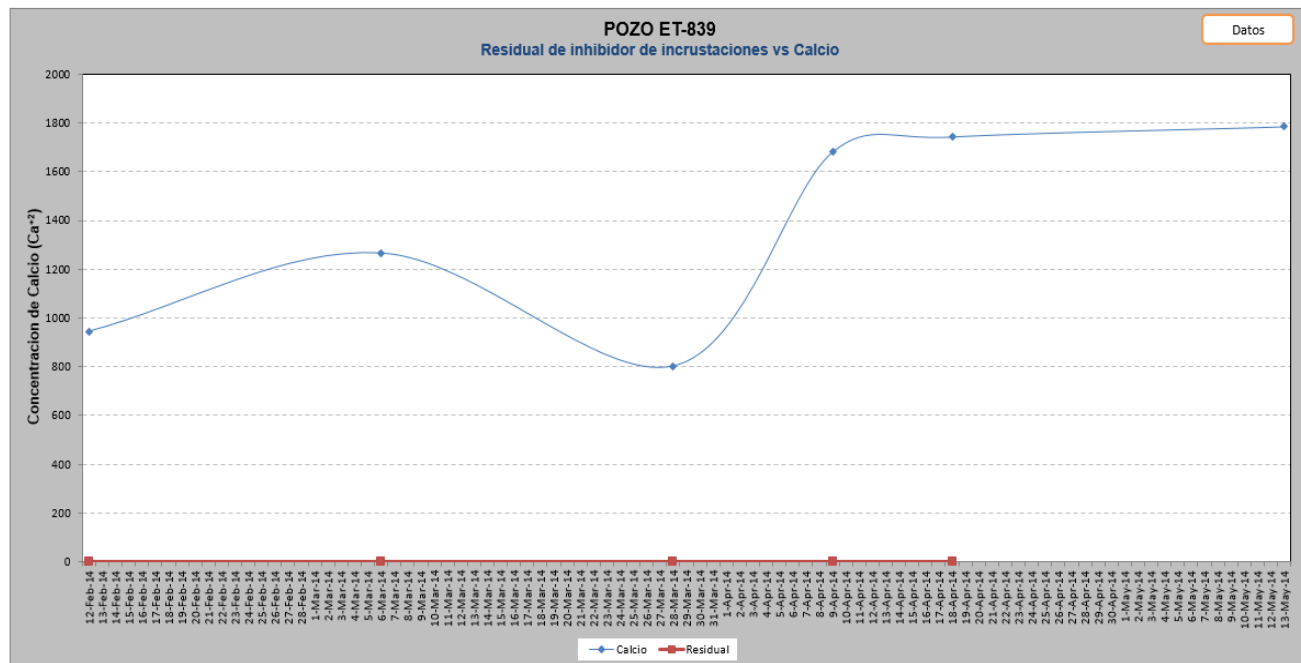


Figura 15. Gráfica de concentración de iones calcio vs concentración de residual de producto para el pozo ET839.

