

MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO GASÍFERO NATURALMENTE FRACTURADO: OPTIMIZACIÓN DE LA EXTRACCIÓN NATURAL MEDIANTE LA APLICACIÓN DE ESPUMANTES EN FONDO A TRAVÉS DE CAPILAR

**Autores: Gustavo Ariel Alvarez (Tecpetrol) - gustavo.alvarez@tecpetrol.com
Pedro Costanza (PQB) - pcostanza@bolland.com.ar**

Sinopsis:

En el presente trabajo se expondrá la experiencia adquirida al optimizar la metodología de extracción natural de un pozo de gas en un yacimiento naturalmente fracturado con aporte de agua, mediante la inyección de espumante en fondo de pozo a través de un capilar.

El proyecto de optimización del sistema de extracción natural de este pozo productor de gas, surge como consecuencia de la necesidad de encontrar una solución a la creciente producción de agua aportada por el pozo y a la declinación cada vez más pronunciada de la producción de gas. El pozo posee una Completación con Tubing de 4", el cual hace que se magnifiquen los efectos de la disminución de la Relación Gas Líquido, produciéndose de este modo que parte de los fluidos de producción (sobre todo agua de producción) queden inmóviles en el fondo del pozo como consecuencia de la falta de velocidad ascensional del gas en Casing y Tubing.

A raíz de estas condiciones de producción se analizaron las diferentes alternativas de producción del pozo que nos permitieran mejorar la producción y aumentar la vida productiva del pozo, para así evitar el ahogue prematuro del pozo con sus propios líquidos de producción.

Para mejorar la producción del pozo, se determinó llevar adelante la aplicación de un sistema de inyección de Espumante líquido, el cual es dosificado en el fondo de pozo a través de un capilar que se encuentra alojado en el interior del Tubing. De este modo se logró mejorar el aporte de hidrocarburos, evitando el cierre del pozo y aprovechando la instalación de producción existente.

Los resultados de la aplicación de esta metodología de producción asistida, nos permitió:

- Estabilizar la producción continua de gas, a pesar del aumento de producción de agua
- Evitar el ahogue prematuro del pozo debido a la acumulación de líquido en fondo
- Disminuir la declinación acelerada de la producción de gas
- Obtener un aumento permanente de la producción del caudal de gas producido
- Incrementar las reservas de gas a recuperarse en mas de 75 MMsm³
- Aumentar la vida productiva del pozo a pesar de los pronósticos elaborados sin inyección de Espumantes
- Lograr que el incremental de gas obtenido cubra los costos diarios del tratamiento y a su vez deje ganancia

Introducción

Como ya todos sabemos, son excepcionales los pozos que producen gas completamente seco. La inmensa mayoría de los pozos produce gas húmedo con o sin líquido libre.

Cuando se produce gas con líquidos libres, si su velocidad es lo suficientemente elevada, transporta los líquidos consigo a la superficie.

Una elevada velocidad de gas o dicho de otro modo un alto caudal de gas para un determinado diámetro de tubería (Tubing o Casing) resulta en un régimen de flujo de tipo niebla (Mist flow) en el que las gotas de líquido se encuentran dispersas en el gas y viajan en el Casing y Tubing junto con el gas. En este caso el porcentaje en volumen de líquido en el gas (Liquid Holdup) es muy bajo a través de la Completación de producción, dando como resultado una baja caída de presión debida a la componente gravitatoria de los fluidos.

A medida que se explota el pozo la velocidad del gas a través de la completación va variando, y en la gran mayoría de los casos produce que la Relación Gas-Líquido (GLR) disminuya generando que la velocidad del gas no sea suficiente para transportar los líquidos de producción desde los punzados hasta superficie. Las progresivas reducciones de las velocidades de flujo conducen a cambios en los regímenes de flujo, pasando desde su flujo original tipo Niebla (Mist), anular-niebla (Annular-Mist), Slug-anular, Slug y finalmente burbuja (Bubble flow), mientras que en contrapartida, el Liquid Holdup a través de la tubería de producción se ve incrementado progresivamente (Figura 1).

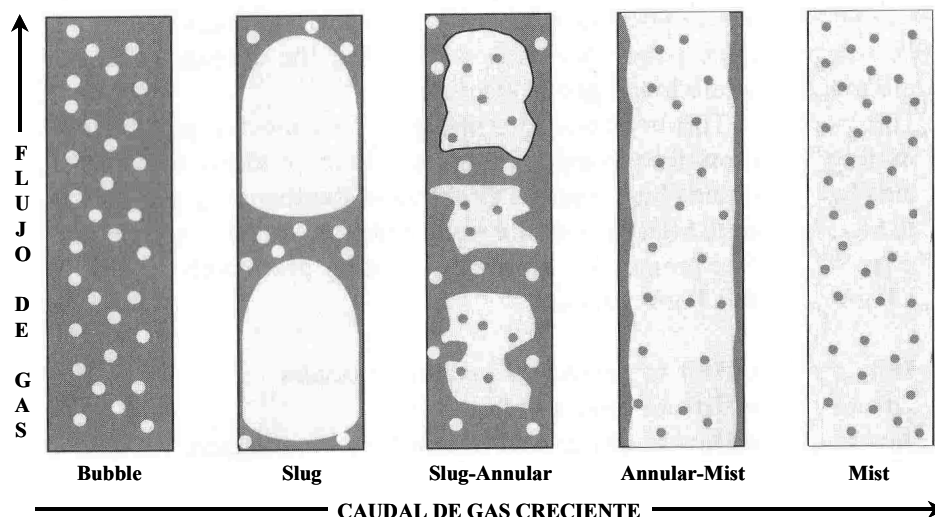


Figura 1: resume de manera gráfica los distintos regímenes de flujo encontrados en pozos de gas.

Como producto de la creciente presencia y acumulación de líquidos en el Tubing/Casing en la vida productiva del pozo, puede ir reduciendo la capacidad de producción del pozo, o inclusive en determinados casos interrumpirla totalmente.

Llegado este punto, si no se implementa alguna medida correctiva, el pozo continuará declinando hasta salir de servicio. También es posible que el pozo continúe produciendo por largo tiempo en condiciones de ahogo, con el gas burbujeando a través de una columna de líquidos y sin arrastrar parte de esta última a la superficie.

Algunos síntomas de problemas de carga líquida en pozos con Completaciones con Packer son los siguientes:

- Presencia de picos en el registro de Presión de Boca de pozo o presiones no oscilantes.

- Producción de gas errática o pulsante, consecuencia de un flujo tipo Slug.
- Incremento pronunciado en la curva de declinación de gas del pozo.
- Cambios importantes en la pendiente de los registros de gradientes dinámicos debido al incremento de las pérdidas por fricción y la mayor densidad de la mezcla de fluidos de producción.
- Disminución de la producción de líquidos como consecuencia de su acumulación en fondo de pozo.
- Velocidades de gas inferiores a las críticas.
- Punto de operación inestable a partir del Análisis Nodal.

Como condición previa a la presencia de cargas líquidas severas se considera generalmente que un pozo gasífero transita un régimen de flujo Annular-Mist en el que el líquido es arrastrado por la velocidad del gas como pequeñas partículas y transportado por tensiones de corte en la interfase gas/líquido como una delgada película formada sobre la pared del Tubing.

Varios investigadores estudiaron estos mecanismos y sus características, y desarrollaron una correlación simple para predecir la denominada “Velocidad Crítica” en pozos productores de gas verticales a partir del modelo de gota. Esta Velocidad Crítica sería entonces, la velocidad mínima de gas necesaria para permitir que una gota de líquido permanezca suspendida en la corriente de gas. Si la velocidad del gas resultara inferior a la crítica, la gota caerá y los líquidos comenzarán a acumularse en las paredes de la tubería y en el wellbore.

