

APLICACIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS ESPECÍFICOS EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA DE CAPILAR EN EL YACIMIENTO LOMA LA LATA

Juan Dupré, Raúl Giérega, René Segura
Unidad Económica Loma La Lata, Repsol-YPF S.A
Pablo Cabral, Pedro Costanza, Martín Donino, Luis Mardones, Alejandro Suriano
PQB (Productos Químicos Bolland), Bolland y Cia. S.A.

Resumen

El yacimiento Loma La Lata, situado en la Cuenca Neuquina y perteneciente a la Unidad Económica Loma La Lata de Repsol-YPF, ha sido considerado desde el inicio de su explotación como uno de los yacimientos gasíferos más importantes e interesantes de Sudamérica.

Los pozos productores del yacimiento, a medida que la presión del reservorio va disminuyendo y se reducen progresivamente las velocidades de flujo del gas producido como resultado natural de su explotación, transitan sucesivos cambios en los regímenes de flujo y presentan caudales crecientes de líquidos.

Estos líquidos producidos desde el wellbore, y/o generados por condensación de vapores a lo largo de la sarta de producción, contribuyen a incrementar la caída de presión en el tubing y la presión dinámica de fondo, pudiendo ocasionar un prematuro cese de producción de los pozos.

En el transcurso de la última década, la disminución de la presión del reservorio ha conducido a sucesivos cambios en las condiciones de operación del yacimiento, desde alta a media y últimamente, a baja presión.

A raíz de estos cambios operativos, no sólo comienzan a presentarse problemas de producción en pozos debido a incrementos en la carga líquida, sino que también se dificulta la implementación de programas convencionales de tratamiento químico por bacheo para la prevención de la corrosión y mantenimiento de las instalaciones de producción como consecuencia de los volúmenes de líquidos asociados a estos últimos.

En adición a lo anterior, la creciente demanda de gas, la política energética y las restricciones económicas constituyen factores no menos importantes a la hora de implementar programas convencionales de tratamiento que implican varias horas de cierre por pozo tratado.

Toda esta problemática ha incentivado al sector PQB de la División Producción de Bolland y Cia. S.A. a la búsqueda de alternativas tecnológicas que le permitieran aportar soluciones que redundaran en beneficios, tanto técnicos como económicos para la compañía operadora.

A partir de un acuerdo de representación exclusiva con la División Downhole Injection Systems de la empresa Allis-Chalmers Energy, PQB introduce al país a comienzos de 2006 un novedoso sistema de capilar que faculta la dosificación de productos químicos a la profundidad deseada, por dentro del tubing de pozos productores que así lo permiten, y sin interrumpir la producción de los mismos.

Transcurridos seis meses desde la incorporación de esta tecnología a la oferta de productos y servicios de PQB en el yacimiento, los tratamientos de inhibición de corrosión por bacheo y la instalación permanente de capilares para la dosificación continua de agentes espumantes, muestran resultados más que alentadores y un futuro muy promisorio.

Introducción

Desde el punto de vista de la explotación de los hidrocarburos, el yacimiento de Loma La Lata situado en la Cuenca Neuquina, provincia de Neuquén, es considerado uno de los campos gasíferos más grandes del continente americano.

Este yacimiento, descubierto por YPF en el año 1977 y que Repsol-YPF opera actualmente en concesión hasta 2027, es cabecera de los gasoductos Centro Oeste y Neuba I y II (todos van hacia distintos puntos del país) y Pacífico (hacia el sur de Chile), tal cual se muestra en la Figura 1.

