

Squeezes con Inhibidor de Incrustaciones en Pozos del Yacimiento El Portón: Una Propuesta Novedosa, Interesante y con Futuro.

Víctor N. Lattanzi, Cristian E. Espina
Área El Portón-Filo Morado, Repsol YPF S.A.
Horacio J. López, Pedro Costanza
Laboratorio de Desarrollo, Bolland y Cia. S.A.

Abstract

El yacimiento El Portón, perteneciente a la Unidad Económica Mendoza Sur de Repsol-YPF S.A., ha sido considerado desde el inicio de su explotación, como uno de los yacimientos más importantes e interesantes de la cuenca neuquina.

Algunos pozos, inicialmente surgentes y con buenas producciones de petróleo seco, pasaron luego a ser explotados mediante Gas Lift.

La previsión de la natural depleción del reservorio motivó un proyecto de secundarias basado en agua dulce del Río Colorado y agua salada de purga.

Recientemente, comenzaron a reemplazarse los sistemas de extracción Gas Lift por bombas electrosumergibles. Una consecuencia lógica de la utilización de este nuevo sistema de extracción fue el aumento de los porcentajes de agua producida.

El análisis del agua producida por los pozos del área muestra severas tendencias incrustantes, lo que ha sido corroborado experimentalmente durante la intervención de distintos pozos. Esto ha motivado la participación de las empresas proveedoras de productos químicos y servicios para la producción, para aportar propuestas y soluciones.

Surgió así un novedoso tratamiento por squeeze, cuyo objetivo es inhibir la formación de incrustaciones en un pozo productor durante un período de tiempo que resulte una ventaja técnico-económica. Esto se logra mediante la inyección a formación (a presión inferior a la de fractura), y desplazamiento, de un Inhibidor de Incrustaciones especialmente formulado para las condiciones de los pozos a tratar, con invasión, si ello es posible, de aproximadamente 3 metros radiales en el intervalo de arenas productoras.

A los fines de poder analizar la efectividad de estos tratamientos, se acordaron parámetros específicos de evaluación.

Transcurridos ocho meses desde la concreción de los tratamientos, se puede decir que los resultados son más que alentadores.

Introducción

El área El Portón, ubicada en las márgenes del Río Colorado (límite provincial de Mendoza y Neuquén), comenzó a explotarse económicamente en Enero de 1990 (Yac. El Portón). Se trata de una serie de yacimientos de los campos Chihuido de la Salina, Chihuido de la Salina Sur y El Portón, productores del Miembro Troncoso Inferior de la Formación Huitrín, cuya porosidad promedio en esa zona es de 17 %, y las permeabilidades promedio medidas en laboratorio rondan los 80 mD (aprox. $0,079 \mu\text{m}^2$), llegando ocasionalmente a 1200 mD (aprox. $1,184 \mu\text{m}^2$). El entrapamiento de los hidrocarburos está determinado en su totalidad por el factor estructural, definido en los abovedamientos de tipo anticlinal, limitados y divididos por fallas. La roca sello está constituida por los depósitos evaporíticos del Mb. Troncoso Superior que, en la base presentan un nivel de anhidrita. La roca madre está formada por lutitas y calizas arcillosas de la Formación Vaca Muerta. La migración se produjo a través del fallamiento imperante en el ámbito de estudio, hacia posiciones estructurales de menor altura y presión.

En la primera etapa del desarrollo los pozos resultaron surgentes, con producciones de entre 100 y 130 m³/día de petróleo y GOR de entre 120 y 150 m³/m³. Debido a la natural pérdida de energía del reservorio vinculada a la explotación del mismo, resultó necesario inducir la surgencia mediante

la reinyección de gas por el anular del pozo (Gas Lift) y se comenzó con la inyección de agua en los bloques Norte de CHLS en el año 2000. Los porcentajes crecientes de agua producida, junto a la composición química de la misma, colaboraron para introducir un nuevo inconveniente en la producción de estos pozos: las incrustaciones. A causa de las mermas de producción provocadas por las incrustaciones, comenzaron a hacerse práctica común los tratamientos de limpieza ácida con frecuencias mayores o menores, dependiendo de la situación de cada pozo en particular.

Hacia mediados del año 2002, se decidió sustituir el sistema de Gas Lift por bombas electrosumergibles en algunos pozos con porcentajes crecientes de agua producida y mermas de producción sostenidas, no obstante las recuperaciones evidenciadas tras los tratamientos ácidos de limpieza [1, 2].

El incremento del agua producida y los problemas asociados de incrustaciones, motivaron la participación de las empresas de servicios y productos químicos para la producción. Se plantearon y evaluaron diversas propuestas para el tratamiento del agua producida con el objeto de minimizar el problema de las incrustaciones [3]. Estas propuestas abarcaron desde las soluciones más convencionales utilizadas en la zona, como lo son la dosificación continua con inhibidor de incrustaciones a través de capilar en instalaciones con bombas electrosumergibles y los batcheos periódicos con productos químicos inhibidores y/o removedores de incrustaciones, hasta nuevas tecnologías como las cápsulas antincrustantes degradables (a ensayar posiblemente en el corto plazo), y alternativas no convencionales como lo son los squeezes a formación con inhibidor de incrustaciones [4, 5].

El tratamiento por squeeze ensayado consiste en la inyección (a presión inferior a la de fractura), y desplazamiento dentro de la formación, de un inhibidor de incrustaciones especialmente formulado para las condiciones de los pozos a tratar. El objetivo de este tipo de tratamiento es invadir con el producto químico, si ello es posible, más o menos 3 metros radiales en el intervalo de arenas productoras. El producto se adsorbe entonces en la matriz de la formación, y va desorbiéndose progresivamente acompañando el agua producida [6, 7]. El efecto que se logra es inhibir continuamente la deposición de incrustaciones dentro de la formación, en el wellbore y en las instalaciones de producción del pozo. La vida útil del tratamiento resultará entonces función del tipo, régimen y condiciones de producción del pozo tratado, de la apropiada selección y formulación del producto químico inhibidor de incrustaciones y productos asociados que se bombearán al mismo, y del seguimiento del procedimiento operativo recomendado para su inyección a formación.

En el presente trabajo se informan todos los aspectos considerados y resultados obtenidos hasta el momento, relacionados a los tratamientos por squeeze realizados con un producto químico inhibidor de incrustaciones en los pozos ChLSN-1002 (Chihuido La Salina Norte) y ChLS-1069 del Yac. Chihuido de la Salina, ordenados del modo que se detalla a continuación:

- Selección del Producto
- Tratamiento y Procedimiento Operativo Propuesto
- Caso Pozo ChLSN-1002. Tratamiento y Resultados.
- Caso Pozo ChLS-1069. Tratamiento y Resultados.
- Conclusiones

Selección del Producto

La Cía. de productos químicos para la producción considera, para la selección del producto más adecuado para el tipo de formación, características del fluido producido, y condiciones de flujo, ensayos estandarizados, criterios y reglas de dedo prácticas basadas en la experiencia acumulada a partir de ensayos previos y documentación bibliográfica [8], como así también los criterios específicos y recomendaciones más actualizadas publicadas en la literatura especializada [9-17].

En el ámbito de la producción de pozos petrolíferos se reconoce desde hace tiempo a los Carbonatos y los Sulfatos como los principales tipos de incrustaciones a inhibir.

Las reducciones de presión y/o los incrementos de temperatura pueden causar la precipitación de iones Calcio (Ca^{2+}) y Bicarbonato (HCO_3^-) como Carbonato de Calcio (Calcita - CaCO_3) [18]. Al igual que la Calcita, otras incrustaciones solubles en ácidos que pueden encontrarse en instalaciones de producción son el Carbonato Ferroso (Siderita - FeCO_3), el Sulfuro de Hierro (Pirita - FeS_2) y varios óxidos de Hierro. Cuando la presión del sistema en consideración resulta inferior al punto de burbuja del Dióxido de Carbono (CO_2), el propio CO_2 se desprende de la solución y pasa a la fase gaseosa, el pH de la solución aumenta, y la solubilidad del CO_3Ca se reduce. Las mayores caídas de presión se producen en pozos productores cuando los fluidos extraídos del pozo llegan a la superficie a través del tubing, encontrándose las incrustaciones comúnmente en las reducciones de sección, tubing de producción e instalaciones de superficie. Un caso especial son las bombas electrosomergibles debido a que no sólo generan grandes caídas de presión, sino que adicionalmente provocan un aumento de temperatura a causa del calentamiento del motor. A medida que el reservorio se va depletando, el punto de burbuja del CO_2 se va desplazando cada vez más profundo en el pozo, llegando finalmente a la formación misma.