Desarrollo

El Pozo La Porcelana Po.x-1001 es un pozo exploratorio localizado en la Cuenca Noroeste Argentina, en el Sector Austral de la Sierra de San Antonio, al sur del área Ramos.

El objetivo primario de la perforación de este pozo fue explorar las arenas de la Fm. Huamampama y como objetivo secundario las arenas de la Fm. Icla y de la Fm. Santa Rosa.

El pozo Po-1001 fue perforado entre los años 1995 y 1996 alcanzando una profundidad máxima de 4300 mbbp. En una primera etapa de terminación se punzaron y ensayaron las formaciones Icla y Santa Rosa las cuales fueron posteriormente aisladas mediante tapón N en 3620 mbbp. Luego se punzó, estimuló y ensayó la Fm Huamampama quedando así el pozo en producción con mas de 400 Mm3/d de gas.

Su completación consta de un Casing de Producción de 7 5/8”, cementado y punzado desde 3108 mbbp hasta 3463 mbbp (Fm Huamampampa). La producción fluye a través de un tubing de 4” desde 3100 mbbp hasta superficie, el cual posee un Packer permanente en 3032 mbbp.

El proyecto de optimización del sistema de extracción natural de este pozo productor de gas, surge como consecuencia de la necesidad de encontrar una solución al continuo incremento de WGR y disminución de la RGL como consecuencia del aumento de la producción de agua aportada por el pozo y a la declinación cada vez más pronunciada de la producción de gas.

Debido al tipo de Completación que posee el pozo (Tubing de 4” y Casing de 7 5/8”), los fenómenos de Liquid Holdup con el paso del tiempo se vieron magnificados, produciéndose de este modo que parte de los fluidos de producción (sobre todo agua de producción) queden inmóviles en el fondo del pozo como consecuencia de la falta de velocidad ascensional de gas en el Tubing y wellbore.

Por lo tanto, para conocer cuáles fueron las etapas de producción por las cuales este pozo pasó hasta llegar a la necesidad de ser asistido artificialmente mediante la dosificación de espumante en fondo para continuar con su explotación, vamos a realizar un breve repaso de la historia de producción del pozo.

El pozo comenzó a producir en Diciembre de 1996 y alcanzó su caudal de producción de gas máximo de 670 Msm³/d en Febrero de 1998. A partir de esta última fecha, el pozo comenzó a mostrar una declinación en la producción de gas y condensado, sin manifestar un incremento en su Relación Agua-Gas (WGR). Como consecuencia, la Relación Gas-Líquido (GLR) continuaba aumentando sin generarse problemas con relación a los líquidos producidos y el caudal de gas. En esta etapa podemos afirmar que el pozo se encontraba produciendo mediante un flujo de tipo “Niebla (Mist)” (Figura 3).

En Diciembre de 2001 comienza a observarse que el corte de agua comenzaba a aumentar de manera continua, con lo que sumado a la declinación normal de gas del pozo, la WGR en aumento nos generaba mermas en la producción. Esto se explica ya que el pozo podría estar produciendo todavía un elevado caudal de gas con un régimen de flujo tipo niebla (mist flow), sin embargo, debajo del final del Tubing el régimen de flujo podría haber sido de tipo burbuja, slug o slug-annular transition como se observa en la figura siguiente.

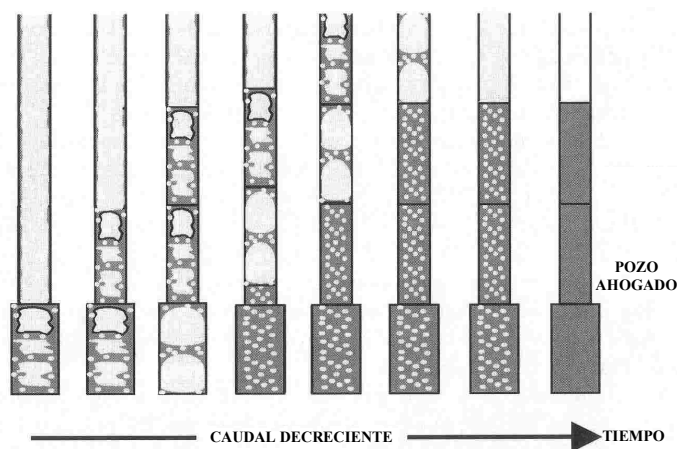


Figura 2: Efecto del diámetro de Casing en el inicio del fenómeno de Liquid Holdup.

Con el correr del tiempo y a medida que continuaba la declinación de la producción de gas del pozo, los regímenes de flujo desde los punzados a la superficie se modificaban y como consecuencia la velocidad del gas disminuía. Es así que el flujo a través del tubing se seguía manifestando como un flujo de tipo Annular-Mist, no ocurriendo lo mismo en el wellbore del pozo (Figura 2).

A partir de Noviembre de 2004, la WGR comienza a mostrar sus efectos de contrapresión sobre el pozo como consecuencia de un aumento de la densidad de la columna de fluido (gas y condensado + agua) a través del tubing y al incremento del Liquid Holdup en el Tubing de 4" y Casing 7 5/8". En consecuencia, debido al cambio en las condiciones de velocidad del gas es posible que en dicho momento se haya impuesto un cambio en el régimen de flujo transformándose así en uno de tipo Slug o Slug-Annular.

Para fines de 2006 y principios de 2007, la producción del pozo comenzaba a volverse errática donde los caudales de producción de gas eran inferiores a 80 Msm³/d, cambiando así el régimen de flujo a tipo Slug mientras el caudal de gas continuaba declinando y el caudal de agua aumentaba. Esta transición suele estar acompañada por una marcada declinación de producción la cual se vio claramente. Además se constató la acumulación de líquido en fondo.

A raíz de estas condiciones de producción se analizaron las diferentes alternativas de producción del pozo o asistencia artificial de extracción, que nos permitieran mejorar la producción de gas del pozo y principalmente aumentar la vida productiva del pozo, para así evitar el ahogue prematuro del mismo con sus propios líquidos de producción.

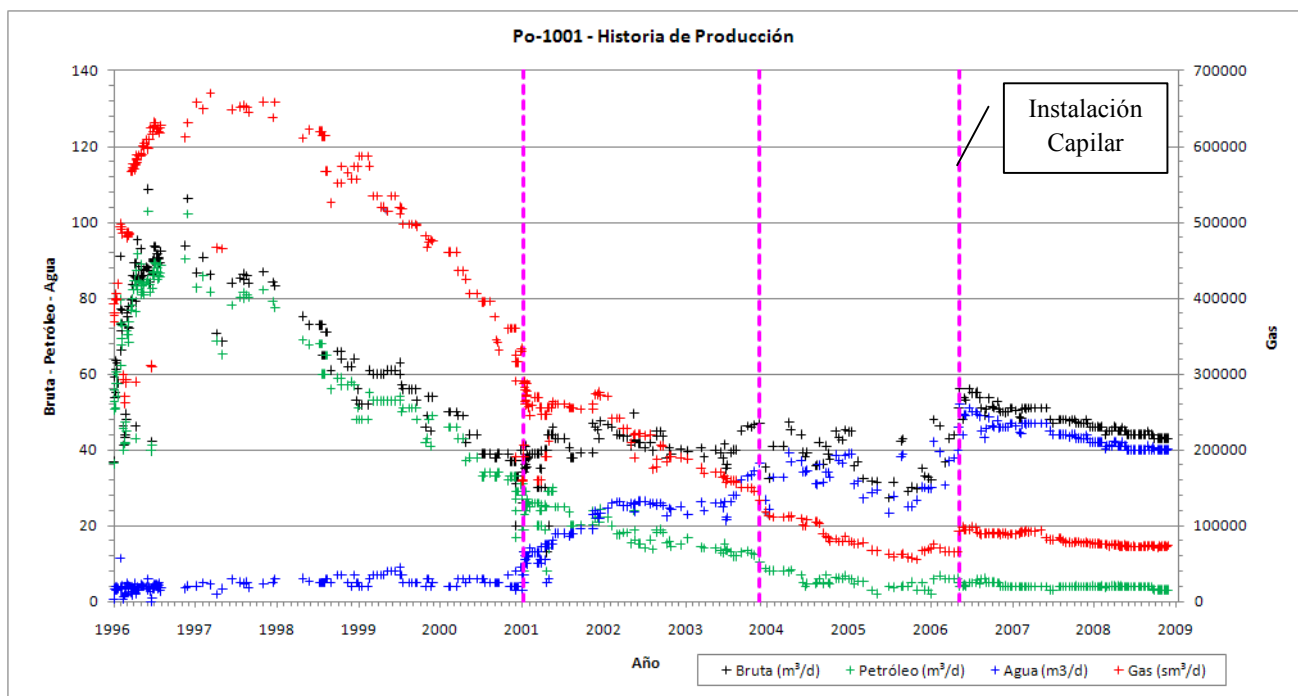


Figura 3: Historia de Producción.