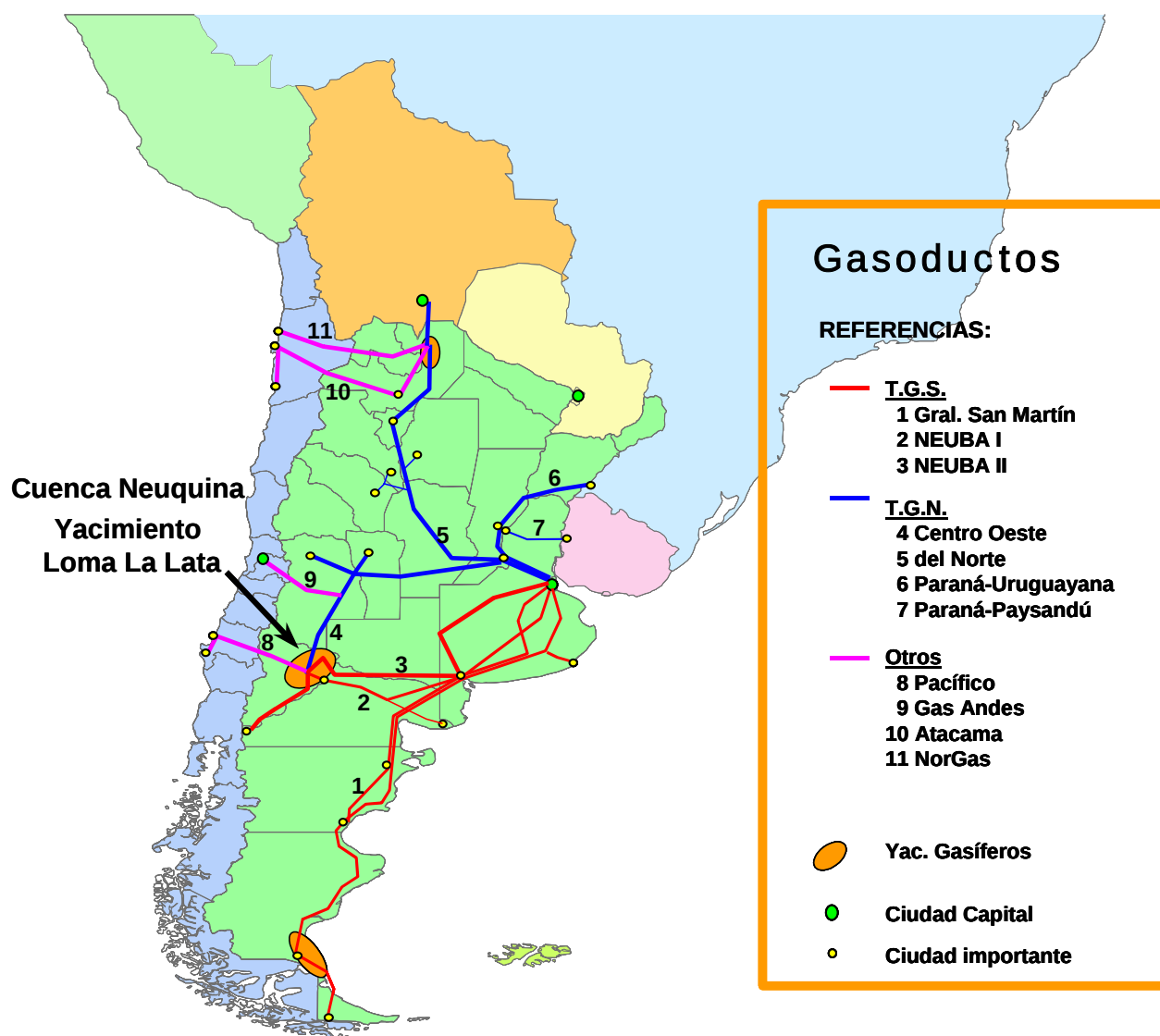


Figura 1. Yacimientos gasíferos y gasoductos en Argentina.

El área que comprenden en la Cuenca Neuquina los principales yacimientos gasíferos de Argentina se ilustra en la Figura 2 y abarca unos 4.481,47 km² operados y 2.922,20 km² no-operados.

Los yacimientos de Loma La Lata, Sierra Barrosa, Aguada Pichana y Aguada San Roque abastecen alrededor del 31% de la demanda total del mercado de gas en la Argentina. Adicionalmente, estos yacimientos satisfacen aproximadamente el 23% de las exportaciones argentinas de gas natural, el 59% del total de las entregas industriales y el 62% del abastecimiento a distribuidoras.

En los inicios de su explotación, el yacimiento Loma La Lata operaba con una presión alta que oscilaba entre los 90 y 100 kilogramos por centímetro cuadrado. Dado que el gas debe ser inyectado a los gasoductos troncales a una presión de 70 Kg/cm² (6,86 x 10⁶ Pa), era imperativo entonces reducir la presión del mismo previo ingreso al sistema.

Con el correr del tiempo, la presión del reservorio se fue reduciendo paulatinamente como consecuencia natural de la explotación de mismo, tal que en la actualidad, aproximadamente el 60% del caudal total de gas se produce en media presión -entre 40 y 70 Kg/cm² (entre 3,92 y 6,86 x 10⁶ Pa)- y el 40% restante en baja presión -entre 15 y 40 Kg/cm² (entre 3,92 y 1,47 x 10⁶ Pa)-. Las proyecciones realizadas indican que en el año 2007 la totalidad del yacimiento operará en baja presión.

