

Evaluación de un inhibidor de incrustantes en mezclas de agua de formación en la zona norte de México y aprovechamiento para recuperación secundaria.

E.J. Suárez-Domínguez¹, J. Gómez-Espinoza¹, L.I. Ledesma-Fosados¹, M.A. Ventura-Rechy², J.A. Betancourt-Mar¹.

1. Mexican Institute of Complex Systems A.C. Tlaxcala 111 Col. Unidad Nacional, Ciudad Madero, Tamaulipas. C.P. 89410 jsd@mics.edu.mx
2. Geo Estratos S.A. de C.V. Calle 7 Col. Jardín 20 de Noviembre, Cd. Madero, Tamaulipas. C.P. 84440 mventura@geo-estratos.com

Resumen

Dentro de los pozos de producción de petróleo algunos aportan cortes de agua hasta más del 80%. Generalmente, éste fluido es corrosivo y cuenta con iones con alto potencial de incrustación lo cual puede ser un problema durante su transporte por tubería. Además la disposición en los casos que aplica se dificulta debido a la elevada salinidad y el contenido de aceites presentes así como microorganismos desarrollados de tal manera que son requeridos tratamientos con altos costos para obtener características óptimas para su disposición final. Una posibilidad de disposición es a partir de pozos letrina o reinyección en pozos para incrementar la producción de crudo sin embargo dicha inyección sin un tratamiento adecuado puede provocar daños la formación o represionamiento; se realizaron prueba de laboratorio y prueba en campo con el propósito de mejorar la producción de un campo de la región marina mediante el acondicionamiento de agua de mar mediante la aplicación de un compuesto químico estabilizador con la finalidad de evitar precipitación obturante.

Palabras Claves: pozos, agua congénita, incrustación, reinyección, inhibidor de incrustaciones.

Introducción

En los yacimientos, las rocas se encuentran impregnadas con fluidos tales como el agua, aceite o gas, o combinaciones de estos fluidos. Se cree que la roca en la mayoría de las formaciones petrolíferas fue completamente saturada con agua antes de la extracción del petróleo. Por lo tanto, las rocas del yacimiento normalmente contienen ambos, hidrocarburos de petróleo (líquido y gas) y agua. Esta agua son llamadas con frecuencia como agua congénita o agua de formación.

Las propiedades físicas y químicas del agua varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica con la que el agua producida ha estado en contacto durante miles de años, y el tipo de hidrocarburo que se produce.

Dentro de las características químicas podemos encontrar componentes iónicos, los cuales incluyen cationes tales como el sodio, magnesio, calcio, potasio, manganeso, estroncio, bario, fierro II y fierro III; aniones tales como el cloruro, sulfato, bicarbonato, carbonato, hidróxido, borato, bromuro y fosfato. El agua también puede contener gases disueltos, tales como el dióxido de carbono, el ácido sulfhídrico, y el nitrógeno, además de ácidos orgánicos, ácidos débiles no volátiles, bacterias sulfato-reductoras, sólidos disueltos y suspendidos, y las trazas de compuestos de hidrocarburos.

A medida que el agua es expulsada reacciona con los minerales de la formación y se lleva a cabo una reacción entre estos de tal modo que conlleva a la precipitación. Las propiedades del agua, tales como el pH y la concentración iónica, son algunos de los factores que controlan o inciden en las interacciones entre el agua y la roca. Aún después de alcanzar un estado de equilibrio, las interacciones entre el agua y la roca continúan. No obstante, los cambios producidos en la temperatura, presión, la profundidad y la estructura, pueden alterar el equilibrio. El influjo de agua desde otras fuentes, tales como los acuíferos, el agua inyectada y otros fluidos inyectados, también pueden producir cambios en las propiedades del agua. Las precipitaciones o incrustaciones pueden formarse cuando se mezclan aguas con diferentes composiciones. Por ejemplo la precipitación de sulfato de bario, sulfato de estroncio, ó carbonato de calcio, etc. Y constituye un problema común cuando se inyecta agua de mar, que contiene sulfatos dentro de formaciones que contienen bario, estroncio o calcio.