La bibliografía especializada lista una serie de métodos prácticos continuos y discontinuos para descargar pozos con problemas de carga líquida. Entre ellos se pueden mencionar algunos de los analizados para el caso particular de este pozo a los siguientes:

- *Velocity Strings*: se descartó la utilización de sertas de velocidad ya que el problema mas grave se encontraba ubicado en la zona del Casing de 7 5/8" (wellbore) y los resultados que se podían obtener con la instalación de un coiled tubing desde superficie eran prácticamente nulos.
- *Producción Dual (Tubing y Casing)*: en nuestro caso las pérdidas por fricción que se reducirían al producir de manera dual no garantizaban la producción continua a los bajos caudales de gas que se tenían en 2007. Además el aumento de diámetro para un mismo caudal de gas produce que la velocidad de gas sea menor y por consiguiente correr el riesgo de encontrarnos por debajo de la Velocidad Crítica.
- *Compresión en Boca de Pozo*: por razones de costo se descartó su utilización.
- *Aislamiento de Zonas*: debido a que por las características del reservorio (yacimiento naturalmente fracturado) no es conveniente el ahogue de pozo para realizar ninguna reparación ya que luego el daño generado por el bloqueo por agua no es remediable. Por otro lado se analizó la posibilidad de intervención con CTU para la colocación de tapones inflables (sin ahogue de pozo) pero los malos resultados obtenidos en pozos de yacimientos vecinos (Chango Norte) hicieron que se descarte esta posibilidad. Por lo tanto este método quedó descartado.
- *Tratamientos de Bloqueo de Agua*: no se disponía de una metodología para eliminar el bloqueo de agua para este tipo de reservorio al momento del análisis.
- *Instalación de un Sistema de Extracción (AIB, ESP, Gas Lift, Plunger Lift, Bombeo Hidráulico, etc.)*: debido a lo mencionado anteriormente con respecto a la imposibilidad de ahogar el pozo para su intervención para cambio de sistema de extracción, se descartaron así los sistemas AIB, ESP, Gas Lift, Bombeo Hidráulico. Por su parte el sistema de extracción artificial Plunger Lift se descartó para una

aplicación directa debido a que contamos en la completación con una Válvula de Seguridad de Subsuperficie (SSSV) con niple que impediría el libre pasaje del pistón a través de dicha restricción.

- *Pistoneo*: tal como pasara con el caso de aplicación de Plunger Lift, la SSSV no permite el pistoneo del pozo y difícilmente podríamos evacuar el agua acumulada en el wellbore.
- *Venteo y Quemado*: descartado por generarse gran cantidad de pérdidas de producción y un alto impacto sobre el medio ambiente.
- *Inyección de Soap Sticks* (“velas/barras espumantes”): se analizó su utilización y se comparó con la dosificación continua mediante capilar en fondo y se descartó debido a los mayores beneficios que nos entregaría la dosificación continua.
- *Inyección Continua de Surfactantes/Espumantes*: se analizó esta metodología de inyección de espumante en fondo de pozo mediante capilar, resultando el método mas apropiado para instalar y probar su rendimiento con los resultados del pozo.

La aplicación continua de un espumante generalmente se considera que constituye un método simple y económico para pozos de caudales medios a bajos (velocidades superficiales de gas entre 0,5 y 5 m/s) y GLR (Gas Liquid Ratio) en el orden de aprox. 175 a 1.450 Sm³/m³ (1.000 a 8.000 SCF/BBL).

La tecnología que aquí se aplicó consistió en bajar un Capilar de acero inoxidable, a la profundidad de los punzados con la finalidad de dosificar en forma continua un Agente Espumante. Este surfactante, al entrar en contacto íntimo con el agua y el gas producidos, reduce la tensión superficial del agua generando espuma de menor densidad que la misma. La disminución de la densidad de la columna de fondo del pozo facilita el transporte del líquido hacia la superficie, favoreciendo la producción de gas del pozo y disminuyendo la frecuencia de paros de producción del mismo.

Así entonces se pudo llevar a adelante la aplicación de un sistema de inyección de Espumante líquido, el cual es dosificado en el fondo de pozo a través de un capilar que se encuentra alojado en el interior del Tubing. De este modo se logró realizar esta operación evitando el cierre o paro del pozo y aprovechando la instalación de producción existente.

Resumen Operativo

Recordemos cuales fueron los objetivos que nos planteamos al momento del análisis de aplicación de Espumante mediante Capilar en fondo de pozo:

- Permitir la producción continua del pozo a pesar del aumento de producción de agua y la declinación acelerada de la producción de gas.
- Evitar un ahogue prematuro del pozo debido a la acumulación de líquido en fondo.
- Aumentar la velocidad ascensional del gas en el tubing, de tal modo que permita producir en superficie todo el líquido entregado por la formación hacia el pozo.
- Evacuar el agua acumulada en la mitad inferior del pozo que no permitía la normal producción del total de los punzados.
- Disminuir la presión dinámica en fondo como consecuencia de una menor densidad de la columna de fluido producido.
- Disminuir la declinación acelerada de la producción de gas.
- Aumentar el caudal de gas producido.

- Alargar la vida productiva del pozo.

Se utilizó el siguiente paquete de información para el estudio de factibilidad de aplicación de la instalación de capilar:

- Se evaluaron los Gradientes de Presión y Temperatura de dicho momento y anteriores.
- Se analizó la Historia de Producción del pozo haciendo especial foco en la evolución de la WGR y la GLR.
- Características del agua y gas de formación para la selección del producto químico espumante y el material a utilizarse en el capilar y puntera dosificadora.
- Diseño de la completación existente en el pozo (diámetros, desviaciones, longitudes, material de los componentes, etc).
- Compatibilidad entre el fluido de formación y el espumante seleccionado para diferentes temperaturas
- Calidad del tipo de espuma lograda con distintos tipos de espumantes y concentraciones. Los ensayos se realizaron con muestras de agua y condensado sacados del pozo.

Con todo esto, se decidió entonces llevar adelante una prueba piloto la cual dependería tanto de los resultados inmediatos (aumento de producción de gas) como de su comportamiento en el tiempo.

Así, el 23 de Abril de 2007 se instaló en el pozo Po.x-1001 un capilar de acero inoxidable DSS-2205 (OD 1/4" x 0,035" de espesor de pared) para la dosificación de agente espumante en fondo. La profundidad inicial de fijación del BHA de dosificación fue 3250 mbbp ya que según los Gradientes de Presión y Temperatura Dinámicos, nos indicaban que en dicha profundidad nos encontraríamos por encima del nivel de líquido donde existía pasaje de gas. Es muy importante que la zona en donde se dosifique el espumante líquido haya pasaje de agua para que reaccione con el espumante y gas que es el encargado de producir la agitación necesaria para que se forme la espuma.

