

Sinopsis

Germán Alvarez – Pluspetrol SA (geralvarez@pluspetrol.net)

Rocío Ortiz Best –Pluspetrol SA (rortiz@pluspetrol.net)

Gonzalo Villalba – Pluspetrol SA (gvillalba@pluspetrol.net)

El Yacimiento Ramos, ubicado en Salta, cuenta con 12 pozos gasíferos asistidos por compresión remota. Las formaciones productivas son Santa Rosa, Icla y Huamampampa.

En los pozos de menor potencial, con liners de diámetros grandes (7" ó 9 5/8") se evidencian problemas para el levantamiento de líquidos. La velocidad desarrollada es menor que la velocidad crítica según el criterio de Turner (aproximadamente 3 m/s) por lo que se produce el resbalamiento de los líquidos producidos generando una carga hidrostática adicional sobre la cara de la formación que termina ahogando el pozo.

Distintas tecnologías han sido analizadas para remediar esta situación, optando para el pozo R-1001 por el uso de capilar para inyección de surfactante en fondo de pozo. Esta reduce la velocidad crítica en 2/3 y simultáneamente disminuye la densidad del fluido a levantar. Además requiere baja inversión inicial y bajo costo de mantenimiento.

Debido a la existencia de distintos reservorios y la heterogeneidad de las capas productivas fue necesario definir un programa que contemplara:

- Registro continuo de presión y temperatura de fondo
- Bombeo de producto surfactante a distintas profundidades y concentraciones
- Medición de caudales en superficie

El análisis posterior de los datos recolectados permitió determinar las capas que realmente aportan gas y en base a esto, la profundidad del capilar que asegurara la formación de espuma.

Asimismo, para el diseño del sistema se realizaron previamente diversas pruebas de laboratorio con fluidos del pozo las que permitieron confirmar la formación de una espuma estable en fondo y ligera en superficie. Para la selección del material se tuvo en cuenta la acidez del medio y el contenido de sales de cloruro en el agua producida para evitar la corrosión del capilar a instalar.

Entre los beneficios de esta experiencia se cuentan:

- Mantenimiento de la producción del pozo, evitando su ahogo.
- Disminución de la tasa de declinación del pozo.
- Retraso de la aplicación de tecnologías más costosas para el mantenimiento de la producción.
- Aplicación y comprobación de la efectividad de un método novedoso (interpretación de registros de fondo) en la determinación de la profundidad de inyección.
- Aplicación en otros pozos del área, R-1002 por ejemplo.

Introducción

El yacimiento Ramos ubicado en la Serranía San Antonio, provincia de Salta, produce diariamente 5,5 millones de metros cúbicos de gas (MMm^3), 350 metros cúbicos de condensado y 160 metros cúbicos de agua.

La producción proviene de doce pozos asistidos por compresión remota a través de dos plantas compresoras. Si bien cada pozo presenta sus particularidades, podrían diferenciarse dos grandes grupos, con características bien definidas:

1. Pozos de alto potencial, con caudales de hasta $1,800 \text{ Mm}^3/\text{d}$.
2. Pozos de bajo potencial, con caudales menores a los $250 \text{ Mm}^3/\text{d}$.

Los primeros, debido a las bajas presiones del sistema de captación, evidencian altas pérdidas de carga por fricción en el tubing de producción y acumulación de líquidos en fondo, por lo que se encuentran en ejecución cambios de instalación para producción por anular.

En cuanto al segundo grupo, del cual forma parte el pozo testigo desarrollado en el siguiente trabajo, presentan bajos caudales, que redundan en bajas velocidades de flujo y acumulación de líquidos en el fondo de pozo. Este problema se ve potenciado por los grandes diámetros del liner de producción, adecuados para las condiciones iniciales de los pozos, producciones superiores a los $1,000 \text{ Mm}^3/\text{d}$ y presiones de reservorio de 4800 psi (33 MPa).

A continuación se desarrollará una breve introducción de los problemas de Liquid Loading (LL), tecnologías para evitarlos y el caso particular del pozo R-1001, en el cual se instaló un capilar para inyección de surfactante.

Desarrollo

Características generales del fenómeno de Liquid Loading (LL) en pozos de gas

La capacidad de remoción de líquidos que experimenta un pozo de gas se encuentra directamente relacionada con la velocidad de fluencia a lo largo de su cañería de producción.

Altas velocidades del gas provocan un flujo en forma de niebla, donde los líquidos se encuentran finamente dispersos en la corriente gaseosa. Por el contrario, bajas velocidades provocan altos porcentajes en volumen de líquidos en el tubing o la cañería de conducción, que resultan en grandes caídas de presión.

Si el caudal es muy bajo, el gradiente de presión a lo largo del tubing se vuelve más importante, ya que la acumulación de líquidos contrapresiona a la formación. Luego, la velocidad de producción se ve reducida a tal punto que podría volverse menor a la llamada “velocidad crítica” necesaria para la remoción permanente de los líquidos. Estos se acumularían en el fondo del pozo, frente a la cara de los punzados, provocando un flujo por slugs, por burbujas o el cese permanente de la producción del pozo.

Todos los pozos de gas que producen líquidos, tanto de formaciones con altas o bajas permeabilidades, pueden eventualmente experimentar problemas de LL con la declinación del reservorio.

Si bien es esperable que, conforme la producción disminuye, un volumen mayor de líquidos comience a acumularse en el fondo del pozo, una detección temprana de los síntomas del LL pueden minimizar las pérdidas en la producción de gas o en el daño a la formación.

Para pozos de gas de baja producción, cercanos al *break even* económico, la optimización o reducción del LL puede significar la diferencia entre producir o cerrar el pozo.

Detección de los síntomas de LL

Los siguientes síntomas podrían estar indicando la presencia de LL:

- Incremento en el cabeceo de la presión de boca a lo largo del tiempo

Es uno de los métodos más usuales para la detección de LL en pozos de gas. Indica que los líquidos comenzaron a acumularse en el fondo de pozo y están siendo producidos en forma errática. Al atravesar un orificio, la densidad mayor del líquido provoca un pico de presión fácilmente detectable. En la **Figura 1** puede observarse la presión de boca de un pozo con síntomas de LL:

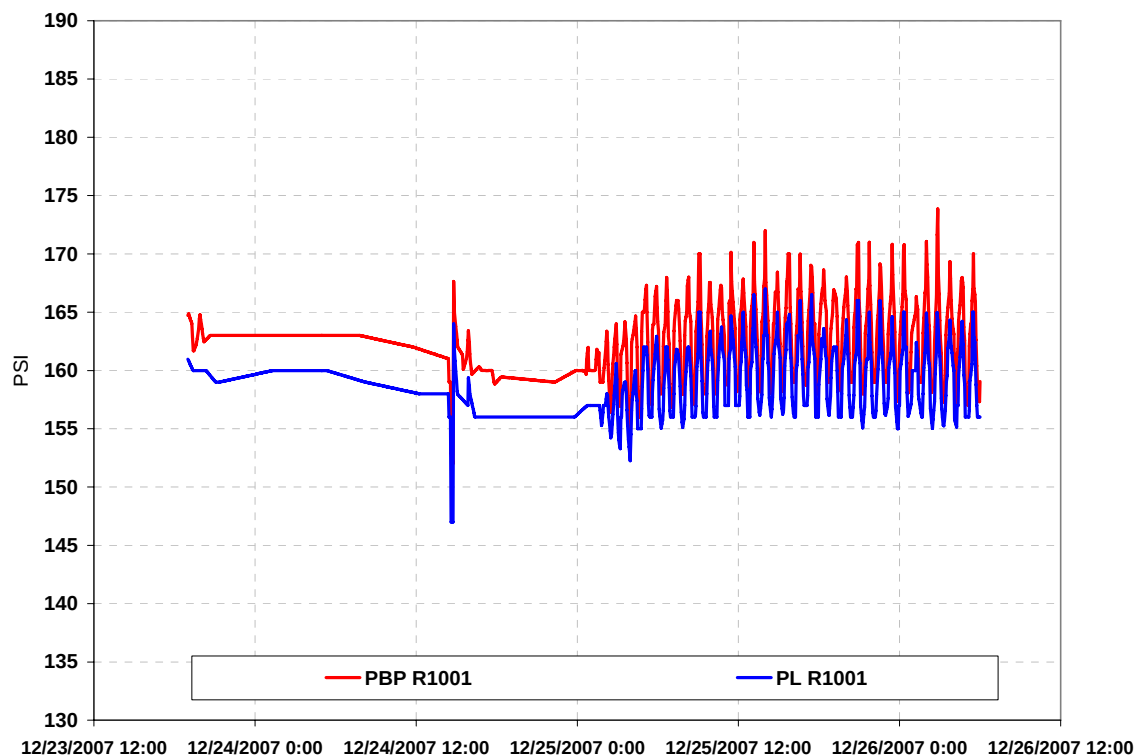


Figura 1 – Cabeceo de la presión de boca

- Producción errática e incremento de la tasa de declinación

La curva de declinación de un pozo debe ser monitoreada a lo largo del tiempo. Cualquier desvío abrupto de la curva exponencial normal hacia una tendencia de mayor declinación debe ser analizado, ya que puede estar manifestando un problema de LL.

