

MODELADO TERMODINÁMICO DE COMPATIBILIDAD DE AGUA DE FRACTURA HIDRÁULICA Y AGUA DE FORMACIÓN EN RESERVORIO POZO TIGHT D-129

Sebastián Elías Martínez Hassar¹, Francisco Manuel Márquez², Nelson Chirinos Peña³, Nahuel Ignacio Raineri⁴

1: YPF S.A. sebastian.e.martinez@ypf.com

2: YPF S.A. francisco.m.marquez@ypf.com

3: YPF S.A. nelson.chirinos@ypf.com

4: YPF S.A. nahuel.raineri@ypf.com

Palabras clave: Inhibición de incrustaciones en fluido de fracturas hidráulicas

ABSTRACT

The stimulation of the reservoir with hydraulic fractures entails the use of significant amounts of water from various sources that may present certain incompatibilities with the formation water, generating precipitates that damage the conductivity of the channels created by the hydraulic fracture and have negative repercussions in the production of the wells.

For the fracturing of the tight reservoir Pozo D-129 located in the San Jorge Gulf Basin, water of diverse ionic compositions obtained in freshwater wells is used. When mixed with the formation water, which is chemically incompatible, it generates the formation of insoluble scale in the thermodynamic conditions of the well.

A significant decrease of production was observed in a short period in fractured wells, consequently the probability of scale damage was analyzed using thermodynamic modeling to simulate the compatibility of formation water with fracture water.

This study concludes that there is a high probability of scale formation for both CaCO_3 and BaSO_4 . For this reason, different control and inhibition technologies were evaluated to control this chemical process. These evaluations include different inhibitors, chelators, encapsulators, scale solvents, with the aim of being incorporated into the fracturing fluid, with the purpose of privation.

In order to correct possible damage caused by water incompatibility, combined treatments of HCl acid, solvents and scale inhibitors were carried out in the field to remove possible damage and guarantee its durability over time. An attempt has been made to identify the damage remediation effect through build-up tests in the treated well. The results are under evaluation with a significant recovery of the well production.

On the other hand, the addition of scale inhibitors compatible with the fracture gel was preventively implemented to ensure correct stimulation of the reservoir.

INTRODUCCIÓN A LA PROBLEMÁTICA

Los yacimientos de petróleo y gas convencionales y no convencionales que presentan bajas permeabilidades y conductividades por el tipo de roca reservorio que presentan, hace que la

explotación del hidrocarburo presente sea económicamente inviable sin estimulación (Mader, 1989). Por este motivo se requiere de un tratamiento de estimulación hidráulica que permite generar una trayectoria de alta conductividad desde la formación hasta el pozo y de esta manera incrementar la producción de hidrocarburos de tal forma que permite viabilizar el proyecto de manera sustentable (Economides y Nolte, 1989). Las fracturas se llevan a cabo a altas presiones y caudales de manera de superar la presión de fractura del reservorio, y se realizan utilizando una mezcla agua con un polímero que mantiene en suspensión un material apuntalante el que permanecerá en la fractura, después que el polímero se crakee, para mantenerla abierta (Reinicke, 2009). Los apuntalantes más habituales son materiales granulares de varios tipos: arenas naturales, arena resinada, microesferas cerámicas, agente sostén liviano de origen plástico y otros. Normalmente el fluido utilizado para desarrollar el polímero que mantendrá en suspensión el apuntalante, es agua, también el transporte de apuntalantes puede ser realizados con porcentajes de agua reducidos mediante el uso de espumas (Wanniarachchi *et al.*, 2017) o CO₂ supercrítico (Mojid *et al.*, 2021). Sin embargo, las fracturas con polímeros a base de agua siguen siendo la principal forma de realizar estas estimulaciones. Las aguas utilizadas para las fracturas hidráulicas poseen composiciones iónicas y salinidades diferentes al agua presente en formación con posibilidades de formar incrustación en reservorios productivos (Mamaní, 2012). Se presentan estas situaciones debido a variaciones termodinámicas, y en algunos casos dan lugar a la formación de incrustaciones minerales en diferentes partes del sistema de producción, ocasionando con esto perdidas considerables en la productividad (González Espinosa, 2014). Si bien este es un tema habitualmente conocido en muchos yacimientos petroleros, la predicción de la ocurrencia de estas en forma integrada ha sido abordada en menor medida, sobre todo en relación con los fenómenos y los sitios más probables donde esta ocurre (Vetter *et al.*, 1982). En este trabajo se muestra una visión integrada para dar soporte técnico en incrustaciones formadas por incompatibilidad de aguas de formación con respecto al agua de fractura y terminación. Desde la predicción termodinámica y modelado en diferentes condiciones se logra simular con elevada precisión los fenómenos que ocurren en formación al ponerse en contacto los fluidos propios de la formación con el agua de los cargaderos. El modelo de cálculo se realiza por corrida simultánea de diferentes modelos termodinámicos predictivos, tal como Langelier (Langelier, 1936), Ryznar (Ryznar, 1944), Puckorius (Puckorius, *et al.* 1991), Stiff & Davies, y Oddo Tomson (Patton, 1987- Oddo, 1994), correlacionando con la Fuerza de Conducción de Mc Cauley, presentando primeramente generalidades que nos ayudan a tener una mayor comprensión del tema, posteriormente se muestran los principales depósitos incrustantes que se presentan en el pozo en estudio, así como también su origen y formación durante la mezcla de aguas. La información que se provee al modelo predictivo proviene del análisis fisicoquímico de los fluidos, sólidos, líquidos y gaseosos, condiciones termodinámicas del pozo desde el fondo a superficie, temperatura, presión, y punto de burbuja. Todo esto con el objetivo de comprender, predecir y controlar las incrustaciones minerales y su origen, facilitando

la determinación de sólidos inorgánicos más probables en las condiciones de mezcla que ocurren en el pozo, y a partir de esta información poder realizar la inhibición necesaria para prevenir los depósitos en la formación.

El modelado termodinámico se realiza teniendo especial cuidado en la medición de los parámetros in situ y la determinación del contenido iónico total y disuelto del agua del pozo proveniente de análisis experimentales con una distribución normal con errores pequeños y controlados; a partir de los cuales se calcularon cada una de las propiedades fisicoquímicas necesarias para cada uno de los modelos. El modelo de predicción termodinámica realizado permitió el estudio simultáneo de los modelos descriptos, y permite establecer la congruencia entre modelos cuando los rangos de aplicabilidad lo permiten. Los resultados obtenidos reflejaron las situaciones reales observadas, permitiendo establecer los tipos de incrustaciones existentes y trazar planes de acción posibles para lograr la inhibición de estas.