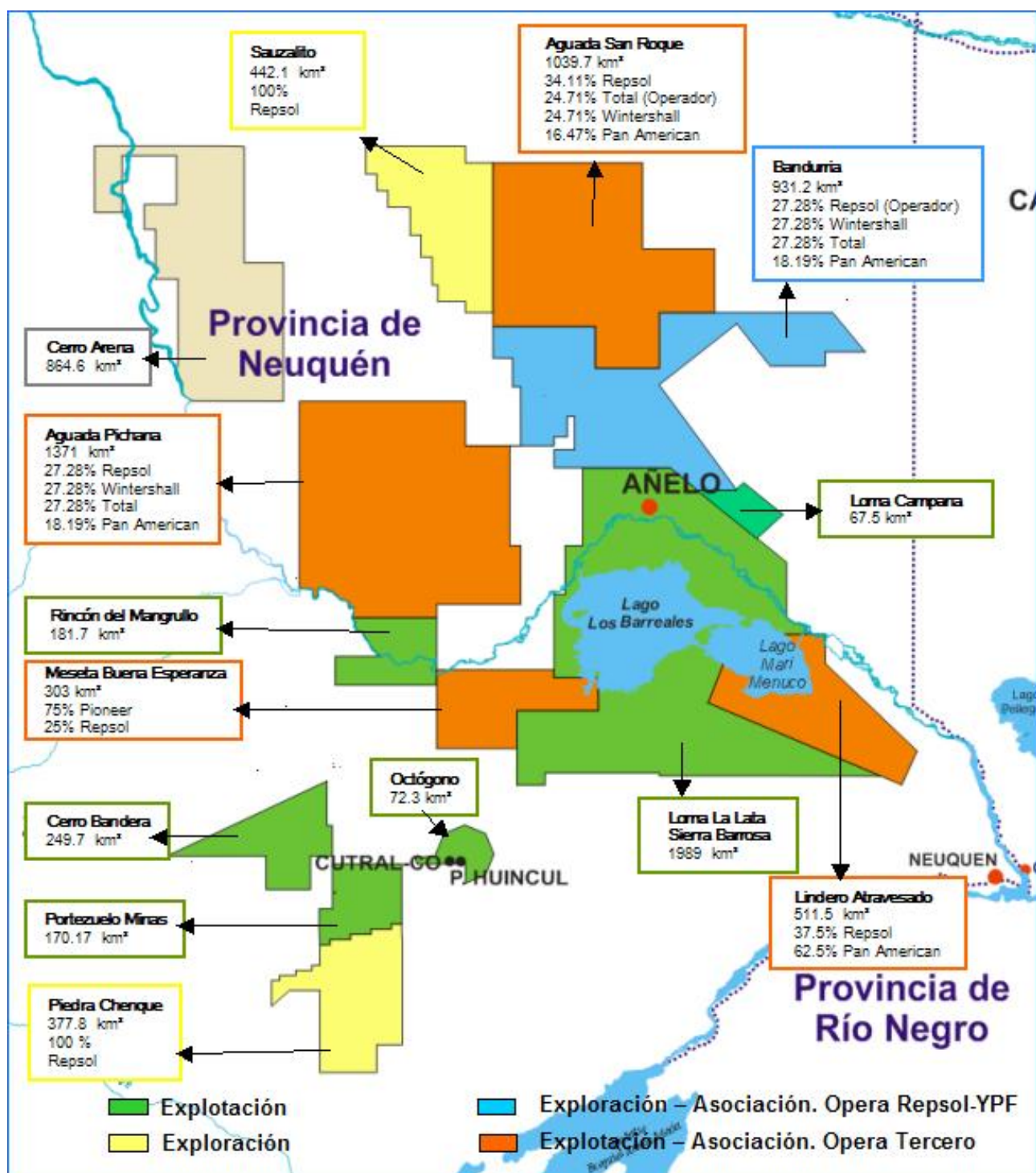


Figura 2. Yacimiento Loma La Lata y áreas cercanas.

Ante esta creciente necesidad de potencia, la empresa operadora comenzó por una parte a invertir en más de medio centenar de compresores en distintas plantas para inyectar el gas en los gasoductos con la presión adecuada, y por otro lado, a investigar posibles métodos a los cuales recurrir cuando la presión sea menor a los 15 Kg/cm² (1,47 x 10⁶ Pa).