- Disminución de la presión en el tubing con incremento de la presión en el casing

Si los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo, se incrementa la contrapresión sobre los punzados, disminuyendo la producción y por consiguiente, la presión del tubing en superficie.

Además, en completaciones sin packer, el gas producido bajo condiciones de presión de formación mayor, se introduce en el anular entre casing y tubing, incrementando la presión del casing en boca de pozo.

- Cambios drásticos en la pendiente del gradiente de presión

El gradiente de presión, función directa de la densidad del medio y de la profundidad, debería ser lineal para el caso de un único fluido. En mediciones físicas, tanto en condiciones estáticas como dinámicas, un cambio en el gradiente indica una variación en la densidad del medio y, por consiguiente, en el nivel actual de líquidos del pozo.

- Interrupción en la producción de líquidos

Conforme la producción de gas disminuye, el pozo reduce su velocidad de circulación hasta valores donde los líquidos no son transportados hacia superficie (velocidad crítica), acumulándose en el fondo.

En primera instancia, al incrementar el nivel de líquidos, parte de los punzados continúan aportando producción sumergidos y en forma de burbujeo, hasta que la columna hidrostática vence a la presión del reservorio y el pozo deja de aportar.

Velocidad Crítica

Es importante, al momento de resolver problemas de LL, determinar el momento en que el pozo comenzará a experimentar problemas de levantamiento de líquidos. Como fue referido anteriormente, la velocidad de circulación juega un papel fundamental en la aparición de estos fenómenos.

La herramienta a desarrollar es la llamada “velocidad crítica” de circulación del gas y marca el posible punto de iniciación de los problemas de LL en un pozo de gas.

Modelo de Resbalamiento de Turner

Esta técnica fue desarrollada en base a un volumen importante de datos de campo y ha demostrado ser acertada para predicciones en pozos verticales.

En líneas generales supone que las gotas de líquidos son levantadas como partículas individuales y transportadas formando un film líquido adherido a las paredes del tubing, por tensiones tangenciales en la interfase entre gas y líquido.

Su modelo, como puede observarse en la **Figura 2**, considera dos fenómenos físicos actuantes, el peso de la gota, que actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre del gas, que actúa hacia arriba.

La resultante de estas fuerzas determina que, cuando las gotas se mueven hacia arriba, el flujo se encuentra por encima de la velocidad crítica y cuando se mueven hacia abajo que el flujo tiene una velocidad menor a la crítica.

Cuando estas fuerzas se igualan, la gota se encontraría teóricamente suspendida en la corriente gaseosa y su velocidad sería la denominada “velocidad crítica”. Por debajo de este valor, la gota no es arrastrada por el gas y cae, acumulándose en el fondo del pozo.

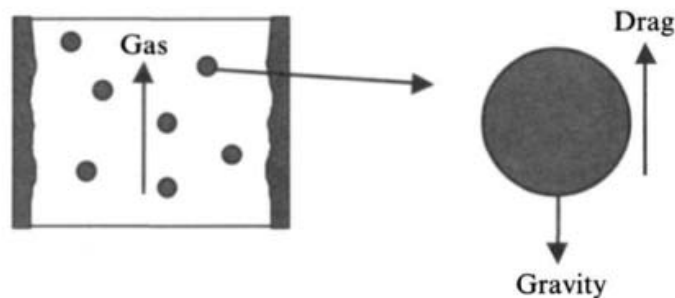


Figura 2 – Modelo propuesto por Turner

Se desarrollaron correlaciones para estimar la velocidad crítica en el caso de transporte tanto de agua como de condensado. Siendo la primera la recomendada por Turner, por ser la más conservativa de las dos.

Además pudo verificarse que los coeficientes originales subestimaban los valores de velocidad y fueron ajustados un 20% por encima, demostrando un mejor ajuste con los datos recopilados en campo.

Adoptando valores típicos para el agua de:

1. Tensión Superficial: 60 dynas/cm (0.006 N/m)
2. Densidad: 67 lbm/ft³ (1073 kg/m³)
3. Factor de Compresibilidad (Z): 0.9

Se obtiene la siguiente correlación, siendo P (psi) la presión en la boca del pozo en fluencia:

$$V_{c, agua} = \frac{5.321(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

Correlación propuesta por Turner para el caso de agua

Notar que la velocidad predicha no es función de la tasa de producción de líquidos del pozo.

Fácilmente puede representarse esta condición de velocidad crítica como el mínimo caudal de gas al que puede llegar un pozo o el máximo diámetro que un pozo, para un caudal dado, puede soportar sin presentar problemas de levantamiento de líquidos.

Es importante destacar que las correlaciones de Turner han demostrado buen ajuste con los datos de campo principalmente para presiones de boca de pozo mayores a los 1000 psi (6.9 MPa).

Para pozos con presiones de boca menores a los 1000 psi (6.9 MPa), Coleman ha representado relaciones similares a las de Turner para la velocidad crítica, tanto para agua como para condensado.

En el caso del agua, la relación propuesta es:

$$V_{c, agua} = \frac{4.434(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

Correlación propuesta por Coleman para el caso de agua

Si bien ambas correlaciones son funciones de los valores de presión en boca de pozo, sus bases teóricas permiten aplicarlas a cualquier profundidad del pozo, siempre que los valores de presión y temperatura sean conocidos.

En la práctica es importante analizar la tendencia a LL principalmente en los cambios de sección, donde las velocidades de circulación suelen cambiar.

Las correlaciones han demostrado ser poco sensibles a las variaciones de temperatura. Sin embargo, para el caso de las presiones de fondo, se recomienda contar con gradientes ajustados, ya que la confiabilidad de los valores de velocidad estimados depende en gran medida de estos resultados.

Técnicas de Delicuefacción - Uso de espuma

Distintos métodos pueden ser usados para la delicuefacción de pozos de gas, siendo factible aplicarlos solos o combinados. La lista de técnicas es extensa, por lo que es necesario plantear criterios de selección, entre los que se cuentan disponibilidad y confiabilidad del equipamiento, disponibilidad de la energía necesaria para operar el equipamiento, capacidad de levantamiento y éxito en campos similares.

Para el caso particular de los pozos estudiados del yacimiento Ramos, se definió que el uso de agentes espumantes, sería el método óptimo de delicuefacción.

La espuma es un tipo particular de emulsión líquido-gas en la cual las burbujas de gas están separadas unas de otras por una película de líquido. Agentes surfactantes son generalmente usados para reducir la tensión superficial del líquido, permitiendo la dispersión gas-líquido. Por otro lado, la espuma reduce la densidad de las gotas de líquido a una estructura compleja que contiene agua, condensado y gas.

Entonces, los efectos de la espuma en la delicuefacción de pozos gasíferos se explica por el hecho de que la reducción en la densidad de las gotas líquidas y la tensión superficial combinadas disminuyen la velocidad crítica requerida.