MARCO METODOLÓGICO

Modelos predictivos de las incrustaciones

En los últimos años se publicaron varios estudios sobre las incrustaciones en tuberías de superficie y fondo de pozo, donde se mezclan aguas de diferentes contenidos iónicos, para predecir su formación basándose en las condiciones termodinámicas existentes, y de este modo poder inhibirlas y evitar su formación. El método empleado para determinar la capacidad de incrustación se denomina “índice de saturación”, que representa solamente un valor numérico de probabilidad, y que se obtiene mediante cálculos basados en los análisis fisicoquímicos de las aguas. Como se mencionó hay una serie de índices desarrollados por la combinación de variables causantes de las formaciones de tales depósitos de sólidos inorgánicos en las aguas, los cuales se explican a continuación:

Índice de saturación de Langelier:

Es una medida del grado de saturación del carbonato de calcio, basado en la diferencia algebraica entre el pH real del agua y el pHs de saturación que la misma debe tener para que, sin cambios de composición, se equilibren los iones que forman los minerales (*American Water Work Association*, 1968). Adicionalmente este índice relaciona las concentraciones de calcio y la alcalinidad con el pH, la temperatura y los sólidos disueltos totales. Sin tener en cuenta otros compuestos existentes en el agua (Kemmer y Mc Callion, 1998). Langelier muestra una tendencia direccional y de conducción de la fuerza, pero no es una medida de la capacidad. Así mismo explica la derivación del pHs y el índice de saturación en los términos siguientes:

La reacción básica que ocurre en el proceso reversible de incrustación es:



En el punto de equilibrio, el producto de las concentraciones molares de calcio y de bicarbonato dividido por la concentración del hidrogeno permanecerá constante y la ecuación puede enunciarse de la siguiente manera:

$$\frac{[\text{Ca}^{2+}] \times [\text{HCO}_3^-]}{[\text{H}^+]} = k$$

Expresando cada término como logaritmo negativo y reordenando, se obtiene para el pH de saturación:

$$\text{pH}_s = \text{pCa} + \text{pAlkM} - \text{pk}$$

$$\text{pCa} = \log \frac{1}{\text{mol Ca}^{2+}/\text{litro}}$$

Si el pH es menor a 9,0 puede aproximarse el pHCO_3 y ha de ser similar al pAlcalinidad, por lo tanto, el logaritmo negativo de la concentración es equivalente a la alcalinidad total.

$$\text{pAlkM} = \log \frac{1}{\text{Equivalente de Alcalinidad M/Litro}}$$

$$\text{pH}_s = \text{pCa} + \text{pHCO}_3 - \text{pk}$$

$$\text{pHCO}_3 = \log \frac{1}{\text{moles HCO}_3^-/\text{litro}}$$

Langelier también ha demostrado que el pk se puede expresar como:

$$\text{pk} = \text{pK}_2 - \text{pK}_{SP}$$

pK_2 = constante de ionización de HCO_3^-

pK_{SP} = constante del producto de la solubilidad para CaCO_3

Con estas variaciones la ecuación del pk queda de la siguiente forma:

$$\text{pH}_s = \text{pCa} + \text{pAlkM} - (\text{pK}_2 - \text{pK}_{SP})$$

De esta manera la ecuación de pHs puede utilizarse sin corrección para las aguas de salinidad moderada a temperatura constante, a condición de que el pH real de la muestra no exceda de 9,0. Si el pH de la muestra sobrepasa este valor, el término de alcalinidad debe corregirse de los iones de carbonato y de hidroxilo.

Por definición, el índice de saturación se escribe:

$$LS = pH - pH_s$$

Según los valores de este índice se determina la probabilidad de incrustaciones cuando:

$LS < 0$ el agua disuelve CaCO_3 , es decir, no hay potencial para incrustaciones.

$LS > 0$ Pueden formar incrustaciones de CaCO_3 .

$LS = 0$ Agua saturada con CaCO_3 .

Este índice de saturación predice la posibilidad de formación de incrustaciones y no la cantidad de carbonato de calcio que puede precipitar (Langelier, 1936).

Índice de estabilidad de Ryznar:

En el año 1944, J Ryznar desarrollo una ecuación empírica para calcular el índice de estabilidad del agua, siendo este un intento de determinar la relación existente entre la formación de incrustaciones y la saturación de CaCO_3 .

Este índice de Ryznar posee un fundamento similar al índice de Langelier, ya que se basa en los mismos parámetros. Tiene la particularidad de proporcionar una correspondencia más estrecha entre las predicciones, debido a que además de predecir la tendencia incrustante permite estimar semi cuantitativamente la cantidad de incrustaciones que se formarán, encontrando que, a menor valor del índice, mayor será la cantidad de sólido a formar.

Se cambia la ubicación de las dos variables (pH y pH_s), y se obtienen valores que calculan mejor la gravedad de las tendencias de incrustación:

$$RSI = 2pH_s - pH$$

La interpretación es la siguiente:

$RSI < 5,5$ Se forman fuertes incrustaciones

$5,5 < RSI < 6,2$ Se forman incrustaciones

$6,2 < RSI < 6,5$ Se forman incrustaciones fáciles de disolver

$6,8 < RSI < 8,5$ Se disuelven las incrustaciones. Es corrosivo.

$RSI > 8,5$ Corrosión muy fuerte.

Índice de Puckorius:

Se trata de un índice de saturación que realiza un ajuste a los índices antes mencionados, donde el pH real es sustituido por el pH en equilibrio (pHeq) y busca cuantificar la relación entre el estado de saturación y la formación de las incrustaciones. También Puckorius incorpora un estimado de otros parámetros críticos como lo son: la capacidad buffer del agua y la cantidad máxima de precipitado que se pueden formar (Degremont, 1991).

El parámetro de la capacidad *buffer* del agua se refiere a la propiedad que presenta el agua en mantener sin mayores variaciones el valor de pH al estar frente a bases o ácidos. Por ejemplo, aguas con altos contenidos de calcio, con baja alcalinidad y con capacidad tapón, pueden tener un alto nivel de saturación de la calcita. El alto nivel del calcio aumenta el producto de la actividad iónica y con esto ocurre una disminución rápida del pH, precipitando el calcio debido a la baja capacidad de controlar el pH (*buffering*).

El índice de Puckorius es calculado de forma similar al índice de estabilidad de Ryznar, con la diferencia de que en este índice el pH real se cambia por un equilibrio de pH, con la finalidad de explicar los efectos del *buffering* mencionados.

$$PSI = 2pHeq - pH_s$$

$$pHeq = 1,465 \times \log[AlkM] + Ct$$

Donde:

pH_s = Es el pH de saturación del carbonato de calcio

Ct = Constante empírica = 1,465

Alk M = Alcalinidad total (Equivalentes/L) = $\text{HCO}_3^- + 2 \text{CO}_3^{2-} + \text{OH}^-$

Este índice se puede interpretar de la siguiente forma:

PSI < 4,5 Tendencia a la incrustación

4,5 < PSI < 6,5 Rango óptimo libre de incrustación.

Índice de Stiff y Davis:

Se trata de una extensión empírica del método de Langelier para aplicarlo a soluciones salinas de pozos petroleros, es un índice aceptado ampliamente para predecir el depósito de carbonato de calcio en los yacimientos petroleros (Stiff y Davis, 1952). Con este índice se busca superar el índice de Langelier cuando se trata de agua de alta salinidad, alta dureza y con la fuerza motriz

para la formación de incrustaciones con efecto de ion común. Estos cambios se aplican mediante las siguientes ecuaciones:

$$SI = pH - pH_s$$

$$pH_s = K + pCa + pAlk$$

Donde:

pH = valor real del pH del agua

pH_s = pH al cual el agua estaría saturada con CaCO₃

K = constante función de la salinidad, composición y temperatura del agua.

pCa = potencial de Calcio.

pAlk = potencial de alcalinidad.

Los valores de K son obtenidos por correlación gráfica con la fuerza iónica molar y la temperatura del agua.

