



OPTIMIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE DESALOJO DE CARGA LÍQUIDA PARA EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE GAS EN EL YACIMIENTO PUESTO CORTADERA

Marcos Rouret, Oilstone, mrouret@oilstone.com.ar; Denis Mercado, Oilstone, dmercado@oilstone.com.ar; Elio Morell, Oilstone, emorell@oilstone.com.ar; Natalia Irazuzta, Bolland, nirazuzta@bolland.com.ar; Carlos De la Cruz Vivanco, Bolland, ccvivanco@bolland.com.ar; Fernando Serén, Bolland, fseren@bolland.com.ar

Palabras claves

Carga líquida, Espumante, Gas húmedo

Resumen

Puesto Cortadera es un yacimiento que se encuentra en producción desde 2006, con objetivo gas en la formación Molles. Se trata de una formación de gas húmedo en la que, con el paso del tiempo, comenzaron a observarse declinaciones bruscas de producción, que fueron atribuidas a la acumulación de carga líquida en el pozo. Esto fue constatado mediante la realización de gradientes dinámicos de presión, entre otros indicadores.

Oilstone Energía S.A. se especializa en la producción de yacimientos maduros, mediante la búsqueda de tecnologías que permitan maximizar la relación producción/costo. Dentro de este marco, se optó, en primera instancia, por desalojar la carga líquida mediante agentes espumantes sólidos. Este tratamiento permitió lograr el objetivo de alivio de carga líquida a bajo costo. Sin embargo, presentaba algunos problemas, tanto desde el punto de vista operativo, como productivo, siendo los más relevantes la pérdida de producción por la intermitencia de la misma y la demanda de personal.

Estas dificultades se evidenciaron sobre todo en el pozo PuCo-14, por lo que se decidió buscar alternativas para el desalojo de la carga líquida. Dentro de estas alternativas, se decidió avanzar con la aplicación de espumante líquido mediante capilar a fondo de pozo. Se realizaron estudios para la selección del agente espumante, el material del capilar y la determinación de la profundidad óptima de aplicación. La puesta en marcha del proyecto requirió una etapa de aprendizaje, en la que se realizaron ajustes, tanto del producto químico como del caudal de dosificación. Luego de este periodo, se logró la estabilización de producción del pozo, en un caudal de gas equivalente a los máximos valores puntuales alcanzados anteriormente mediante la aplicación de espumante sólido.

Con el incremental de gas obtenido, se logró recuperar la inversión dentro del segundo mes desde la instalación del capilar y se alcanzó una ganancia adicional de 19,5 KUSD/mes. Estos resultados evidenciaron oportunidades de optimización en pozos con características similares, mediante la aplicación de esta modalidad de tratamiento.

Abstract

Puesto Cortadera field is in production since 2006, with its target at Molles gas formation. This is a wet gas formation in which, as time passed by, sudden production declines were observed, which were attributed to well liquid loading. This was confirmed by performing dynamic pressure gradients, among other indicators.

Oilstone Energía S.A. is specialized in producing from mature fields, looking for technologies that maximize the production/cost ratio. Within this framework, it was decided, at first instance, to unload liquid by using solid foaming agents. This treatment allowed to achieve the objective of unloading liquid at low cost. Nevertheless, it had some drawbacks, both from operational and productive points of view, being most relevant the loss of production due to its intermittence, and the personnel demand.

These difficulties were overly observed at the PuCo-14 well, hence, it was decided to seek for liquid unloading alternatives. Among these alternatives, it was decided to apply a liquid foaming agent at the bottom of the well through a capillary tube. Studies were performed to select the foaming agent and capillary material, as well as to determine the optimum application depth. The project start-up required a learning stage, during which adjustments were made, both to the chemical product and to its dosage. After this period, well production stabilization was achieved, at a gas flowrate which was equivalent to the maximum values singularly achieved previously by solid foaming agent application.

The incremental gas production allowed to recover the investment within the second month since the capillary tube installation and an additional profit of 19.5 KUSD/month was achieved. These results brought out opportunities for the optimization of wells with similar characteristics, by applying this type of treatment.

Introducción

El yacimiento Puesto Cortadera, operado por Oilstone Energía, produce de una formación de gas húmedo, lo cual genera declinaciones de presión bruscas con el paso del tiempo, por la acumulación de carga líquida.

La carga líquida es un fenómeno que afecta a pozos gasíferos cuando la velocidad asociada al caudal de producción del pozo es menor a la velocidad crítica. Existen diversos criterios para establecer la velocidad crítica, siendo el de Turner uno de los más usados. Se define la velocidad crítica de Turner como la mínima velocidad de flujo de gas requerida en la sección de análisis para arrastrar gotas de líquido hacia la superficie (Sanni 2018). Tal como se observa en la Figura 1, cuando la velocidad de flujo es inferior a la crítica de Turner, comienza a acumularse líquido en el pozo, generando una contrapresión sobre los punzados. Esta contrapresión provoca una merma en el aporte de caudal de gas desde el reservorio hacia el pozo, ya que es mayor la pérdida de carga a vencer. Si este efecto no se resuelve, con el paso del tiempo, se seguirá acumulando líquido hasta un punto tal que la presión de la columna hidrostática igualará a la presión de carga de los punzados y se llegará a una merma total de producción, condición en que se dice que el pozo se encuentra ahogado (Joseph et al 2013).