El tratamiento con agentes espumígenos puede hacerse de dos modos, por batch o continuo. En el caso de tratamientos por batch la cantidad de surfactante está basada en la carga estimada de líquido a ser levantada. El pozo es cerrado y el tratamiento surfactante es bombeado en caso de ser líquido, o es introducido por la válvula de maniobra cayendo al fondo en caso de ser sólido. El pozo es luego abierto para que fluya. Los tratamientos por batch son más apropiados para pozos donde el tratamiento no sea frecuente. La inyección continua requiere de un equipamiento apropiado, consistente principalmente en un tubo capilar de acero inoxidable el cual es bajado hasta el fondo del pozo, una bomba inyectora y un contenedor de fluido en superficie.

Diseño de un sistema de inyección por capilar

A continuación se describen las distintas etapas en el diseño e instalación de un sistema capilar:

Selección del Material

Una importante consideración en el diseño de un sistema capilar es la selección del material. Esto debido a que, la interacción de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, cloruros a elevadas temperaturas y bajo pH crean un ambiente corrosivo severo. Asimismo, la aplicación de esfuerzos, el trabajo cíclico y las técnicas de soldadura contribuyen a aumentar la probabilidad de falla del capilar.

La mayoría de las fallas mecánicas de capilares se debe a uno de estos dos efectos: Fisura asistida por tensión (SAC por sus siglas en inglés: Stress Assisted Cracking) o Fisura por Esfuerzos Corrosivos (SCC por sus siglas Stress Corrosion Cracking).

Las fallas por Stress Assited Cracking (SAC) ocurren cuando un material sujeto a corrosión intergranular se rompe prematuramente al aplicar una carga mecánica sobre el área debilitada por la corrosión. Estas fallas son menos comunes en sistemas capilares que las debidas a Stress Corrosion Cracking (SCC), además de ser más predecibles y prevenibles.

Las fallas por Stress Corrosion Cracking son el resultado de rupturas microscópicas que se desarrollan en la superficie del material como resultado del ambiente del pozo. Una vez que comienza la SCC, esta se propaga penetrando profundamente en la pared del tubing hasta que el área efectiva del tubing no puede soportar las cargas impuestas.

Para la elección del material del capilar se utilizan las relaciones creadas por Schillmoller para las distintas aleaciones resistentes a la corrosión (CRA por sus siglas en inglés Corrosion-Resistant Alloys).

Excepto los aceros cromados, todas las aleaciones contienen níquel, cromo y molibdeno. El níquel juega un papel importante contra la SCC en presencia de cloruros, la combinación de níquel y molibdeno es muy efectiva contra la corrosión por sulfhídrico y la combinación de cromo y molibdeno contra pitting y corrosión fisurante.

Para medir la resistencia al pitting, se calcula el Número Equivalente de Resistencia al Pitting (PRE_N) de las distintas aleaciones, utilizando la siguiente fórmula empírica:

$$PRE_N = \text{___ \% Cr} + 3.3 \text{ ___ \% Mo} + 16 \text{ ___ \% N}_2$$

Mientras mayor el PRE_N , mayor la resistencia de la aleación.

La susceptibilidad de las distintas aleaciones al pitting y a la corrosión fisurante en un medio salino, se observa en la **Figura 3**. La misma ha sido probada en la predicción de la performance de las distintas aleaciones bajo severas condiciones ácidas en presencia de CO_2 y medios salinos.

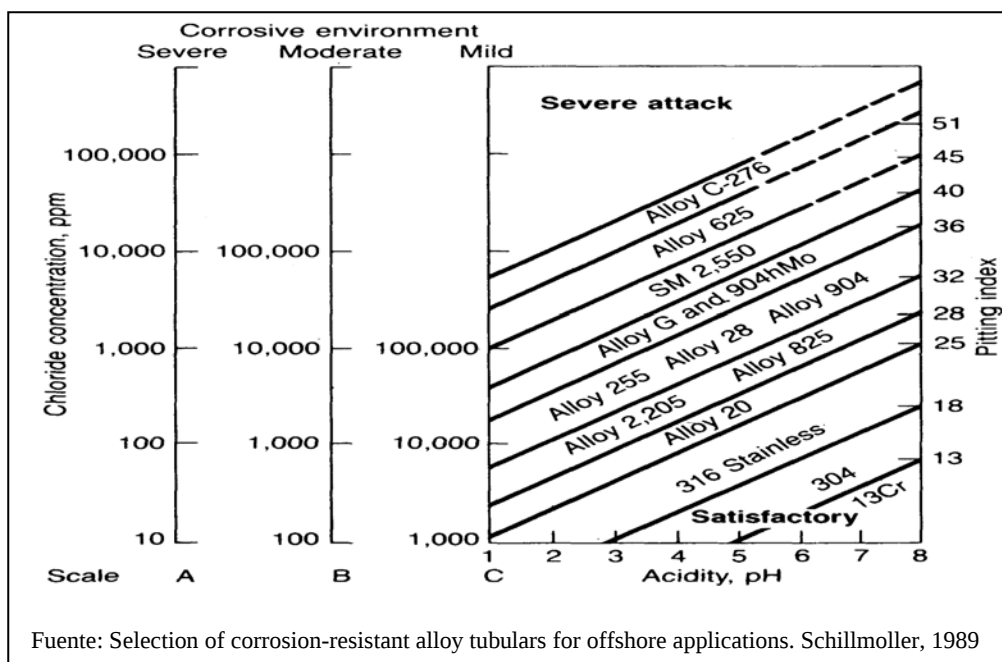


Figura 3 – Gráfico de Selección de CRA

Puede observarse que hay tres escalas verticales. Las mismas se refieren a distintas condiciones en el ambiente del pozo, según **Tabla 1**.

Calificación	O ₂ libre	S ₂ ⁼ libre	Temperatura (°C)	Presiones parciales de H ₂ S y CO ₂
Severo (Severe)	Presente	Presente	175 - 260	Altas
Moderado (Moderate)	No	No	110 - 200	Moderadas
Suave (Mild)	No	No	Moderadas	Baja presión de H ₂ S y alto CO ₂

Tabla 1 – Calificación de severidad de ambientes

Si bien en la gráfica aparecen varios tipos de aleaciones, el acero Duplex 2205 es el más usado en la fabricación de capilares. Esto se debe a que, a menos que esté expuesto a altas presiones parciales de sulfuro de hidrógeno (mayores a 10 psi (0.07 MPa)), tiene suficiente resistencia al SCC siempre que la temperatura del pozo sea inferior a 150°C, como es el caso de la mayoría de los campos gasíferos. En ambientes más severos se recomienda el uso de materiales aleados (Ejemplo: níquel, cromo, molibdeno).

Selección del Producto Químico

Considerando la vasta oferta de productos surfactantes en el mercado, es necesario establecer un procedimiento para la selección del espumígeno que mejor se adapta a las condiciones del campo y del pozo. Por lo tanto, antes de aplicar un surfactante, debe llevarse a cabo una prueba de laboratorio que permita medir la performance del producto con los fluidos del yacimiento y la compatibilidad con otros productos químicos que estén siendo inyectados. Asimismo, la efectividad de los productos desemulsionantes debe ser testeada.

En general, los ensayos consisten en dosificar una cantidad específica de agente espumígeno en una muestra de fluido del pozo, luego hacer burbujear aire a través de una placa porosa y registrar los tiempos de formación y ruptura de la espuma. Otro parámetro visual a registrar durante la prueba es la densidad de la espuma.

Caso R-1001

Síntomas y antecedentes

El pozo R-1001 es un pozo de bajo potencial con la siguiente instalación: Tubing de 4" hasta 3090 m y liner de 7" hasta 4277 m, los punzados se extienden entre 3240 y 3765 mbbp (**Figura 4**).

En el año 2007 se comenzaron a detectar problemas para el levantamiento de los líquidos, en abril de ese año se registró un gradiente dinámico el cual demostró presencia de flujo slug. El gradiente estático registrado a continuación mostró gradiente de condensado por debajo de 3450 m y de agua a partir de 3500 m.

Con los datos obtenidos del gradiente dinámico del pozo, se ajustó el modelo del mismo y se compararon las velocidades desarrolladas con la velocidad crítica. Los resultados mostraron que en el liner de 7" la velocidad era inferior a la crítica, tal se representa en **Figura 5**.

