

NUEVA TECNOLOGÍA DE ESPUMÍGENOS SÓLIDOS PARA TRATAR LA CARGA LÍQUIDA EN POZOS URBANOS CON INSTALACIONES COMPLEJAS

Verónica Irazuzta, Pluspetrol S.A., virazuzta@pluspetrol.net; Mara Lis Schenkel, Pluspetrol S.A., mschenkel@pluspetrol.net; Gisella Candia, Pluspetrol S.A., gcandia@pluspetrol.net; Marcos Jouli, Pluspetrol S.A., mjouli@pluspetrol.net; Sergio Agüero, Pluspetrol S.A., saguero@pluspetrol.net; Walter Perez, Suez WTS, walter.perez@suez.com; Miguel Bricco, Suez WTS, miguel.bricco@suez.com; Omar Reinoso, Suez WTS, omar.reinoso@suez.com

Palabras claves

Carga líquida. Espumígeno. Capilar. Válvula de SubSuperficie. Encapsulado.

Resumen

El Yacimiento Centenario (Neuquén), se considera un yacimiento maduro de gas y los problemas de carga líquida en los pozos se manifiestan a partir de los 30 Mm³/d de gas, dejando a veces el 30% de los recursos recuperables remanentes sin drenar. Hasta 2015 estos problemas se mitigaban cotidianamente con la instalación de tubos capilares hasta fondo de pozo, dosificando surfactante líquido o bajando sargas de velocidad para reducir el caudal crítico y permitirle al pozo producir los líquidos.

Debido al avance urbano de la ciudad de Neuquén, durante el año 2015 se puso en marcha un plan de blindaje de operaciones que incluyó la colocación de válvula de subsuperficie como una segunda barrera ante un posible blow out por directa. Esta instalación de producción es incompatible con los métodos que se manejaban para la mitigación de carga líquida en los pozos maduros. La inestabilidad en los pozos de gas se incrementó generando pérdidas de producción de hasta el 70% en algunas áreas del yacimiento.

Durante 2018 y en línea con esta nueva problemática, se desarrolló en conjunto con Suez una tecnología de espumígeno encapsulado consistente en un carrier inerte y surfactante, que permite bombearlo en el pozo por directa y dosificar el surfactante durante 6 meses sin necesidad de instalar un capilar hasta fondo de pozo y un kit dosificador en la locación.

Actualmente el proyecto se encuentra en fase piloto. Inicialmente se realizó en un pozo con incremento de un 100% de producción diaria y alta estabilidad de producción de gas y líquidos. Además, se realizó la aplicación a 3 pozos más y en el momento de presentar este trabajo se encuentran con resultados preliminares. Contamos en el yacimiento con caudalímetros en boca de pozo que permite evaluar el proyecto de forma continua. En caso que los resultados sigan siendo positivos se espera expandir a más de 40 pozos.

La tecnología presenta diversas ventajas, entre las que se incluye la posibilidad de realizar mediciones físicas en el pozo durante la dosificación, evitar equipos dosificadores y recipientes en la locación del pozo, convivir con cualquier instalación posible en el pozo, entre otras. Los gradientes dinámicos realizados en los pozos de prueba demostraron una optimización en la presión de fondo de pozo frente a punzados de 7 kg/cm².

En este trabajo se explicarán lecciones aprendidas durante el diseño del producto y procedimientos para la incorporación del surfactante encapsulado al pozo, intervalos de dosificación y cantidad de producto.

Abstract

Centenario field (Neuquén) is considered a mature gas field and problems of liquid loading in wells occur from 30 Mm³/d of gas, sometimes leaving 30% of remaining recoverable resources undrained. Until 2015 these problems were daily mitigated by installing capillary tubing in the bottomhole and dosing liquid surfactant, or installing velocity strings to reduce the critical flow and allow the well to produce the liquids.

Due to urbanization of nearby areas, during 2015 operation shielding was implemented. This safeguard plan included the installation of subsurface valves as a second barrier to a possible blow out, even though they are incompatible with methods used to mitigate liquid load in mature wells. Instability in gas wells increased, resulting in losing up to 70% of production in some areas of the field.

During 2018 an encapsulated foam technology consisting of an inert carrier and surfactant was developed together with Suez WTS. This product can be pumped into the well through the production tubing maintaining a dosage of surfactant for 6 months, without the need of installing a capillary tubing downhole and a dosing kit at the well location.

The project is currently in test phase. It was carried out initially in one well with a 100% increase in daily production, as well as high stability of gas and liquid production.

In addition, three more wells were treated similarly, and by the time this work is presented we only have preliminary results. In order to evaluate this project continuous flow meters are being used. In case these positive results remain, it is expected that this application will be expanded to more than 40 wells.

This technology has several advantages. One of them is the possibility to run physical measurements during the treatment in order to continuously evaluate its performance and pressure changes. Another positive feature is to avoid installing pumps and chemical recipients at the location, making this suitable for urban fields. Dynamic gradients during the test wells showed a reduction of pressure bottomhole next to perforations of 7 kg/cm².

This work will show our experiences during the product design and the procedures to inject encapsulated surfactant into wells, dosage intervals and the quantity of product used.

Introducción

El Yacimiento Centenario cuenta con 124 pozos productores de gas activos. La arquitectura típica de entubación consiste en cañería de aislación 13 5/8" y 9 5/8", casing de producción 5 1/2" y cañería de producción 2 7/8" aislando la zona productiva con packer sobre los punzados.

Las formaciones productivas son Molles, Lajas y Quintuco. Estas en su mayoría producen por medio de la estimulación hidráulica. Más de la mitad de los pozos producen commingled.

La instalación de producción típica es poco beneficiosa para pozos con punzados en múltiples formaciones, dado que la sección de producción de 5 1/2" puede tener una longitud de hasta 1000 metros. Estas instalaciones fueron pensadas para el desarrollo inicial del Yacimiento cuando los pozos producían con mayor presión de reservorio y caudal. Actualmente los caudales críticos no superan los 30 Mm³/d generando la necesidad de emplear tecnologías para controlar la carga líquida.