Cuando se implementa un proyecto de recuperación secundaria basado en la inyección de agua, es muy importante prestar especial atención a la compatibilidad del agua inyectada con el agua de formación (connata y de acuíferas) [19]. Una consecuencia común de la incompatibilidad de aguas es por ejemplo, la precipitación de iones Bario (Ba^{2+}) con iones Sulfato (SO_4^{2-}) en la forma de Sulfato de Bario (Barita - BaSO_4). Estas incrustaciones son particularmente peligrosas porque se producen generalmente en la formación en las cercanías del pozo productor, y porque son insolubles en ácidos. Otras incrustaciones menos frecuentes, insolubles en ácidos, y que pueden generarse como consecuencia de la mezcla de aguas incompatibles son por ejemplo el Sulfato de Estroncio, Sulfato de Calcio, Carbonato de Bario, Carbonato de Estroncio, Fluoruro de Calcio, Cloruro de Sodio e Hidróxido de Magnesio. Es lógico suponer que como el mezclado más importante se produce en el pozo inyector, el mayor riesgo de incrustaciones estará dado en la formación en las proximidades de dicho pozo. No obstante ello, la realidad es que el mayor riesgo se genera en zonas donde la corriente de agua inyectada se contacta con la corriente de fluidos producidos, y ésta situación se producirá muy probablemente en la formación próxima al pozo productor.

Una vez que se nuclea un cristal de incrustación, los iones incrustantes presentes en la solución se incorporan al cristal en los sitios de crecimiento activos, el cristal sigue creciendo y se generan nuevos sitios activos. El proceso de inhibición química involucra la adsorción preferencial de las moléculas de inhibidor en los sitios activos. En consecuencia, el cristal dejará de crecer cuando las moléculas de inhibidor hayan ocupado todos sus sitios activos. Para obtener una inhibición exitosa, debe haber entonces una concentración suficiente de moléculas de inhibidor acompañando el fluido extraído del pozo. Puede asegurarse esta condición solo si el inhibidor es retenido en la formación y desorbido gradualmente junto al fluido producido. La vida útil del tratamiento resultará en definitiva el tiempo para el cual la cantidad de moléculas de inhibidor desorbidas de la formación, y que acompañan el fluido producido, se encuentre por sobre el límite mínimo que asegura la no adsorción de iones incrustantes en los sitios activos.

La selección del inhibidor más adecuado para el fluido a tratar responderá al siguiente esquema de pasos lógicos:

- Dada la composición del fluido producido, se determinan las incrustaciones más factibles de producirse, y los daños que éstas podrían causar.
- Conocido el tipo de incrustaciones, se preseleccionan los inhibidores que previenen este tipo de incrustaciones, y se evalúa el límite mínimo necesario de concentración de inhibidor. Esta evaluación comprende ensayos estandarizados de compatibilidad y de eficiencia.
- Se evalúa entonces la eficiencia de adsorción/desorción de los inhibidores preseleccionados con respecto a la formación a tratar, y los daños que causan a la misma. El ensayo que permite obtener esta información se realiza sobre un testigo de

corona de la formación. Las variables cuyo comportamiento se analiza son la diferencia de presión medida entre ambos extremos del testigo, antes y después de inyectar el inhibidor que se desea evaluar en dicho testigo, y las concentraciones de inhibidor a la salida del testigo a lo largo del tiempo. La observación de las diferencias de presión permite inferir cuali y cuantitativamente la magnitud del daño producido en la formación como consecuencia de la inyección del inhibidor. Las concentraciones de inhibidor efluente en función del tiempo permiten evaluar comparativamente las vidas útiles de los mismos, y seleccionar aquel producto que asegura una concentración superior al límite mínimo durante mayor tiempo. Utilizando un software específico, la información de las concentraciones de inhibidor efluente puede utilizarse para calcular una función de interacción inhibidor-formación que describe la adsorción del inhibidor sobre la formación [6]. A esta función se la llama isoterma de adsorción, expresa la masa de inhibidor adsorbido por unidad de volumen de formación en relación a la concentración de inhibidor en la solución, y resulta un elemento fundamental para la evaluación de inhibidores para tratamientos por squeeze. Las isothermas de adsorción también pueden obtenerse ajustando datos de anteriores tratamientos por squeeze. Se varían luego parámetros que definen isothermas teóricas como las de Langmuir o Freundlich, hasta ajustar los datos experimentales. Un inhibidor que se comporta bien y retorna lentamente al pozo junto al fluido producido a lo largo de un extenso período de tiempo, dando como resultado una prolongada vida útil del tratamiento por squeeze, mostrará una isoterma de adsorción característica. La velocidad a la que una cierta concentración de inhibidor retorna al pozo está dada por la expresión [6]:

$$V_C = \frac{V_F}{\left(1 + \frac{(1-\phi)}{\phi} \frac{\partial \Gamma}{\partial C}\right)} \quad (1)$$

donde V_C es la velocidad con la que la concentración C de inhibidor retorna al pozo, V_F es la velocidad del fluido producido, ϕ es la porosidad de la formación tratada, y $\partial \Gamma / \partial C$ es el gradiente de la isoterma de adsorción a una concentración C . Se desprende del análisis de la ecuación (1) que la vida útil del tratamiento será tanto más extensa cuanto más pronunciado sea el gradiente de la isoterma para bajas concentraciones de inhibidor en solución.

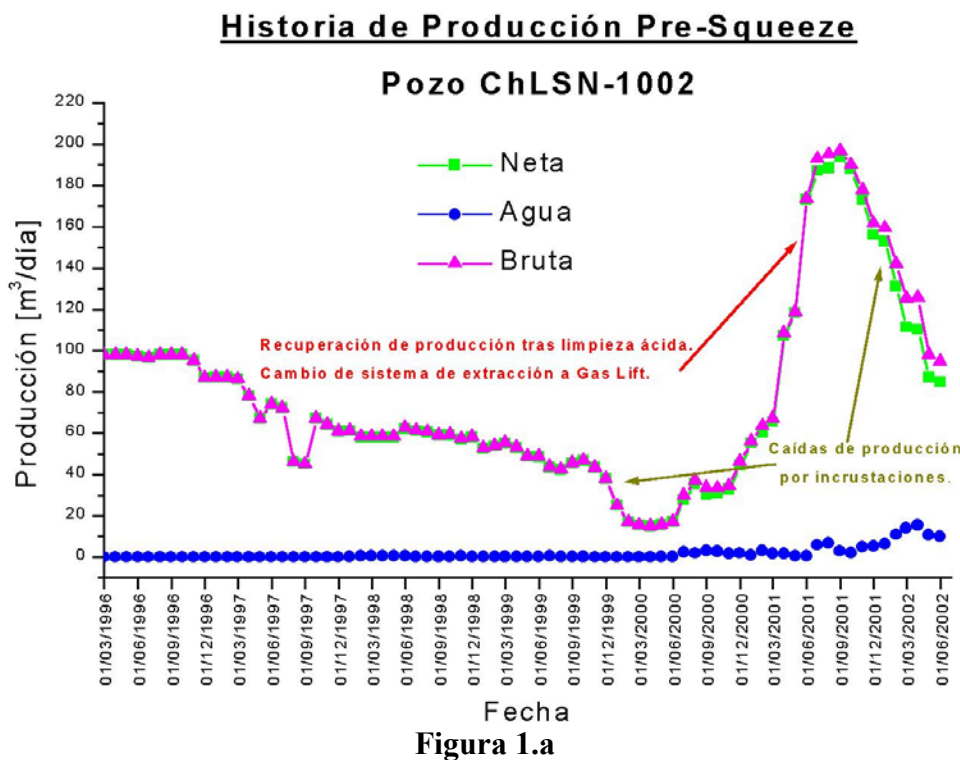
Tratamiento y Procedimiento Operativo Propuesto

Una vez analizada la historia de producción del pozo, hecha una previsión del caudal de agua que producirá el mismo, evaluada la tendencia y tipo de incrustaciones a inhibir, seleccionado el producto inhibidor más adecuado de acuerdo a los lineamientos explicitados en la sección anterior, y, con información de la instalación de producción, datos característicos del reservorio y del fluido extraído, la empresa de productos químicos y servicios se encuentra en condiciones de efectuar los cálculos para el diseño del tratamiento por squeeze y la elaboración de una propuesta [8].