Estas precipitaciones y depósitos de sólidos se dan sobre los poros del yacimiento, sobre las tuberías de producción y el equipamiento de fondo de pozo, lo que eventualmente estas incrustaciones pueden obstruir el flujo. Las tuberías obturadas parcialmente pueden limpiarse a veces con herramientas de reparación de pozos que despliegan abrasivos y la acción de chorros de limpieza. Si la incrustación es demasiado espesa, es poco lo que se puede hacer excepto extraer la tubería y reemplazarla; lo que esto conlleva a elevados costos.

Por otro lado el agua de formación es importante durante el “agriamiento”, que generalmente se presenta en el 70% de los yacimientos sometidos a procesos de inyección de agua, que es un proceso en el cual se produce un incremento de la concentración del H₂S en el yacimiento; regularmente éste fenómeno se atribuye a la actividad microbiana: el agua de mar que se inyecta es regularmente una fuente rica de bacterias sulfato-reductoras y el agua de formación suministra los nutrientes en forma de ácidos orgánicos de bajo peso molecular denominados ácidos grasos volátiles. Por consecuencia este proceso conlleva a elevar los niveles de compuestos indeseables lo que consecuentemente incrementa los riesgos de seguridad para el personal de los campos petroleros, reduce el valor de venta de los hidrocarburos producidos e incrementa las tasas de corrosión en los equipamientos de fondo de pozo y en las instalaciones de superficie.

El agua producida no es precisamente un producto de desecho, sino más bien un subproducto generado por la producción del petróleo. Generalmente, no puede ser reutilizada en la superficie para la producción del petróleo debido a los iones en solución presentes. En algunos casos el agua puede tener usos alternativos, pero éstos están limitados severamente debido a la calidad del agua requerida para ello. Normalmente es reinyectada al yacimiento del cual fue producida, donde se necesita inundar de agua o de mantener la presión. Si se requiere desechar el agua producida los costes son altos para el tratamiento adicional. Tampoco es económica la recuperación de energía y de los componentes específicos del agua, por lo que muchas empresas se inclinan por la reincorporación del agua en los yacimientos, sin embargo deben añadirse aditivos para evitar los problemas ya antes mencionados, los productos usados comúnmente para la reinyección son los inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, bactericidas, removedores de oxígeno, etc.

Parte experimental

Prueba de laboratorio

Se llevó a cabo la preparación de las salmueras BKS3 y JSO6 correspondientes a análisis históricos generados para agua de estas 2 formaciones, y la homologación de las salmueras BKS2 y JSO5 correspondientes a soluciones sintéticas (teóricas), que corresponden a soluciones con los niveles más altos posibles de acuerdo al archivo histórico de análisis de agua proveniente de dos formaciones en la región marina del país; a partir de los análisis stiff se calcularon las cantidades de sales que se muestran en la Tabla 1 para su preparación (homologación de aguas de formación).

Por separado se dosificó a las muestras preparadas BKS2 y BKS3 35 ppm y 100 ppm, con los inhibidores de incrustaciones que corresponden a los productos Control 1 y 2 de marca comercial y el inhibidor de incrustaciones denominado G-Flow, producto compuesto por un conjunto de ácidos orgánicos y sales de alto de peso molecular, obteniéndose así en total 12 soluciones.

Después se mezcló por separado la salmuera BKS3 que contenía 35 ppm y 100 ppm cada una con la salmuera JSO6 respectivamente, así se realizó para los tres productos diferentes, después se llevó a cabo la misma operación para BKS2 y JSO5, estas mezclas se hicieron a diferentes proporciones: 10:90, 25:75, 50:50, 75:25 y 90:10, teniéndose en total 60 soluciones que se presentan en la Figura 2.