Las tecnologías empleadas hasta la fecha incluyen la inyección continua de surfactante por capilar a fondo de pozo, instalación de velocity string, compresión en boca de pozo, producción intermitente de pozo en modo manual y automático, aplicación de velas surfactantes, etc.

El cambio en el diseño típico de instalación, el cual suma la válvula de subsuperficie como elemento de seguridad, impide el uso de la tecnología capilar. Tomando como antecedente la buena

performance del espumante líquido y el avance de la tecnología de encapsulados en la industria, se plantea el desarrollo de un producto encapsulado conteniendo el activo líquido espumante.

El piloto de tratamiento químico con encapsulados fue desarrollado para alcanzar una duración total de 6 meses, para observar resultados en el corto plazo y validar la tecnología, se planteó un periodo menor de tratamiento de prueba.

El pozo piloto inicial seleccionado fue tratado con un total de 80 kg de encapsulado entre aplicaciones. Con esta cantidad utilizada la estabilidad debería durar 22 días para que el piloto sea exitoso. Como resultado, se obtuvo un incremento de producción del 100% con respecto a su mayor producción (luego de un cierre) y alta estabilidad de producción de gas y líquidos durante 35 días.

Objetivo del desarrollo: descripción de la necesidad

El proyecto de optimización mediante aplicación de espumantes encapsulados para pozos de gas surge como consecuencia de la necesidad de encontrar una alternativa tecnológica y económicamente competitiva para mitigar la carga líquida, luego de la instalación de válvulas de subsuperficie en los pozos de gas por motivos de seguridad operativa.

El Yacimiento Centenario produce 2400 Mm³/d de gas libre proveniente de 124 pozos en extracción efectiva. El 98% de los pozos están entubados en casing de 5 ½" y producen a través de una instalación de producción de diámetro 2 7/8".

Más de la mitad de los pozos producen en conjunto de dos o tres formaciones (Molles-Lajas, Molles-Quintuco, por ejemplo) y esto genera que entre el primer y último punzado del pozo existan 1000 metros de cañería de diámetro del casing. Los caudales críticos en esta sección en general no superan los 30 Mm³/d, dependiendo del GLR del pozo, por lo que los pozos comienzan a producir de forma intermitente o se ahogan totalmente cuando alcanzan caudales de ese orden.

Según la declinación del pozo tipo del yacimiento, los pozos entrarían en una fase inestable luego de los 18 meses de producción. Además, son muy pocos los pozos en producción en la actualidad que producen de forma estable un caudal mayor a los 30 Mm³/d.

Hasta el año 2013 el problema de carga líquida en los pozos se trataba de forma eficiente a partir de la inyección de espumígeno por un capilar. En la actualidad, esta alternativa se vio paulatinamente desestimada debido a la necesidad de instalar válvulas de subsuperficie en los pozos de gas para cumplir con la doble barrera de seguridad durante la fase operativa.

La aplicación de velas surfactantes, por otro lado, no se pudo masificar porque presentaron resultados muy cortos de 1 a 2 días, por lo que se hacía operativamente imposible arrojar una vela por día en la totalidad de los pozos con diagnóstico de carga líquida del yacimiento. Adicionalmente se presentaron problemas de obstrucción en cañerías por la acumulación de velas en la tubería de producción.

Esto hizo necesario pensar en una alternativa de tratamiento que permitiera reemplazar la inyección de espumígenos desde boca de pozo a través de capilar para eliminar la carga líquida y así estabilizar la producción de los mismos y evitar el ahogue.

Tecnología de espumígenos

El tratamiento de pozos productores de gas con agentes espumantes es un método común, económico y efectivo para extraer agua de formación, condensada e hidrocarburo condensado. El fenómeno de acumulación de líquido en pozo es comúnmente llamado "carga líquida" (liquid loading), se produce cuando la presión y velocidad de ascenso del gas no es suficiente para elevar estos líquidos a superficie. La tasa de caudal mínima por debajo de la cual el líquido no puede ser arrastrado se le llama velocidad crítica para las condiciones de presión y diámetro de la instalación.

Estos surfactantes químicos, pueden ser aniónicos, catiónicos o anfóteros, y son diseñados para modificar las propiedades físicas de los líquidos como la tensión superficial, de forma tal que puedan reducir la velocidad crítica para las mismas condiciones del pozo, de esta forma puede evacuarse más carga líquida, dándole al pozo mejores condiciones para producir en forma continua y estable.