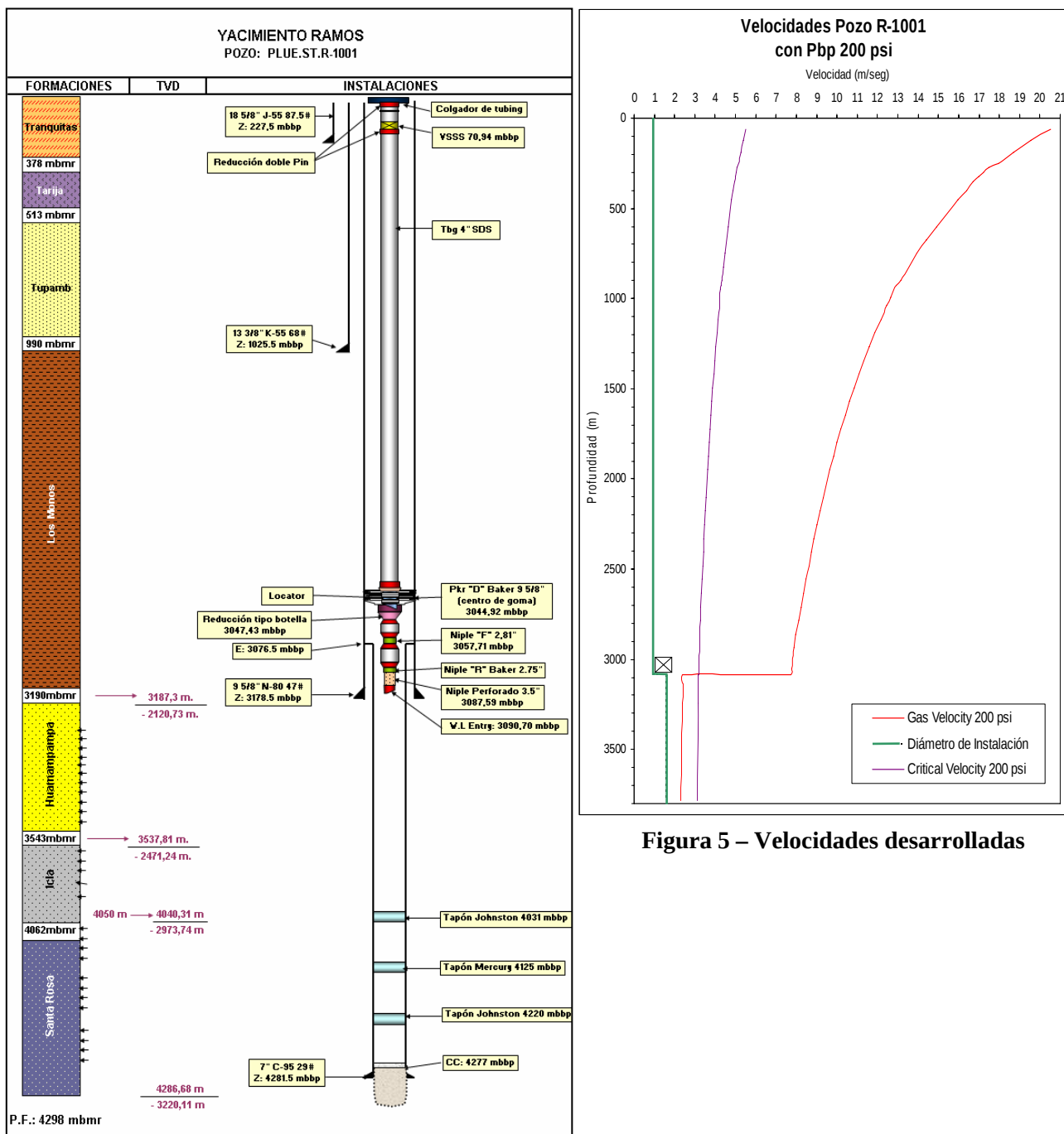


Figura 5 – Velocidades desarrolladas

Figura 4 – Esquema de Pozo

Durante el año 2007 se planteó una intervención con coiled tubing cuyo objetivo fue la limpieza del liner de 7" para permitir punzar una de las formaciones. La última parte del programa operativo contempló el bombeo de nitrógeno para inducir surgencia y permitir la remoción de líquidos y sólidos del fondo. Luego de esta intervención el pozo mostró un comportamiento de la presión de boca estable, pero un día y medio más tarde se observó nuevamente el cabeceo que había sido notado previamente (**Figura 6**).

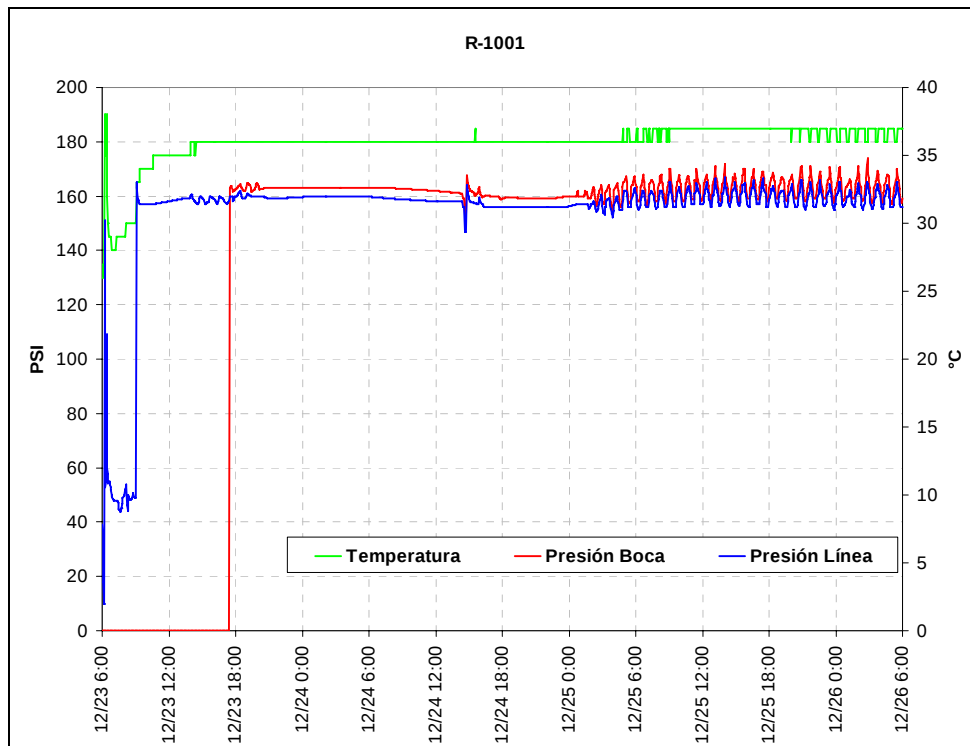


Figura 6 – Comportamiento R-1001 post Coiled Tubing

Aplicación de espumígeno por batch

Para evitar los problemas asociados al cabeceo, ya descritos, se decidió comenzar con la aplicación de espumígeno sólido (velas) con el siguiente programa inicial:

- Cerrar el pozo,
- Aplicar 4 velas,
- Esperar 1 hora,
- Abrir el pozo a pileta de maniobra,
- Restituir a sistema.

Con la primera aplicación, se observó una disminución en la frecuencia y amplitud del cabeceo (**Figura 7**).