Se dejaron en reposo por un espacio de dos horas; pasado este tiempo se determinó de manera cualitativa las soluciones que presentaban mayor cantidad de precipitados y se descartaron, quedando solamente seis soluciones como se muestra en la Figura 3 con escasa cantidad de precipitados cuailitativamente, y colocando cinco mililitros de estas soluciones en tubos de ensaye con peso constante (por triplicado). Se llevaron a centrifugación con 3500 RPM durante seis minutos; posteriormente se decantaron y se llevaron a sequedad a 110°C.

Finalmente, por gravimetría se obtuvo el peso del sólido formado y cuyos valores se contrastaron con los máximos posibles teóricos.

Prueba de Campo

En la prueba de campo se realizó un análisis cuantitativo para valorar los posibles efectos de la inyección de agua con dosificación del producto inhibidor de incrustaciones G-Flow en la formación de la región marina. Se obtuvieron muestras anaerobias de crudo y agua congénita de un pozo localizado en la formación Balam, que se caracterizaron y reprodujeron para un estudio teórico de formación de precipitados. También se realizaron pruebas de compatibilidad del agua de mar con el crudo y con el producto inhibidor de incrustaciones a diferentes dosificaciones, pruebas de corrosividad del agua de mar con y sin producto, pruebas para detección de bacterias sulfato-reductoras y efecto biocida, evaluación de formación de precipitados por la adición del compuesto químico G-Flow. Además se recibieron núcleos provenientes de dicho pozo para evaluar los efectos del compuesto en la petrofísica de la formación.

Finalmente, se realizó el acondicionamiento de agua de mar con el producto G-Flow inhibidor de la formación compuestos precipitables. Se dosificó el producto con un volumen final de 900 000 L en un periodo de 20 días, equivalente a una dosificación de 1L de producto estabilizador por cada 10 barriles de agua de mar inyectada.

Resultados

Prueba de laboratorio

Los resultados obtenidos de las mezclas de agua para determinar la cantidad de precipitados, se muestra en la tabla 2, estos resultados se observa que la mezcla 90:10 JSO6-BKS3 con una dosificación de 100 ppm de productor G-Flow presenta una mayor eficiencia para evitar la formación de precipitados, inhibiendo la formación de precipitados en más del 99 %

Prueba de campo

El compuesto químico no genera precipitados que pudieran obturar los pozos de inyección de agua de mar acondicionada con el G-Flow. En los resultados obtenidos de las muestra de mar y agua de mar con producto inhibidor, presentan una diferencia menor del 5% entre las dos muestras, este tratamiento para el proyecto de

acondicionamiento de agua, no muestra diferencia significativa entre las muestras, es decir el agua sin tratamiento es similar al agua con tratamiento. (Tabla 3), tiene un efecto biocida que previene el desarrollo de microorganismos. Se observó que no presenta incompatibilidad con las sustancias empleadas en la línea de tratamiento de la planta de tratamiento de agua de mar.

Los resultados de las pruebas en los núcleos del pozo región marina muestran que no hay afectaciones en la permeabilidad, por lo que no existe riesgo de obturamiento de la formación geológica por la aplicación del compuesto químico estabilizador.

El agua de mar acondicionada con producto G-Flow al ser inyectado al yacimiento de la región sur mostro un gasto fluctuando entre aproximadamente 5,000 y casi 18,000 bpd, con un promedio de 13,150 bpd. Durante los primeros 17 días se empleó una sola bomba de dosificación del producto, entrando en operación una segunda bomba de dosificación del producto a partir del día 18; por ende, el gasto del inhibidor de incrustaciones suministrado fluctuó entre aproximadamente 150 y 450 bpd (17 y 50 l/min). Se suministraron en total 5,668.3 bbl del producto (901,259 litros), con un gasto promedio durante el tiempo efectivo de inyección de 270 bpd (43000 litros por día de productor inhibidor de incrustaciones).