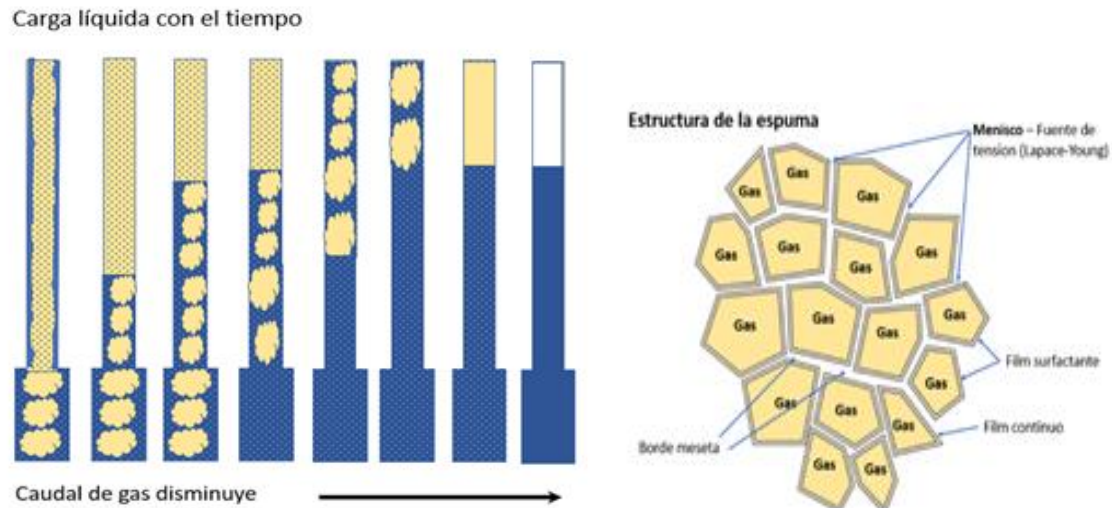
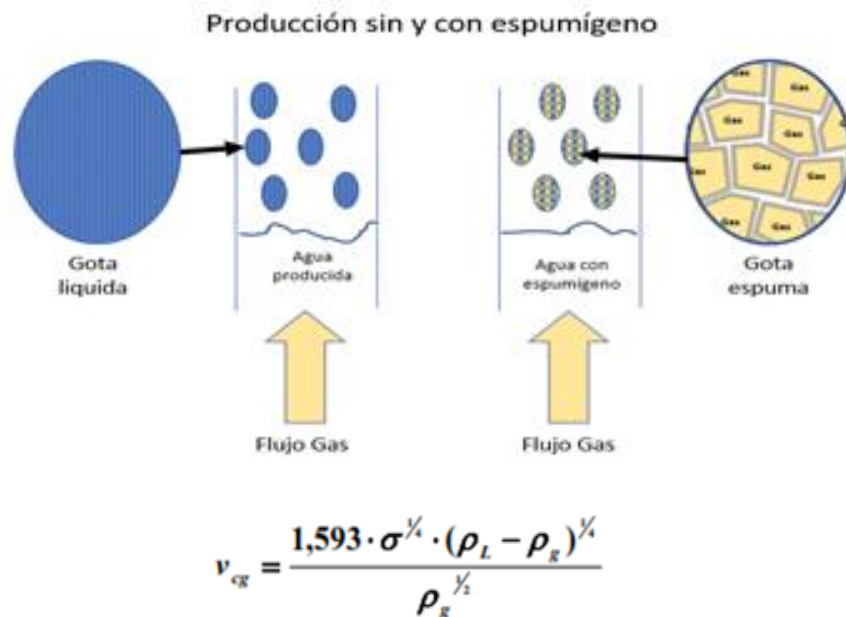


Figura 1 - Representación de la evolución de carga líquida en el tiempo.



Ecuación teórica de Turner donde:

σ : tensión superficial en dynas/cm²,

ρ_L : densidad del líquido en lbs/ft³

ρ_g : densidad del gas en lbs/ft³

V_{cg} : velocidad crítica del gas en ft/seg.

El espumígeno reduce la velocidad mínima para elevar los líquidos a superficie.

Para cada caso particular puede calcularse la velocidad mínima de flujo en función del diámetro de tubería para la presión del sistema, a partir de los gráficos de Coleman, y con esto verificar cuán cerca se está de generar un problema de carga líquida.

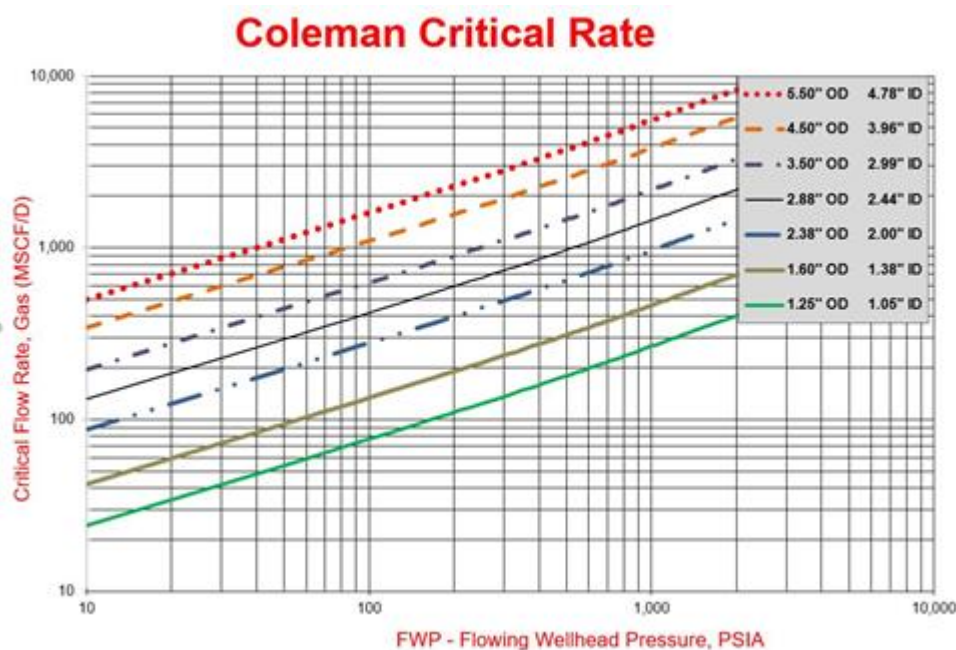


Figura 2- Correlación de Coleman.

Históricamente los agentes espumantes fueron aplicados en forma líquida por medio de la aplicación de batcheo o en forma continua, también en estado sólido tipo “velas” (sticks). No obstante, para este caso en particular, ninguna de estas opciones fueron válidas.

Para el caso en estudio, la alternativa del uso de encapsulados, tuvo como base de idea teórica de alojar en el fondo de pozo un producto que pueda liberar lentamente el activo espumígeno, de manera de que haya siempre activo disponible en el líquido del fondo de pozo, y en la medida que es barrido con la descarga de líquido hacia la superficie, sea renovado lentamente el activo para generar la espuma, hasta que este se agote. Además de esto, el desafío fue encontrar la manera práctica y segura de alojar el producto en el fondo del pozo.

La tecnología de encapsulados es relativamente reciente, y utiliza un tipo de sólido poroso, que le permite ser saturado con activos líquidos a través de modernas tecnologías específicas de fluidificación y adsorción. Están constituidos por esferas de sílica micronizada de tamaño variable (100 a 1200 micras), desarrolladas con características específicas de porosidad y permeabilidad, que contienen en el interior de su estructura el principio el activo. No presentan propiedades líquidas

aparentes, y se manipulan como si fueran sólidos granulados, de forma tal que no exudan ni generan humedad al tacto.