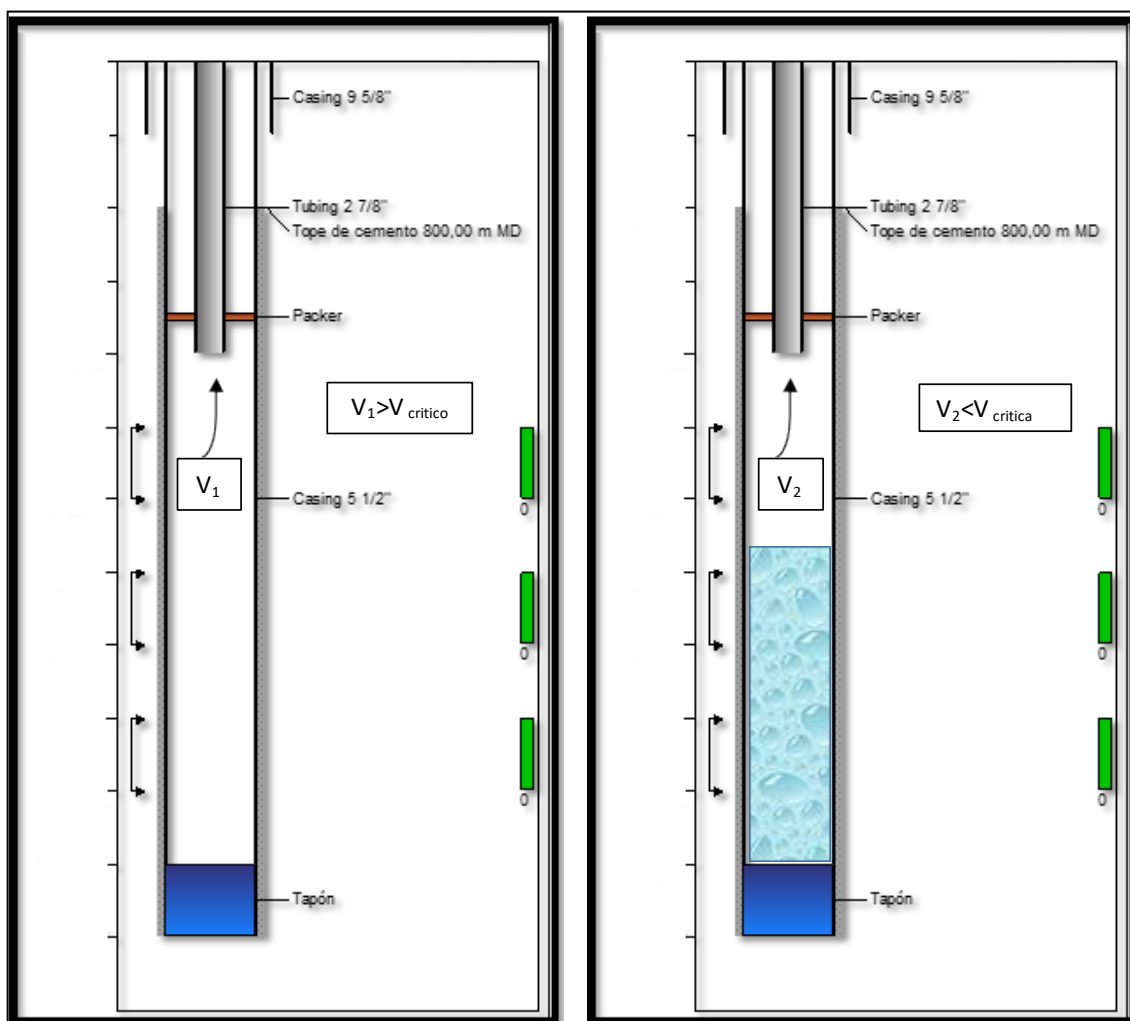


Figura 1. Acumulación de carga líquida en un pozo.

En este trabajo se desarrolla la experiencia de un pozo del yacimiento Puesto Cortadera, en el que se observó acumulación de carga líquida.