La primera etapa de un proyecto de "repotenciación" del yacimiento se inició hace algo más de seis años. En los últimos cuatro años se puso en marcha una segunda etapa y se finalizará en 2007 la tercera etapa. Para entonces Repsol-YPF tendrá instalados 67 compresores entre nuevos y reformados en el yacimiento.

La Figura 3 ilustra el diagrama de flujo correspondiente al procesamiento del gas que se realiza actualmente en el yacimiento Loma La Lata.

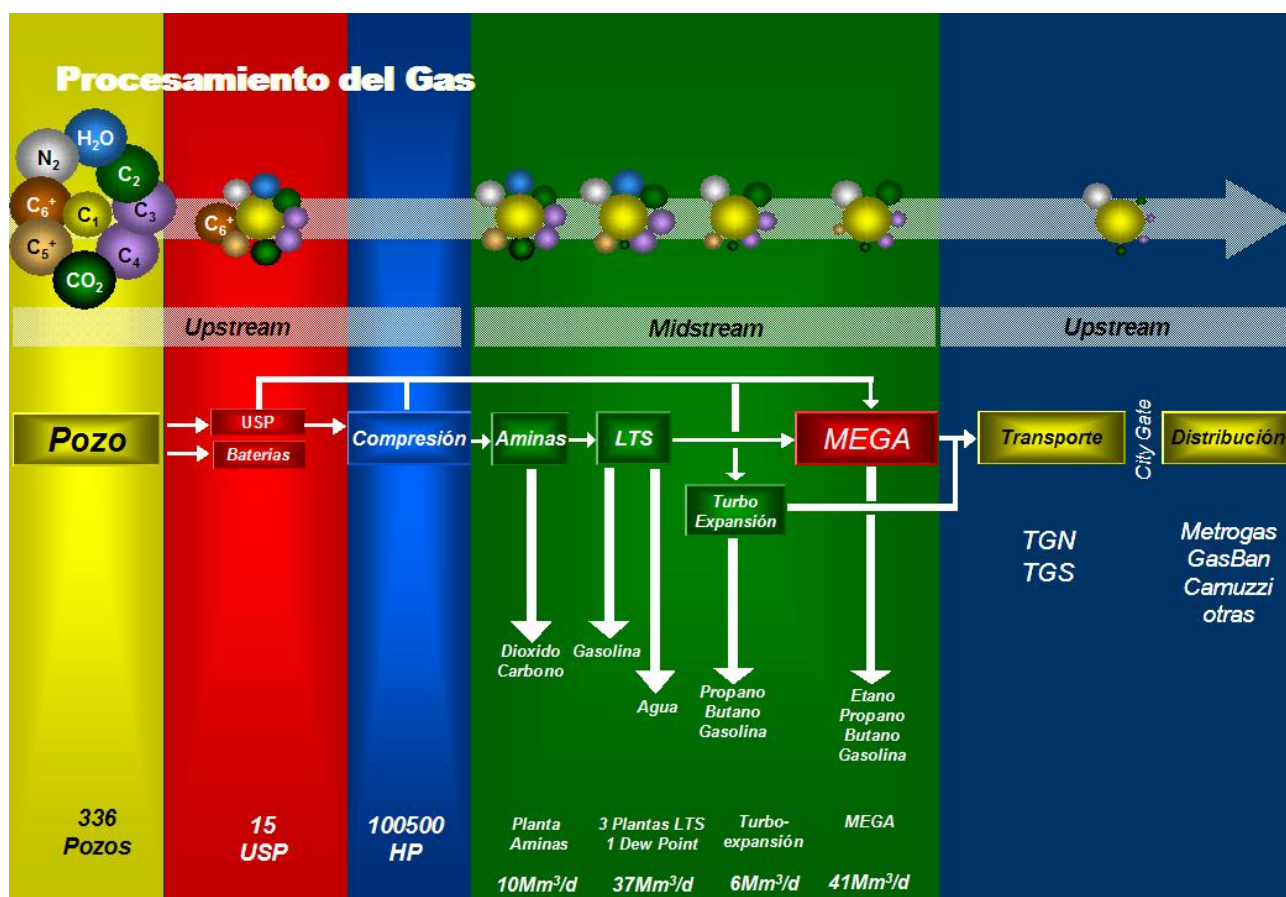


Figura 3. Diagrama de flujo – Procesamiento del gas en Loma La Lata.