El yacimiento de la región marina tiene una caída de producción que se da de forma natural al disminuir la presión del yacimiento, está constituido por arenas consolidadas, lo cual complica más la situación disminuyendo la presión. Sin embargo, como puede apreciarse en la Figura 4, la presión actual se ha mantenido desde al menos el año 2008 de 200 – 250 Kg/cm³, gracias en gran medida a la inyección de agua en el yacimiento. La cantidad de Agua Inyectada al yacimiento es de 7.5 MMbbls a una razón máxima de 22,000 bpd, tal como puede apreciarse en la Figura 5, sin embargo, en meses recientes, el gasto llegó a disminuir hasta niveles de 6,000 bpd esto pudo deberse a un obturamiento debido a formación de precipitados lo cual es probable debido a la incompatibilidad del agua de mar sin tratar y la de formación.

En la Figura 6 se muestra el comportamiento de la presión en cabeza respecto a la prueba de Acondicionamiento de Agua de Mar con el inhibidor G-flow; puede observarse cómo existe un incremento gradual en la presión, a pesar de la reducción del gasto.

El desplazamiento de crudo por la inyección de agua en las zonas con alta saturación de aceite, depende muy fuertemente de las permeabilidades relativas agua-aceite. En la Figura 7 se observa que, el desplazamiento del aceite por el agua inyectada se rige principalmente por las curvas de permeabilidades relativas en la formación.

En conjunto, de la Figura 6 y 7 se puede notar el efecto del producto químico en la inyección de agua de mar, lo que permite incrementar, para ese caso, la cantidad de agua en la formación estudiada.

Agua de formación y de mar para su uso en fluidos fracturantes

Actualmente, el fracturamiento de yacimientos para incrementar la producción de gas empieza a ser altamente considerada como una alternativa de aplicación en México. Sin embargo, para ello es requerido preparar fluidos fracturantes que tradicionalmente utilizan agua potable, lo que es un problema potencial debido a la prioridad de uso de este último para consumo humano. Por otro lado el producto resultante está constituido por agua contaminada por diversos productos y sales cuyo tratamiento generalmente implica una amplia estructura y costos elevados.

La dosificación de inhibidores de incrustantes en aguas con alto contenido de sal, como las de formación o mar, han demostrado en estudios previos estabilizar ciertos fluidos que soportan en su composición apuntalantes y que son generados a partir de compuestos derivados de aceites. Los estudios presentados en este trabajo serán posteriormente ampliados por esta vía.

Conclusiones

En la prueba de laboratorio se obtuvo mezcla más estable es la correspondiente a la de 10:90 JSO6-BKS3, siendo la mezcla con la concentración y dosificación ideal para llevarla a la prueba de campo; de no utilizar productos inhibidores de incrustaciones los sólidos precipitados producidos podrían dañar la formación. Los productos a una concentración de 100 ppm tuvieron una eficiencia de 99.9%.

Para la prueba de campo con base de las pruebas realizadas al agua acondicionada con el producto G-Flow para la inyección en el pozo de la región marina, permitieron mostrar que el producto tiene un comportamiento esperado al inhibir la formación de precipitados al mezclarse con el agua congénita, y no tener afectaciones en la formación del pozo. Esto se constató al ser inyectado y no presentar problemas con la generación de precipitados al mezclarse con el agua de congénita.

Por último es recomendable trasladar el estudio a otros tipos de agua de formación. También es importante ampliar el estudio sobre el uso del agua de mar dosificada con el inhibidor de incrustante en fluidos fracturantes modificados.

Agradecimientos

Se agradece al Instituto de Ingeniería de la UNAM por su apoyo en la interpretación de resultados.