La fuerza iónica se obtiene de:

$$\mu = \frac{1}{2} (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + C_3 Z_3^2 + \dots + C_n Z_n^2)$$

Donde:

C = concentración del ión, mol/L

Z = valencia del ion

Para calcular este índice es necesario conocer el pH, concentración de HCO₃⁻, CO₃²⁻ y un análisis fisicoquímico completo de agua para calcular su fuerza iónica.

La interpretación de este valor o índice es la siguiente:

SI < 0 El agua está insaturada con CaCO₃. No se prevé formación de incrustaciones.

SI > 0 El agua está sobresaturada en CaCO₃. Se indica formación de incrustaciones

SI = 0 El agua está saturada con CaCO₃

Índice de Oddo y Tomson:

Los investigadores Oddo y M. Tomson de la Ryce University estudiaron el índice de Stiff y Davis aplicado a pozos de gas y geotérmicos, observando lo siguiente: Stiff y Davis está limitado hasta temperatura de 194°F (98°C).

Los índices disponibles (CaCO_3) requerían conocer el pH del agua “medido” lo que muchas veces es difícil de realizar por ejemplo en condiciones de fondo de pozo o cuando se alejan de las ambientales, o sea a altas presiones y temperaturas.

A partir de esto se desarrollan mejoras en el índice de saturación original para el carbonato de calcio, ya que incluye algoritmos de cálculo para el cambio de fracción molar de CO_2 , que varía con la temperatura y con la presión, y también el desarrollo de ecuaciones que permitan calcular el pH, además de incluir correcciones para la presencia de 2 ó 3 fases (agua, gas, petróleo).

Aquí solo se va a mostrar el cálculo de la capacidad de incrustación para aguas de producción, utilizando solo las ecuaciones referentes a los sistemas de aguas en ausencia de gas donde la presión del sistema será mayor que la presión de burbuja del fluido en su conjunto.

$$Is = \log \left[\frac{(\text{Ca}^{2+})(\text{HCO}_3^-)^2}{C_{aq}^{\text{CO}_2}} \right] + 3,63 + 8,68 \times 10^{-3}T + 8,55 \times 10^{-6}T^2 \\ - 6,56 \times 10^{-5}P - 1,067(\mu)^{\frac{1}{2}} + 0,599(\mu)$$

$$pH = \log \left[\frac{(\text{HCO}_3^-)}{C_{aq}^{\text{CO}_2}} \right] + 6,39 - 1,198 \times 10^{-3}T + 7,94 \times 10^{-6}T^2 \\ - 3,53 \times 10^{-5}P - 1,067(\mu)^{\frac{1}{2}} + 0,599(\mu)$$

$$\log C_{aq} = \log PCO_2 - 2,21 - 6,53 \times 10^{-3}T + 10,19 \times 10^{-6}T^2 \\ - 1,29 \times 10^{-5}P - 0,77(\mu)^{\frac{1}{2}} - 0,059(\mu)$$

Donde

Ca^{2+} = Calcio Total (moles/L)

HCO_3^- = Concentración del bicarbonato (moles/L)

P = Presión parcial de dióxido de carbono (atm)

T = Temperatura (°F)

μ = Fuerza iónica molar (moles/L)

La interpretación de este índice es igual a los índices de Langelier y Stiff y Davis. Adicionalmente este método es válido para los siguientes rangos de datos:

Fuerza iónica molar = 0 a 4,0

Temperatura = 0 a 200 °C (32 a 392°F)

Presión = 0 a 137,823 kPa (0 a 20000 psig)

En resumen, estos diferentes tipos de métodos permiten estimar la tendencia de las aguas provenientes de la explotación petrolera y su rango de aplicación.

A partir de los índices de saturación explicados se realizó un programa que permite pronosticar la formación de incrustaciones minerales, por medio de modelos cargados en hojas de cálculo, y a partir de los datos fisicoquímicos medidos en las diferentes aguas permite determinar la intensidad y capacidad de formación de incrustaciones minerales.

PLANTEO DEL CASO DE ESTUDIO

El pozo A, el cual pertenece a la zona de estudio fue completado en el mes de Marzo 2021 mediante cuatro fracturas hidráulicas en el reservorio tight D-129, como detallaremos debió ser re-intervenido en Noviembre del mismo año no solo para remediar la pérdida de producción de las fracturas de D-129 sino además para abrir por primera vez el intervalo productivo perteneciente a la formación Mina El Carmen (MEC).

Como se puede observar en Figura 1 el pozo enganchó con un caudal de líquido de 20 m³/d y alcanzó los 6 m³/d en un período de 6 meses al momento de ser reintervenido con equipo de WO, demostrando un declinó mayor al declino esperado para la zona.

Ante esta situación se planteó como hipótesis un posible daño los punzados y/o fracturas ocasionado por la precipitación de incrustaciones de Calcio y Bario.

Para determinar la probabilidad de ocurrencia de la hipótesis expuesta se procedió de acuerdo con la metodología planteada precedentemente, con la finalidad de llegar a un plan de acción que permitiera recuperar la productividad del pozo.

Inicialmente se tomaron muestras de agua de formación y de los cargaderos de agua utilizados para la elaboración del gel de fractura con motivo de realizar un estudio físico químico que determine la composición iónica de las aguas, en la Figura 2 se muestra un ejemplo de los valores obtenidos.

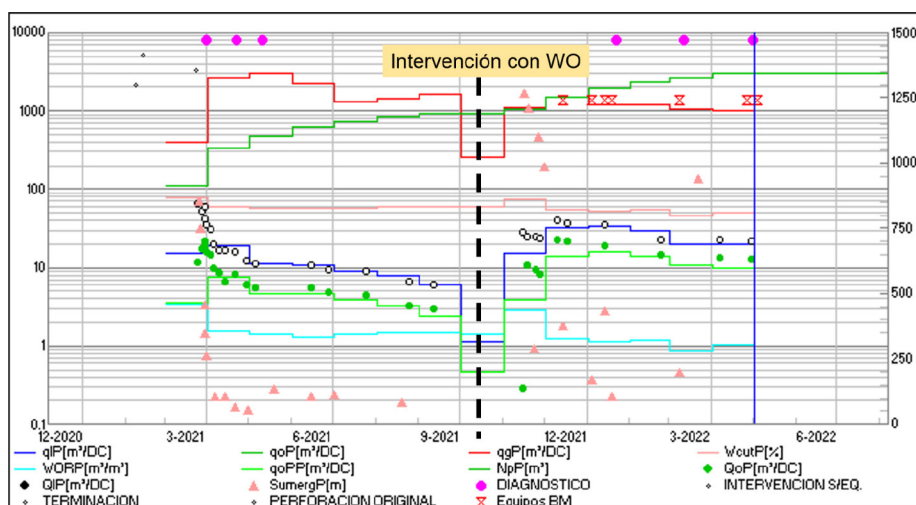


Figura 1. Producciones diarias del pozo A.