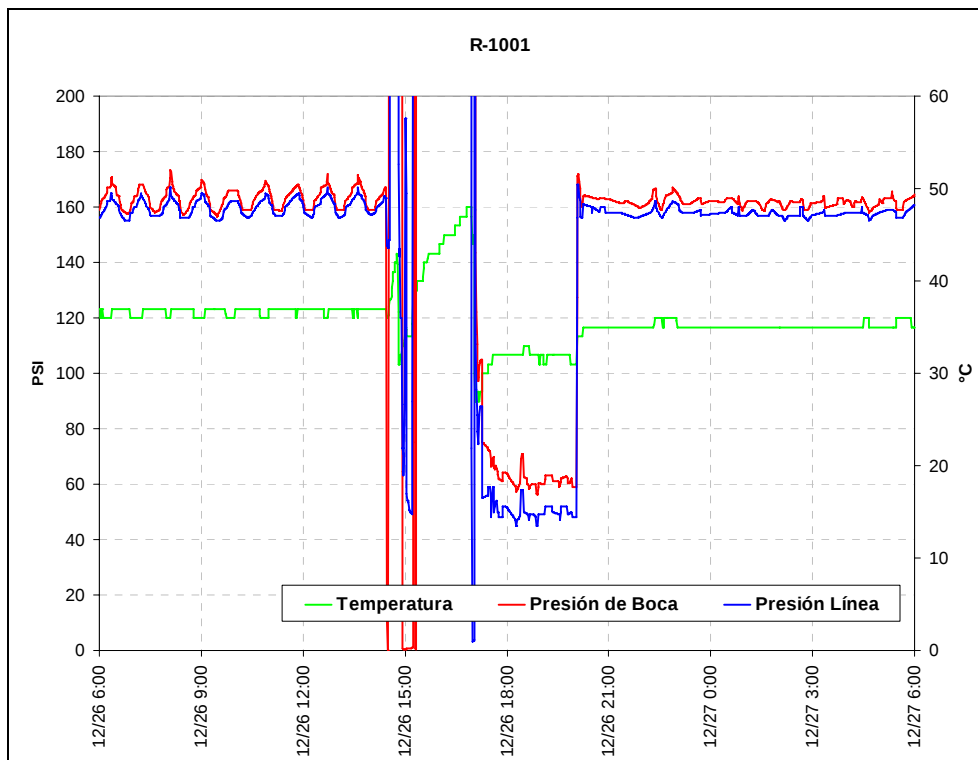


Figura 7 – Comportamiento R-1001 después de la primera aplicación de velas

Debido a esto, se decidió continuar con la aplicación de velas, repitiendo el programa cada 12 horas restituyendo el pozo directamente al sistema después del cierre. Después de 6 días de repetir la secuencia se comenzó a observar la estabilización de la presión de boca de pozo. (Ver **Figura 8**).

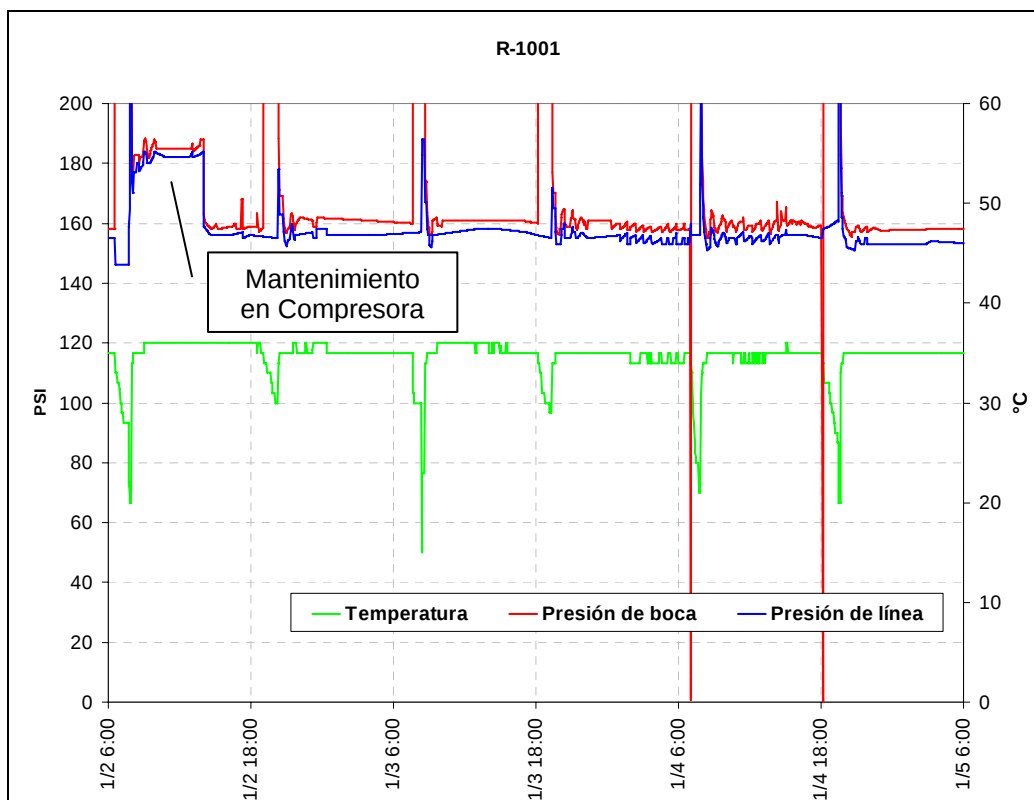


Figura 8 – Comportamiento R-1001 después de 6 días de aplicación de velas

Al octavo día (**Figura 9**), habiéndose estabilizado la presión de boca de pozo, se decide suspender la aplicación de velas surfactantes y programar la instalación de capilar para la inyección continua en fondo, dadas las evidencias de respuesta del pozo.

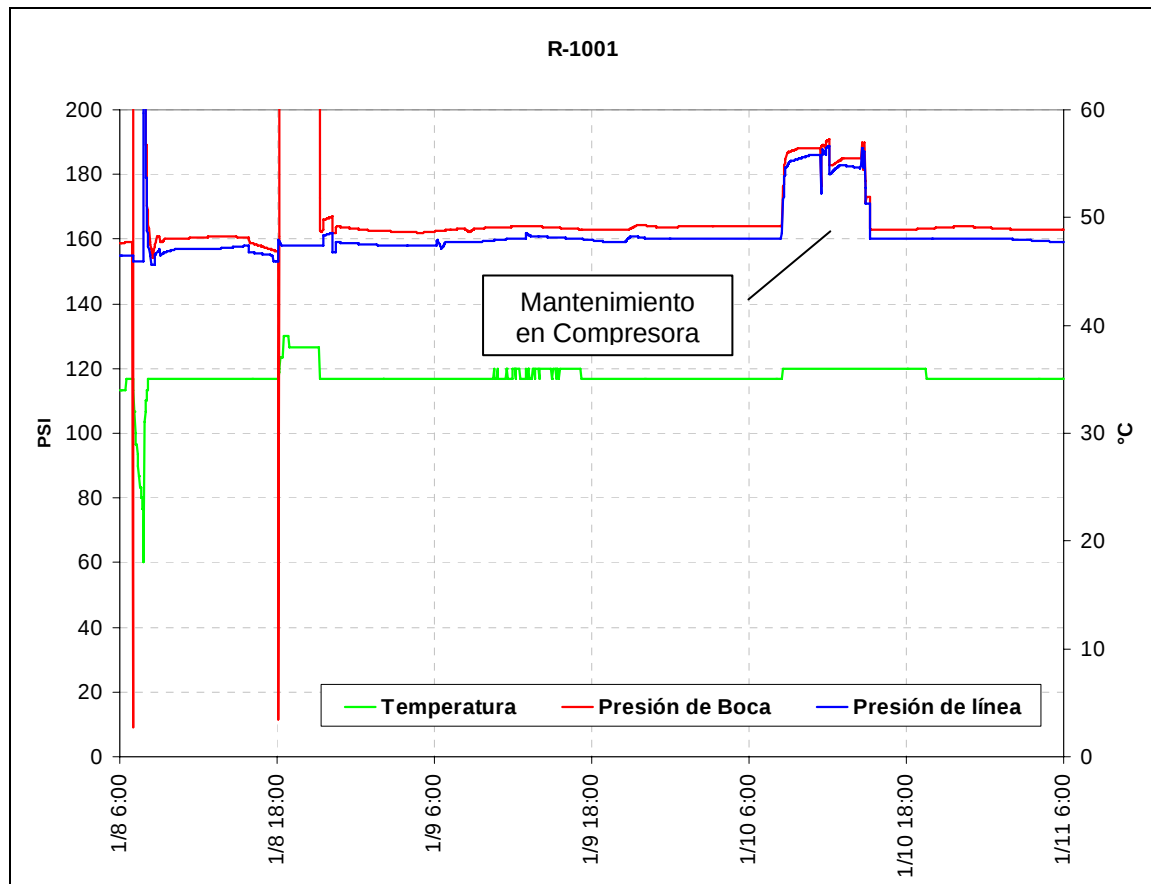


Figura 9 – Estabilización de R-1001

Aplicación continua de espumígeno

Según lo expuesto anteriormente, el diseño del sistema capilar, debía contemplar:

- Disponibilidad y confiabilidad del equipamiento
- Selección del Material
- Selección del Producto Químico
- Determinación de la dosificación

En relación a disponibilidad y confiabilidad del equipamiento, diversas empresas cuentan con experiencia en el uso de tecnología capilar para inyección de surfactante en la zona.