La empresa de productos químicos y servicios para la producción inicialmente efectuó los cálculos y preparó el programa para una propuesta de tratamiento en un pozo operado por Gas Lift: ChLSN-1025. Posteriormente, por razones que hacen a la operación y logística del yacimiento, se decidió ensayar el tratamiento en los pozos ChLSN-1002 y ChLS-1069. Estos dos pozos, estaban siendo producidos hasta ese momento por Gas Lift, y con considerables mermas en su producción. Se decidió intervenirlos, modificar la instalación y sistema de extracción de los mismos, sustituirlo por bombeo electrosomergible, y realizar los tratamientos químicos de inhibición de incrustaciones por squeeze. El cambio de sistema de extracción implicó una nueva condición a tener en cuenta en el diseño de los tratamientos, por las características intrínsecas del mismo (muy distintas a la pseudo surgencia natural del Gas Lift), y por el previsible incremento en el corte de agua producida. Otro factor a considerar por su incidencia en el corte de agua producida y las características de la misma,

fue la creciente reinyección de agua (Mezcla de agua dulce del Río Colorado con agua de purga) que forma parte del plan de secundarias del yacimiento. Por otra parte, la propuesta elaborada por la compañía de servicios para el pozo ChLSN-1025 contemplaba un período de vida útil del tratamiento de 6 meses, mientras que se aspiraba a que el mismo garantizara un período sin mermas de producción ni intervenciones por incrustaciones por el lapso de un año. Esto llevó a un exhaustivo análisis y debate de la situación, y, finalmente, se acordó monitorear y evaluar la efectividad del tratamiento en cada pozo intervenido a través de los siguientes parámetros:

1. Se computa como parámetro comparativo mínimo, la Producción Bruta acumulada en el período de 12 meses inmediatamente anterior a la intervención correspondiente al tratamiento por squeeze con inhibidor de incrustaciones. Se grafica este concepto para cada uno de los pozos en las Figuras 1.a, 1.b y 2. “El tratamiento químico por squeeze con inhibidor de incrustaciones debe asegurar una Producción Bruta acumulada superior a la computada como parámetro de mínima, en igual lapso de tiempo”.
2. El residual de producto químico inhibidor de incrustaciones, determinado como concentración en muestras del agua producida por el pozo, debería estabilizarse cierto tiempo después de efectuado el tratamiento en el orden de 10 a 20 ppm (mg/l). La Cía. de servicios de productos químicos para la producción debe realizar un seguimiento periódico, muestreando y reportando los valores de residual de inhibidor de incrustaciones medidos por un laboratorio privado externo.
3. La combinación de las dos condiciones anteriores debería redundar en un claro beneficio técnico-económico para la producción de los pozos tratados, principalmente desde el punto de vista de la operación de campo.



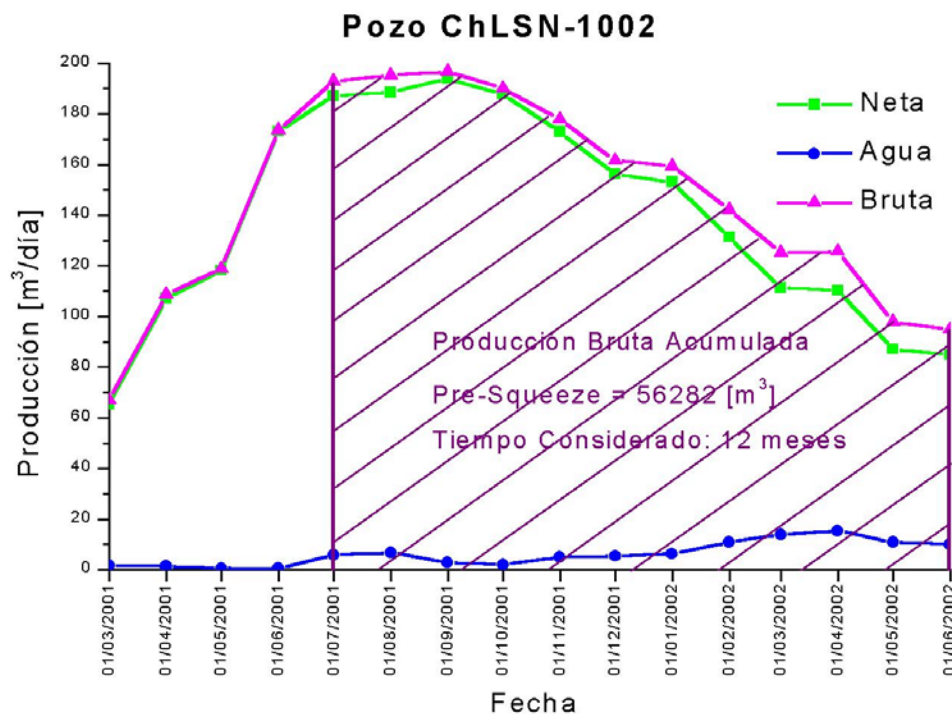


Figura 1.b

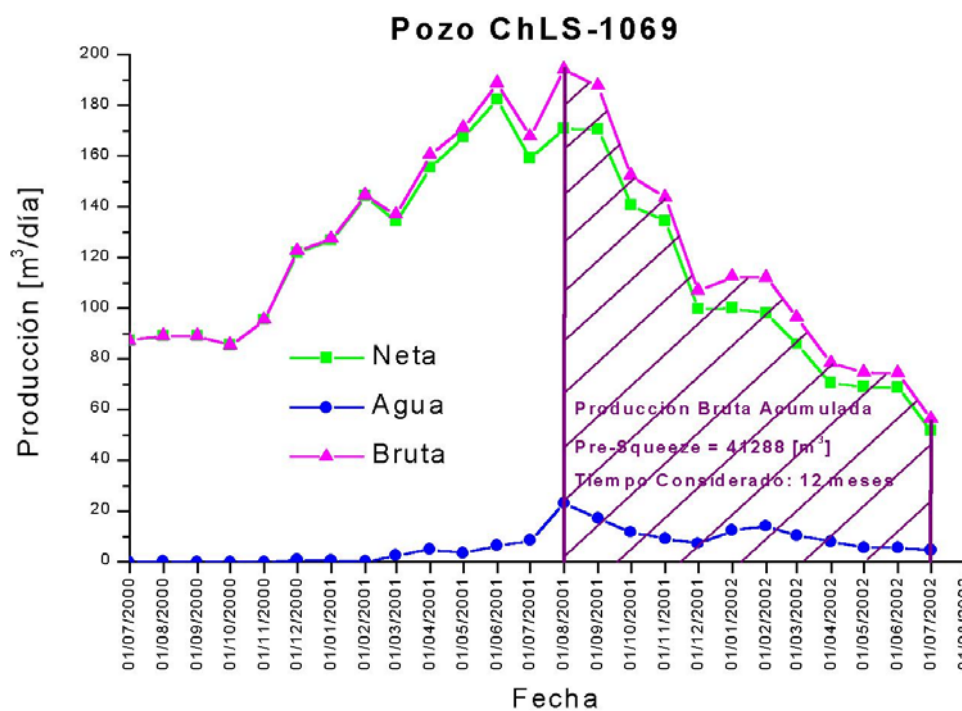


Figura 2

A partir del análisis de los datos disponibles de los dos pozos a ensayar, no se infería claramente el estado de limpieza de las instalaciones existentes. Ante ello, la Cía. de productos químicos para la producción consideró conveniente proponer la siguiente secuencia operativa que incorpora etapas de limpieza previas al tratamiento en sí:

1. Limpieza de eventuales depósitos de Parafinas y Asfaltenos consistente en:
 - Bombeo al pozo de un Solvente Mutuo para la remoción de partículas taponantes e hidrocarburos, y un Inhibidor de Asfaltenos/Parafinas.

- Desplazamiento lento, y manteniendo una presión inferior a la de fractura de la formación a tratar, a través del tubing, con petróleo limpio deshidratado. Se calcula para obtener una penetración radial en la formación a tratar del orden de los 0,4 metros.
 - Cierre del pozo durante 12, o preferentemente 24 horas.
 - Apertura del pozo y puesta en producción del mismo durante 2 o 3 días.
 - Verificación de la estabilización de los valores de producción de fluidos.
2. Limpieza de depósitos e incrustaciones de carbonatos que comprende:
- Bombeo al pozo de un Ruptor de Emulsiones estabilizadas, y un Desincrustante de reacción lenta formulado en base a ácidos inorgánicos y orgánicos polimerizados.
 - Dada la imposibilidad de recircular el producto en el pozo, dejar que el producto actúe en la zona de los punzados durante un mínimo de 4 horas (ideal 12 horas).
 - Puesta en producción del pozo durante 2 a 3 días y verificación de la producción del mismo.