Se inició entonces la inyección continua del producto ESB699 en 3250 mbbp a razón de 170 Lt/d (~0,42% sobre el caudal de agua producido). Este caudal de dosificación de espumante mayor a lo necesario se debió a que buscábamos evacuar en una primera instancia la mayor parte de líquido acumulado en la cámara del pozo frente a los punzados.

En el transcurso de la primer semana la dosis de ESB699 se redujo progresivamente a 50 Lt/d (~0,1% sobre el caudal de agua producido) y se mantuvo en este valor durante 35 días. En este periodo de tiempo se observó un incremento sostenido del caudal de gas del orden del 50% del valor previo al inicio de la dosificación.

A partir del 1 de Junio de 2007, al reducirse en pequeña medida el caudal promedio diario de gas producido, se decidió incrementar la dosis de ESB699 un 10% (se llevó a 60 L/d, ~ 0,12% sobre el caudal de agua producido), manteniéndosela en este valor hasta el 12 de agosto de 2008. En esta fecha, luego de 16 meses de buenos resultados en el caudal de gas, se produjo una nueva reducción sostenida en el caudal de gas producido, por lo que se vuelve a incrementar la dosificación a 70 L/d y se mantiene en este valor hasta el 31 de Agosto de 2008.

El 1 de Septiembre de 2008, en la búsqueda de una alternativa de producto químico con mayor rendimiento se evaluó técnica y económicamente el cambio de producto espumante por uno con mayor capacidad de formación de espuma que mantuviera o mejorara los resultados sin incrementar los costos. Es así que se cambió el producto espumante ESB699 por el ESB800, ajustándose la dosis de este último en 50 L/d, valor que mantiene hasta la fecha.

A fines de Octubre de 2008 se decidió retirar el capilar instalado para llevar a cabo una inspección de la integridad del capilar en locación. A los fines de mantener el pozo en producción durante la inspección del capilar, se apeló al uso de barras espumantes (foam sticks) y bacheos con ESB800 antes de retirar y al reinstalar el capilar. Se verificó que, tras 18 meses de operación sin interrupciones, el capilar y el BHA se encontraban en muy buen estado, no evidenciando desperfecto alguno.

El 14 de Septiembre de 2009 se retiró nuevamente el capilar para montar un memory gauge en el BHA y volver a bajar para realizar un registro de presión en fondo de pozo (~3.250 mbbp) con dosificación continua de ESB800. Se aprovechó también la maniobra para registrar un gradiente dinámico en la carrera ascendente de salida del capilar + memory gauges del pozo.

El 16 de septiembre de 2.009 se volvió a instalar el capilar (el BHA se fijó nuevamente en ~3.250 mbbp) y se restableció la dosificación continua de ESB800 en 50 L/d.

Resultados

Los resultados inmediatos obtenidos superaron nuestras expectativas, ya que desde el primer momento de instalación y dosificación, el pozo incrementó su caudal de producción de gas de 66 Msm³/d a 93 Msm³/d. Este caudal gas se mantuvo por encima de 90 Msm³/d por mas de una año hasta Mayo de 2008.

Si observamos con detenimiento este primer año de dosificación de espumante, podemos notar que el pozo no solo cambió su pesimista declinación que lo llevaba a un ahogue seguro, sino que además mantuvo un caudal constante por encima de 90 Msm³/d durante 12 meses. Es muy importante al momento de hacer el seguimiento de la producción de este pozo, prestar mucha atención a la WGR (Figura 4) y al GLR (Figura 5). Durante este primer año la RGL prácticamente no varió y el WGR comenzaba a disminuir como consecuencia de un menor aporte de agua del pozo.

En consecuencia luego de este primer año de prueba no cabían dudas que la selección de este método como alternativa para la asistencia en la producción de este pozo era lo ideal.

En Junio de 2008 el pozo comenzó a mostrar un descenso continuo de la producción de gas y en consecuencia un aumento en su relación WGR. Por su parte la GLR se mantenía con un leve disminución pero constante. Es aquí donde se comienzan a evaluar alternativas en el tipo de agente espumante utilizado y se llega en Septiembre de 2008 a realizar el cambio de producto espumante ESB800. A partir de dicho momento el pozo estabiliza nuevamente su producción en un caudal de gas de 77 Msm³/d el cual declinó levemente hasta la fecha. En este periodo con nuevo producto químico espumante se volvió a lograr que la WGR se mantenga sin aumentar (relativamente constante) y la GLR en un valor estable de 1600 sm³/m³.

Vale la pena observar en los gráficos de declinación del pozo (Figura 6 y 7) que en el momento previo a la instalación del capilar el pozo tenía un horizonte de producción no mayor a Diciembre de 2009 en el cual la GLR sería de 400 sm³/m³ con lo que el caudal de gas no superaría los 15 Msm³/d.

Desde el punto de vista de las presiones de boca de pozo, éstas se mantuvieron constantes desde el momento de instalación del Capilar hasta Marzo de 2009, donde al variar las condiciones de captación del pozo, se bajó la presión de seprador produciendose así que la presión de boca de pozo también disminuía levemente. Esta disminución en la presión de captación y la presión de boca de pozo se vió reflejada en un leve aumento del caudal de gas pero manteniendo su declinación previa (Figura 8).

Comparando aquella curva de declinación de gas sin dosificación de espumante con la que se observa para los valores actuales donde la dosificación de espumante está mostrando sus resultados podemos ver que claramente el pozo podrá seguir en producción hasta el año 2014 con valores de caudal de gas superiores a 60 Msm³/d. (Figura 7).

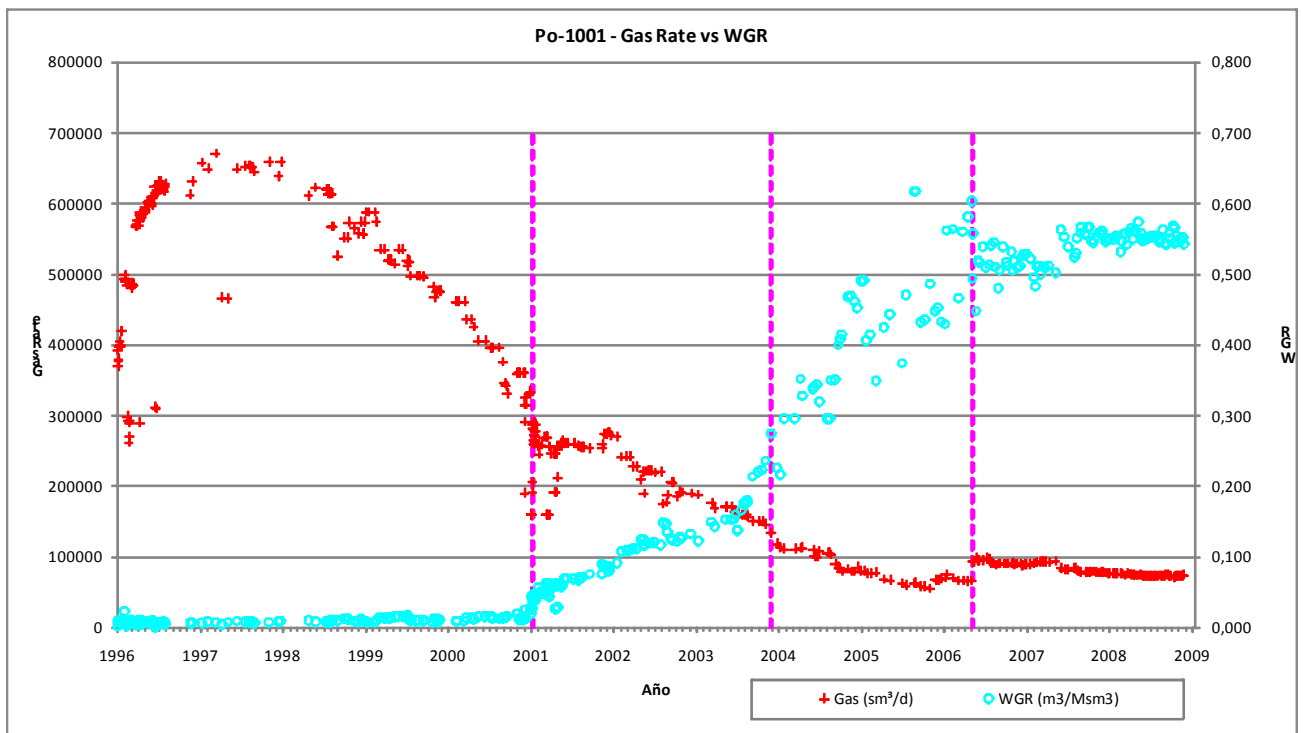


Figura 4: Caudal de Gas vs WGR.