Referencias

- 1) Joel O. F., Amajuoyi C. A., Nwokoye C. U.. "Characterization of formation water constituents and the effect of fresh water dilution from land rig location of the Niger Delta, Nigeria". *J. Appl. Sci. Environ. Manage.* (2010) 14(2): 37-41.
- 2) Abdou M., Cargegie A., Mathews G., O' Keefe M., Raghuraman B., Wei W., Xian C. "Valor del agua de formación". *Oilfield Review*. (2011) 23(01): 26- 39.
- 3) Guía: Disposición y tratamiento del agua producida. Arpel, Asociación regional de empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe. Pp: 24-30.
- 4) Stueber A. and Walter L. "Origin and chemical evolution of formation waters from Silurian-Devonian Strata in the Illinois basin, USA". *Geochimica et cosmochimica Acta*. (1991) 55: 309-325.
- 5) Larrea Idiarte A.E.. Malavé K.G. "Estudio de problemas de incrustaciones y evaluación de químicos anti-incrustantes en núcleos seleccionados para diseños de tratamientos tipo "squeeze" a las areniscas u y t del campo shushufindi" CICYT 2009.

6) McFarlane, J; Bostick, DT; Luo, H “Characterization and Modeling of Produced Water”, Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, Oct. (2002). 16-17.

Tablas y figuras



Fig. 1 Salmueras obtenidas.



Fig. 2 Combinaciones de las salmueras BKS con inhibidor de incrustaciones y JSO.



Fig. 3 Mezclas con la menor cantidad de precipitados cualitativamente.

Sales (mg/L)	Muestras			
	BKS 2	BKS 3	JSO 5	JSO 6
Cloruro de sodio.	48232.36	43219.68	219586.13	134012.99
Cloruro de calcio.	6764.9	4436	81622.4	75855.6
Cloruro de magnesio.	6068.05	5499.23	31971.02	7585.06
Cloruro férrico.	0	0	2534.95	290.25
Cloruro ferroso	117.83	4.43	0	0
Bicarbonato de sodio.	678.72	201.6	376.32	184.8
Sulfato de sodio.	7100	6212.5	2810.18	738.4
Carbonato de sodio.	63.6	0	0	0

Tabla 1. Cantidades necesarias para la homologación de las salmueras

<i>Producto y dosificación</i>	<i>Cantidad de precipitado promedio (g)</i>	<i>% de precipitados</i>	<i>% de eficiencia</i>
10:90 JSO6-BKS3 GFLOW 35 ppm	0.136	0.178	99.82
10:90 JSO6-BKS3 GFLOW 100 ppm	0.067	0.088	99.91
10:90 JSO6-BKS3 RII-2010 35 ppm	0.128	0.169	99.83
10:90 JSO6-BKS3 RII-2010 100 ppm	0.031	0.04	99.96
10:90 JSO6-BKS3 IMP-1151 35 ppm	0.126	0.165	99.83
10:90 JSO6-BKS3 IMP-1151 35 ppm	0.095	0.125	99.88

Tabla 2. Resultados finales obtenidos a través de diferencia de peso.

Volumen de Producto Inhibidor de Incrustaciones					
Día	Diario (L)	Acumulado (L)	Día	Diario (L)	Acumulado (L)
1	54 000	54 000	11	54 000	594 000
2	54 000	108 000	12	54 000	648 000
3	54 000	162 000	13	54 000	702 000
4	54 000	216 000	14	54 000	756 000
5	54 000	270 000	15	54 000	810 000
6	54 000	324 000	16	18 000	828 000
7	54 000	378 000	17	18 000	846 000
8	54 000	432 000	18	18 000	864 000
9	54 000	486 000	19	18 000	882 000
10	54 000	540 000	20	18 000	900 000