Tradicionalmente, el yacimiento Loma La Lata produce petróleo de la formación Quintuco, gas y condensado (gasolina) de la formación Sierras Blancas y gas seco de la formación Lotena [1, 2].

La formación Sierras Blancas está conformada por areniscas de grano fino a medio hasta grueso, con porosidades variables entre 8 y 17-20% y permeabilidades muy bajas en el orden de 0,1 a 1 mD (aprox. 0,0001 a 0,001 μm^2). Estructuralmente forma parte de un Monoclinal con un espesor promedio útil de 75 a 100 metros. El mecanismo de drenaje es por expansión monofásica. La realización de fracturas hidráulicas depende de los resultados de ensayos de producción/terminación. La profundidad promedio de la formación productiva es de 2.700 metros. El tenor promedio de Agua es del 3%, el de CO_2 es del 4% en el gas y el de Cloruros de 20 g/L en el agua. El GOR promedio es del orden de 13.000 [2].

La formación Lotena está conformada por areniscas blanquecinas y arcilitas gris oscuro que conforman una capa de unos 200 metros de espesor. Las areniscas se disponen alternadamente en capas de unos 4 a 10 metros de espesor, de grano fino a muy fino, cuarzosas, muy consolidadas y cementadas. Su porosidad varía entre el 8 y 11%, mientras que la permeabilidad es muy baja (0,0005 μm^2), llegando a observarse en algunos casos valores máximos de 8 a 10 mD (aprox. 0,008 a 0,01 μm^2). Al igual que la formación Sierras Blancas, estructuralmente forma parte de un Monoclinal, y el mecanismo de drenaje es por expansión monofásica. Normalmente se realizan fracturas hidráulicas en esta formación lográndose generalmente duplicar la producción. La profundidad promedio de la formación productiva es de 3.000 metros. El tenor promedio de Agua es de 2 $\text{m}^3/\text{día}$, el de CO_2 es del 14% en el gas y el de Cloruros de 25 g/L en el agua [2].

A medida que la presión del reservorio y las velocidades de flujo del gas producido van disminuyendo progresivamente como resultado natural de la explotación del yacimiento, los pozos transitan sucesivos cambios en los regímenes de flujo y presentan caudales crecientes de líquidos.

Los líquidos generados por condensación de vapores a lo largo de la sarta de producción y/o producidos desde el wellbore, contribuyen a incrementar la caída de presión en el tubing y la presión dinámica de fondo, pudiendo ocasionar un prematuro cese de producción de los pozos.

Como consecuencia de los sucesivos cambios en las condiciones de operación del yacimiento, desde alta a media, y finalmente a baja presión, no sólo comienzan a presentarse problemas de producción en pozos debido a incrementos en la carga líquida, sino que también se dificulta la implementación de programas convencionales de tratamiento químico por bacheo para la prevención de la corrosión y mantenimiento de las instalaciones de producción.

Sumado a lo anterior, la creciente demanda de gas, la política energética y las restricciones económicas constituyen factores no menos importantes a la hora de implementar programas convencionales de tratamiento que implican varias horas de cierre por pozo tratado.

El principal factor por el cual se incrementó el consumo de gas en el país, fue el reemplazo que hicieron muchas industrias de sus fuentes primarias de energía. Un gran número de industrias optó por el gas, cuyo valor de mercado es muy inferior al de las demás fuentes de alimentación energética. Adicionalmente, la regulación del precio de esta fuente de energía no renovable en valores muy inferiores a los promedios internacionales, ha contribuido a desalentar inversiones en exploración y desarrollo de nuevas tecnologías por parte de las compañías operadoras.

Esta compleja problemática incentivó al sector PQB de la División Producción de Bolland y Cia. S.A. a buscar alternativas tecnológicas que le permitieran aportar soluciones que redundaran en beneficios, tanto técnicos como económicos, para la compañía operadora.

Un acuerdo de representación exclusiva con la División Downhole Injection Systems de la empresa Allis-Chalmers Energy, le permitió a PQB introducir al país a comienzos de 2006, un novedoso sistema de capilar que faculta la dosificación de productos químicos a la profundidad deseada, por dentro del tubing de pozos productores que así lo permiten y sin interrumpir la producción de los mismos.