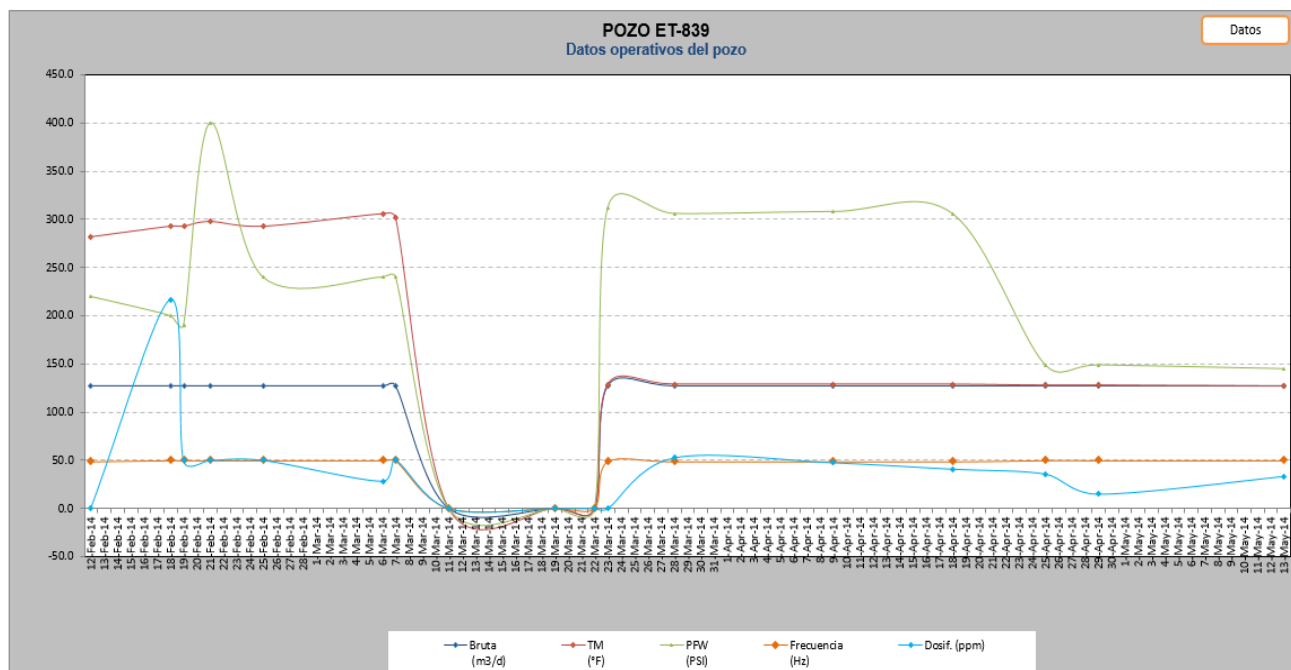


Figura 16. Grafica de evolución de variables operativas de la BES y registro de datos de producción del pozo ET839.

La finalización del ensayo piloto en ambos pozos fue el día 14 de Mayo de 2014. El pozo ET926 inicio su tratamiento con una temperatura de motor de 228 °F (108,89 °C) y logro disminuirla mediante la utilización del inhibidor de incrustaciones hasta 191°F (88,33 °C). En el transcurso del ensayo, la dosificación de producto químico se fue optimizando en función de la evolución de las variables de monitoreo evaluadas iniciando en 50 ppm y finalizando en una concentración 40 ppm. Para el pozo ET839 se obtuvieron resultados exitosos de aplicación similares a los registrados en el pozo ET926. La temperatura del motor de la BES se encontraba inicialmente en 282 °F (138,89 °C) y al final del ensayo resulto en 127 °F (52,78 °C). Además, la dosificación de producto fue optimizada hasta alcanzar los 40 ppm de inhibidor de incrustaciones. Las concentraciones del ion calcio, en ambos casos, aumentaron desde su valor inicial demostrando la efectividad del tratamiento ya que una disminución en la concentración de este catión se traduce en la formación de incrustaciones por la asociación de este ion a los distintos aniones en solución.

A partir de este piloto con excelentes resultados en la inhibición de incrustaciones en los pozos que el cliente consideraba críticos para evaluar esta problemática, el tratamiento fue extendiéndose a diferentes pozos para lograr el día de hoy tener 192 pozos con tratamiento de inhibición de incrustaciones.

Conclusiones

Con las dos líneas de producto de la empresa de servicios trabajando en conjunto, se superaron las expectativas del cliente obteniéndose los siguientes resultados en 2014 y 2015:

- Reducción de la formación de incrustaciones
- Estabilización de la temperatura de las BES dentro de un rango seguro de operación
- Incremento del run life de las BES desde 600 días hasta 1800 días
- Ahorro estimado de 1.140.000 US\$/año en 2014 y 190.000 US\$/año en 2015

En la Figura 17 se puede observar el registro de información respecto de las BES en funcionamiento y las fallas de dichas bombas para los años 2014, 2015 y 2016. En cada caso se detalla la cantidad de fallas de equipo asociadas a incrustaciones. Además, se calcula el índice de falla como la relación entre cantidad de fallas anuales y la cantidad de equipos en funcionamiento. Se puede observar como este índice fue disminuyendo a partir del inicio de tratamiento en 2014 con el inhibidor de incrustaciones.