Tabla 3. Dosificación de Producto Inhibidor de Incrustaciones

Determinación (norma)	Resultado Agua de Mar	Resultado Agua de Mar Acondicionada con Producto	Unidades
Dureza total (NMX-AA-072-SCFI-2001)	6666	6717	CaCO ₃ mg/L
Dureza por magnesio (NMX-AA-072-SCFI-2001)	5416	5392	CaCO ₃ mg/L
Dureza por calcio(NMX-AA-072-SCFI-2001)	1250	1325	CaCO ₃ mg/L
Cloruros (NMX-AA-073-SCFI-2001)	20667.4	20986.4	Cloruros (mg/L)
Alcalinidad a la fenoltaleina (NMX-AA-036-SCFI-2001)	<1	<1	CaCO ₃ en mg/L
Alcalinidad al naranja de metilo (NMX-AA-036-SCFI-2001)	23.8	21.4	CaCO ₃ en mg/L
pH (Tiras de pH)	8	8	Unidades de pH.
Conductividad (Conductivímetro)	9.54	9.51	mS/cm.
Densidad (picnómetro)	0.96	0.96	g/mL
Calcio (Cálculo de NMX-AA-072-SCFI-2001)	2166	2156	mg/L
Magnesio (cálculo de NMX-AA-072-SCFI-2001)	1316	1299	mg/L

Tabla 4. Comparativa de agua de mar con y sin producto inhibidor de incrustaciones no se encontraron diferencias significativas en la composición de lo que se concluye que no hay modificación química en la muestra dosificada (G Flow).

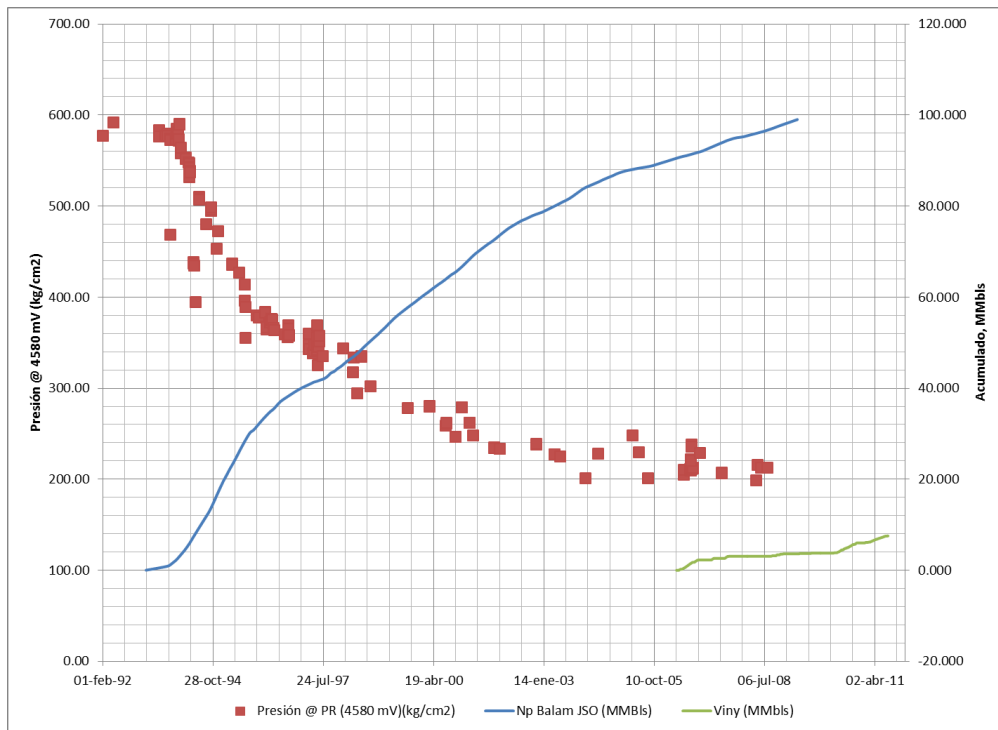


Figura 4. Comportamiento de la Presión respecto a la explotación de crudo e inyección de agua de mar en yacimiento de región marina.