En este caso se realizaron más de 15 ensayos de granulometría, pasando por el agregado de excipientes para generar pastillas de mayor peso que pudieran caer por gravedad, las que deberían tener suficiente resistencia mecánica para las presiones del sistema. Luego de varios prototipos, algunos de los cuales llegaron a ensayarse en el pozo, se logró una adecuación del protocolo para asegurar el producto en el fondo.

Una vez alojado el producto en el fondo del pozo, comienza la difusión del activo en el agua del lecho estático en el fondo, así se genera una saturación del líquido circundante, produciendo un gradiente de concentraciones, que es el motor para la difusión del activo según la ley de Fick. En la medida que la producción de gas y líquidos se transportan, barren el activo en el agua próxima al nivel del pozo, y así se inicia un mecanismo motor de difusión, del medio más concentrado (el centro de la esfera porosa) hacia el menos concentrado (capa laminar de líquido circundante de la esfera), y del mismo modo la difusión continua desde esa capa al líquido circundante y hacia el nivel superior de agua y condensado, de manera que esta difusión se mantiene en la medida que el fluido de producción continua barriendo el líquido con el activo, y llevándolo a superficie, asegurando así el gradiente de concentraciones entre el lecho de encapsulados y el nivel superior de agua.

Aquí juega un papel importante la difusividad (D) del activo en el agua producida, como así también la convección que haya por el movimiento y turbulencia de la dinámica de los fluidos, que puede cambiar bastante de pozo a pozo.

La velocidad de difusión es un mecanismo muy complejo que depende de las especies químicas específicas, de sus características físico-químicas, de las concentraciones, de la temperatura y presión de fondo, de la geometría de la instalación, por lo que la dosis a aplicar del producto se determina en forma empírica en el ensayo de pozo, tomando como base de referencia y estimación lo observado en el ensayo laboratorio y los datos operativos de producción de agua, condensado y gas.

Comparación entre tecnologías evaluadas

A continuación se presenta una tabla resumen con las tecnologías evaluadas en el Yacimiento, con sus ventajas y desventajas. Como ya se expresó con anterioridad, el capilar es una solución satisfactoria para los pozos del yacimiento, pero se debió pensar en otra alternativa debido a la instalación actual de los pozos.

Tecnología	Velas espumantes	Espumígeno sólido	Capilar
Descripción	Se arrojan velas espumígenas desde boca de pozo. La duración del tratamiento es acotada porque la vela se disuelve instantáneamente.	Se bachea junto a espumígeno líquido desde boca de pozo. Posee un carrier que hace que la aplicación del espumígeno sea dosificada (no se disuelve instantáneamente). Se calcula cuánto duran los kg de producto sólido en función del caudal de líquidos del pozo. Esta tecnología se desarrolló debido a la incompatibilidad SCSSV y capilar.	Capilar instalado dentro del pozo por directa. Se dosifica surfactante líquido con skid y bomba en locación. Se puede ajustar caudal de surfactante.
Ventajas	*Fácil aplicación. *Económico.	*Libre pasaje en pozo para hacer mediciones físicas. *Aplicación óptima en pozos con válvula de subsuperficie. *Alta duración de tratamiento. *No hay bomba ni skid en locación (óptimo para Bajo Barda).	*Tecnología probada, efectiva en el yacimiento. *Se puede elegir profundidad óptima de dosificación. *Se puede modificar la dosis de surfactante.
Desventajas	*Duración limitada (1 día). El lanzador de velas tira una vela cada cierta cantidad de horas para superar esta limitación. *Malas experiencias de aplicación en el pasado. Fue necesario el equipo de alambre para calibrar considerando que se atascaban en el tubing.	*Tecnología en prueba. *Pueden quedar residuos de carrier en el pozo. *No se puede ajustar el punto de dosificación ni la dosis de surfactante. *Bloqueo de válvula de subsuperficie durante el bombeo.	*No se pueden realizar mediciones físicas durante tratamiento (GDPs, PLTs). *Bloqueo de válvula de subsuperficie. Si se cierran válvulas maestra o sobremaestra se corta el capilar.

Tabla 1- Comparación entre tecnologías para carga líquida.

Ensayos de laboratorio

Para este estudio, antes de comenzar la aplicación en campo se realizaron experimentos en laboratorio para evaluar el desempeño de los activos a ensayar. Se utilizaron los fluidos de producción tales como agua y condensado y los productos químicos a evaluar a diferentes condiciones. En caso de no contar con muestras de agua, es posible emplear salmueras sintéticas simulando las composiciones fisicoquímicas de la muestra de interés.

Existen procedimientos estandarizados de testeo que han sido publicados en las normas ASTM. En la práctica se emplearon como referencia ya que los procedimientos estándar no son específicos para este tipo de aplicaciones. En el test se evaluó la compatibilidad del producto químico con los fluidos de producción (agua y condensado), la altura de la espuma generada luego de agitación por inyección de nitrógeno, la consistencia y duración de la misma, su capacidad para transportar un volumen de líquido fuera de la columna a diferentes dosis, y la capacidad de la espuma de romperse.

Es importante recordar que es condición necesaria para la generación de espuma que exista agitación del medio donde se produce, además se ve afectada por otros parámetros tales como la geometría y condiciones operativas del pozo (presión y temperatura), composición del agua, cantidad de condensado, presencia de sólidos, nivel dinámico del pozo, etc. Por ello, resulta relevante el testeo simulando las condiciones de pozo para la selección final.

Una vez completada la selección del producto químico en laboratorio, el paso siguiente fue diseñar un producto que pudiera ser alojado en el fondo del pozo, de manera tal que pueda actuar por un tiempo razonable y estabilizar la producción del pozo. Se definió así la posibilidad de utilizar encapsulados a través de un protocolo apropiado para el sistema.



Figura 3- Ensayos de selección de químico en laboratorio.