Agua A		Agua B	
Pozo A		Cargadero	
Cationes	Agua A	Agua B	
Sr++	10.40	0.00	
Na+	2.529.90	335.50	
Mg++	5.20	6.40	
K+	0.00	0.00	
Fe+	0.46	1.64	
Ca++	17.70	37.60	
Ba++	19.60	0.00	
Aniones	Agua A	Agua B	
NO3-	0.00	0.00	
Cl-	1.235.00	268.00	
CO3--	323.00	0.00	
F-	0.00	0.00	
HCO3-	4.025.00	477.00	
SO4--	4.40	82.00	
Gases	Agua A	Agua B	
%CO2	0.00	0.00	
O2 Disuelto	0.00	0.00	
FQ	Agua A	Agua B	
TDS	8.160.80	1.208.16	
Ph Dato	8.90	8.10	
Cation/Anion	0.23	0.18	

Figura 2. Composición iónica en ppm de las aguas de formación y cargadero (fractura).

Debido a no disponer de los datos fisicoquímicos de Ba y Sr para el pozo en estudio, se tomaron de un pozo equivalente de la misma zona, esto permite simular la condición más probable respecto a la posibilidad de formación de BaSO₄ y SrSO₄.

En función de los estudios de modelado termodinámico para simular la compatibilidad de aguas, entre el agua de los diferentes cargaderos utilizados en el fluido de fractura y el de agua de formación D-129 del pozo A, se detectó la posible formación de incrustaciones tales como CaCO₃ y BaSO₄, como se detalla a continuación.

En la Figura 3 se observa el modelado Oddo y Tomson para calcita (CaCO₃) para distintas proporciones de aguas y profundidades de reservorios.

Puede verse que el agua del pozo A, expresada en forma porcentual (%A) con respecto al volumen total, sin mezclas con otras aguas, presenta una cantidad de formación de incrustaciones relativamente baja en ppm. Luego al reducir el porcentaje de agua del pozo A respecto al agua de cargadero se detecta un incremento en la precipitación de calcita (CaCO₃), condición que puede darse en el momento en que se realiza la fractura hidráulica.

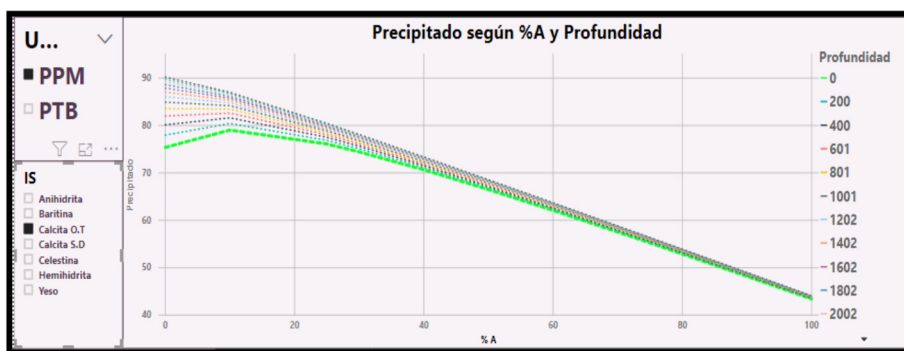


Figura 3. Modelado con Oddo-Tomson para Calcita precipitada (ppm).

Respecto a otros modelos de cálculo para calcita (CaCO_3), como lo son los modelos predictivos de Ryznar, Langelier, Puckorius y Fuerza de Conducción de Mc Cauley (Fig. 4), se obtuvo como resultado una mayor deposición de calcita a mayores porcentajes del agua del pozo a diferencia de Oddo-Tomson, por el valor predominante en Ca del agua del cargadero respecto al agua del pozo.

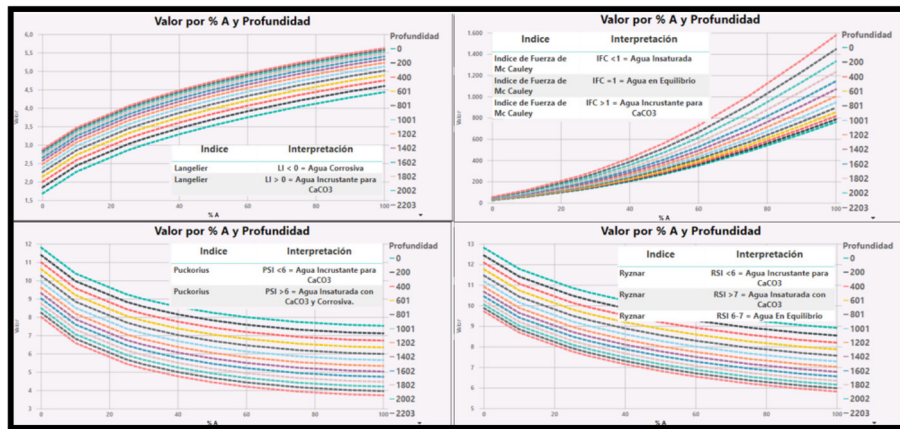


Figura 4. Modelado con Ryznar, Langelier, Puckorius y Fuerza de Conducción de Mc Cauley para Calcita precipitada.

En la Figura 5 se observa el modelado para baritina (BaSO_4). En este caso el modelado termodinámico muestra que en los casos de ambas aguas antes de mezclarse (extremos de la gráfica), la cantidad de incrustación es baja, tanto del agua del pozo, como la del cargadero. Sin embargo, al contactarse ambos tipos de aguas, se observa un incremento prácticamente lineal de la cantidad de baritina (BaSO_4) precipitada, para mayores porcentajes de agua del pozo A.

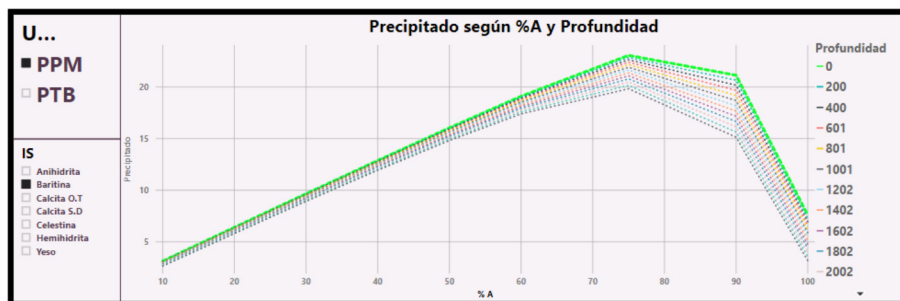


Figura 5. Modelado con Oddo-Tomson de Baritina precipitada (ppm).

PLAN DE ACCIÓN

Debido a la incompatibilidad encontrada en las aguas que intervienen en la operación, que da lugar a la formación de Baritina, y siendo que este mineral puede actuar como centro de nucleación de otras incrustaciones minerales como son Calcita o Siderita entre otras, se

busca actuar sobre la misma para evitar la formación de centros de nucleación que den lugar a precipitaciones mixtas también denominadas precipitaciones heterogéneas multicomponentes, que ocurren con sales minerales que se encuentran por encima del punto de solubilidad en condiciones termodinámicas metaestables, en la zonas productoras de petróleo del pozo.

Se diseña un plan de acción con foco en eliminar estos centros de nucleación, para ello se realizan ensayos modelo en laboratorio, generando Baritina y Calcita neogénica y mediante la dosificación de productos químicos diferentes con las capacidades de disolver Baritina, optimizando a la menor dosis efectiva de los mismos. La disolución de la Baritina permite eliminar los puntos de nucleación, y consecuentemente eliminar las siguientes incrustaciones minerales que se depositan en forma conjunta, tal como calcita según predicen los índices de la Figura 4.