La elección del material se realizó utilizando las relaciones de Schillmoller. Los datos necesarios para la selección se presentan en la siguiente tabla (**Tabla 2**):

Porcentaje de CO ₂	2.8
Porcentaje de H ₂ S	0
Porcentaje de O ₂	0
Profundidad	3750 m
Temperatura de Fondo	103 °C
pH Agua	7 – 6.5
Concentración de Cloruros	21400 mg/l

Tabla 2 – Propiedades del ambiente R-1001

En base a lo expuesto en la sección sobre Selección de Material, puede considerarse que el ambiente es de baja severidad, según lo cual la condición de operación se encontraría en el **Figura 10** dentro del rango de acero inoxidable 316, pero dado que la temperatura se encuentra cercana a los 110 °C y el punto está cerca de los límites, de modo conservativo se decidió la instalación de capilar Duplex 2205.

Además, analizando la tendencia creciente de salinidad demostrada en otros pozos (con incrementos de hasta 40.000 ppm), resultaba importante contar con un margen de seguridad en caso de que sucediera algo similar en el R-1001.

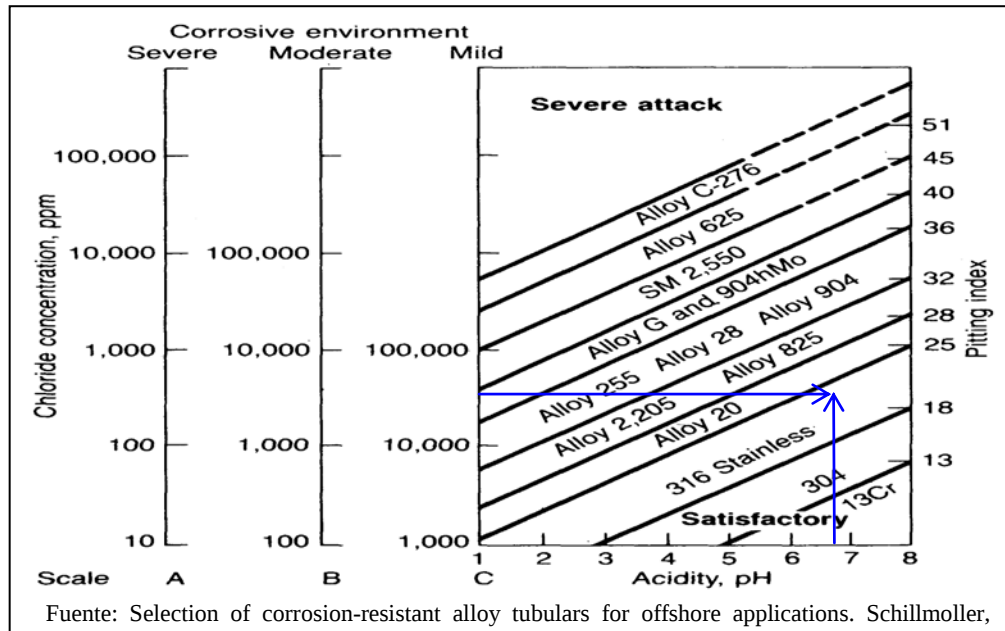


Figura 10 – Selección Material Capilar R-1001

Para la selección del producto químico se utilizó el procedimiento descrito anteriormente, con el cual se seleccionó un espumígeno de una compañía nacional. Posteriormente se verificó la compatibilidad con el inhibidor de corrosión, provisto por otra compañía, que se inyectaba en ese momento en la línea del pozo. El ensayo se realizó en una celda Alta Presión – Alta Temperatura por 24 horas con dos relaciones de producto distintas, la muestra 1 contenía 50% de espumígeno y 50% de inhibidor de corrosión, mientras que en la muestra 2 la relación era 25-75. En ninguno de los casos se observó formación de sólidos ni separación atribuible a incompatibilidad.

Como se expone en la bibliografía sobre el tema, la determinación de la dosificación óptima debe realizarse en campo, una vez instalado el sistema completo. Como punto de partida se tomó un caudal de 20 l/d de producto, lo que equivalía a 2000 ppm sobre el total de líquidos producidos; la dosificación mínima recomendada era 1000 ppm.

Instalación de capilar

La instalación del capilar en el pozo R-1001 tuvo lugar el 5 de abril de 2008, el pozo se encontraba en control a través de separador móvil.

El programa de instalación contemplaba, excluyendo los pasos de montaje y desmontaje del equipo:

- Armar conjunto de fondo compuesto por memory gauge y boquilla dosificadora
- Registrar gradiente dinámico en descenso hasta 3770 m
- Levantar capilar hasta 3090 m
- Llenar capilar con producto y bombear 150 litros en descenso hasta 3770 m
- Observar retorno de líquido, tomar muestras y controlar por separador
- Levantar capilar hasta 3450 m y dejar inyectando a 20 l/d por espacio de 8 horas
- Realizar gradiente dinámico en descenso hasta 3700 m
- Levantar capilar hasta 3580 m y continuar dosificando a 20 l/d por 8 horas
- Registrar gradiente dinámico en descenso hasta 3700 m

- Mantener capilar en 3770 m y continuar inyectando a 20 l/d por 8 horas
- Levantar herramienta hasta boca de pozo registrando gradiente dinámico en ascenso
- Recuperar datos de memory gauge e interpretarlos, contemplando los datos obtenidos en separador para definir la instalación o no del capilar y en caso positivo, la profundidad de instalación.

En caso de que la decisión fuera la instalación permanente del capilar, el programa se completaría con el armado de conjunto de fondo compuesto únicamente por boquilla dosificadora, el cual se profundizaría según el análisis previo. Posteriormente, las válvulas maestra y sobremaestra del pozo, deberían etiquetarse con carteles de advertencia de “No Operar esta Válvula” para evitar cortar el capilar.

Análisis de datos de fondo y de superficie

Previo al inicio de las maniobras de inyección de espumígeno con capilar, el control del pozo fue:

Resultados del control	
Mm ³ /d de Gas	138.291
m ³ /d de HC	2.391
m ³ /d de H ₂ O	6.207

Tabla 3 – Resultados control previo

El gradiente inicial, registrado previo al inicio de la inyección mostró el nivel de fluido en 3320 m (**Figura 11**).

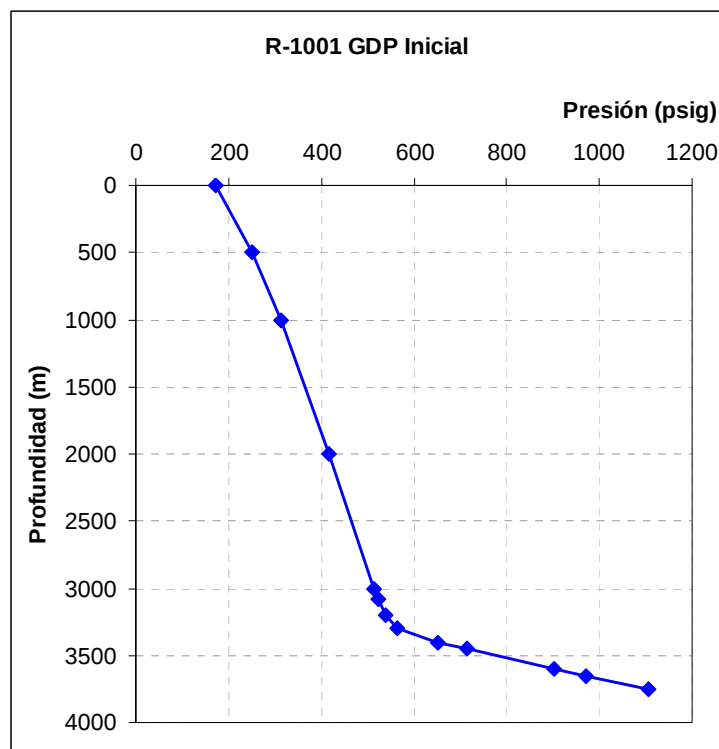


Figura 11: Gradiente de Presión Inicial

A continuación se realizó el batcheo de 110 litros de producto espumígeno, observando en separador de control slugs de condensado y luego slugs de agua. Se registra una disminución de la presión dinámica a 3650 m de 30 psig (0.2 MPa). Los valores puntuales de producción de líquidos se muestran en **Tabla 4**.