Desarrollo de la tecnología

Se acordó junto al proveedor de químicos SUEZ el diseño de un producto que debería cumplir las siguientes premisas:

- Generar una espuma lo suficientemente estable para levantar la columna de líquido hasta boca de pozo pero no generar problemas en la separación de fluidos aguas abajo en el proceso, cumpliendo los parámetros del protocolo de laboratorio interno de selección de espumante.
- Disponer de una tecnología que cumpla su función química sin tener que realizar recargas constantemente en contenedores, lo que implica la operativa normal en un pozo de gas. Se especificó un tiempo de duración entre 4 a 6 meses.
- El producto diseñado deberá alocarse en la cámara del pozo y alcanzar la concentración deseada en el seno del líquido mediante mecanismos de difusión en el tiempo.
- El producto deberá resistir al impacto mecánico ya que no debe desintegrarse ante el manipuleo.

Pilotos - Selección de candidatos y metodología de aplicación

Selección de candidatos

Como primer candidato se seleccionó un pozo de gas con las siguientes características:

- Pozo con producción inestable.
- Instalación de producción con válvula de subsuperficie (no compatible con la tecnología de capilar).
- Producción por medio de ciclos de apertura y cierre cada 8-9 días aproximadamente.
- Columna de líquido a partir de los 2.200 metros (Molles bajo gradiente pesado).
- Merma de producción asociada a esta columna líquida.
- Aumento de producción sostenida por pocos días luego de un cierre de 1 día.
- Pozo acumula 40 kg/cm² de presión estática luego de un cierre.
- Las capas que quedan bajo nivel aportan el 90% del caudal de gas.

El pozo produce en conjunto de las formaciones Quintuco y Molles, presentando 1000 metros de cámara para el último punzado. Los caudales críticos en esta sección en general no superan los 30

Mm3/d, dependiendo del GLR del pozo. En este pozo en particular, con un GLR de 12000, los problemas se presentaron a partir de los 35 Mm3/d. La inestabilidad se detectó a partir de controles de separador, y se instaló un caudalímetro en el pozo para poder hacer el seguimiento de la performance del encapsulado.

Como se puede ver en la Figura 4, el pozo comenzó a tener una producción inestable oscilando entre 20 Mm3/d y 5 Mm3/d. Luego de cerrar el pozo por un día, el pozo realizaba ciclos de aproximadamente 9 días con alta producción y luego caía a 10 Mm3/d cuando se ahogaba Molles y dejaba de sacar líquidos. En los gradientes dinámicos de la Figura 5 se puede ver en azul la presión del pozo en condición normal de operación pre-encapsulado (13/02/2019) y en naranja el GDP del pozo sin tratamiento, después de un cierre para que acumule presión (18/02/2019). La diferencia en los punzados inferiores es de 10 kg/cm2, y esto hace que la producción de estos punzados no pueda recuperarse.

Como condición de selección se definió que el pozo piloto debía responder de forma adecuada luego de un cierre corto. Que el pozo responda bien a un cierre significa que el mismo tiene la presión estática suficiente como para surgir luego de la inyección de químicos y será posible producir los litros de espumígeno líquido que requiere el tratamiento. Además ese pozo tendrá altas chances de mejorar su caudal luego de que se aliviane la columna.

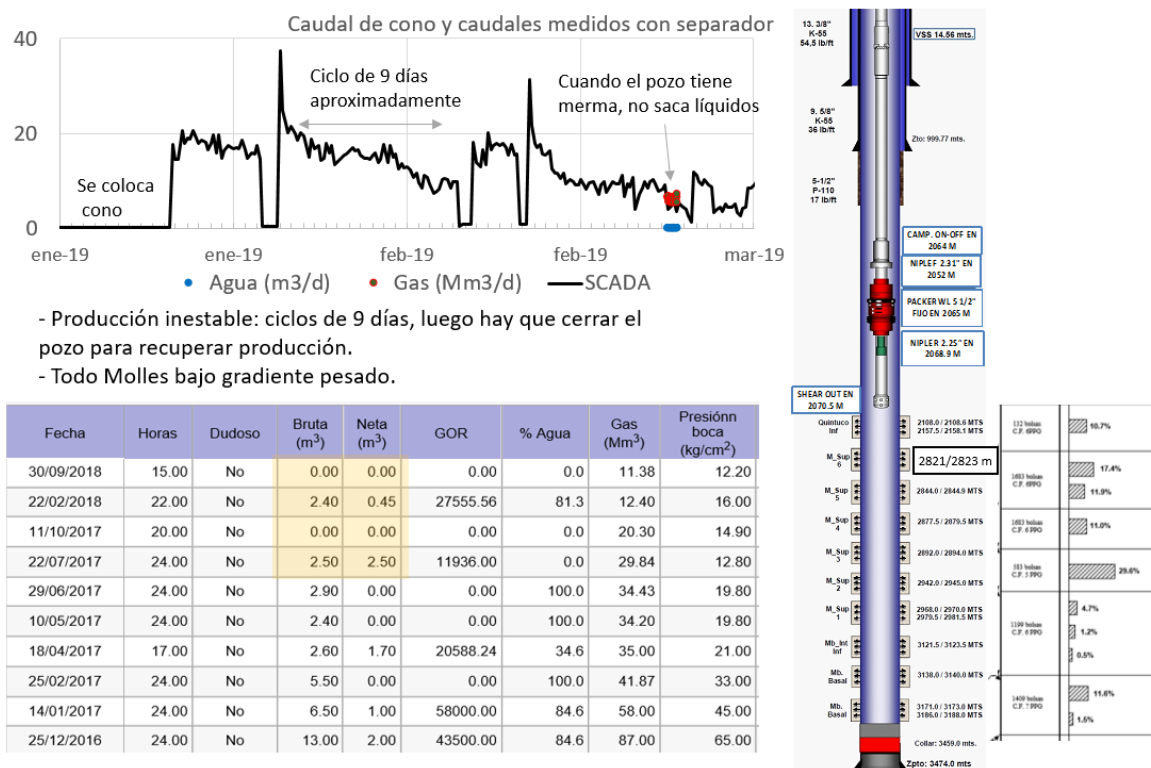


Figura 4- Datos del pozo seleccionado para la prueba piloto.