Antecedentes

El pozo PuCo-14 fue fracturado en enero de 2013 con objetivo gas en la formación Molles. Inicialmente tuvo un caudal de producción de 83000 m³/d, con presencia de líquido en superficie. Con este caudal, la velocidad de flujo era muy superior a la velocidad crítica de Turner, por lo cual el líquido era arrastrado a superficie y el caudal de producción tenía una declinación estable (curva de declinación 1 en la Figura 2). En agosto de 2017 comienzan a observarse caídas de producción escalonadas, como consecuencia de acumulación de carga líquida, constatada mediante un gradiente dinámico de presión (curva de declinación 2). Para resolver este inconveniente, en octubre de 2017 se realizaron pruebas aplicando un agente espumante sólido (velas), el cual permite reducir la densidad de la columna de líquido por formación de espuma, lo que facilita su descarga (Sevic y Solesa 2006). Esto dio como resultado un incremental de caudal de gas durante un corto periodo de tiempo como consecuencia del desalojo de carga líquida observado en superficie. Luego de este experimento, se definió una frecuencia de aplicación y se comenzó a tratar el pozo de esta manera. Este tratamiento permitió lograr el objetivo de alivio de carga líquida a bajo costo, sin embargo,

presentaba inconvenientes, tanto desde el punto de vista operativo, como productivo. Uno de los problemas más relevantes era la pérdida de producción por la intermitencia de la misma, generando un promedio de producción inferior al potencial del pozo. Por otro lado, la aplicación de velas requería una alta demanda de personal. Sin embargo, este tratamiento permitió disminuir la tasa de declinación anual, tal como se observa en la curva de declinación 3.

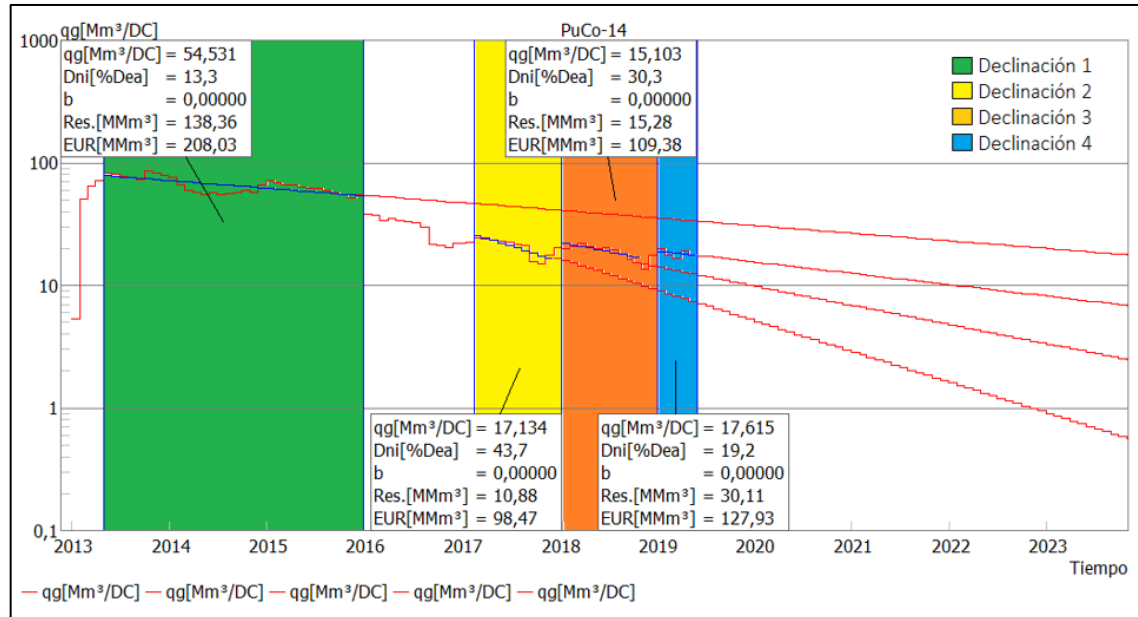


Figura 2. Historia de producción del pozo PuCo-14.

Aplicación de espumígeno en otros yacimientos

En la actualidad se aplica tratamiento con espumantes para el alivio de carga líquida en varios yacimientos de la cuenca Neuquina. Ha demostrado ser una metodología versátil, ya que abarca distintas condiciones de aplicación.

De manera particular, se presentan pozos con una producción inicial de 1000 m³/d, o en condición de ahogo, que frente a la aplicación de espumante mediante capilar incrementan su producción en un 200/300% y aun así resulta factible el tratamiento en términos económicos. Es el caso de aplicación en pozos que se encuentran dentro del límite de aplicabilidad, en yacimientos maduros. En el extremo opuesto del espectro, se encuentran pozos que producen de una formación tight con una presión de formación de 200 kg/cm² y presentan acumulación de líquidos desde los primeros estadios de producción.

También se cuenta con la experiencia de pozos con corte del 95% de condensado, en los que a través de la formulación de un producto acondicionado es posible la estabilización de la producción a través del alivio de la carga líquida (Salas et al 2017).