Esta estrategia además tiene el beneficio adicional de que posteriormente también facilitará, en los procesos, el tratamiento de las incrustaciones por métodos convencionales como son los químicos a base de Fosfonatos y Poliacrilatos, entre otros.

ENSAYOS DE LABORATORIO

Se realizaron ensayos cualitativos en laboratorio para comprobar la eficacia de distintos productos para disolver Baritina y Calcita. A continuación, se mostrará el ensayo realizado para el producto que logro ser más exitoso en el objetivo propuesto. Este producto está compuesto por una mezcla de agentes quelantes y sales de poliácidos orgánicos.

Primeramente, se produce neo-baritina por precipitación controlada en laboratorio: sulfato de sodio + cloruro de bario (Fig. 6).

Se agita la solución con precipitado a temperatura ambiente y se agregan 20 ml del producto

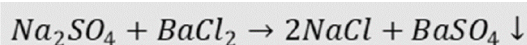


Figura 6. Generación de neo-baritina por precipitación controlada en laboratorio.

estimando una precipitación de 1,2 gramos de BaSO_4 , según recomendación de hoja técnica del fabricante son necesario 1litro de producto por cada 60 gramos de Baritina a disolver a temperatura ambiente.

Los resultados luego de 6 y 15 minutos pueden verse en la Figura 7, la cual muestra como la Baritina precipitada pasa a estado de disolución.

Según la hoja técnica del fabricante el poder de disolución de la Baritina pasa de 2 a 6 hr para temperatura ambiente a unos pocos minutos con temperaturas de 100 °C, condición más cercana a la encontrada en los reservorios profundos.

Luego se realiza el mismo ensayo cualitativo con carbonato de calcio (Calcita), Figura 8.

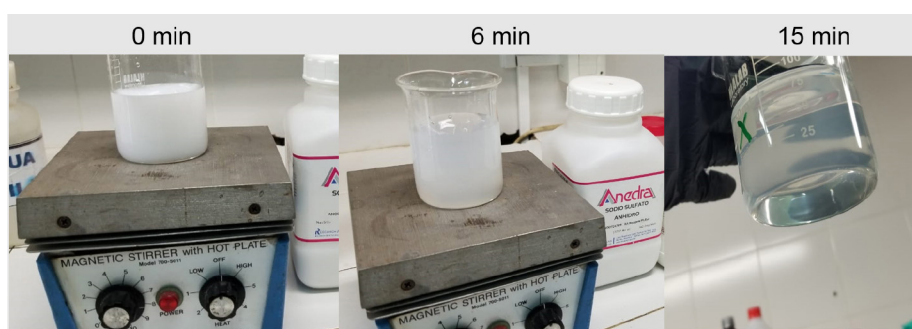


Figura 7. Disolución de la Baritina precipitada con el tiempo y temperatura ambiente.



Figura 8. Muestra de carbonato de calcio sin producto químico.

Se agita la solución con precipitado y se agrega 20 ml del producto. Los resultados luego de 6 y 15 minutos fueron los siguientes (Fig. 9).

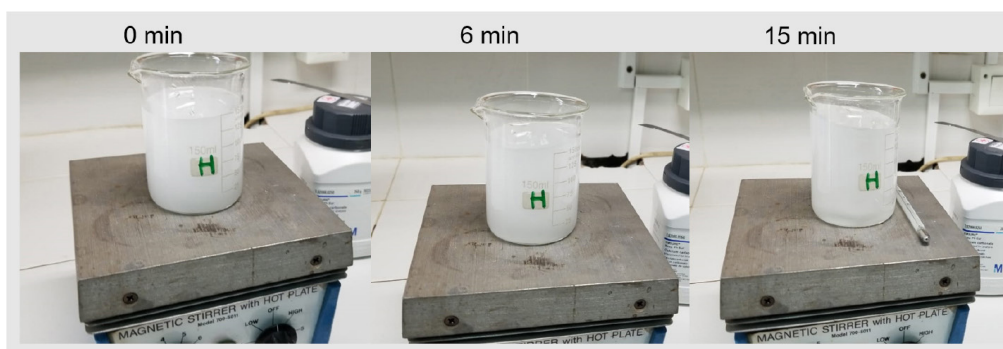


Figura 9. Actuación del producto químico en carbonato de calcio precipitado a temperatura ambiente.

Se deja reaccionar el producto químico con Baritina y con Calcita durante un período de 20 horas, obteniendo los siguientes resultados (Fig. 10).



Figura 10. Reacción extendida a 20 horas del producto químico con Baritina y Calcita.

CONCLUSIONES DE LABORATORIO

Si bien la primera fase de ensayos se realiza en forma binaria (Positivo/Negativo), se puede observar lo siguiente:

Una disolución casi completa de la Baritina, y parcial respecto a los Carbonatos de Calcio en un período de tiempo acotado a 15 minutos.

La disolución parcial del Carbonato de Calcio (Calcita) ocurre posterior a los 6 minutos de contacto, siendo más evidente a partir de los 15 minutos de reacción.

Se solicito al laboratorio realizar una cuantificación másica de las cantidades de Baritina y Calcita que pueden disolverse a diferentes temperaturas y en períodos de tiempo desde las 2 horas a 6 horas como recomienda el proveedor. Esta información será utilizada para los cálculos de eficiencia del producto.

REMEDIACIÓN DE DAÑO POR INCRUSTACIONES EN EL POZO A

En base a los estudios de modelado de incrustaciones previos y a los ensayos de laboratorio se decidió implementar un tratamiento compuesto en las 4 etapas de fractura del pozo A, con el fin de remover las incrustaciones de carbonato de calcio en punzados y en las fracturas mediante el empleo de HCL al 15 % con un colchón previo de solvente orgánico que exponga la superficie de las incrustaciones posiblemente cubierta por hidrocarburos para mejorar la efectividad del ácido.

Seguidamente se procedió pistonear el ácido para ser neutralizado en superficie mediante CaCO_3 .

Finalmente se realizó un bombeo squeeze del producto quelante de Ca y Ba seleccionado en laboratorio, este tiene la propiedad de permanencia en el reservorio y su producción es progresiva permitiendo la perdurabilidad de la limpieza realizada.

Para la formación D-129 se tomó un gradiente de cierre de fractura de 0.65 psi/ft con lo que la presión máxima de trabajo en superficie no debía superar los 1600 psi.

A continuación, se puede observar el esquema de bombeo de implementado en el pozo (Figura 11).

M	Punzado		N°	Fluido	Vol. (Lts)	Inhibidor de corrosión		Surfactante		Inhibidor de Arcilla		Secuestrante de hierro		Solvente				Vol. Total	Máxima presión en Boca de Pozo
						Geo IA 285		GeoSURF-6		Geo CL-75		Acido Citrico		Geo Oil Cleaner	Solvente Mutual	ABF			
	Punzado	Espeor				%	Lts	%	Lts	%	Lts	%	Kg	%	Lts	%	Lts	kg	bbbls
	2301/03			Agua	2160			0,20%	4,32	0,60%	12,96			20%	432	5%	108		14
	2308/10	7,5		Acido HCL 15%	3400	0,40%	21,6	0,20%	10,8	0,60%	32,4	1,00%	54		0				35
	2310/13,5						21,6		18,12		45,36		84		432		108	0	49
					7560														

TRATAMIENTO INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES

M	Punzado		N°	Fluido	Vol. (Lts)	Surfactante		Inhibidor de Arcilla		Inhibidor de Incrustacion		Máxima presión en Boca de Pozo
						GeoSURF-6		Geo CL-75		Geo PCA325		
	Punzado	Espeor				%	Lts	%	Lts	%	Kg	
	2301/03											
	2308/10	7,5		Agua	6000	0,20%	12	0,30%	18	3,00%	180	
	2310/13,5						12		18		180	
					6000							

Figura 11. Esquemas de bombeos de productos químicos.