Si la respuesta a estos tratamientos de limpieza previa resultare buena, se procederá al tercer y último paso:

3. Tratamiento por Squeeze con el producto Inhibidor de Incrustaciones:
- Bombeo al pozo de una punta consistente en un Ruptor de Emulsiones estabilizadas, y un Desincrustante de reacción lenta formulado en base a ácidos inorgánicos y orgánicos polimerizados.
 - Bombeo del producto químico Inhibidor de Incrustaciones seleccionado.
 - Desplazamiento lento, y manteniendo una presión inferior a la de fractura de la formación a tratar, a través del tubing, con agua limpia y tratada. Se calcula para obtener una penetración radial en la formación a tratar del orden de los 3 metros.
 - Cierre del pozo durante un mínimo de 24 horas (ideal 48 o 72 horas) para permitir la adsorción del activo inhibidor en la matriz de la formación.
 - Puesta en producción del pozo, y monitoreo del residual de Inhibidor de Incrustaciones. Este residual será elevado en un primer período, y deberá tender a estabilizarse en el orden de las 10 a 20 ppm (mg/l).
 - Cuando el residual de producto Inhibidor de Incrustaciones cayere por debajo de las 2 ppm, deberá realizarse un segundo squeeze, con el cual se obtendrá una sobre vida mayor en el tiempo debido a que el producto logrará una mayor saturación en formación.

La penetración radial estimada es función del volumen poral de las zonas tratadas, al igual que el volumen de productos a inyectar.

Para el diseño de estos tratamientos, la compañía de productos químicos desarrolló un software propio conformado por planillas de cálculo concatenadas.

Caso Pozo ChLSN-1002

Tratamiento

El tratamiento se realizó el día 16 de julio de 2002. Durante la intervención del pozo, y al desarmar la instalación de producción, se constató que la misma no presentaba depósitos de parafinas/asfaltenos, pero sí incrustaciones de Carbonatos en los últimos caños. Para remover las incrustaciones presentes, se decidió realizar tratamientos ácidos convencionales siguiendo programas propuestos por una compañía de bombeo que opera en la zona. Descartada la presencia de parafinas y/o asfaltenos, y habiéndose ya realizado un tratamiento ácido de importancia, se consideró conveniente obviar los tratamientos previos de limpieza propuestos por la empresa de productos químicos para la producción (puntos 1 y 2 de la sección anterior), y proceder a realizar el tratamiento por squeeze propiamente dicho (punto 3 de la sección anterior). La compañía de

productos químicos para la producción transportó los productos a inyectar al pozo acompañados de sus respectivas hojas técnicas y de seguridad, confeccionó el programa de operación, y supervisó la ejecución del mismo junto al inspector del equipo de terminación por parte de Repsol-YPF S.A. y el supervisor de campo de la empresa de servicios de bombeo.

A grandes rasgos, la operación realizada fue cronológicamente la siguiente:

- El tratamiento del pozo se demora debido a que el cemento del Liner de diámetro 7" (0,1778 m) estaba en mal estado y el pozo circulaba por el colgador del mismo. Para subsanar este inconveniente, se intenta empaquetar por sobre el colgador, con resultados infructuosos. La inspección finalmente decide punzar las capas programadas y realizar el tratamiento fijando un packer en la cañería de diámetro 9 5/8" (0,2445 m).
- La compañía de bombeo ubica equipos y arma líneas.
- Se realiza una reunión en la que participan el Inspector del Pozo, el Representante Técnico de la compañía de productos químicos, y el Supervisor de la empresa de bombeo para coordinar la tareas y evacuar dudas.
- Se realiza una reunión de seguridad con todo el personal presente en la locación. Se repasa todo el procedimiento operativo y las precauciones que el caso impone.
- Se trasvasan 200 litros (0,2 m³) de Ruptor de Emulsiones estabilizadas y 3000 litros (3 m³) de Inhibidor de Incrustaciones desde el camión cisterna de la compañía de productos químicos a dos compartimientos separados y limpios del camión bombeador de compañía de bombeo.
- Se prueba la hermeticidad de la línea de bombeo con 3400 psi (aprox. $234,4 \times 10^5$ Pa).
- Se libra la presión y se comienza el Tratamiento bombeando los 200 litros (0,2 m³) de Ruptor de Emulsiones estabilizadas seguidos por los 3000 litros (3 m³) de Inhibidor de Incrustaciones y aproximadamente 5 Barriles (aprox. 0,8 m³) de agua limpia tratada con 2 % de KCl y filtrada a un caudal promedio de 3 Bpm (aprox. 0,48 m³/minuto). El pozo se llena al bombearse 4 Barriles (aprox. 0,64 m³), lo que se evidencia al aumentar la presión en superficie a los 900 psi (aprox. 62×10^5 Pa). Se maniobra entonces el packer para permitir la circulación del pozo hasta totalizarse los 25 Barriles (aprox. 3,97 m³) bombeados (capacidad aproximada del tubing).
- Se maniobra el packer, fijándolo y aplicándole aproximadamente 500 psi (aprox. $34,5 \times 10^5$ Pa) en superficie por el espacio anular.
- Se reinicia el bombeo de 710 Barriles (aprox. 112,8 m³) de agua limpia tratada con 2 % de KCl y filtrada, a un caudal tal que la presión en superficie no supere las 1200 psi ($82,7 \times 10^5$ Pa) para evitar fracturar la formación. El gradiente de fractura estimado por Repsol para la zona a tratar es: 0,65 psi/pie (aprox. 0,15 Pa/m), la densidad del agua: 1011,8 Kg/m³, y el caudal promedio: 2,4 Bpm (aprox. 0,38 m³/minuto).
- Se desplaza con 45 Barriles (aprox. 7,15 m³) de petróleo seco para llenar el tubing y óleo humectar el borde de pozo en la zona tratada. Caudal promedio: 2 Bpm (aprox. 0,3 m³/minuto); la presión en superficie aumenta linealmente debido a la reducción de la densidad que se produce al ir cambiándose el fluido en el tubing. La presión máxima admisible adoptada en superficie con la directa llena de petróleo seco de densidad aproximada 850 Kg/m³ es de 1600 psi (aprox. $110,3 \times 10^5$ Pa).
- Se finaliza el tratamiento a un caudal de aproximadamente 1,9 Bpm (aprox. 0,3 m³/minuto) y con una presión en superficie de 1500 psi (aprox. $103,4 \times 10^5$ Pa). La presión instantánea a caudal 0 resulta aproximadamente 1200 psi (aprox. $82,7 \times 10^5$ Pa).
- Transcurridos aproximadamente unos 20 minutos a partir de la culminación del tratamiento, se cierra la válvula maestra de la BOP y se desconecta la línea de bombeo. La presión final medida en superficie es de 300 psi (aprox. $20,7 \times 10^5$ Pa).

Las Figuras 3, 4 y 5 muestran el esquema de la instalación del pozo, distribución de equipos en la locación durante la operación, y la carta de la operación de bombeo respectivamente.

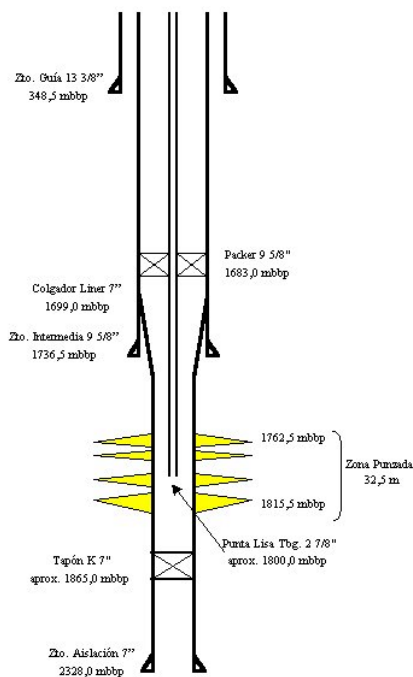


Figura 3

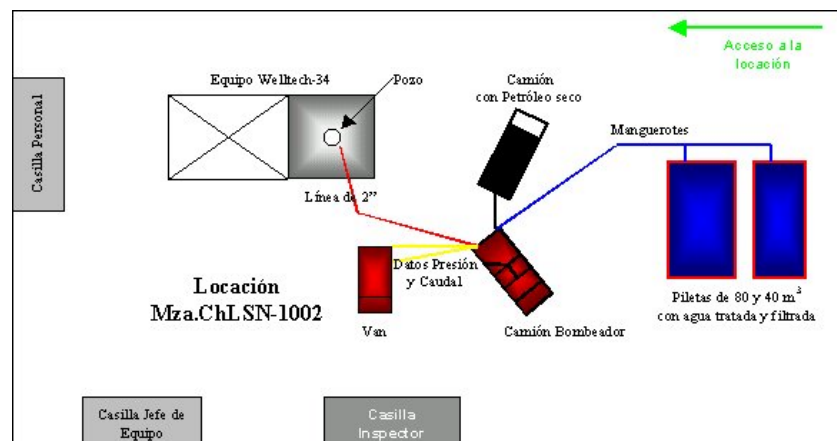


Figura 4

TRATAMIENTO INHIBIDOR INCRUST.