Ejecución del Ensayo

Diseño/selección del tratamiento

El diseño del tratamiento con agente espumante líquido aplicado en forma continua comprende: (1) selección del agente espumante adecuado para los fluidos del pozo, (2) selección del sistema capilar que se instalará en el pozo, y (3) determinación de la profundidad de aplicación.

(1) Selección del agente espumante. En una primera instancia, se seleccionó un agente espumante no iónico/anfótero (E3) con características similares al espumante sólido (E4) que se utilizaba anteriormente en el pozo y que se quería reemplazar, mientras se esperaban los resultados de ensayos de laboratorio adicionales para la selección de un agente espumante líquido. En laboratorio, empleando fluidos producidos por el pozo PuCo-14, con 90% de hidrocarburo y 10% de agua, se evaluó la performance espumante de un tensoactivo aniónico/anfótero (E1) y dos tensoactivos de tipo no iónico/anfótero (E2 y E3). Se realizaron ensayos de burbujeo para la determinación de la velocidad de formación y ruptura de la espuma y para determinar el arrastre de líquido mediante una adaptación de la norma ASTM D 892. Es deseable que la espuma se forme rápidamente, pero que tenga baja velocidad de ruptura, para asegurar su estabilidad mientras fluye en el pozo. No obstante, debe ser posible romperla en superficie, ya sea de manera natural, o mediante el uso de agentes antiespumantes. Además, la espuma debe ser capaz de arrastrar un gran volumen de líquido. Los resultados de los ensayos de formación y ruptura de espuma se presentan en la Figura 3 y la Figura 4, respectivamente. Puede observarse que el espumante E1 es capaz de formar un gran volumen de espuma rápidamente, seguido en performance por E2, siendo E3 el de desempeño más pobre. En cuanto al ensayo de ruptura, la espuma más estable en el tiempo es la formada por E2, seguida por E1. Nuevamente, el tensoactivo E3 fue el de peor performance. Por esta razón, los ensayos de arrastre de líquido fueron realizados únicamente con los espumantes E1 y E2. Los resultados de la Tabla 1 muestran que ambos tensoactivos tienen buena capacidad de arrastre de líquido, teniendo E2 un desempeño levemente mejor.

Los resultados de los ensayos de laboratorio permitieron concluir que tanto E1 como E2 podrían ser utilizados en el pozo PuCo-14. El espumante E1 había sido empleado exitosamente en otro pozo, por lo que fue seleccionado para este caso.

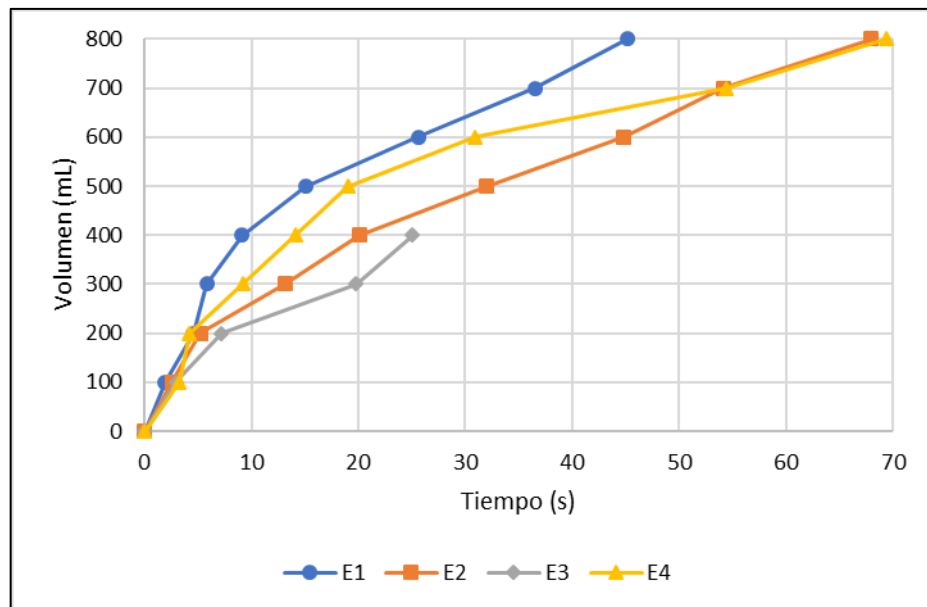


Figura 3. Ensayo de formación de espuma, empleando agentes espumantes a 7500 ppm.