En la Figura 12 se muestra una carta de bombeo de una operación de acidificación ejecutada en una de las etapas de fractura hidráulica.

Se puede observar que al momento de ingresar el ácido en formación se produce un descenso abrupto de la presión de superficie dando indicio de actuación sobre la incrustación.

La Figura 13 corresponde al bombeo del producto inhibidor de incrustaciones de Ca y Ba una vez pistoneado el ácido del punto anterior.

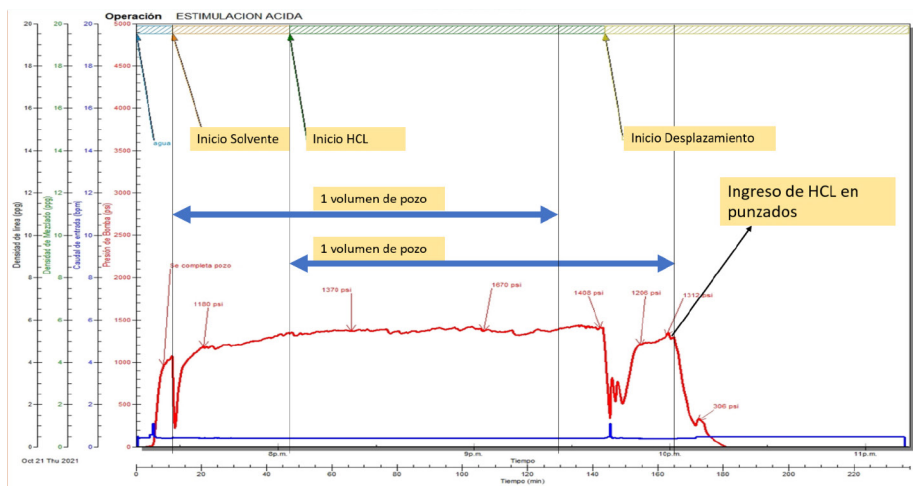


Figura 12. Carta de bombeo de solvente orgánico y ácido HCL.

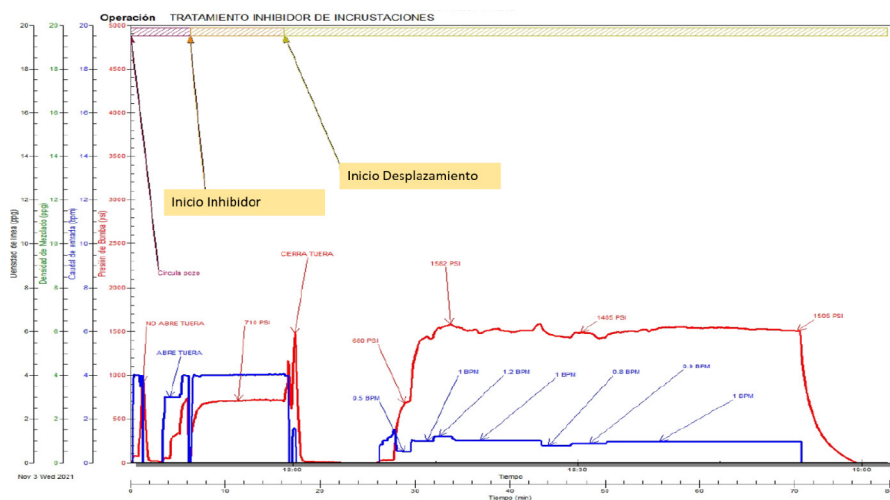


Figura 13. Carta de bombeo en squeeze del producto inhibidor de incrustaciones de Ca y Ba.

EVOLUCIÓN DEL TRATAMIENTO MATRICIAL MEDIANTE ENSAYO DE BUILD UP Y GEOQUÍMICA

Objetivo

Con la finalidad de evaluar la efectividad de la remoción del daño con ácido, se procedió a realizar un ensayo de *build up* a una de las etapas estimuladas.

Antecedentes en pozos de la zona

En el pozo A durante la terminación se realizó en el mismo intervalo de la arena productiva una toma de presión con DFIT, donde los principales parámetros obtenidos para régimen de flujo lineal se detallan a continuación.

Análisis Flujo Lineal

Se pudo observar claramente el flujo lineal (Fig. 14), dando como una presión de reservorio estimada del orden levemente menor a la presión original (0.39 psi/ft).

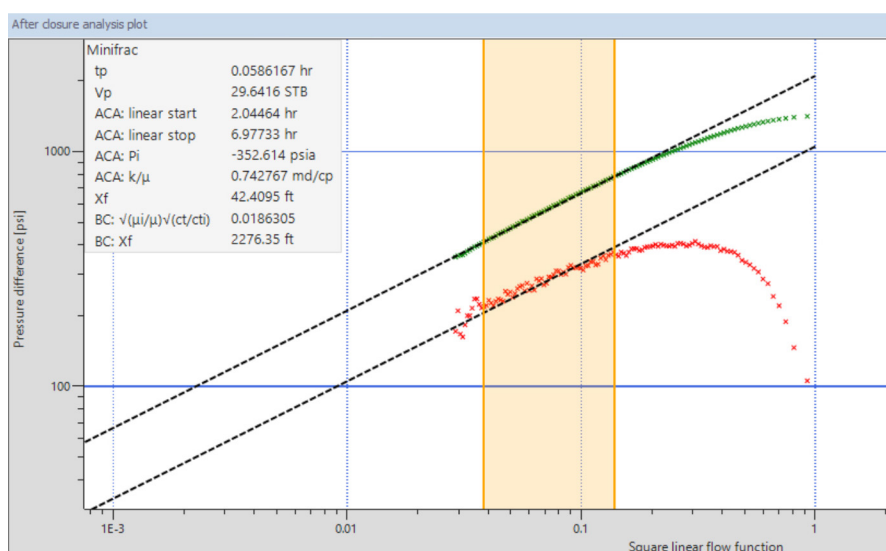


Figura 14. Gráfico de análisis de cierre – método ACA (Flujo Lineal).

Análisis Flujo radial

El flujo radial no se pudo obtener con claridad por el tiempo de registro acotado (Fig. 15), se observa un posible inicio en las 2 ultimas horas de registro, pero debe ser descartado por problemas de ruidos de *offset* en el sensor de presión.