Zona 1762.5/1815.5 mts

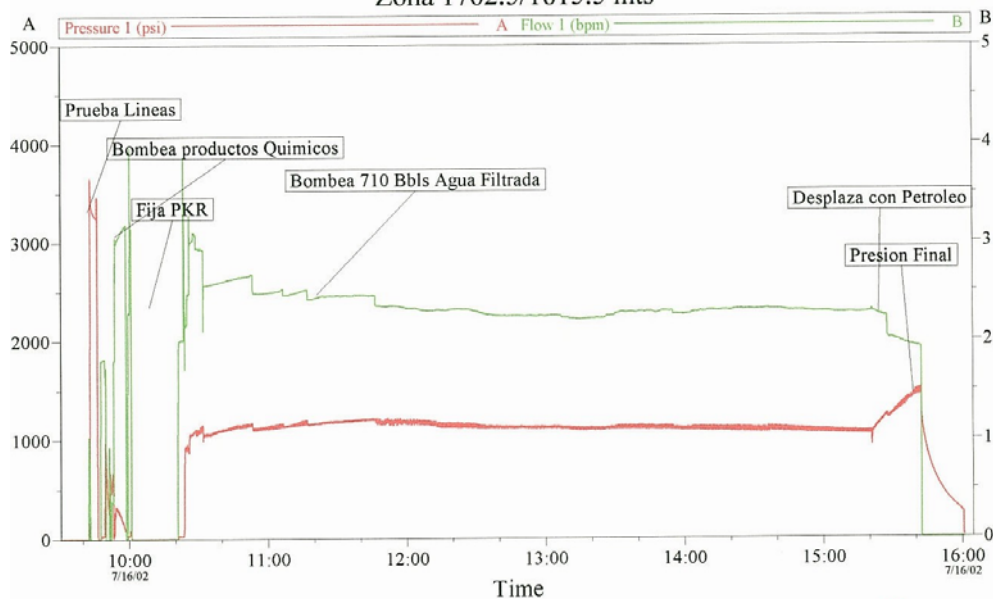


Figura 5

Resultados

Tras 8 meses de producción sin intervenciones, este pozo no evidencia señales externas de posibles incrustaciones. Se arriba a esta conclusión a través del análisis de los datos de los controles del pozo graficados en la Figura 6, los datos de residuales del producto inhibidor de incrustaciones que se muestran en la Figura 7 y de las cartas amperométricas y variables de operación de la bomba electrosumergible que realiza periódicamente el contratista que provee y monitorea el funcionamiento de ese equipo de extracción.

Producción ChLSN-1002

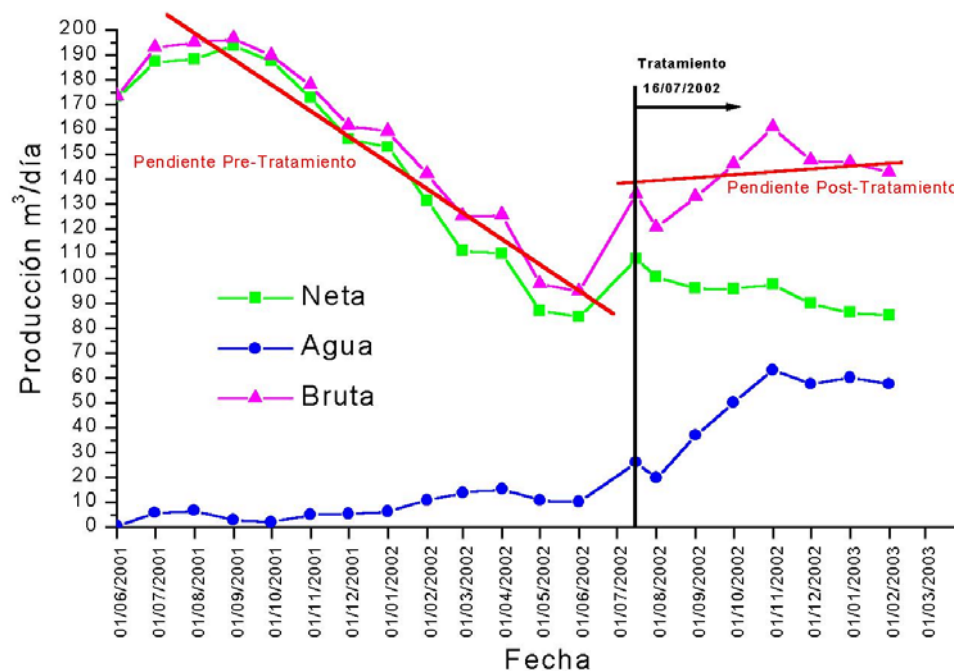


Figura 6

En la Figura 6 se observa que luego de la intervención del pozo y posterior tratamiento por squeeze, no se llegó al régimen de producción que se tenía cuando se inició la extracción mediante Gas Lift. Si bien esta situación puede llevar a conjeturas de diversa índole, la sencilla explicación es que la bomba electrosumergible seleccionada e instalada en este pozo trabaja en un régimen de extracción menor que aquel al que podría estar produciendo el pozo. Bajo esta hipótesis, el Parámetro 1 de evaluación del tratamiento debe reformularse, siguiéndose la evolución de la Producción Bruta del pozo en el tiempo (ver pendientes pre y post-tratamiento en la Figura 6) en lugar la Producción Bruta acumulada. Se menciona en este particular, que está programado un cambio de bomba electrosumergible (por una de mayor capacidad de extracción) en un futuro inmediato.

No obstante lo expresado con respecto a la validez del Parámetro 1, se computan los siguientes resultados:

- La Producción Bruta acumulada en los primeros 7 meses y medio de operación (62,5% del período comparativo de 12 meses) después de efectuado el squeeze es de aproximadamente 31.233 m³, lo que representa un 55,5% del valor que se pretendía superar.
- La Producción Neta obtenida en el mismo lapso de tiempo es de aproximadamente 20.708 m³, lo que equivale a un 38,8% de la del período de comparación.
- El volumen de Agua producida en el período de los primeros 7 meses y medio es más de 3 veces y media la del período previo de 12 meses utilizado como parámetro de comparación.

ChLSN 1002

Residual de Inhibidor

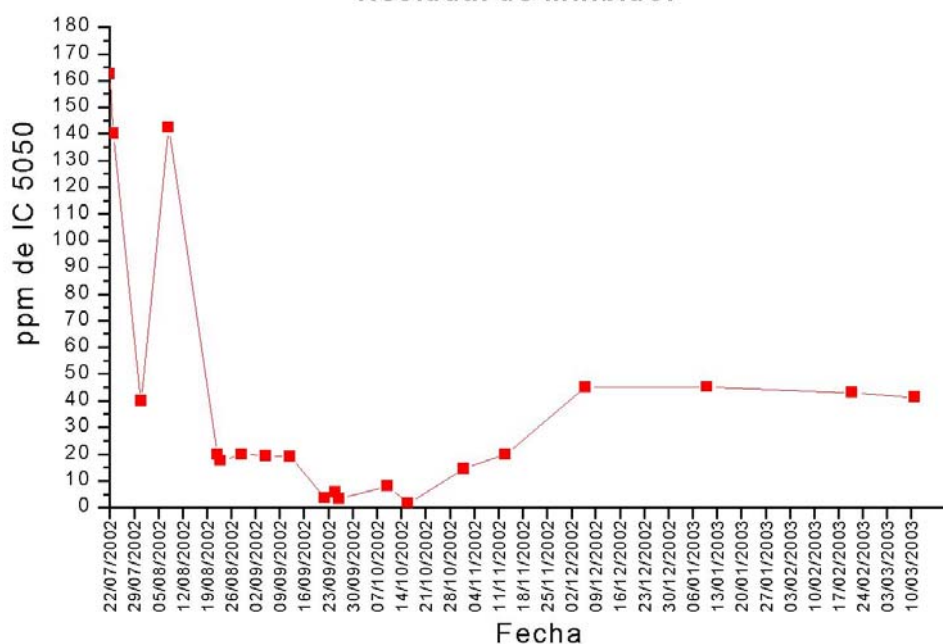


Figura 7

La observación y análisis de los datos de residuales de inhibidor de incrustaciones graficados en la Figura 7 permite estimar el volumen de producto químico inhibidor de incrustaciones retornado con la producción del pozo, y, a partir de ello, el volumen del mismo que aún permanece en formación. Para este pozo, el volumen de producto químico inhibidor de incrustaciones extraído del pozo con la producción del mismo es de aproximadamente un 22% de lo inyectado a formación con el tratamiento. Considerando que en la práctica solo retornan las dos terceras partes del volumen de inhibidor de incrustaciones inyectado [8], y proyectando el caudal de agua producido y los residuales actuales de producto en el tiempo, se puede predecir que la vida útil del tratamiento alcanzará holgadamente el período de 12 meses preestablecido.