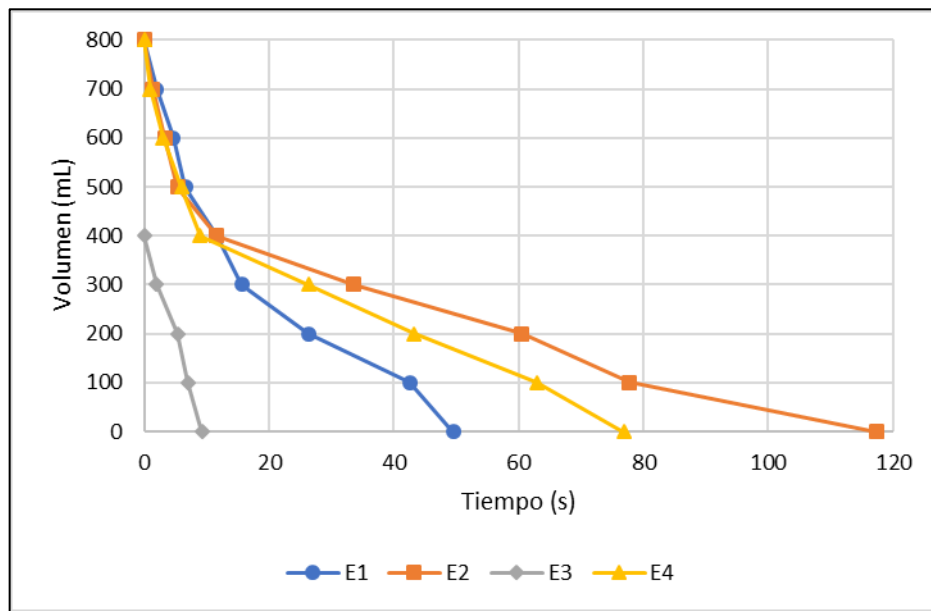


Figura 4. Ensayo de ruptura de espuma, empleando agentes espumantes a 7500 ppm.

Tabla 1. Ensayo de desplazamiento de fluido por arrastre, empleando agentes espumantes a 7500 ppm.

Agente espumante	Fluido desplazado (%)
E1	25
E2	39
E4	49

Además, todos los productos se ensayaron en términos de estabilidad a las condiciones de fondo de pozo, teniendo en cuenta que los mismos serían aplicados a través de capilar.

(2) Selección del sistema capilar. El sistema capilar está compuesto por el arreglo de superficie, el capilar y el arreglo de fondo (BHA).

El arreglo de superficie queda condicionado a la instalación del pozo y las presiones de operación.

Para llevar a cabo la selección del capilar se tienen en cuenta una serie de factores. El principal condicionante es el fluido al cual va a estar expuesto, es decir, el agua del pozo. Tomando la salinidad y el pH del agua se determina qué material se encuentra dentro del rango de aplicación, luego se ajusta en caso de estar en presencia de gases corrosivos. Para el pozo en particular, el material que resultó de la selección fue el DUPLEX2205.

Para seleccionar el arreglo de fondo se tienen en cuenta las presiones de trabajo, la inclinación del pozo, en caso de que la presente, cambios relevantes en el diámetro o características estructurales del pozo. Para este caso, se seleccionó la válvula dosificadora no seteadada junto con una barra de peso para compensar la memoria del capilar y facilitar el descenso. El pozo no cuenta con cambios de diámetro y no es desviado.

Para la determinación de la profundidad de instalación del BHA, debe considerarse el aporte de producción de cada capa punzada. Al no disponer de datos de un PLT por capas, se tuvo en cuenta el ensayo del pozo efectuado en la terminación, posicionando el BHA en los punzados fracturados y con mayor aporte de gas, ubicados en la zona inferior del pozo (1585 mbbp).

Ensayo de campo

Luego de instalado el sistema de aplicación de espumígeno por capilar, se comenzó con el monitoreo de distintas variables para evaluar la efectividad del tratamiento. Las variables consideradas fueron las siguientes:

- Caudal de gas: empleando un separador de gas con salida a tanque de control, se estudió el comportamiento del pozo de manera continua durante un lapso de 45 días, con el objetivo de tener una medición promedio por hora.
- Presión en boca de pozo: se colocó un manómetro digital con un registro de un dato por minuto, para registrar cambios de presión atribuibles a la acumulación de carga líquida.
- Caudal de líquido: se determinó el aporte de líquido en promedios diarios, empleando el tanque de control.
- Producción de espuma en superficie: empleando una bamboleta en boca de pozo, se estudió la presencia de espuma de manera cualitativa.

En función de estos cuatro parámetros, se tomaron decisiones tendientes a optimizar la aplicación del agente espumante.