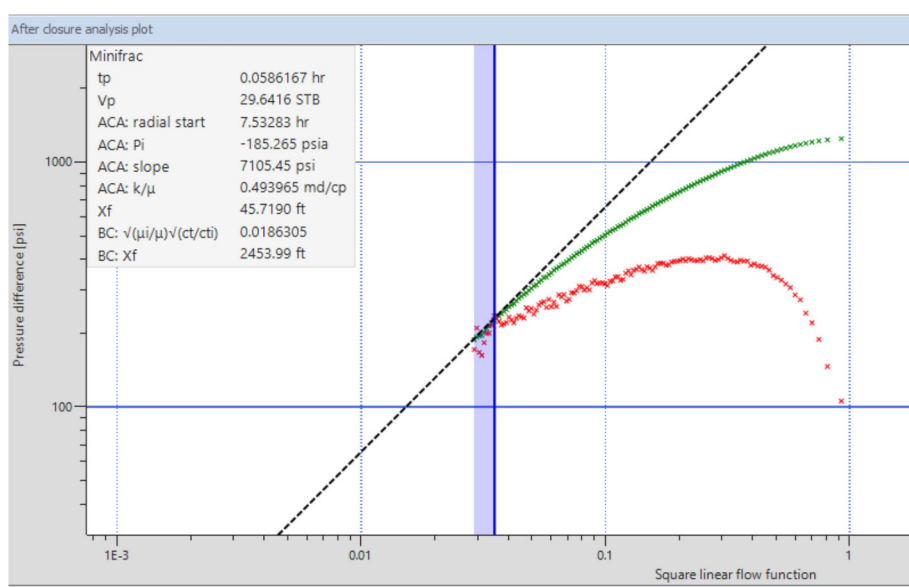


Figura 15. Gráfico de análisis de cierre – método ACA (Flujo radial).

Al analizar otras pruebas de restauración de presión realizados en pozos vecinos, la principal característica observada fue la presencia de flujo esférico o penetración parcial (Fig. 16), debido a que algunos pozos se terminaban mediante el empleo de perforaciones de entrada limitada.

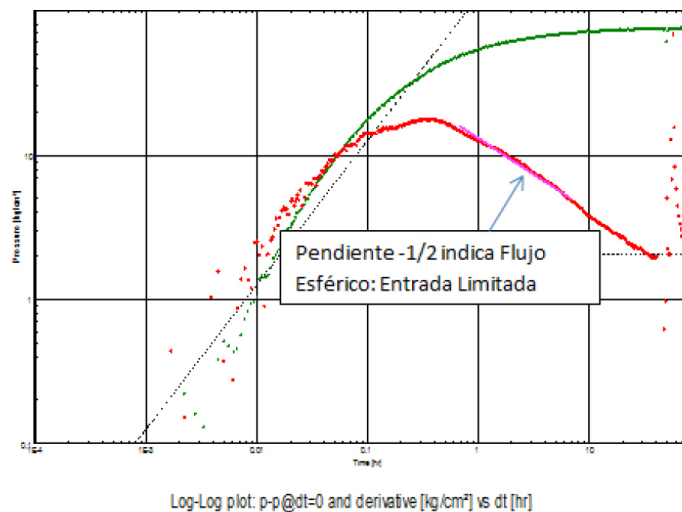


Figura 16. Gráfico de diagnóstico del resultado de B.U de un pozo vecino del área.

DISEÑO DE ENSAYO BUILD UP POST ACIFICACIÓN

Cabe destacar que en una simulación realizada para el diseño de *Build up* en el pozo A, los resultados indicaron que era muy probable no alcanzar el régimen radial, ya que se estiman más de 1.000 horas de cierre a fin de estimar datos del reservorio como la transmisibilidad y presión poral.

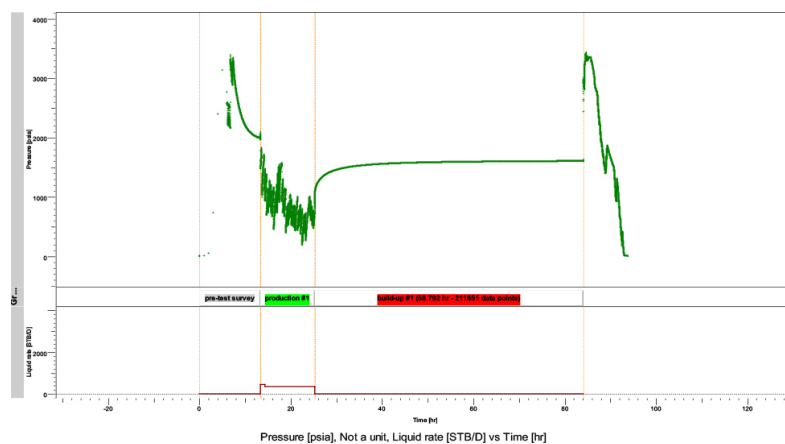


Figura 17. Comportamiento de la presión durante la fluencia y el cierre.

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE BUILD UP

Una vez realizada la limpieza química de los intervalos productivos, se procedió a realizar la prueba. La cual consistió en producir el pozo a través de pistoneo por aproximadamente 20 horas para luego proceder con un cierre de 60 horas (Fig. 17).

Para la interpretación del ensayo, se analizó el período de *Build Up*. Entre los modelos que pudiera ajustar, se logró cotejar con un modelo de fractura con conductividad finita y posible barrera abierta con presión constante (Fig. 18 y 19).

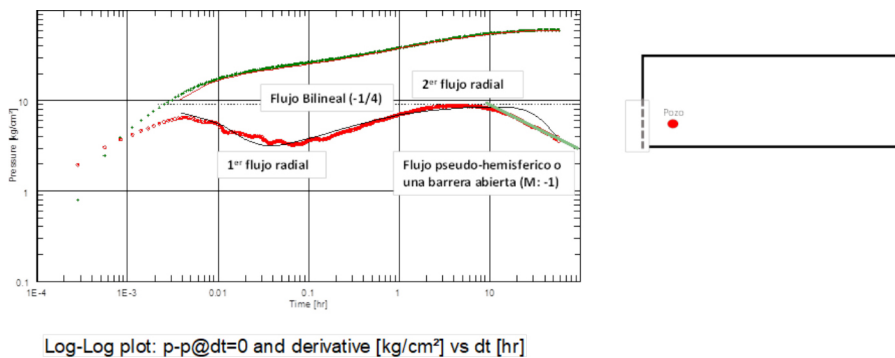


Figura 18. Grafico Log-Log donde se observa el ajuste con la fractura de conductividad finita.

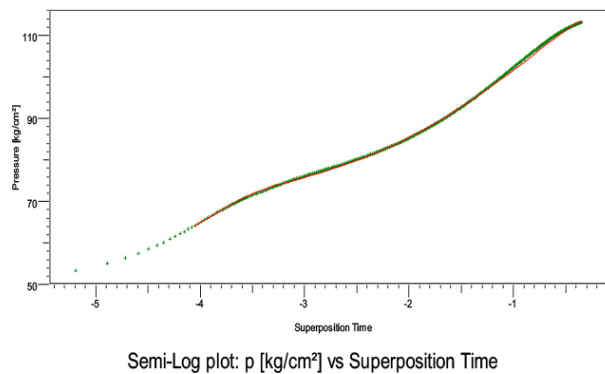


Figura 19. Gráfico semi-Log donde se observa el ajuste con la presión registrada.

Conclusiones de los resultados obtenidos:

La presión obtenidos fue cercana a la obtenida en el DFIT en régimen lineal, validando la condición de presión de reservorio original.

El dato de skin dio negativo, validando que el intervalo abierto no tiene daño. El resultado pudiera indicar que el trabajo de punzado y tratamiento químico fue satisfactorio.

La permeabilidad efectiva obtenida dio valores en el rango a los obtenidos con los análisis de la corona.