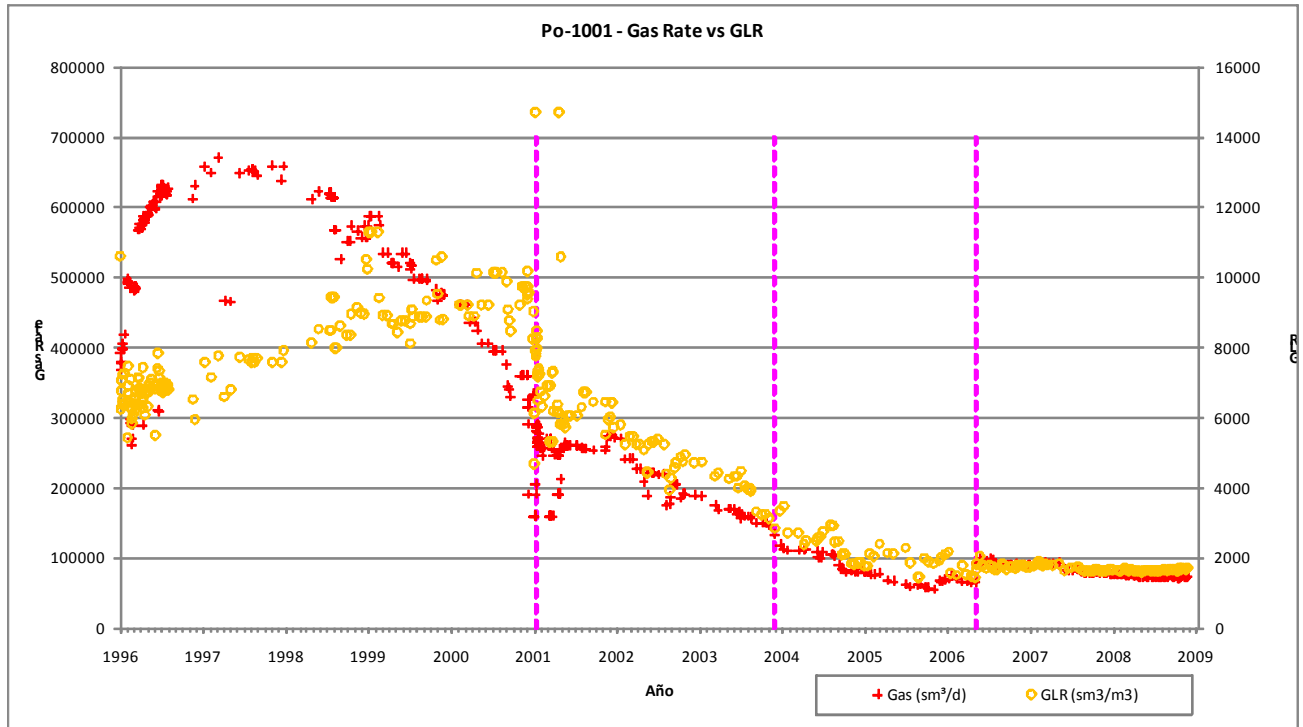


Figura 5: Caudal de Gas vs GLR.

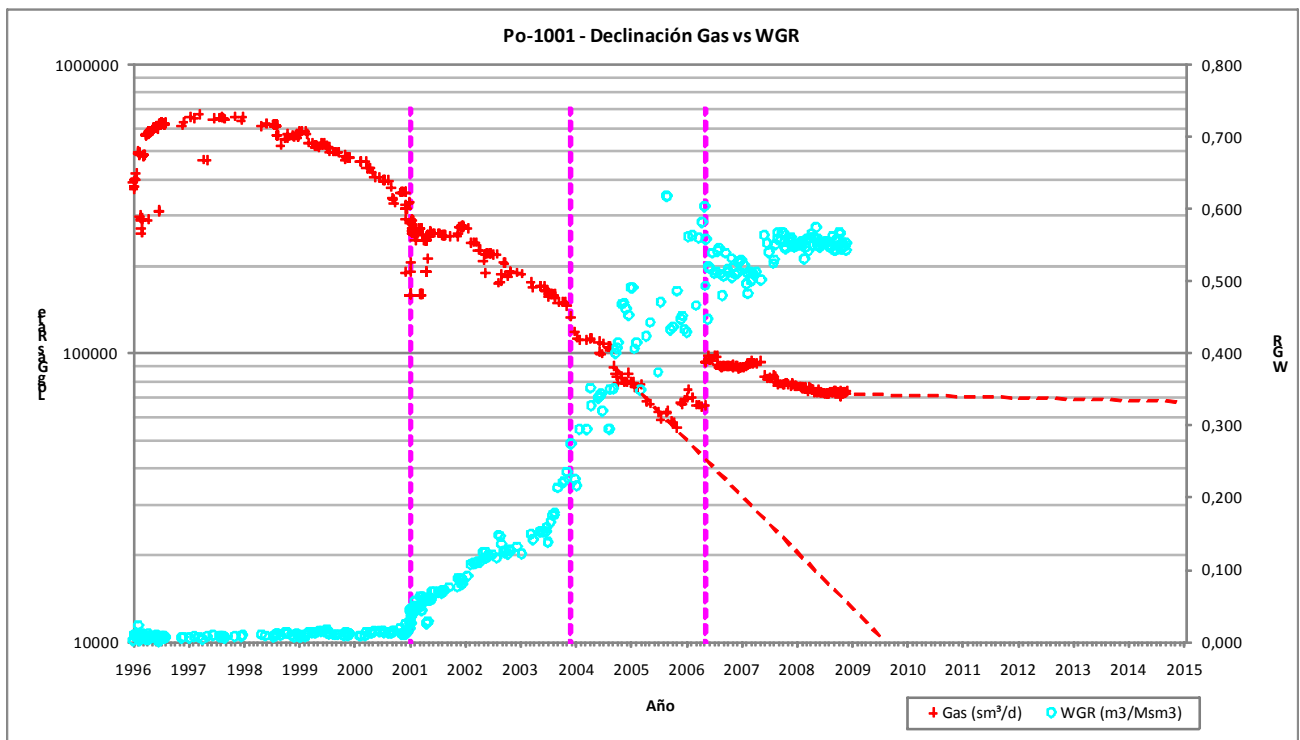


Figura 6: Declinación de Gas vs WGR.