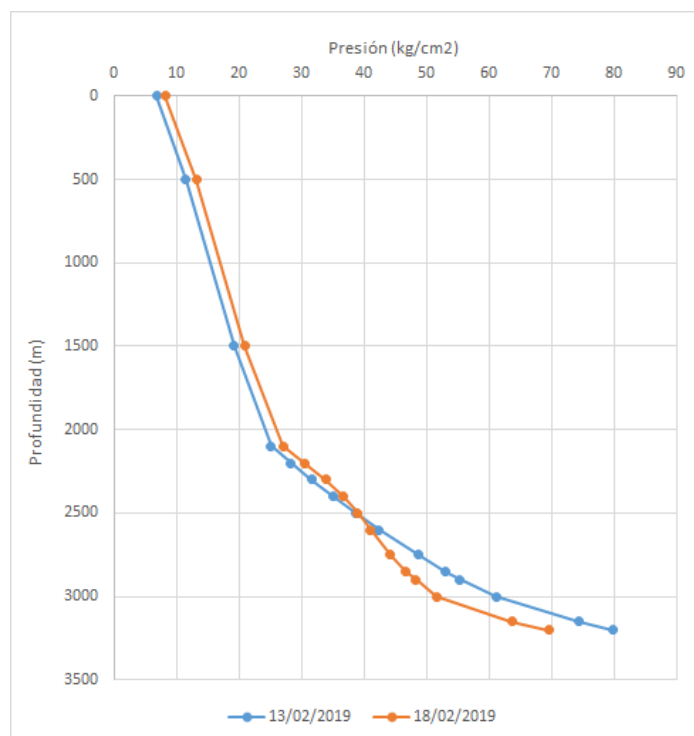


Figura 5 - Gradientes dinámicos del pozo seleccionado para la prueba piloto.

Los siguientes candidatos se eligieron bajo las mismas premisas que este pozo. Se seleccionó además un pozo “desafío” en el que se evidencia carga líquida en la columna pero no responde de forma contundente ante los cierres prolongados. El piloto en estos otros tres pozos se encuentra en desarrollo al momento de este trabajo, con resultados parciales.

Evolución en la metodología de aplicación

La metodología de aplicación de los encapsulados a los pozos fue evolucionando en base a lecciones aprendidas luego de tres pruebas, con tres tipos de maniobras diferentes.

1- Primera descarga - pastillas sólidas:

Se realizó un batch de 20 litros de espumígeno líquido con la finalidad de saturar el agua de fondo de pozo con el activo. El líquido fue cargado en el volumen disponible entre la válvula de subsuperficie y la válvula de maniobra. Una vez completado el volumen disponible, se procedió a enviar el producto químico hacia el interior del pozo realizando una apertura de la válvula de subsuperficie. Esta maniobra se realizó dos veces.

Al entrar en contacto con la humedad del pozo y del producto líquido, las pastillas colapsaron a la presión del sistema, por lo que no pudo confirmarse la correcta caída y decantación del producto en el fondo.

La performance del producto no fue la esperada debido a la baja resistencia mecánica del mismo. Se definió entonces continuar con la tecnología encapsulada con una granulometría menor identificando una metodología para dejar el producto en fondo de pozo.

2- Segunda descarga- Dump bailer

Se propuso diseñar en conjunto con el equipo de Slickline una herramienta capaz de colocar las pastillas a fondo de pozo mediante un dispositivo tipo “dump bailer”. El trabajo de diseño se realizó en el taller de la empresa Naser, previo a realizar la prueba en campo.



Figura 6 - Herramienta de golpe desarmada.

Para la prueba en el pozo se realizaron 4 carreras, donde se maniobró para liberar las pastillas y se recuperó nuevamente la herramienta. Se utilizó un total de 5 kg de producto químico durante la totalidad de las carreras. Se verificó que el tubo porta pastillas siempre contenía un remanente de pastillas en su interior, luego de maniobrar a fondo de pozo para intentar liberar la máxima cantidad posible. La maniobra fue exitosa, sin embargo se definió que esta no era la mejor opción para masificar el tratamiento debido a la cantidad de carreras necesarias para poder dejar el producto en fondo.

3- Tercera descarga- Bombeo desde boca de pozo

Se evaluó como alternativa de tratamiento el uso del surfactante encapsulado en granulometría más pequeña mezclado en proporción adecuada con el activo líquido. Operativamente se decidió bombear la mezcla en forma de batch.

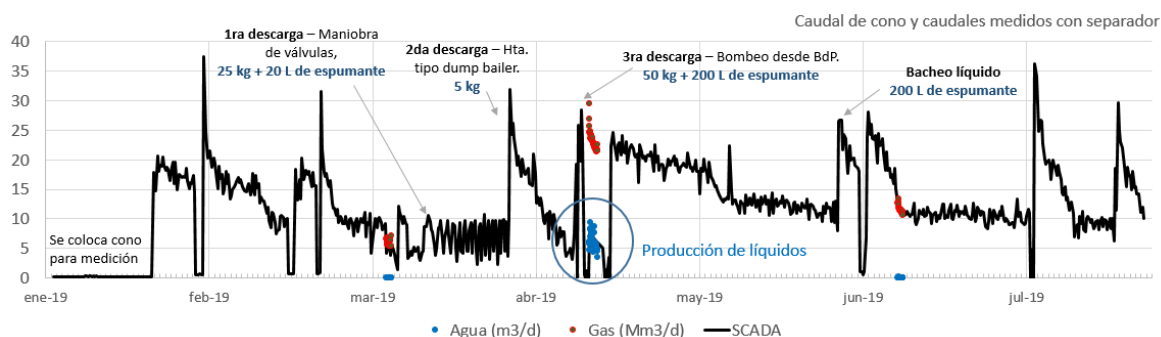
En el pozo en cuestión, la presión de bombeo promedio fue de 25 kg/cm². Al terminar de bombear la mezcla, se bombearon 200 litros de agua como fluido de desplazamiento. Se disponía en locación de un separador móvil y un equipo dosificador con ruptor de espuma por cualquier posible eventualidad. Se calibró el pozo con alambre y se mantuvo cerrado durante un día para asegurar que el producto se asentara en fondo.