Resultados

En la Figura 5 se observa el caudal de producción de gas en función del tiempo, detallando los distintos productos y dosis aplicados en el pozo PuCo-14. Antes de comenzar el ensayo con capilar, se observa un período de aplicación de velas espumantes E4, que demuestra lo explicado en la sección “Antecedentes” sobre la intermitencia de la producción. Se observan 5 periodos de cierre, con caídas bruscas de producción en el lapso de 1-2 días como consecuencia de la acumulación de carga líquida una vez que cesa el efecto del espumante. Posteriormente, el 07/11, se realizó la instalación del sistema capilar y se comenzó el tratamiento con agente espumante E3, con una aplicación inicial de 50 litros y una dosis continua de 10 L/d. Esta dosis fue modificada dos veces en el transcurso de 10 días y se realizaron pruebas simultáneas de cierre para recuperar presión, con resultados negativos. El día 16/11 se recibió el informe con los resultados de los ensayos de selección de producto, por lo cual se decidió reemplazar el producto E3 por el E1, a razón de 32 L/d. de la misma manera que con E3, se realizaron cambios de dosis y cierres para evaluar el comportamiento del pozo, ya que no se alcanzaban los caudales de producción esperados. El día 22/11 se realizó una prueba de cierre y apertura a presión atmosférica controlada, evidenciando la producción de un fluido de alta viscosidad, que contenía una emulsión favorecida por la presencia de restos de espumantes E3 y E4, y por la presencia de sólidos de sulfuro. Del 25 al 28/11, el pozo estuvo cerrado debido a un paro de planta programado, y cuando se puso en marcha, se observó un incremento notable de producción, que alcanzó los valores máximos evidenciados anteriormente con la aplicación de velas E4. El caudal se estabilizó y se mantuvo en 23 Km³/d. La Figura 6 muestra la efectividad del tratamiento con agente espumante líquido, una vez que se logró la optimización de la dosis aplicada.

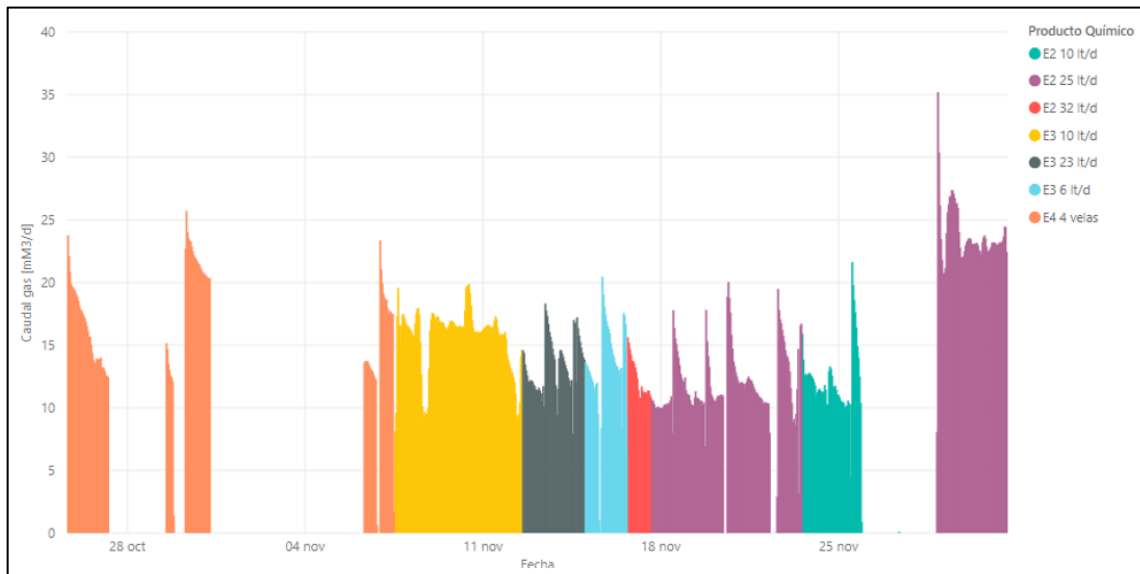


Figura 5. Producción de gas durante la optimización del tratamiento con agentes espumantes.

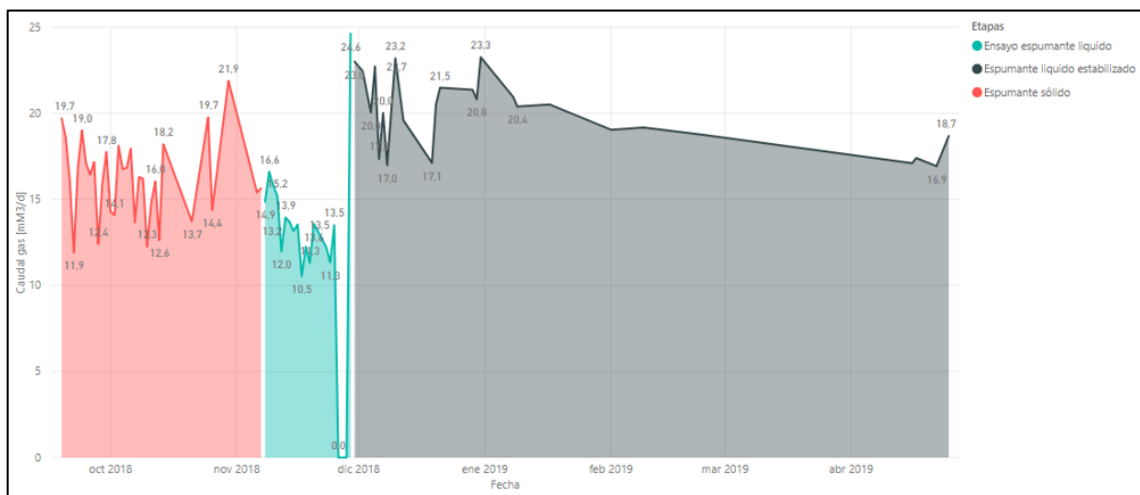


Figura 6. Estabilización de la producción de gas luego de la optimización del tratamiento con agente espumante.