Caso Pozo ChLS-1069

Tratamiento

El tratamiento se realizó el día 2 de agosto de 2002. Durante la intervención del pozo, y al desarmar la instalación de producción, se constató que la misma presentaba grandes cantidades de incrustaciones de Carbonatos en los últimos caños, pero no depósitos de parafinas/asfaltenos. Para remover las incrustaciones presentes, se decidió realizar tratamientos ácidos convencionales siguiendo programas propuestos por una compañía de bombeo que opera en la zona. Aplicando el mismo criterio que en el caso del pozo ChLSN-1002, descartada la presencia de parafinas y/o asfaltenos, y habiéndose ya realizado un tratamiento ácido de importancia, se consideró conveniente obviar los tratamientos previos de limpieza propuestos por la empresa de productos químicos para la producción (puntos 1. y 2. de la sección anterior), y proceder a realizar el tratamiento por squeeze propiamente dicho (punto 3. de la sección anterior). De igual modo que en el caso anterior, la compañía de productos químicos para la producción transportó los productos a inyectar al pozo acompañados de sus respectivas hojas técnicas y de seguridad, confeccionó el programa de operación, y supervisó la ejecución del mismo junto al inspector del equipo de terminación por parte de Repsol-YPF y el supervisor de campo de la empresa de servicios de bombeo.

En términos generales, la operación se realizó siguiendo los siguientes pasos:

- El tratamiento del pozo con el Inhibidor de Incrustaciones se demora debido a que si bien a la hora programada de inicio el fluido pistoneado del pozo tenía un pH neutro y elevada salinidad, indicativos de que ya se había extraído todo el ácido vertido durante el

tratamiento ácido previo efectuado por la empresa de bombeo, el porcentaje de agua era aún elevado (65% agua y 35% oil). Ante esta situación, la inspección de Repsol-YPF S.A. decide continuar pistoneando el pozo.

- Debido a las condiciones del pozo, la instalación existente impide maniobrar el packer para posteriormente, durante el tratamiento, circular el fluido del tubing e inyectar sólo el tratamiento a formación (esto lleva a que luego se tenga que re-inyectar a formación parte del fluido pistoneado del pozo presente en el tubing al iniciarse el tratamiento).
- La compañía de bombeo ubica equipos y arma líneas.
- Se realiza una reunión en la que participan el Inspector del Pozo, el Representante Técnico de la compañía de productos químicos, y el Supervisor de la empresa de bombeo para coordinar la tareas y evacuar dudas. Para evitar el retorno de petróleo seco al librar el packer y desarmar la instalación, se decide junto a la inspección de Repsol-YPF S.A. bombear sólo 5 Barriles (aprox. $0,8 \text{ m}^3$) de petróleo seco para óleo humectar el borde de pozo y realizar el total del desplazamiento con agua tratada y filtrada.
- Se realiza reunión de seguridad con todo el personal presente en la locación. Se repasa todo el procedimiento operativo y las precauciones que el caso impone.
- Se trasvasan 100 litros ($0,1 \text{ m}^3$) de Ruptor de Emulsiones estabilizadas y 1000 litros (1 m^3) de Inhibidor de Incrustaciones desde el camión cisterna de la compañía de productos químicos a dos compartimientos separados y limpios del camión bombeador de compañía de bombeo.
- Se prueba la hermeticidad de la línea de bombeo con 2000 psi (aprox. $137,8 \times 10^5 \text{ Pa}$), y se maniobra el packer, fijándolo y aplicándole aproximadamente 500 psi (aprox. $34,5 \times 10^5 \text{ Pa}$) en superficie por el espacio anular.
- Se libra la presión y se comienza el Tratamiento bombeando los 100 litros ($0,1 \text{ m}^3$) de Ruptor de Emulsiones estabilizadas seguidos por los 1000 litros (1 m^3) de Inhibidor de Incrustaciones y aproximadamente 3 Barriles (aprox. $0,48 \text{ m}^3$) de agua limpia tratada con 2 % de KCl y filtrada a un caudal promedio de 2 Bpm. (aprox. $0,3 \text{ m}^3/\text{minuto}$). El pozo se llena al bombearse 10 Barriles (aprox. $1,6 \text{ m}^3$), lo que se evidencia al aumentar la presión en superficie. Se aumenta el caudal a 3 Bpm (aprox. $0,48 \text{ m}^3/\text{minuto}$).
- Se bombean al pozo 151 Barriles (aprox. 24 m^3) de agua limpia tratada con 2 % de KCl y filtrada, a un caudal tal que la presión en superficie no supere las 1200 psi ($82,7 \times 10^5 \text{ Pa}$) para evitar fracturar la formación. El gradiente de fractura estimado por Repsol para la zona a tratar es: 0,65 psi/pie (aprox. $0,15 \text{ Pa/m}$), la densidad del agua: $1011,8 \text{ Kg/m}^3$, y el caudal promedio: 3,1 Bpm (aprox. $4,9 \text{ m}^3/\text{minuto}$).
- Se intenta bombear 5 Barriles (aprox. $0,8 \text{ m}^3$) de petróleo seco para óleo humectar el borde de pozo en la zona tratada. La bomba del camión bombeador de la empresa de bombeo se descarga. Luego de algunos intentos infructuosos de cargar la bomba y continuar el bombeo, se decide desconectar la manguera en el extremo que conecta al camión cisterna de petróleo. Se observa que la salida de la cisterna se encuentra obturada con sólidos. Se destapa manualmente, se vuelve a reconectar la manguera y se intenta bombear los 5 Barriles (aprox. $0,8 \text{ m}^3$) de petróleo seco programados. Como el bombeo sigue resultando dificultoso (observar la carta de bombeo), y ante el riesgo de causar un daño al pozo por la inyección de sólidos, mugre y posible emulsión, se decide iniciar el desplazamiento con agua tratada y filtrada.
- Se desplaza con 40 Barriles (aprox. $6,4 \text{ m}^3$) de agua limpia tratada con 2 % de KCl y filtrada.
- Se finaliza el tratamiento a un caudal de 3 Bpm (aprox. $4,8 \text{ m}^3/\text{minuto}$), y con una presión en superficie de 70 psi (aprox. $4,8 \times 10^5 \text{ Pa}$). El pozo parecería haber quedado admitiendo puesto que luego de la interrupción producida durante el período de descarga de la bomba del camión bombeador, e intento de bombeo de petróleo, no volvió a incrementarse la presión de bombeo en superficie.

Las figuras 8, 9 y 10 muestran el esquema de la instalación del pozo, ubicación de los equipos en la locación durante la operación, y la carta de la operación de bombeo respectivamente.