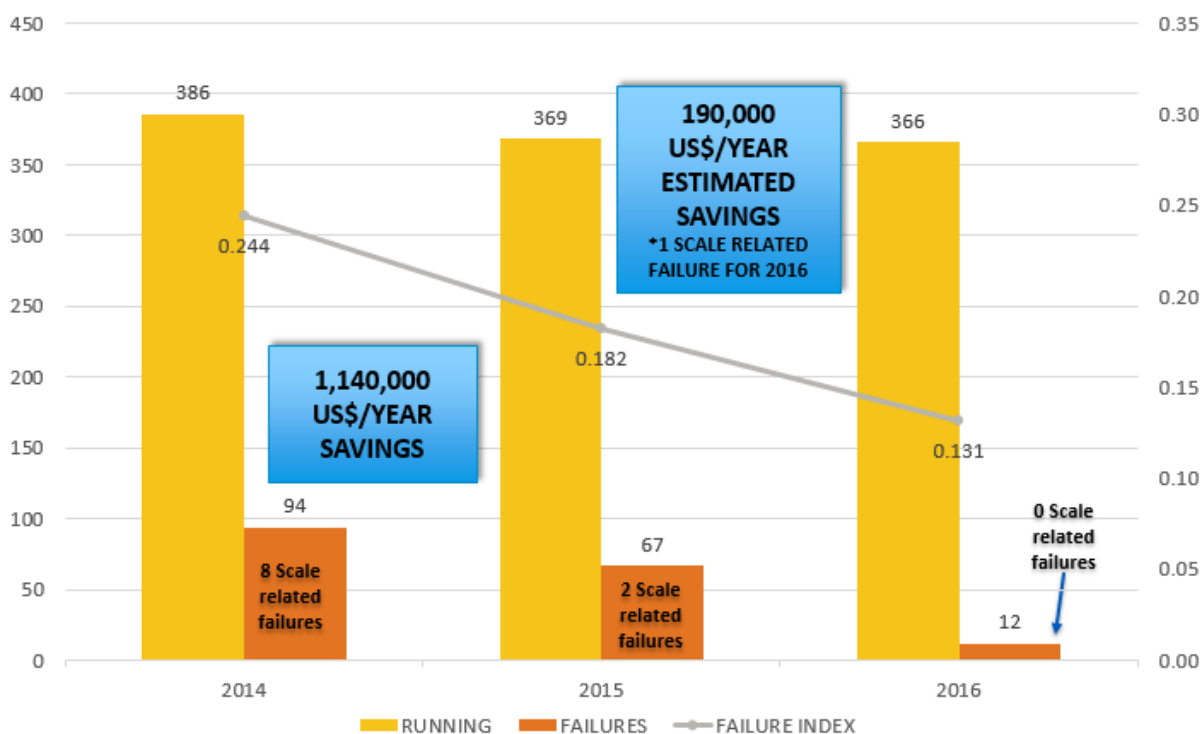


Figura 17. Grafica de BES en funcionamiento y fallas de equipo para 2014, 2015 y 2016.

Bibliografía

- Baker Hughes. 2014. Case History: Production Wave Solution with Scale Inhibition Program Saved Customer USD 370,000 per Well.
- Baker Hughes. 2012. Technical Report: SI evaluation to inhibit calcium sulfate (CaSO_4)
- Baker Hughes. 2014. Data Sheet: SCW7029 Scale Inhibitor; Protection from calcium carbonate, calcium sulfate and barium sulfate scales.
- Baker Hughes. 2014. Safety Data Sheet: SCW7029 Scale Inhibitor.
- Baker Hughes. Fundamentos del bombeo electrosumergible.

CVs

Gisella Anahi Candia

Fecha de nacimiento: 03/03/1989

Lugar de nacimiento: Cipolletti, Río Negro

Nacionalidad: Argentina

DNI: 34439068

Teléfono: 0299-155121488

e-mail: gisella_candia@hotmail.com



Formación Académica

Bachiller con orientación docente

2001-2006

Instituto de Formación Docente N°6, Neuquén

Ingeniería Química

2007-2013

Universidad Nacional del Comahue, Neuquén

Experiencia Laboral

- 1- Participación en el proyecto de extensión: “Evaluación del posible riesgo ambiental causado por el drenaje ácido de mina (AMD) en la zona minera de Andacollo, provincia del Neuquén-Argentina”.

Duración: Marzo 2012-Diciembre 2012

- 2- Profesora de Química en el instituto terciario CEDEP

Duración: Marzo 2013-Julio 2013

- 3- Field Engineer III - Baker Hughes Upstream Chemicals

Duración: Febrero 2014-Actualidad

Idiomas

Inglés

✓ Oral: nivel avanzado ✓ Escrito: nivel avanzado ✓ Lectura y comprensión de texto: nivel avanzado

Estudios realizados en el Instituto Oxford de Idioma Inglés, Neuquén. Título: Intermediate Level Course in Written and Spoken English Language. Duración: 1998-2005

Walter Javier Paris



Objetivo

Poder lograr un crecimiento personal y profesional en una compañía de primer nivel, obteniendo una posición de alta gerencia, permitiendo desarrollar una eficiencia operativa, trabajo en equipo y valor agregado primando la seguridad y el medio ambiente, aprovechando más de 12 años de experiencia que poseo en la industria del Oil & Gas.

Experiencia

2012- a la fecha	Baker Hughes
Product Line Manager – Upstream Chemicals – (Argentina – Chile – Bolivia)	
2010 -2012	Baker Hughes
Gerente de Distrito Norte (Mendoza – Salta y Chile)	
2008-2010	Baker Hughes
Responsable del área de Proyectos integrados	
2006-2008	Baker Hughes
Ingeniería de Aplicaciones	
2004-2006	Baker Hughes
Supervisor de campo	
2002-2004	Grupo Palmero
Supervisor de diseño	

Estudios

2016 Actualmente cursando MBA ADEN

UTN Ingeniero electrónico 1995 – 2003

ENET N1 Electro-técnico 1988 – 1994

Idiomas: Español, Inglés