Resultados del control	
Mm ³ /d de Gas	140.017
m ³ /d de HC	18.598
m ³ /d de H ₂ O	10.648

Tabla 4 – Resultados control post batcheo

Posteriormente se fijó capilar en 3450 m según programa y se dejó inyectando en ese punto a 24 l/d durante 8 horas. La presión dinámica inicial fue de 735 psi (5.06 MPa), la presión final de 621 psi (4.28 MPa) y se observó un mínimo de 550 psi (3.79 MPa) luego de 2.5 horas del inicio de dosificación en esta profundidad. Los datos de control no se adjuntan durante estas horas ya que se detectaron problemas en la descarga de líquidos y los niveles se comportaron inestables.

El gradiente dinámico en descenso posterior mostró presiones dinámicas inferiores a las registradas previamente (**Figura 12**).

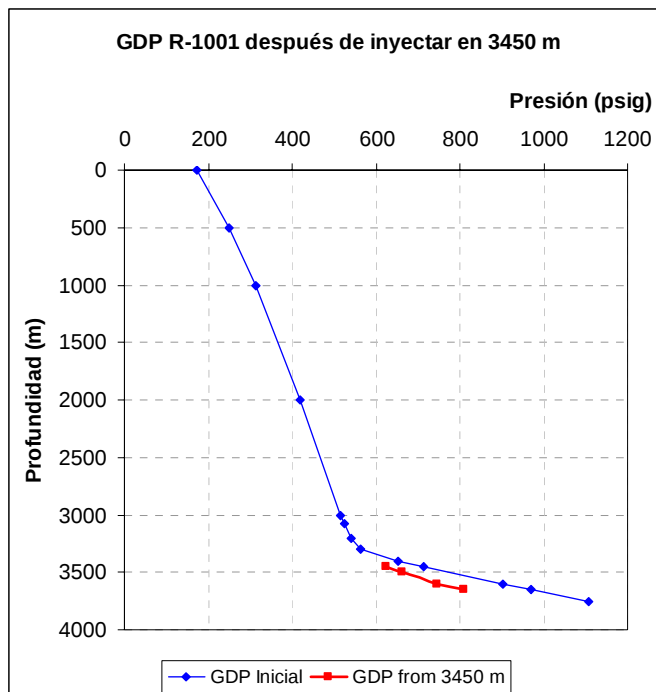


Figura 12 – Comparativa Gradientes

Continuando con el programa de la intervención, se fijó capilar en 3580 m y se inyectó a una tasa de 24 l/d durante 3,5 horas. Durante este período la medición de caudales en superficie no es confiable, debido a la dificultad que se presentó para separar las fases líquidas. Nuevamente, se registró gradiente dinámico en descenso, mostrando un decremento en la presión dinámica (**Figura 13**).

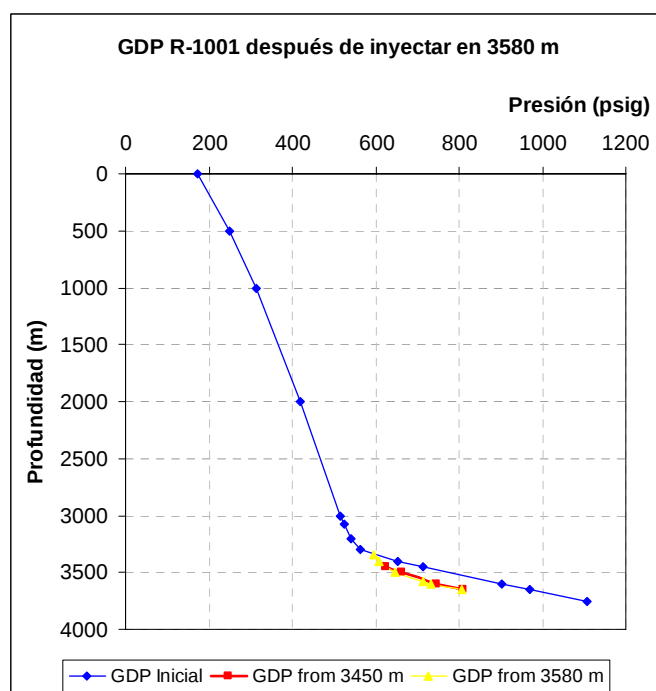


Figura 13 – Comparativa Gradientes

Debido a la escasa respuesta en este punto y contemplando que para la formación de la espuma es necesario la agitación del gas se decide modificar el programa, levantando la boquilla de inyección hasta 3450 m e inyectando en esa profundidad durante 12 horas. Después de resolver distintos problemas operativos que aparecieron en el separador de control, entre ellos una obstrucción en el caudalímetro de agua, el caudal medido de gas fue de 138 Mm³/d y el de agua de 6 m³/d.

A continuación se sacó herramienta registrando gradiente dinámico en ascenso (ver **Figura 14**). Durante el registro, el pozo se encontraba en régimen slug dificultando la interpretación del gradiente. El nivel de líquido final se determinó en 3420 mbbp, siendo el inicial 3320 mbbp.

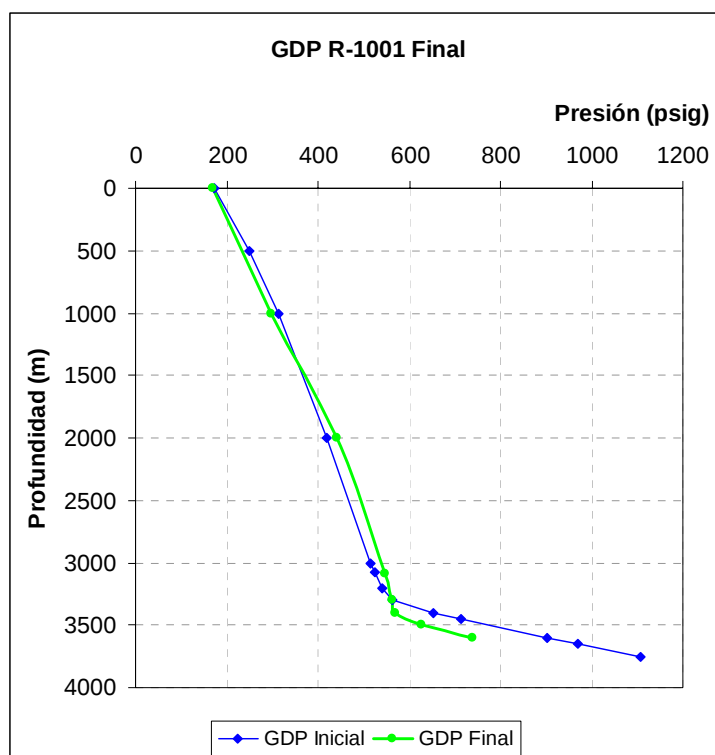


Figura 14 – Comparativa Gradientes

Si bien no se observó aumento de caudal, debido a la disminución en el nivel de líquido se definió la instalación permanente del capilar en 3450 m.