Análisis Económico

Para el análisis económico del proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes variables:

- Costo inicial de materiales e instalación del capilar.
- Costo incremental mensual por cambio de producto químico.
- Ingresos mensuales por incremento de producción de gas.

El costo inicial del proyecto contemplaba el servicio de instalación de este sistema, más los materiales involucrados en el conjunto de fondo y superficie:

Total costos de instalación: **13,7 KUSD**

Antes de la instalación de capilar, el pozo era tratado con aproximadamente un balde de 45 velas mensuales. Al reemplazar esto con la aplicación del producto químico en modalidad continua por capilar, a razón de 15 L/día, se tuvo un incremental mensual en el consumo de producto químico.

Total costos incrementales producto químico: **1,5 KUSD/mes**

En cuanto se logró estabilizar la producción del pozo, a partir del segundo mes, se observó un incremental inicial de gas de aproximadamente 5,5 Km³/d que equivale a un aumento del 35% del caudal previo a la instalación del capilar. Este caudal fue declinando por condiciones naturales del reservorio, con una tasa neta anual de 19,2% (Figura 2).

Total ganancia inicial por incremental de gas: **21,3 KUSD/mes**

Siendo estos los únicos costos involucrados, se recuperó la inversión en el segundo mes luego de instalado el capilar (Figura 7), dejando ganancias luego de este período de **19,5 KUSD/mes**, declinando según la tasa mencionada anteriormente (Figura 8).

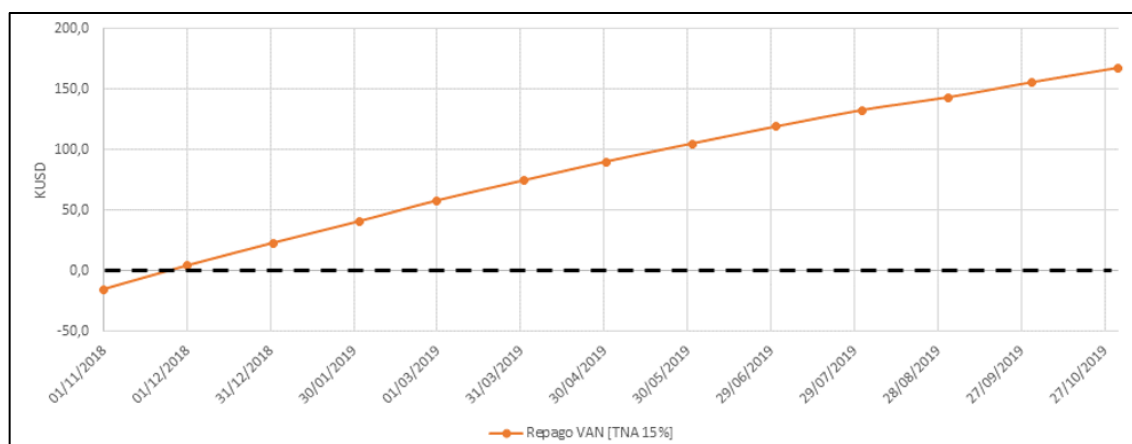


Figura 7. Periodo de repago.

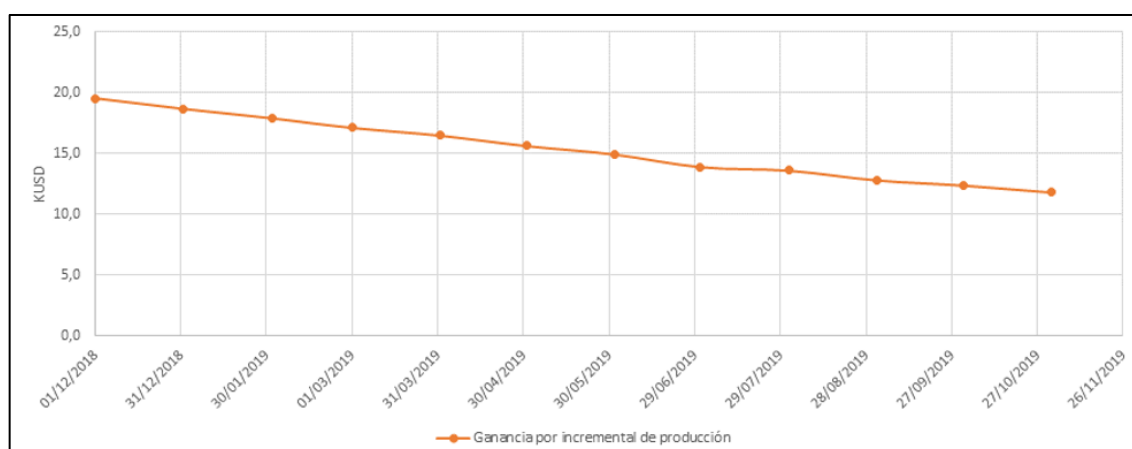


Figura 8. Ganancias por incremental de producción.