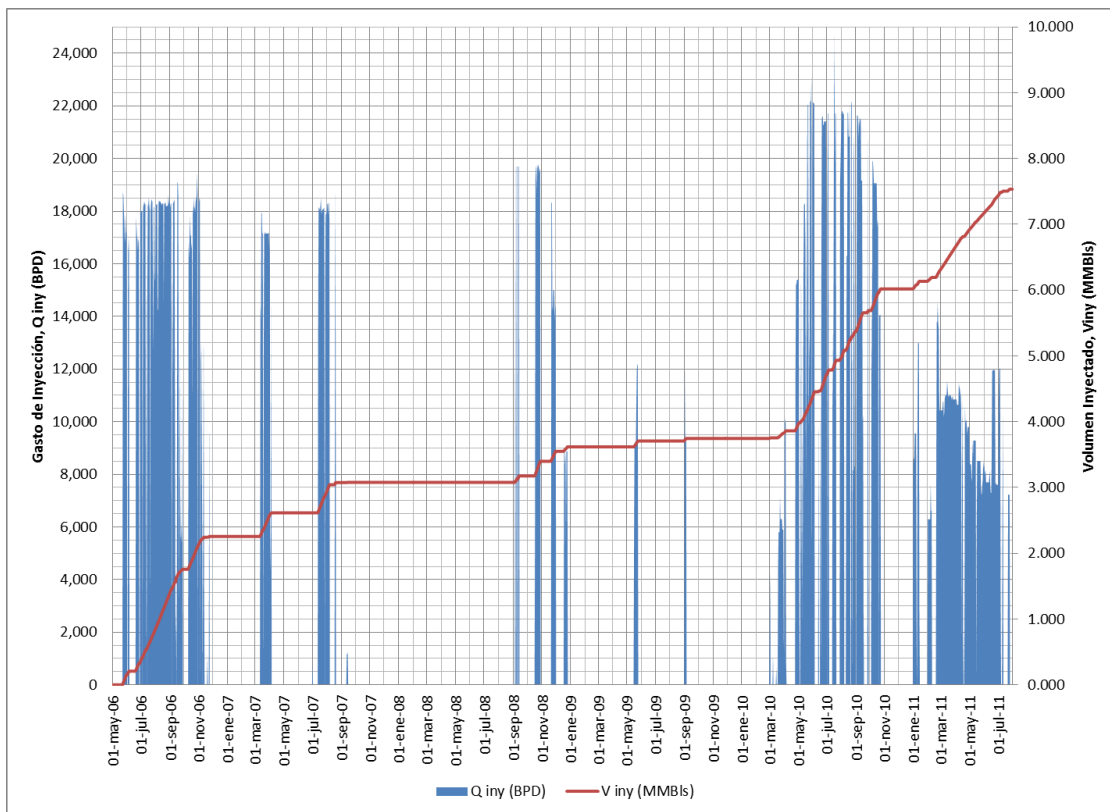


Figura 5. Inyección de Agua de Mar en un pozo del yacimiento localizado en región marina.