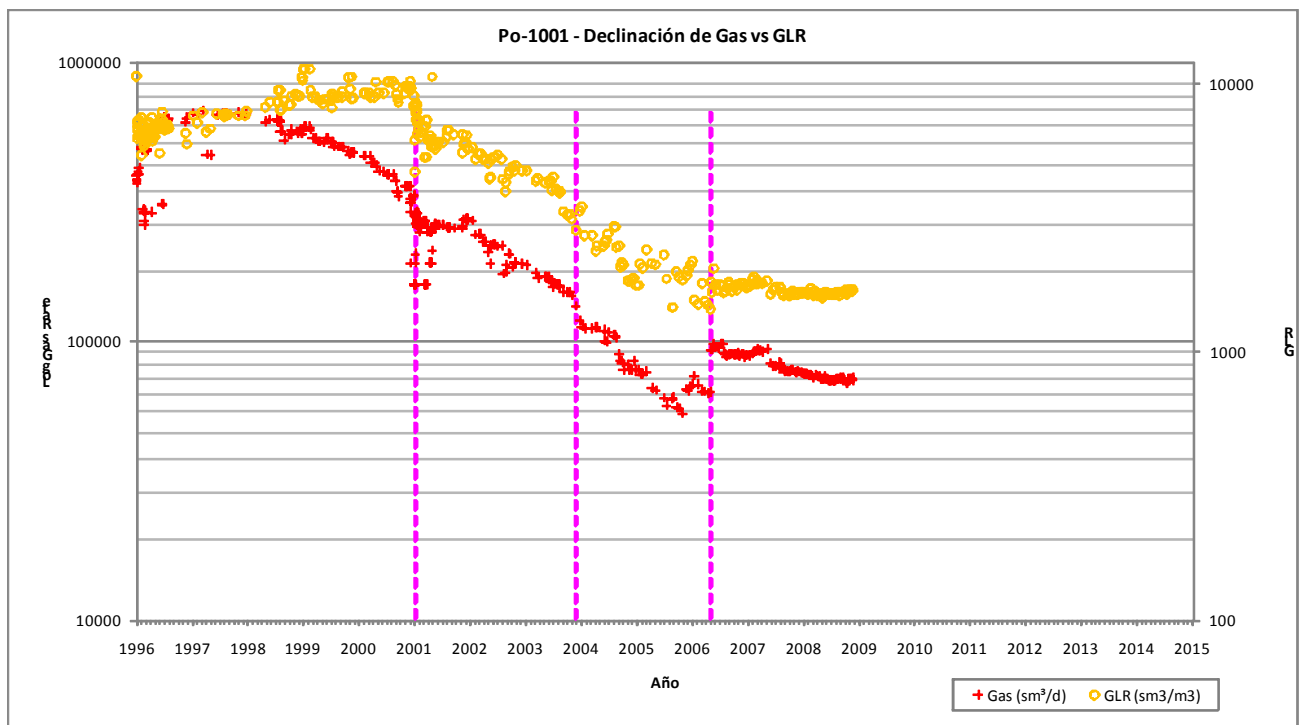


Figura 7: Declinación de Gas vs GLR.

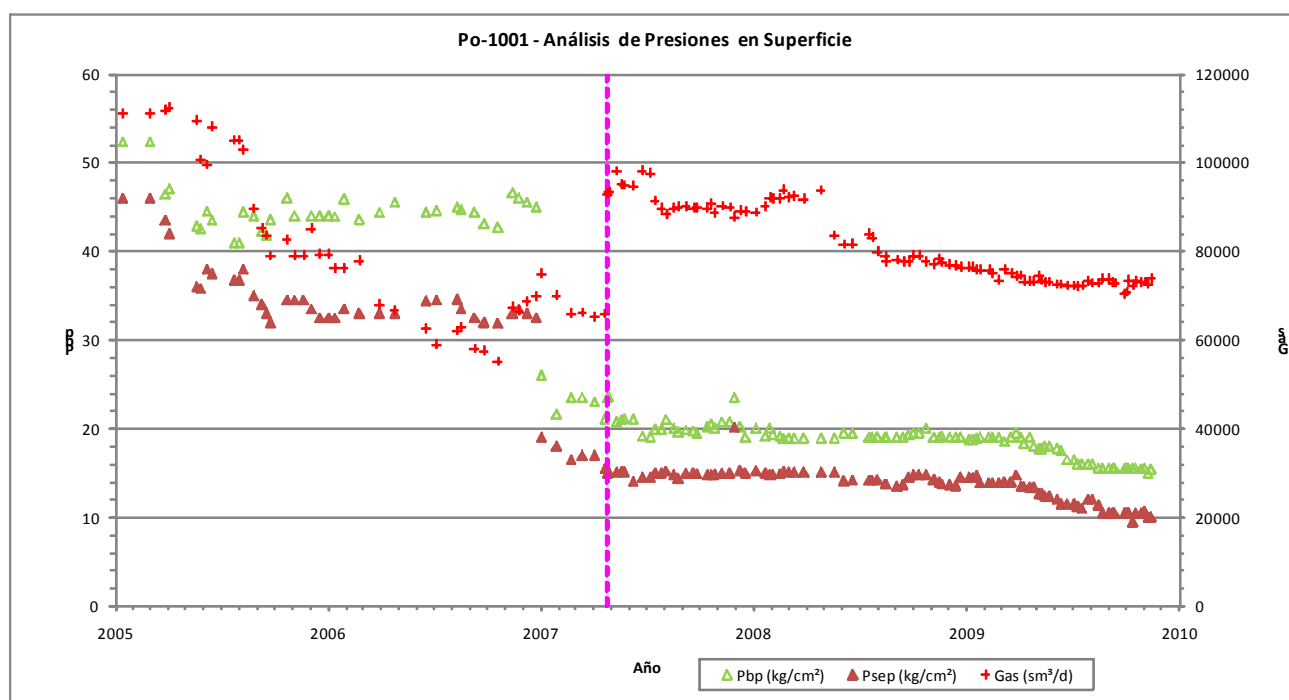


Figura 8: Análisis de Presiones de Superficie

Comportamiento de los Gradiente de Presión y Temperatura

Las Figuras 8 y 9 ilustran los gradientes dinámicos de Presión y Temperatura más recientes del Pozo, respectivamente.

Estos gradientes fueron obtenidos entre los días 14 y 16 de Septiembre de 2009 mediante una memory gauge acoplada al BHA del capilar de dosificación de agente espumante, ubicada inmediatamente debajo de la boquilla de dosificación.

Los registros fueron realizados con dosificación continua a la profundidad de 3.250 mbbp y luego efectuaron paradas programadas de 10 minutos en carrera ascendente a partir de los 3.360 mbbp, interrumpiéndose la inyección de agente espumante al llegar a los 3.100 mbbp.

Se puede observar con claridad en el gradiente de presión un cambio marcado de pendiente en torno a los 3.250 mbbp, cosa que, además de coincidir con la profundidad de dosificación continua, se considera un indicador del nivel estable de líquido dentro del pozo.

La dispersión en los valores de presión registrados dentro del intervalo 3250 mbbp, puede haberse originado como consecuencia de la interrupción de la dosificación continua de agente espumante y a la variación del punto de dosificación al mover la herramienta para realizar el registro.

Si bien existe un lapso de tiempo del orden de 31 meses entre este reciente registro de presiones y temperaturas y el último del que se disponía previo a la instalación del capilar (Febrero de 2007), se puede apreciar una diferencia cualitativa significativa entre las pendientes de los respectivos gradientes de presión (Figura 9), principalmente en lo que respecta al tramo correspondiente a la sarta de producción/tubing.

Se atribuye el beneficioso cambio de pendiente en el gradiente de presión a la acción del agente espumante, a través de una reducción importante de la tensión superficial y densidad de los líquidos que se acumulan en el fondo del pozo.

Por otra parte, los gradientes de temperatura (Figura 10) no evidencian cambios significativos, pero si nos muestran que por debajo de 3300 mbbp el fluido (agua) se encuentra inmóvil.