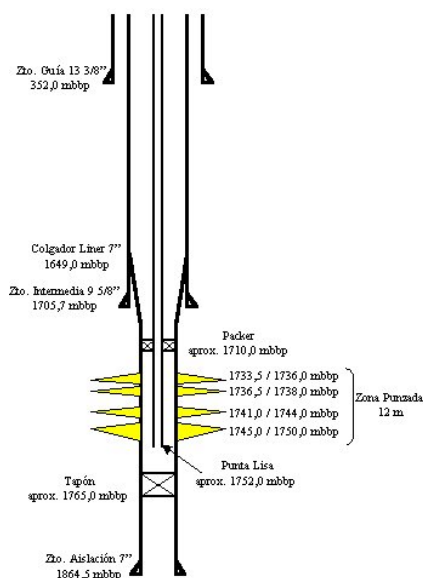


Figura 8

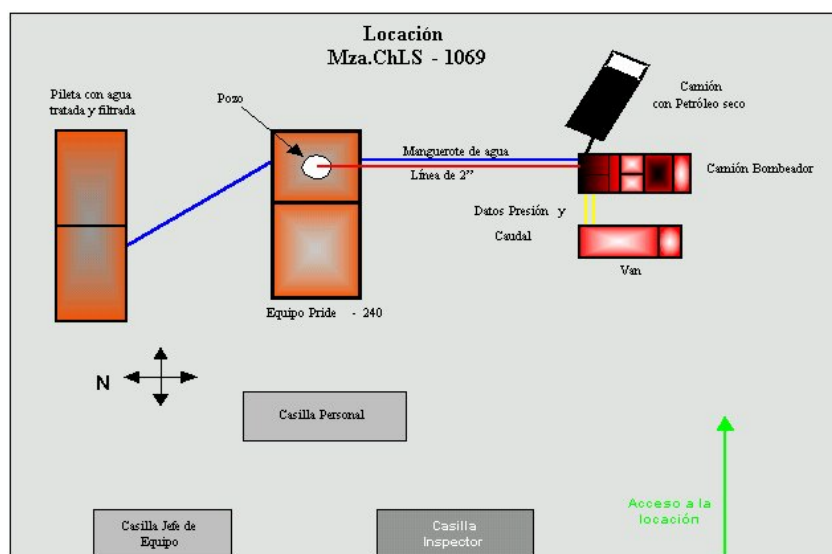


Figura 9

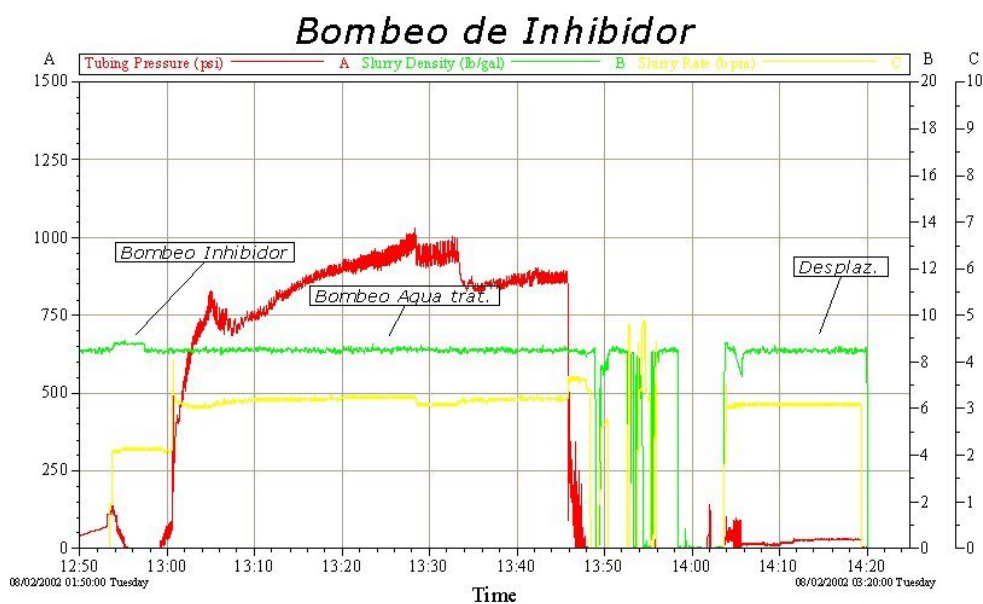


Figura 10

Resultados

El análisis de los datos de los controles del pozo que se muestran en la Figura 11, los datos de residuales del producto inhibidor de incrustaciones graficados en la Figura 12, y las cartas amperométricas y variables de operación de la bomba electrosumergible que realiza periódicamente el contratista que provee y monitorea el funcionamiento de ese equipo de extracción, permiten concluir que, transcurridos 8 meses sin intervenciones desde la ejecución del tratamiento por squeeze, este pozo no evidencia señales externas de posibles incrustaciones.

Producción ChLSN-1069

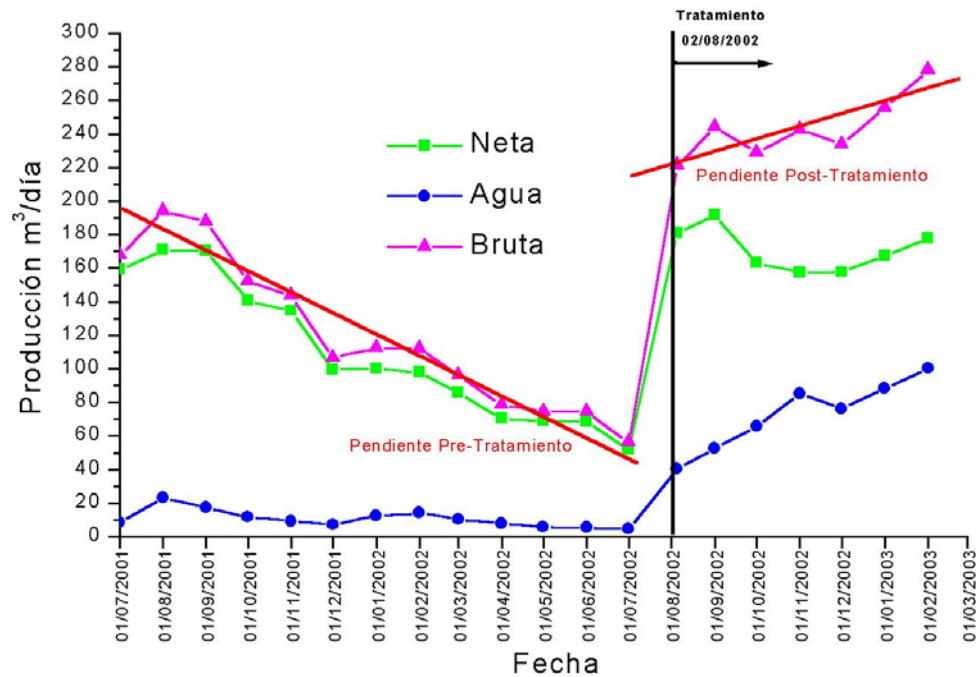


Figura 11

En la Figura 11 se observa que luego de la intervención del pozo y posterior tratamiento por squeeze, se alcanzó, e inclusive superó, el régimen de producción que se tenía cuando se inició la extracción mediante Gas Lift. A diferencia del caso anterior, es para este pozo absolutamente válido evaluar la eficiencia del tratamiento a través del parámetro 1, destacándose los siguientes resultados:

- La Producción Bruta acumulada en los primeros 7 meses de operación (58% del período comparativo de 12 meses) después de efectuado el squeeze es de aproximadamente 48.332 m³, lo que representa un excedente del 17% respecto del valor que se pretendía superar. Esto significa que, desde el punto de vista del parámetro 1, el tratamiento ha superado en sólo 7 meses, y con creces, las expectativas planteadas.
- La Producción Neta obtenida en el mismo lapso de tiempo es de aproximadamente 33.755 m³, lo que equivale a un 90% de la del período de comparación.
- El volumen de Agua producida en el período de 7 meses considerado es casi 4 veces el correspondiente al del período previo de 12 meses utilizado como parámetro de comparación.

ChLS 1069

Residual de Inhibidor

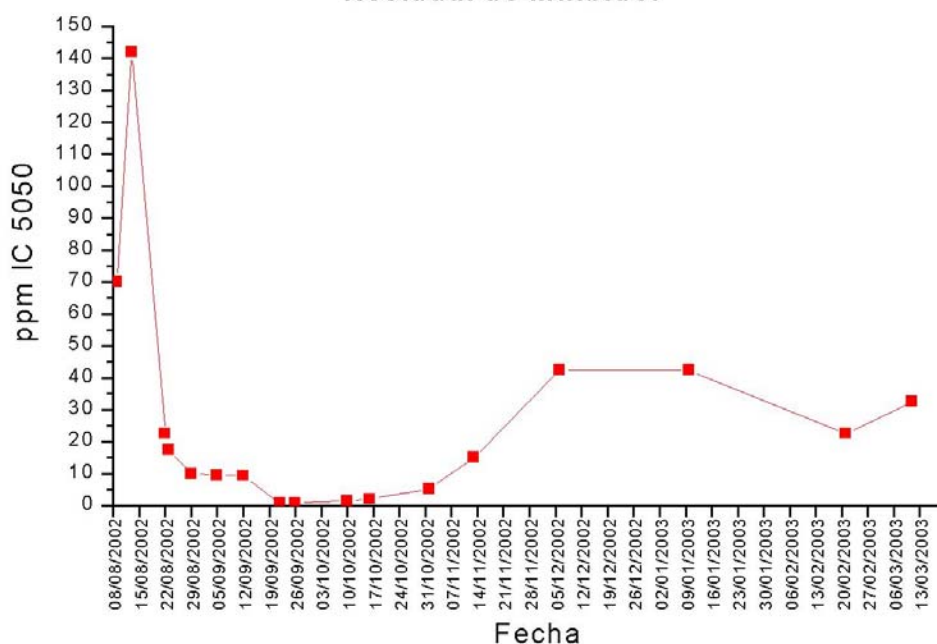


Figura 12

La observación y análisis de los datos de residuales de inhibidor de incrustaciones graficados en la Figura 12 permite estimar el volumen de producto químico inhibidor de incrustaciones retornado con la producción del pozo, y, a partir de ello, el volumen del mismo que aún permanece en formación. Para este pozo, el volumen de producto químico inhibidor de incrustaciones extraído del pozo con la producción del mismo es de aproximadamente un 29% de lo inyectado a formación. Considerando que en la práctica sólo retornan las dos terceras partes del volumen de inhibidor de incrustaciones inyectado [8], y proyectando el caudal de agua producido y los residuales actuales de producto en el tiempo, se puede predecir que la vida útil del tratamiento alcanzará holgadamente el período de 12 meses preestablecido.