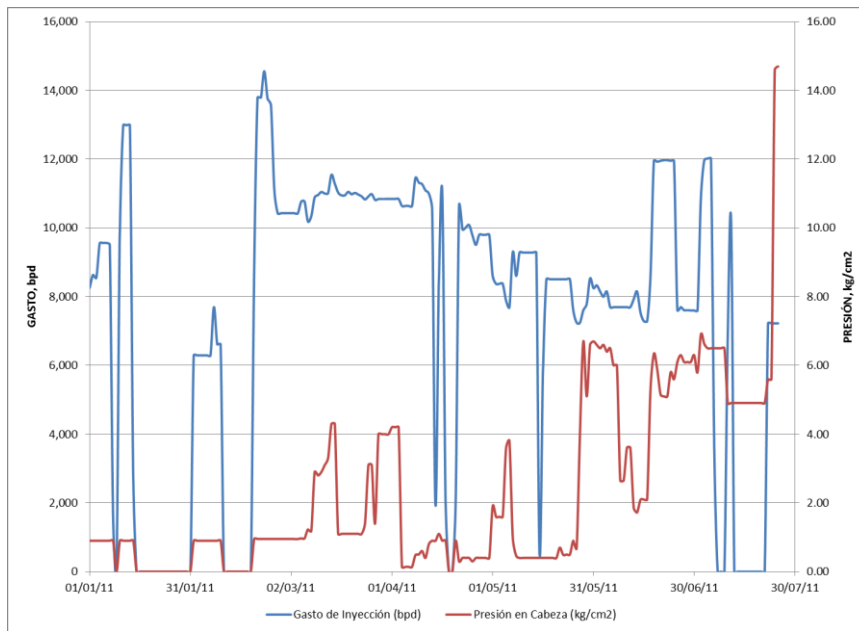


Figura 6. Comportamiento de la Presión en Cabeza y el Gasto de Inyección en el yacimiento de la región marina previo a la limpieza, prueba de acondicionamiento con inhibidor de incrustaciones.

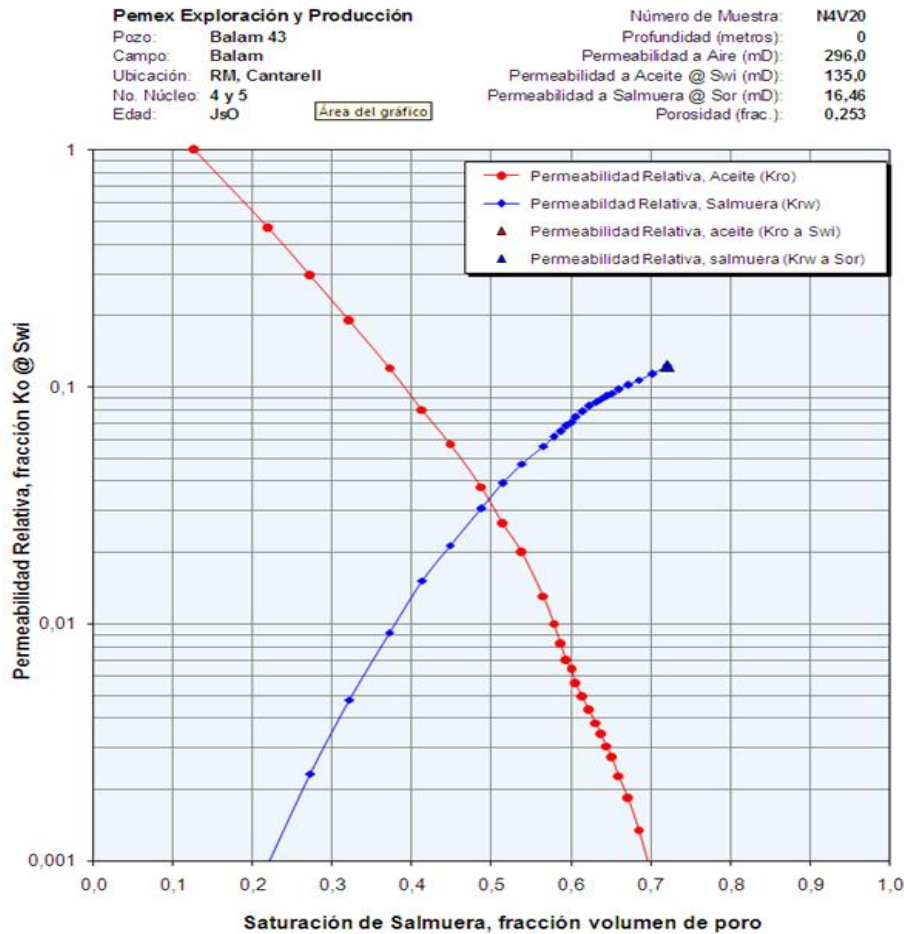


Fig. 7 Permeabilidad relativa agua-aceite obtenida del núcleos