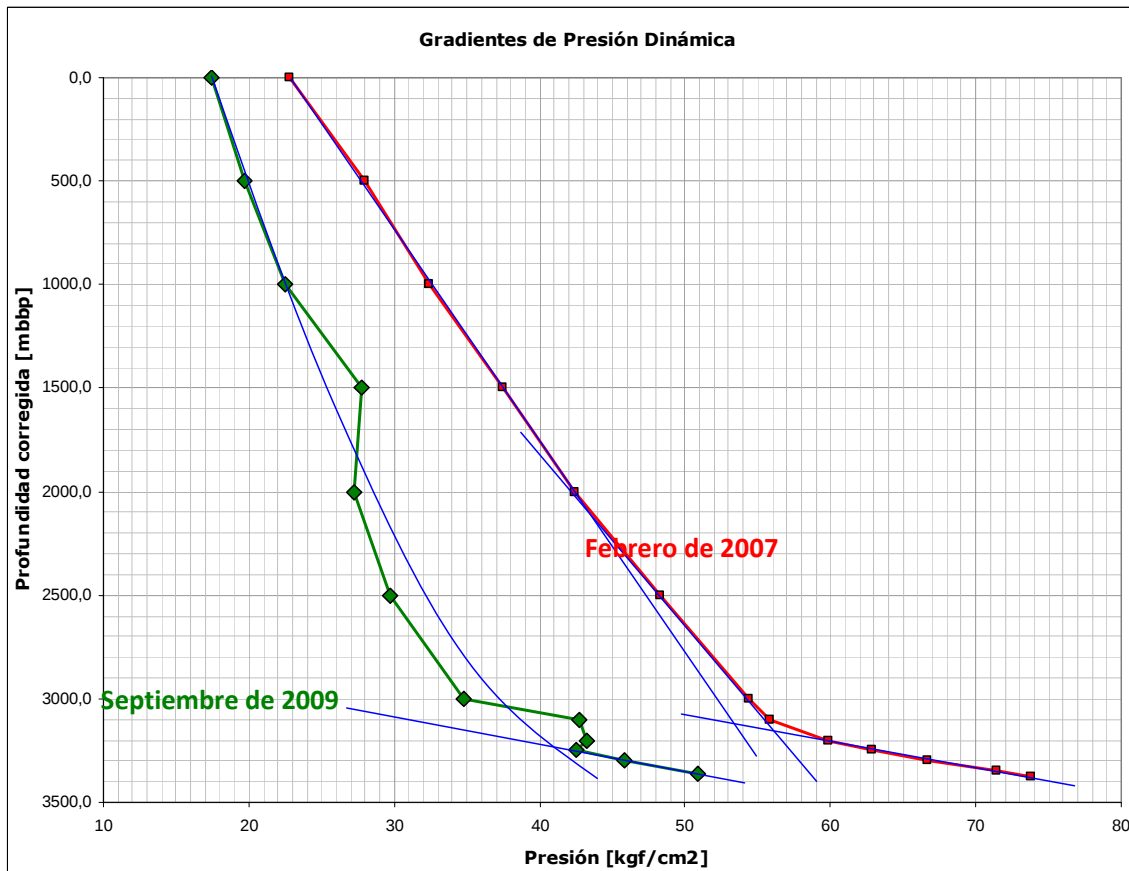


Figura 9: Gradientes Dinámico de Presión.

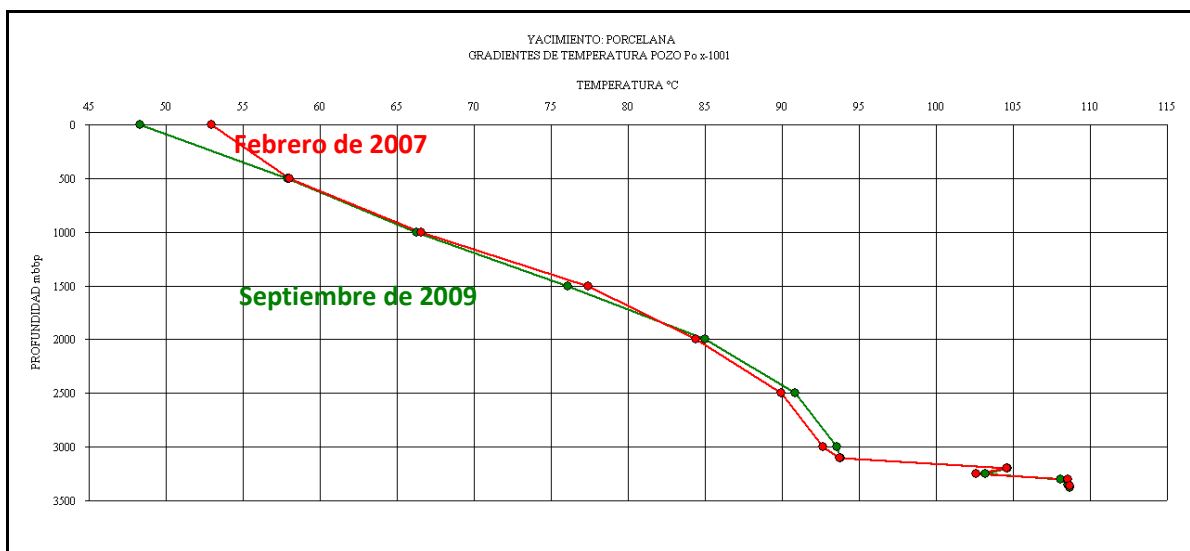


Figura 10: Gradientes Dinámicos de Temperatura.

Conclusiones

- En términos generales se concluye que la aplicación de dosificación de un producto químico espumante en fondo de pozo ha resultado altamente positiva en este pozo, tanto desde el punto de vista técnico como el económico, con un tiempo de repago de la inversión inicial muy corto y un costo diario reducido y acotado.
- A partir de la comparación del comportamiento de la producción de gas del pozo y de la función exponencial de declinación estimada previa instalación del sistema de capilar, debemos destacar los siguientes beneficios a partir de la instalación del sistema de dosificación en fondo e inicio de dosificación continua de agente espumante:
 - ✓ Estabilización de la producción del pozo, tanto de gas como de líquidos.
 - ✓ Incremento sostenido de producción de gas del orden del 50%.
 - ✓ Cambios favorables en las pendientes de producción (declinación muy suave de la producción de gas).
- Con la instalación de este Sistema Artificial de asistencia para el levantamiento de líquidos producidos en fondo de pozo, nos permitió incrementar mas de 75 MMsm³ de gas al total de reservas a recuperarse.
- La evolución de los gradientes dinámicos pre-a-post instalación de capilar e inicio de dosificación continua de agente espumante refuerza la apreciación del efecto positivo de la aplicación.
- En función de la información analizada y de las estimaciones y cálculos realizados, se considera que el pozo no se encuentra aún en estado crítico/próximo a una condición de operación inestable. Por el contrario, se estima que la aplicación continua de agente espumante ha impedido el avance del efecto de Liquid Loading.
- El Análisis Nodal muestra que el pozo se encuentra operando en una condición estable y de mantenerse las condiciones de GLR por encima de 1000 sm³/m³, con la declinación normal de la presión del reservorio, podremos continuar produciendo hasta tanto la Presión estática alcance los 100 kg/cm²
- Cruzando la información de la función exponencial de declinación estimada antes de realizar la instalación del sistema de capilar y los cálculos de caudal crítico, también efectuados con antelación a dicha instalación, puede apreciarse que para comienzos del mes de Septiembre de 2009, el pozo ya hubiera empezado a producir un caudal de gas inferior al crítico según la expresión de Coleman, desde el punto medio del tubing hasta el fondo de pozo.
- Se comprobó experimentalmente que el capilar se encuentra dentro de una zona segura de trabajo para el material DSS2205. La integridad de la instalación no se ha visto seriamente comprometida en sus 30 meses de servicio continuo.
- El cambio de producto químico, ESB699 a ESB800, permitió mejorar la relación costo/beneficio de la operación diaria.