Conclusiones

El análisis de la información presentada, transcurridos 8 meses desde la realización de los tratamientos por squeeze con inhibidor de incrustaciones en los pozos ChLSN-1002 y ChLS-1069 del yacimiento El Portón, nos permite arribar a las siguientes conclusiones generales:

- Hasta el momento, los squeezes han probado ser **muy eficaces** en el control de las incrustaciones, lo que se evidencia en el seguimiento de la producción de los pozos tratados y en la observación periódica de las cartas amperométricas de las bombas electrosumergibles de extracción. Constituyen por añadidura el único método de inhibición química de incrustaciones que protege no sólo la instalación de producción, sino también la formación.
- El inhibidor de incrustaciones ha sido probablemente desplazado un radio excesivo dentro de la formación, lo que queda evidenciado por la significativa diferencia entre el volumen calculado de producto retornado con la producción del pozo respecto del volumen total de producto inyectado. Se sugiere para futuros tratamientos la dilución del producto químico en el volumen de agua tratada correspondiente al desplazamiento dentro de formación [8,16]. Esto permitiría obtener una distribución más homogénea del producto químico dentro del radio de penetración estimado. El efecto de esta y otras modificaciones orientadas hacia la optimización del diseño y ejecución de los tratamientos puede simularse mediante el auxilio

de un software específico [20-23], cuya adquisición o desarrollo por parte de la empresa de productos químicos y servicios para la producción es parte de un proyecto a corto plazo.

- El inhibidor de incrustaciones podría haber ingresando también, en gran medida, en punzados menos productivos de la capa tratada. Esto, conjuntamente con lo expuesto en el punto anterior, justifica la medición de algunos residuales bajos de producto. Se aconseja, para aumentar la efectividad de futuros tratamientos, la incorporación de un agente divergente que permita lograr una distribución más homogénea del producto químico en toda la capa punzada [24, 25]. El efecto logrado con estos productos puede también modelarse y simularse mediante el empleo programas específicos [26].
- Para casos como el del pozo ChLSN-1002, en los que la Producción Bruta alcanzada luego de efectuado el squeeze con inhibidor de incrustaciones es sensiblemente inferior a la de referencia, es conveniente reformular el Parámetro 1 de evaluación de la eficiencia del tratamiento.

Referencias

- [1] A.F. Clemmit, A.G. Hunton y B. Riley. *The Dissolution of Scales in Oilfield Systems*. SPE 14010, 1985.
- [2] R.S. Schechter. *Oil Well Stimulation*. Prentice-Hall Inc.; 1992.
- [3] J.E. Oddo y M.T. Tomson. *Why Scale Forms in the Oil Field and Methods to Prevent it*. SPE Production and Facilities, 1994.
- [4] O.J. Vetter. *The Chemical Squeeze Process – Some New Information on Some Old Misconceptions*. J. Pet. Tech, p. 339-353, Mar. 1973.
- [5] G.E. King y S.L. Warden. *Introductory Work in Scale Inhibitor Squeeze Performance: Core Test and Field Results*. SPE 18485, 1989.
- [6] K.S. Sorbie, A.C. Todd, R.M.S. Wat y T. McClosky. *Derivation of Scale Inhibitors Isotherms for Sandstone Reservoirs*. Royal Society of Chemistry Symposium Session “Chemicals in the Oil Industry”; Imperial College, Londres, 1991.
- [7] C.J. Hinrichsen y M.C. Edgerton. *Preventing Scale Deposition in Oil Production Facilities*. IBC Fourth International Conference on Advances in Solving Oilfield Scaling; Aberdeen, Scotland, 1998.
- [8] H. J. López. *Curso de Selección de Productos para Corrosión, Incrustaciones y Parafinas*. Publicación interna de la División Productos Químicos de Bolland y Cia. S.A.; Buenos Aires, 2000.
- [9] J.L. Przybylinski. *Adsorption and Desorption Characteristics of Mineral Scale Inhibitors as Related to the Design of Squeeze Treatment*. SPE 18486, 1989.
- [10] J.E. Pardue. *A New Inhibitor for Scale Squeeze Applications*. SPE 21023, 1991.
- [11] A.T. Kan, P.B. Yan, J.E. Oddo y M.B. Tomson. *Sorption and Fate of Phosphonate Scale Inhibitor in the Sandstone Reservoir: Studied by Laboratory Apparatus With Core Material*. SPE 21714, 1991.
- [12] A.T. Kan, X. Cao, X. Yan, J.E. Oddo y M.B. Tomson. *The Transport of Chemical Scale Inhibitors and Its Importance to the Squeeze Procedure*. Paper N° 33, NACE Annual Conference and Corrosion Show; Nashville, TN, 27 Apr. – 1 May, 1992.
- [13] K.S. Sorbie, M.D. Yuan, P. Chen, A.C. Todd y R.M.S. Wat. *The Effect of pH on the Adsorption and Transport of Phosphonate Scale Inhibitor Through Porous Media*. SPE 25165, 1993.
- [14] K.S. Sorbie, P. Jiang, M.D. Yuan, P. Chen, M.M. Jordan y A.C. Todd. *The Effect of pH, Calcium and Temperature on the Adsorption and Transport of Phosphonate Inhibitor onto Consolidated and Crushed Sandstone*. SPE 26605, 1993.
- [15] G.M. Graham y K.S. Sorbie. *The Effect of Molecular Weight on the Adsorption/Desorption Characteristics of Polymeric Scale Inhibitor on Silica Sands and in Sandstone Cores*. SPE 25165, 1993.

- [16] M.M. Jordan, K.S. Sorbie, P. Griffin, S. Hennessey, K.E. Hourston y P. Waterhouse. *Scale Inhibitor Adsorption/Desorption vs. Precipitation: The Potential for Extending Squeeze Life while Minimising Formation Damage*. SPE 30106, 1995.
- [17] M.M. Jordan, K.S. Sorbie, G.M. Graham, K. Taylor, K.E. Hourston y S. Hennessey. *The Correct Selection and Application Methods for Adsorption and Precipitation Scale Inhibitors for Squeeze Treatments in North Sea Oilfields*. SPE 31125, 1996.
- [18] K. Ramstad, T. Tydal, E. Ellersten y T. Jakobsen. *Precipitation and Deposition of CaCO₃. Laboratory Studies and Field Experience*. NIF Tenth International Oil Field Chemicals Symposium; Fagernes, Noruega, 1999.
- [19] O.J. Vetter, V. Kandarpa y A. Harouaka. *Prediction of Scale Problems due to Injection of Incompatible Waters*. J. Pet. Tech., p. 273-284, Feb.1982.
- [20] L.R. Zhang, K.S. Sorbie y E.J. Mackay. *Modelling Scale Inhibitor Squeeze Treatments in Horizontal Wells: Model Development and Application*. SPE 37140, 1996.
- [21] E.J. Mackay, A.P. Matharu, K.S. Sorbie, M.M. Jordan y R. Tomlins. *Modelling of Scale Inhibitor Treatments in Horizontal Wells: Application to the Alba Field*. SPE 39452, 1998.
- [22] E.J. Mackay y K.S. Sorbie. *Simulation of Scale Inhibitor Treatments in Horizontal Wells Using Existing Full Field Models*. NIF Ninth International Oil Field Chemicals Symposium; Geilo, Noruega, 1998.
- [23] E.J. Mackay. *SQUEEZE Modelling: Current Best Practice and New Capabilities*. SPE 68326, 2001.
- [24] H.C. Lau. *Laboratory Development and Field Testing of Succinoglycan as Fluid-Loss-Control Fluid*. SPE 26724, 1993.
- [25] M.M. Jordan, M.C. Edgerton, J. Cole-Hamilton y K. Mackin. *The Application of Wax Divertor to Allow Successful Scale Inhibitor Squeeze Treatment to Sub Sea Horizontal Wells, North Sea Basin*. SPE 49196, 1998.
- [26] N.A. Menzies, E.J. Mackay y K.S. Sorbie. *Modelling of Gel Diverter Placement in Horizontal Wells*. SPE 56742, 1999.