Conclusiones

Los pozos gasíferos del yacimiento Puesto Cortadera presentan problemas de acumulación de carga líquida, lo cual afecta negativamente a la producción. Una alternativa efectiva y de bajo costo para desalojar el líquido es la aplicación de agentes espumantes, los cuales alivian la columna hidrostática por formación de espuma de baja densidad. En el caso del pozo PuCo-14, se hizo un primer ensayo con un espumante sólido aplicado intermitentemente, el cual era efectivo, pero presentaba inconvenientes, tanto desde el punto de vista operativo, como productivo. Una mejor alternativa fue la aplicación continua de un agente espumante líquido, mediante la instalación de un capilar a fondo de pozo. Este método de aplicación eliminó la intermitencia, con lo cual se logró un caudal de producción mayor y una tasa de declinación inferior. El incremento de producción de gas permitió recuperar la inversión en el segundo mes desde la instalación del capilar. Además, se logró un incremental de ganancias de 19,5 KUSD/mes. Estos resultados son alentadores para su replicación en otros pozos del yacimiento.

La realización de estudios de laboratorio para la selección del agente espumante fue imprescindible para el éxito del tratamiento. No obstante, se requirió un periodo de un mes para optimizar el espumante y la dosis de aplicación en campo.

Referencias

Joseph A., Sand C.M., Ajienka J.A., 2013, “*Classification and Management of Liquid Loading in Gas Wells*”, artículo presentado en SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, agosto 2013.

Salas E., Cáceres R., Irazusta N., Scillato G., Orozco M., Serén F., 2017, “*Optimización de producción mediante la inyección de espumantes para alto corte de condensado a través de tubing capilar - Yacimiento Fernández Oro*”, artículo presentado en las Jornadas de Desarrollo y Producción de Gas, IAPG, Neuquén, noviembre 2017.

Sanni M., 2018, “*Petroleum Engineering: Principles, Calculations, and Workflows*”, Wiley.

Sevic S., Solesa M., 2006, “*Production Optimization Challenges of Gas Wells with Liquid Loading Problem Using Foaming Agents*”, artículo presentado en SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscú, Rusia, octubre 2006.

Autores

Marcos Rouret es Ingeniero en Petróleo egresado de la Universidad Nacional del Comahue. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Producción en Oilstone Energía S.A., donde comenzó su trayectoria laboral como Asistente Técnico de Ingeniería. (Orador)

Denis Mercado es Ingeniero Químico graduado de la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Neuquén. En la actualidad, se desempeña como Ingeniero de Producción en Oilstone Energía S.A., donde anteriormente ejerció la función de Ingeniero de Aplicaciones Químicas. (Orador)

Elio Morell es Técnico Químico y se desempeña como Supervisor de Tratamientos Químicos en Oilstone Energía S.A. Posee una amplia experiencia en tratamientos para pozos e instalaciones de superficie y anteriormente fue Supervisor de Tratamientos Químicos en Baker Hughes.

Natalia Irazuzta es Ingeniera Química egresada de la Universidad Nacional del Comahue. Posee un postgrado en la carrera de Especialización en Producción de Petróleo y Gas dictada por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Desde 2015, ejerce funciones como Ingeniera de Aplicación en el Área de Tratamientos Químicos de la empresa Bolland y Cía. S.A.U. (Oradora)

Carlos De la Cruz Vivanco es Máster en Ingeniería de Reservorios y Geociencia del Instituto Francés del Petróleo, Especialista en Producción de Petróleo y Gas del Instituto Tecnológico de Buenos Aires, e Ingeniero Químico de la Universidad Nacional del Comahue. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Aplicación y Ventas de Tratamientos Químicos en Bolland y Cía. S.A.U. Posee experiencia en recuperación mejorada de petróleo con surfactantes y polímeros, adquirida en el Consorcio EOR del IAPG y en BASF Alemania. (Orador)

Fernando Serén es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Nacional del Comahue. Actualmente se desempeña como Jefe de Ingeniería y Desarrollo Comercial para el servicio de Tratamientos Químicos de Bolland y Cía S.A.U., donde ha desarrollado una vasta trayectoria en tratamientos químicos.