Apéndice A: INSPECCIONES DE INTEGRIDAD DE LA INSTALACIÓN DE CAPILAR

El acero Duplex 2205 representa un excelente compromiso entre requerimientos diversos como lo son determinada resistencia mecánica, ductilidad, resistencia a la corrosión y costo. No obstante, su recomendación para una determinada aplicación debe obedecer a verificaciones de solicitación mecánica y de la agresividad del medio en el que deberá trabajar. Existe bibliografía proveniente de fuentes diversas (fabricantes, proveedores, centros de investigación, etc.) que proporciona herramientas (generalmente en forma de tablas y gráficos) que facilitan el análisis de factibilidad de aplicación de aceros aleados especiales como el Duplex 2205 en condiciones de servicio representadas por variables como: temperatura, concentración de cloruros, concentración de gases (oxígeno, sulfhídrico, carbónico), etc..

Si bien se comentan en la industria casos de aplicación de tubos capilares de Duplex 2205 que han fallado como consecuencia de fenómenos corrosivos, la realidad es que se han documentado y expuesto públicamente muy pocos de ellos, y lamentablemente es muy poca la información publicada sobre análisis y causas de falla. En la mayoría de los casos, ante fallas de material sólo se conoce la solución implementada: el reemplazo por una aleación más resistente (generalmente Incolloy 625).

Algunas publicaciones sobre el tema (muy pocas en realidad) sugieren la conveniencia de implementar programas de inspección periódica de capilares instalados, por ejemplo con frecuencia anual. No obstante, en ninguna de ellas se proporcionan referencias sobre el tipo y alcances de las posibles verificaciones a realizar.

Combinando inquietudes propias con consultas a proveedores y especialistas, se evaluaron posibles técnicas a aplicar para realizar una inspección no destructiva y verificar la integridad del capilar tipo DSS2205 OD ¼" x 0,035" Wall, instalado y en servicio sin interrupciones dosificando agente espumante en fondo del pozo Po.x-1001 a partir del 24 de Abril de 2007.

Dado que se carece de normas específicas y/o referencias en la bibliografía especializada que comprendan y enmarquen lineamientos y metodologías de aplicación para la inspección de capilares, se programó la intervención del pozo, y a los fines de verificar la integridad de la instalación de capilar, se propuso:

1. Inspección Visual durante la desinstalación y re-instalación del sistema de capilar.
2. Detección de Fallas/Fisuras en puntos "calientes" mediante ensayo de detección de discontinuidades superficiales y sub-superficiales por medio de Partículas Magnetizables.
3. Prueba Hidráulica del capilar a una presión, como mínimo, 1,5 veces la presión máxima normal de operación del sistema de capilar.

Este programa de trabajo se efectivizó entre los días 27 y 30 de Octubre de 2008.

Como resultado de los ensayos y evaluaciones efectuadas se concluyó que la integridad del sistema de capilar para inyección continua de agente espumante no resultó comprometida en grado apreciable alguno durante los 18 meses en servicio.

Adicionalmente, se pudo observar un cambio del potencial de producción del pozo, evidenciado a través de una merma en la producción de gas durante el período sin dosificación de agente espumante.

En función de lo anterior se recomendó realizar una nueva inspección del sistema de capilar DSS2205 OD ¼" x 0,035" Wall, en servicio en el pozo Po.x-1001 del Yacimiento Porcelana, entre septiembre y octubre de 2.009.

Esta segunda inspección se realizó parcial e informalmente acompañando el registro de presión y temperatura con dosificación continua de agente espumante entre los días 14 y 16 de septiembre de 2.009.

Se incluyen a continuación algunas fotos capturadas durante la primera inspección realizada entre los días 27 y 30 de Octubre de 2008.



Foto 1: Rig de Capilares en Operación en el Pozo Po.x-1001



Foto 2: Muestra realizada con Partículas Magnetizables



Foto 3: BHA Instalado



Foto 4: BHA



Foto 5: Prueba hidráulica



Foto 6: Prueba Hidráulica



Foto 7: Despiece del Pack-Off Desmontado del Pozo



Foto 8: Repuestos Nuevos

Apéndice B: ESQUEMA DE POZO

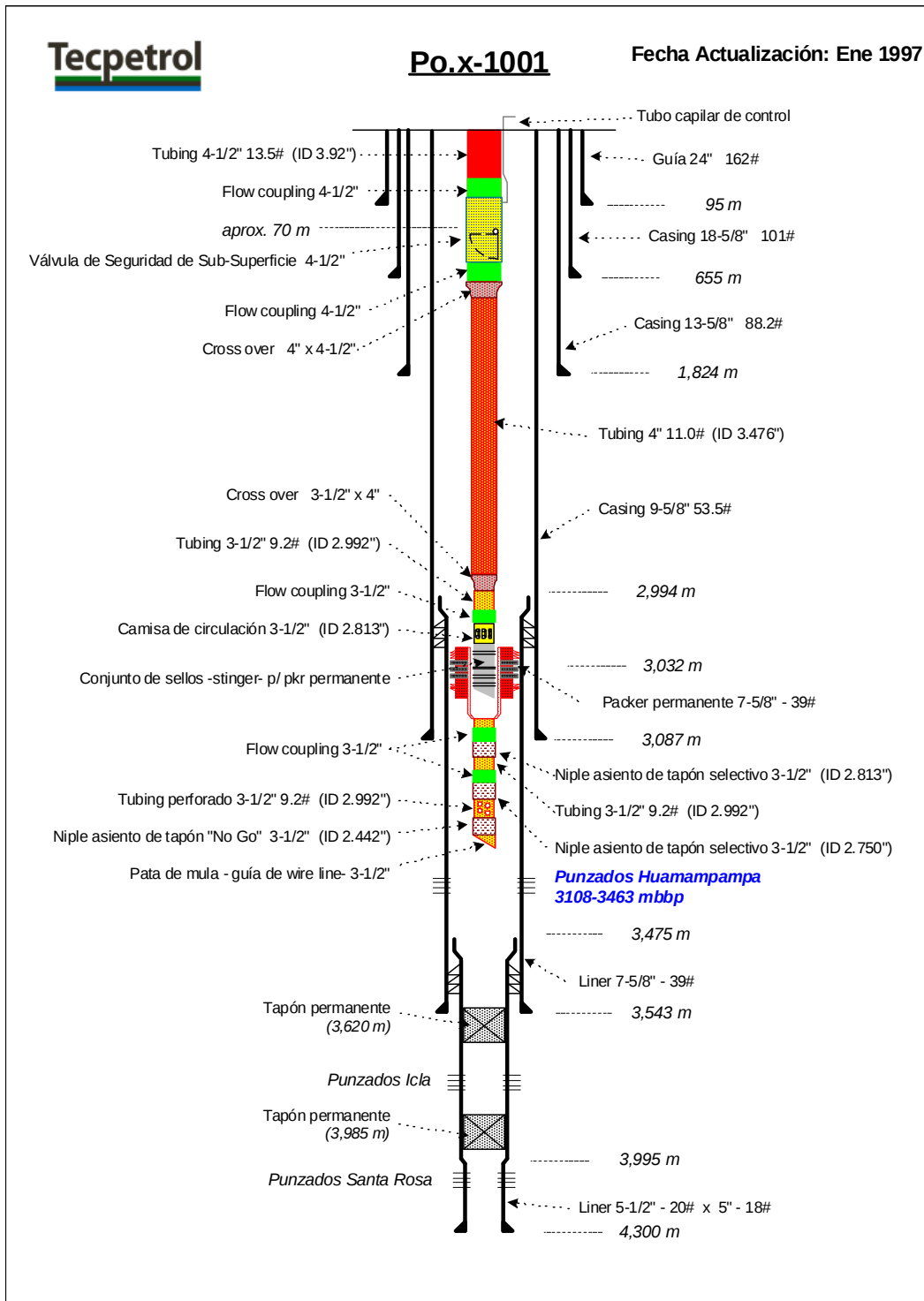


Figura 11: Esquema de Completación de Pozo