Debido al bajo costo de la maniobra y la simplicidad operativa, esta fue la metodología seleccionada como procedimiento para las inyecciones de espumígeno encapsulado a los pozos piloto.

Resultados preliminares

El pozo piloto inicial seleccionado fue tratado con un total de 80 kg de encapsulado entre las tres aplicaciones. Según los cálculos realizados por el equipo de SUEZ, con esta cantidad la estabilidad debería durar 22 días para que el piloto sea exitoso. Como resultado, se obtuvo un incremento de producción del 100% con respecto a su mayor producción (luego de un cierre) y alta estabilidad de producción de gas y líquidos durante 35 días. El yacimiento cuenta con caudalímetros en boca de pozo que permiten evaluar el proyecto de forma continua.

La gráfica del caudal de gas del pozo durante el tratamiento, que se realizó en 3 etapas, se muestra en la Figura 7.



Inicialmente hubo que retirar el caudalímetro debido a la cantidad de líquido que estaba produciendo el pozo, por lo que ese periodo se siguió con un control de producción.

El control de producción evidenció una cantidad de líquidos que el pozo no producía desde hacía 4 años, entre 4 y 10 m³ día, con un corte de agua alto y muy poco condensado asociado. Los controles de producción se pueden ver como puntos rojos (gas) y celestes (líquidos) sobre la curva del scada. Se puede observar además, que cuando la producción del pozo cae a partir de su máximo a inicios de mayo, lo hace a un nivel de producción mayor en promedio que el que venía produciendo, por lo que esto también se puede considerar como una ganancia de caudal. La duración del tratamiento parecería extenderse en el tiempo con una menor concentración.

A principios de junio, mientras se esperaba el arribo de una nueva partida del producto encapsulado, se decidió bachear 200 litros de espumígeno líquido al pozo para verificar el efecto del mismo y contrastar los resultados. En este caso la estabilidad del pozo duró aproximadamente 7 días.

Aprovechando la ventaja de esta tecnología, que incluye la posibilidad de realizar mediciones físicas en el pozo durante la dosificación, se realizaron dos gradientes diagnósticos posteriores a la aplicación. Los gradientes dinámicos realizados en el pozo de prueba demostraron una optimización en la presión de fondo de pozo frente a punzados de 7 kg/cm² comparado con el gradiente de mejor condición previo al tratamiento.

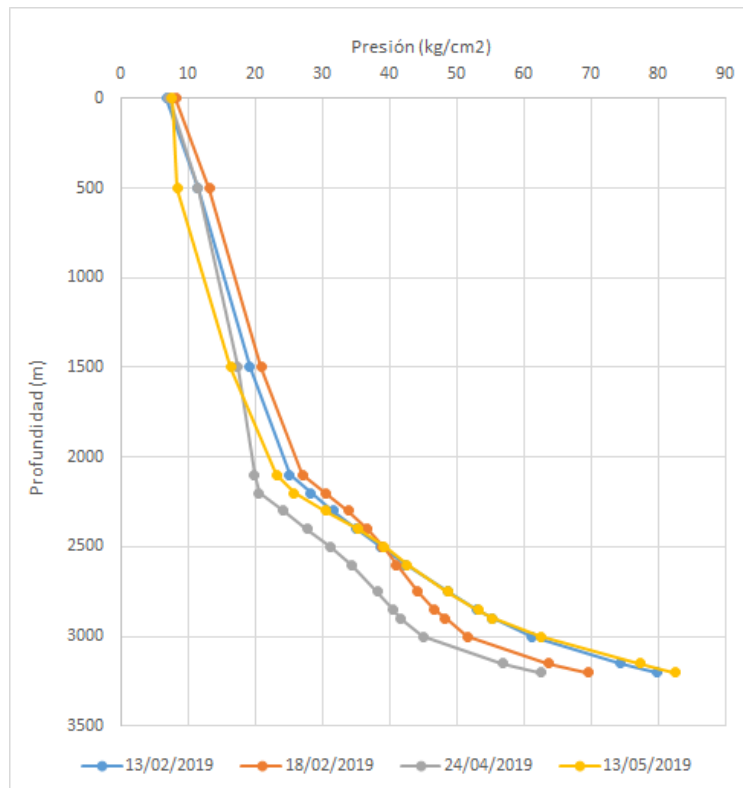


Figura 8 – Evolución de la presión dinámica de pozo del pozo tratado.

Naranja: Pozo sin tratamiento, después de un cierre para que acumule presión.

Amarillo: Pozo en condición normal de operación pre-encapsulado.

Gris: Pozo con encapsulado, produciendo 23 Mm3/d.

Azul: Pozo a los 30+ días produciendo 12 Mm3/d.

Luego de la experiencia positiva realizada en el primer pozo se definió realizar una prueba en 3 pozos adicionales. Inicialmente se bombeó el tratamiento, pero debido a la no disponibilidad del equipo de alambre, no se calibraron los pozos como sí se había hecho en el primero. Posterior al cierre de un día, dos de los pozos produjeron parafina en abundancia, desplazando el encapsulado hacia el exterior del pozo. Estos pozos nunca habían producido parafina con anterioridad, por lo que asumimos que debe haber estado alojada en el casing y debido al alivianado de columna con el surfactante, los pozos pudieron limpiarse.

Actualmente se está llevando a cabo la segunda prueba en estos 3 pozos piloto, esta vez haciendo uso del equipo de alambre, y asumiendo que la cámara ahora se encuentra limpia.

Conclusiones

Aunque esta tecnología aún se encuentra en fase piloto, se pueden obtener las siguientes conclusiones preliminares.