Capilar - Inspección periódica – Reposicionamiento

Para el capilar instalado en el pozo R-1001 en abril de 2008, se programó una revisión general del sistema para agosto de 2009. La misma consistió en:

- Extracción total del capilar – realizando inspección con partículas magnéticas – hasta boca de pozo. Aprovechando la revisión de la profundidad de inyección, se propuso la ejecución de un programa de inspección del capilar que permitiera verificar la integridad del mismo luego de 16 meses de operación. La técnica propuesta fue inspección a través de partículas magnéticas. Se analizaron 15 muestras de 2 metros de longitud a lo largo del capilar, incrementando la densidad de las mismas en la zona que se encontraba, fuera del tubing y frente a la cara de los punzados. P previo a la extracción se realizó un batcheo de producto surfactante, para evitar efectos inversos sobre el pozo durante el tiempo que duraran las maniobras. Luego, cuando la extracción del capilar se encontraba a 100 metros de la boca de pozo, se suspendió la dosificación de producto. Se detectaron incrustaciones de carbonato de calcio en el extremo del capilar, donde se encuentra el BHA (Bottom Hole Assembly) de inyección. El resto del capilar se encontraba en buenas condiciones, siendo satisfactoria la evaluación en todos los puntos de muestreo. Adicionalmente, la inspección con partículas magnéticas mostró una soldadura orbital en el capilar a 3020 m. Si bien esta soldadura proviene desde fábrica, la misma debe monitorearse en la próxima inspección dada la mayor probabilidad de corrosión en ese punto.

- Prueba Hidráulica

Con la totalidad del capilar en boca de pozo se efectuó una prueba hidráulica a 2500 psi (17,25 MPa) durante 1 hora, con resultado positivo.

- Ejecución de MPLT

Dada la imposibilidad de realizar mediciones físicas y registros de producción estando el capilar instalado, durante el tiempo de inspección se corrió un MPLT (Memory Production Logging Tool) y se realizó gradiente dinámico de presión y temperatura.

Esta es otra de las razones por las cuales una inspección anual del capilar es recomendada.

- Re-Instalación

Durante la re-instalación del capilar, se controló el pozo a través de separador móvil y se llevó a cabo un programa de dosificación a distintas profundidades con el objetivo de verificar la profundidad final.

Es importante destacar que los tiempos de estabilización de cada punto medido fueron insuficientes debido a que el pozo tiene una cámara importante en 7" y genera una alta inercia a los cambios realizados con la dosificación.

En base a los datos obtenidos en superficie y a la interpretación del MPLT que mostró aporte hasta 3590 m, se definió profundizar el capilar 100 metros más, esto es hasta 3550 m, considerando que es necesario el burbujeo de gas para la formación de la espuma.

Evolución de la producción

La **Figura 15** muestra la evolución de los controles de producción del pozo R-1001 desde el año 2007 hasta octubre de 2009. En la misma puede observarse que luego de la instalación del capilar la tasa de declinación disminuyó, manteniéndose constante hasta que el caudal de gas fue inferior a 100 Mm³/d.

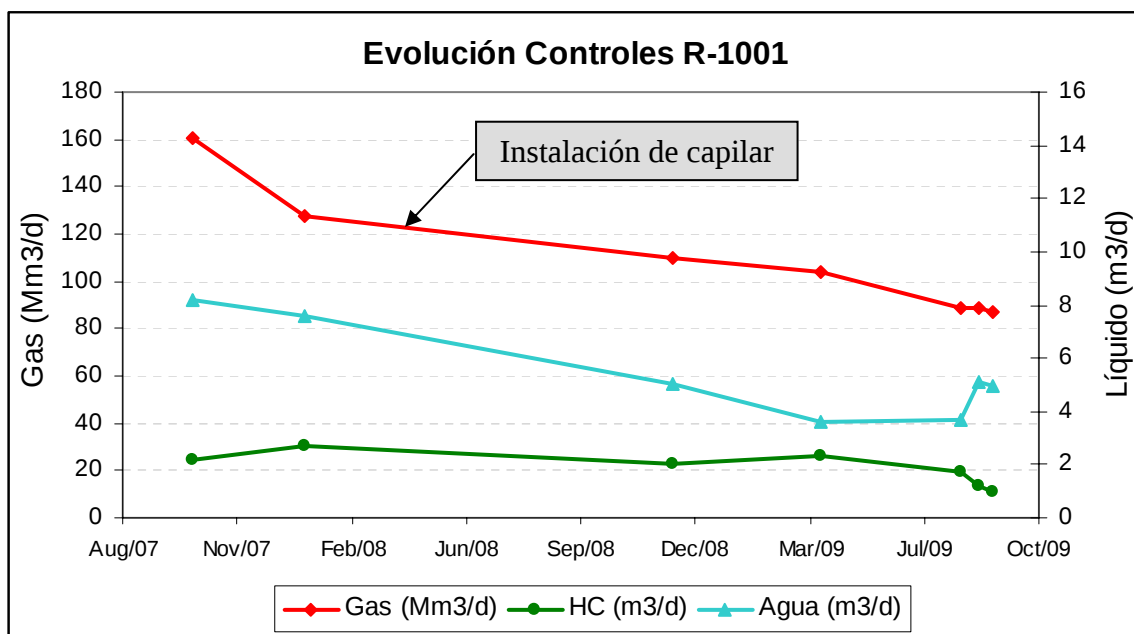


Figura 15 – Evolución de la producción

A partir de marzo de 2009 se observa un cambio en la tasa de declinación, la cual aumenta respecto a la conseguida luego de la instalación del capilar. Esto se explica por el hecho de que, siendo la velocidad crítica en el casing de 7" de 3.25 m/s, el caudal crítico correspondiente es 220 Mm³/d. Considerando que la acción del espumígeno reduce la velocidad crítica en un factor de 2.5 – 3, entonces el caudal crítico se reduce a 90 Mm³/d. Por debajo de este valor, reaparecen los fenómenos de Liquid Loading.

Sin embargo, se decidió continuar con la inyección de espumígeno en fondo hasta tanto otra tecnología sea aplicada, ya que si bien no soluciona completamente el problema de levantamiento, contribuye a evitar el ahogue del pozo.

Conclusiones

La instalación del capilar para inyección de surfactante en el pozo R-1001 permitió comprobar que el uso de esta tecnología resulta eficaz para la remoción de líquidos en fondo. En la primera aplicación se logró remover aproximadamente 100 metros de columna.

Pese a que los resultados en superficie no mostraron mejoras significativas de caudal de gas respecto a la condición previa a la dosificación de producto surfactante, es importante destacar que el proyecto apuntó en todo momento a un mantenimiento de la producción básica.

Como consecuencia de la remoción de líquidos, la disminución de presión dinámica lograda luego de la dosificación de producto fue de 80 psi (0.55 MPa) frente a los punzados de la base de una de las capas (3400 mbbp), 165 psi (1.13 MPa) frente a otra capa, mientras que la condición dinámica frente a los punzados de la capa superior no se vio modificada. A pesar de los cambios logrados en la presión dinámica no se observó una respuesta significativa del aporte de las capas inferiores.

Una vez instalado el capilar, se recomienda su inspección en un período no mayor a los 18 meses, ya que esta intervención permite verificar la integridad mecánica del mismo y efectuar mediciones físicas valiosas al momento de redefinir la profundidad de inyección.

En lo relativo a la efectividad de la tecnología, se puede inferir, a través de la disminución en la tasa de declinación del pozo, una disminución en la velocidad crítica. El aumento posterior en la declinación indica que es necesario emplear una nueva tecnología ya que la aplicación de espumígeno ha alcanzado su límite.

Bibliografía

1. Lea J., Nickens H., Wells M. **Gas Well Deliquification**. First Edicion. Gulf Professional Publishing. Elsevier (USA). 2003.
2. Lea J., Nickens H., Wells M. **Gas Well Deliquification**. Second Edicion. Gulf Professional Publishing. Elsevier (USA). 2008.
3. Schillmoller. **Selection of corrosion-resistant alloy tubulars for offshore applications**. Paper presentado en la 21st Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 1989.
4. Compañía Bolland. **Procedimiento para la evaluación de producto químico espumígeno**. Buenos Aires. 2007.
5. Compañía SIPRE. **Informe de Inspección por Partículas Magnetizables pozo R-1001**. Agosto 2009.