De acuerdo con el análisis, no es claro un efecto de borde alrededor del pozo, pudiera observarse un posible estado estacionario con una frontera con presión constante (cercanía a posible CAP).

En la tabla a continuación, se presenta los datos de las propiedades del pozo /reservorio.

Mode Option	Standard Model
Well	Fracture - Finite Conductivity
Reservoir	Homogeneous
Total Skin	-2.81
Kxh Total	112 md.ft
K average	2.86 md
P _i	222.94 Kg/cm ²
X _r	41.7 ft
F _c	365 md.ft
Re	143 mts
Delta P (Total Skin)	-53.941

INHIBICIÓN PREVENTIVA DE INCRUSTACIONES EN GEL DE FRACTURA HIDRÁULICA

Con los resultados obtenidos de los modelos termodinámicos de incrustaciones y del análisis de las operaciones de remediación ejecutadas en el pozo A, se determinó agregar en los programas de fractura para los pozos de la zona, un inhibidor de incrustaciones al fluido de fractura. Con tal fin se verificó mediante ensayos de reología la compatibilidad entre el producto químico y este.

Se calcula una proporción de 200 ppm en pileta (20 lt cada 100 m³ de agua), dependiendo del tipo de producto químico utilizado.

EVALUCIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PRODUCTIVIDAD DEL POZO MEDIANTE GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO

Por el motivo de que no fue posible realizar ensayos extendidos post remediación de cada etapa de fractura estimulada con ácido, sumado al hecho de que se abrieron otros intervalos productivos de la Formación Mina El Carmen (MEC), no se pudo realizar una medición directa del potencial de cada zona estimulada. Por tales razones se decidió tomar muestras de petróleo post intervención con el fin de alocar producción geoquímicamente por formación (D-129 y MEC) y evaluar el aporte de las zonas remediadas en intervalo de tiempo (fracturas en D-129), actualmente este análisis está en proceso.

CONCLUSIONES

Mediante las simulaciones termodinámicas de probabilidad de formación de incrustaciones, basada en distintos autores, se predijo que el agua de los cargaderos utilizados para elaborar el fluido de fractura presenta una tendencia moderada a la formación de Calcita, por otra parte la mezcla de aguas con un porcentaje mayoritario de agua de formación (75% del agua de formación con 25 % de cargadero), presentó una predisposición moderada a la formación de incrustación de Baritina, siendo que este mineral puede actuar como centro de nucleación de otras incrustaciones minerales en solución metaestable como son Calcita o Siderita. Además, los modelos termodinámicos de Ryznar, Langelier, Puckorius y Fuerza de Conducción de Mc Cauley, pronostican una mayor incrustación de Calcita en el pozo, razón por la cual el programa de remediación fue enfocado en diluir y prevenir la formación de centros de nucleación tal como se mencionó, la Baritina, evitando el arrastre de otras incrustaciones minerales.

Mediante ensayos de laboratorio cualitativos fue posible seleccionar un producto químico capaz de no solo disolver la Baritina sino además de poseer la capacidad quelante de los iones Ca y Ba, utilizándose este producto como la base de todas las remediaciones llevada adelante en pozos de la zona.

El ensayo de *Build Up* realizado posteriormente al tratamiento de ácido en una de las etapas muestra un valor de daño negativo y un comportamiento de flujo bilineal compatibles con la presencia de una fractura hidráulica por lo que daría indicio de la remoción del posible daño preexistente con el tratamiento empleado.

Se agregó al fluido de fractura de manera preventiva para los pozos de zona, un producto inhibidor de incrustaciones compatible con este y de esta manera evitar la pérdida de productividad temprana, evitando además los gastos de una reentrada con fines remediación.

AGRADECIMIENTOS

A las personas de YPF S.A., que con sus conocimientos en distintas áreas pudieron hacer posible este trabajo integral.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- | | |
|---|--|
| Mader, D., 1989. Hydraulic Proppant Fracturing and Gravel Packing, vol. 26. Elsevier. | Reinicke, A., 2009. Mechanical and Hydraulic Aspects of Rock-Proppant Systems: Laboratory Experiments and Modelling Approaches. Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ, Potsdam. |
| Economides, M.J., Nolte, K.G., 1989. Reservoir Stimulation, vol. 2. Prentice Hall Englewood Cliffs, NJ. | |

- Wanniarachchi, W.A.M., Ranjith, P.G., Perera, M.S.A., 2017. Shale gas fracturing using foam-based fracturing fluid: a review. *Environ. Earth Sci.* 76 (2), 91.
- Mojid, M.R., Negash, B.M., Abdulelah, H., Jufar, S.R., Adewumi, B.K., 2021. A state-of-art review on waterless gas shale fracturing technologies. *J. Pet. Sci. Eng.* 196, 108048.
- Mamaní, M. 2012: "Metodología para caracterización de aguas de formación en yacimientos con precipitación de Carbonato de Calcio -Yacimiento Cañadón Vasco". YPF.
- González Espinosa, J.M., 2014. "Daño a la Formación en Pozos Petroleros", Tesis. Facultad Ingeniería. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Vetter, O.J.; Kandarpa, V.; Harouaka, A. 1982. "Prediction of Scale Problems Due to Injection of Incompatible Waters". Society of Petroleum Engineers of AIME.
- Langelier, W. F. 1936. The analytical control of anti-corrosion water treatment. *Journal of the American Water Works Association* 28, 1500–1521.
- Larson, T. E. & Skold, R. V. 1958. Laboratory studies relating mineral quality of water to corrosion of steel and cast iron. *Corrosion* 14 (6), 43–46.
- Puckorius, P.R., Brooke, J.M., 1991, A new practical index for calcium carbonate scale prediction in cooling tower system. *Corrosion*, 47 (4):280-284
- American Water Work Association (1968). "Agua, calidad y tratamiento". (1a. ed.). México, pp 301-320.
- Kemm er F.; Mccallion J. 1998. "Manual del agua su naturaleza, tratamiento y aplicaciones". McGraw Hill Interamericana de México S.A, Ciudad de México, México.
- Degremont (1991). "Water Treatment Handbook" (6a. ed).
- Imran, S.A.; Dietz, J.D.; Mutoti, G.; Taylor, J.S.; Randall, A.A. 2005. "Modified Larsons Ratio incor-porating temperature, water age, and electroneutra-lity effects on red water release". *J. Environment Eng.*, United States.
- Ryznar, J. W. 1944 A New Index for Determining the Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by A Water. American Water Works Association.
- Stiff, H.A; Davis, L.E. (1952.) "A method for predicting the technology of oil fiel Waters to deposit calcium carbonate". Vol 1, pp. 195.
- Majid Mirzabeygi, Nader Yousefi, Abbas Abbasnia, Hadi Youzi, Mahdi Alikhani and Amir Hossein Mahvi, 2017. "Evaluation of groundwater quality and assessment of scaling potential and corrosiveness of water supply networks", Iran. *Journal of Water Supply: Research and Technology–AQUA*.
- Oddo, J.E. and Tomson, M.B, 1982: "Simplified Calculation of CaCO₃ Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions"
- Oddo, J.E. and Tomson, M.B, 1994: "Why Scale Forms and How To Predict It". SPE Production & Facilities.
- Patton, C.C. 1987. *Applied Water Technology* (3rd Edition). C.C. Paton y Asociados, Inc. Dallas Texas. 69-133