- *Se obtuvieron buenos resultados de producción, 100% de incremento en caudal de gas y una producción de líquidos superiores a los controles registrados en el pozo en los últimos 4 años.*
- *El gradiente dinámico muestra una reducción de 7 kg/cm² frente a los punzados productivos.*
- *Alta estabilidad del pozo por un tiempo superior al esperado para la cantidad de producto dosificada (+30 días) y el caudal final remanente se mantuvo en un valor superior en 5 Mm³/d al que venía produciendo sin cerrar el pozo.*
- *El bacheo de surfactante líquido hace reaccionar el pozo pero no logra el efecto prolongado de los surfactantes sólidos. Podría pensarse en una combinación permanente de ambos.*
- *La tecnología de los encapsulados es importante para pozos cuyas instalaciones de producción y/o de superficie no permiten bajar un capilar. Queda pendiente la comparación de ambas presentaciones de surfactante en un mismo pozo.*
- *Se encontró una metodología y procedimiento adecuado para alojar el encapsulado en el fondo de pozo, de bajo costo y alto porcentaje de éxito operativo.*
- *Se evaluará si es necesaria la calibración del pozo luego de la aplicación del producto para asegurar que los encapsulados lleguen al fondo.*
- *El pozo puede levantar residuos que previos al tratamiento no tenía la suficiente presión para producirlos (Ej.: parafina) y éstos pueden sacar el encapsulado del pozo.*
- *Se debe retirar el caudalímetro, en el momento de la devolución de líquidos o luego de la aplicación del encapsulado, para no restringir la salida de los mismos.*

Verónica Laura Irazuzta

Estudió Ingeniería Electrónica en la Universidad Nacional del Comahue. Luego realizó una Especialización en Reservorios en la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es estudiante de la Licenciatura en Geología de la Universidad Nacional del Comahue.

En Pluspetrol S.A. inició como trainee en 2011, trabajó dos años en Buenos Aires como Ingeniera de Reservorios Corporativa y luego se trasladó a Neuquén como ingeniera de Reservorios de yacimiento. Actualmente se desempeña como ingeniera de Optimización de la Producción para las áreas de Neuquén y Salta.

Mara Lis Schenkel

Estudió Ingeniería Química en la Universidad Nacional del Sur, recibida en 2011. Inició sus trabajos en Pluspetrol en 2011 como Ingeniera Trainee. Al terminar el entrenamiento, se desarrolló durante 1 año como Ingeniera de Producción de Petróleo e Inyección de yacimiento Centenario. A partir de 2013, se desempeñó como Supervisora de Corrosión, Ingeniera de Tratamientos Químicos, Ingeniera de Producción de Gas, Ingeniera de Producción de Desarrollos y a partir de 2019 se desempeña como Ingeniera de Producción de Optimización de Gas en yacimientos Ramos y Centenario.

Gisella Anahi Candia

Estudió Ingeniería Química en la Universidad Nacional del Comahue, recibida en 2013. Inicio trabajando para Baker Hughes en 2014 como Field Engineer en la división de Upstream Chemicals. Se desempeñó en múltiples funciones, dentro de la misma división, como Ingeniera de Aplicaciones para yacimiento El Trapial de Chevron desde 2014 hasta 2016. Desde 2016 hasta finales de 2018, se desempeñó como Representante Técnico para múltiples clientes en Argentina. A partir de 2019, se encuentra trabajando como Ingeniera de Tratamientos Químicos en Pluspetrol para yacimientos Ramos, Centenario y La Calera.

Sergio Agüero

Graduado en Ingeniería en Petróleo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Realizó una Maestría en Gestión Empresarial en la Universidad de la Patagonia San Juan Bosco. Cuenta con 20 años de experiencia en la industria, trabajó en Pan American Energy y Tecpetrol. Desde el año 2011 trabaja en Pluspetrol. Se desempeñó como ingeniero de reservorios para los yacimientos Centenario y Corcobo. Actualmente es Gerente de Optimización de Producción para Neuquén y Salta.

Marcos Javier Jouli

Estudio Ingeniería Química en la Universidad Nacional del Sur, recibido en 2008. Inicio trabajando para Petroandina Resources en yacimiento El Corcobo como Ingeniero de Operaciones, luego pasa a trabajar como Ingeniero de Integridad en el mismo yacimiento en la empresa Pluspetrol. Actualmente como Gerente de Optimización de Procesos para Unidad de Negocios Argentina.

Omar Reinoso

Graduado en Enología 1980 LAE, UNC. Graduado en Ingeniería Química en la Universidad Tecnológica Nacional en 1991, Trabajó en Laboratorio del Inst. Nac. de Vitivinicultura 1983- 1990. Trabajó en Franino IM en el área de proyecto de Planta de Efluentes 1991- 1992. Trabajó en BetzDearborn 1992-2003 como Process Specialist, la empresa fue adquirida por GE formando GE Water&Process Technologies 2003-2017, trabajó como District Manager y Business Developer, luego la empresa fue adquirida por Suez, formando Suez Water Technologies & Solutions 2017 - actual, trabaja como Business Developer para LAM.

Miguel Angel Bricco

Estudió Ingeniería en Petróleo en la Universidad del Comahue. Inicio Trabajando en el año 1997 en Servoil Cuando la compañía comercializaba los Productos Petrolite al comprar Baker Hughes a

Petrolite pasa a formar parte de la estructura en Argentina de Baker Petrolite 1998-2010 cumpliendo las funciones de Ing de Ventas y Servicios hasta Diciembre de 2010 y desde Enero de 2011 pasa a la estructura de GE Water & Process Technologies 2011-2017 como Site Manager en Pluspetrol Áreas Este y Oeste , la compañía es adquirida por SUEZ y pasamos a formar parte de Suez Water Technologies & Solutions 2017 hasta actualidad cumpliendo la función de Site Manager para Pluspetrol Ae y Geopark Área Porvenir y Baguales

Walter Perez

Trabajó en BetzDearborn 1993-2003 como Soporte Técnico y Account Manager en operaciones de Argentina. Luego en GE formando GE Water&Process Technologies 2003-2017, trabajó como Technical Advisor para la región LAM, luego la empresa fue adquirida por Suez, formando Suez Water Technologies & Solutions 2017 - actual, trabaja como Technical Sales Manager para el cono Sur.