Downhole Injection Systems, claro líder en el mercado de servicios e instalaciones de capilares para dosificaciones de productos químicos en pozos de gas y petróleo, desarrolló la tecnología e inició sus operaciones en el año 1994. A la fecha lleva realizadas más de 7,000 instalaciones de sistemas de capilares con operaciones en los EEUU, Canadá, México y los Emiratos Árabes Unidos [3-5].

Transcurridos seis meses desde la incorporación de esta tecnología a la oferta de productos y servicios de PQB en el yacimiento Loma La Lata, los tratamientos de inhibición de corrosión por bacheo y la instalación permanente de capilares para la dosificación continua de agentes espumantes, muestran resultados más que alentadores y un futuro muy promisorio.

Se detallan a continuación todos los aspectos considerados y resultados obtenidos hasta el momento, relacionados con:

- **Características Generales del Equipo y Tecnología de Capilar.**
- **Tratamientos de Inhibición de Corrosión por Bacheo en Pozos Productores de Gas.**
 - i. **Introducción del Problema.**
 - ii. **Tratamiento y Procedimiento Operativo.**
 - iii. **Resultados.**
- **Instalación Permanente de Capilares para la Dosificación de Espumantes.**
 - i. **Introducción del Problema.**
 - ii. **Selección del Pozo.**
 - iii. **Selección del Producto.**
 - iv. **Caso Pozo LLL-167. Tratamiento y Resultados.**
- **Conclusiones.**
- **Agradecimientos.**
- **Referencias.**

Características Generales del Equipo y Tecnología de Capilar.

Downhole Injection Systems desarrolló el sistema de servicios e instalación de capilares para proveer a la industria del petróleo y el gas de una tecnología eficiente, económica y confiable. La misma facilita la aplicación de diversos productos químicos en fondo de pozo, a la profundidad deseada, permitiendo al operador no solo proteger la instalación sino también maximizar la producción del pozo. Esto se logra introduciendo un capilar de acero inoxidable (Duplex 2205, Incoloy 625 u 825, etc.) de $\frac{1}{4}$ ", $\frac{3}{8}$ " o $\frac{5}{8}$ " de diámetro exterior hasta la profundidad deseada dentro del tubing de producción o en el espacio anular, y la aplicación a través de él, del producto químico recomendado.

Para el caso de pozos surgentes u operados mediante Gas Lift, el capilar es introducido al pozo concéntricamente por dentro del tubing de producción mediante una unidad similar a un pequeño coiled tubing montada sobre ruedas o en skids, especialmente diseñada para esta aplicación. Esta tecnología permite bajar hasta profundidades del orden de 7.000 metros con el pozo en producción y dejar el capilar instalado con un sistema de colgador completo (con mordaza y sistema de empaquetado/Pack-Off), vinculándolo en superficie a un sistema convencional de dosificación de productos químicos.

La instalación promedio demora menos de tres horas (dependiendo de la profundidad) y debido a la naturaleza elástica y durabilidad del acero inoxidable empleado (2205 Duplex en más del 90% de las operaciones realizadas) el capilar puede ser fácilmente retirado y vuelto a bajar en el mismo u otro pozo por medio de la unidad móvil especial de coiled tubing. La experiencia recabada hasta el momento indica que el capilar de Duplex 2205 OD $\frac{1}{4}$ " tiene una vida útil promedio superior a las 80 operaciones puntuales (entradas y salidas del pozo). La Tabla 1 resume las principales características y propiedades de los capilares de este material usualmente empleados.

En el caso de pozos que requieran la instalación del capilar en el espacio anular casing-tubing (por ej.: pozos operados con bombeo mecánico, BES, PCP, etc.) no es necesaria la unidad de coiled tubing ya que el capilar se introduce en el pozo zunchado (o engrampado) al tubing de producción durante una intervención del mismo con un equipo de workover. Esta operación es similar a la instalación de capilares acompañando el cable de potencia en el caso de BES, e implica necesariamente una operación de workover con paro de producción del pozo durante la intervención.

OD del Capilar [Pulg.]	Espesor de pared [Pulg.]	Resistencia a la Tracción [PSI]	Resistencia para Deformación del 0,2% [PSI]	Resistencia al Reventamiento [PSI]	Presión de Trabajo [PSI]	Presión de Trabajo Segura [PSI]	Peso [Lb/10 ² Ft]	Capacidad [Gal/10 ² Ft]
0,25	0,035	110000	80000	30800	7700	5600	7,9	0,132
	0,049			43120	10780	7840	10,4	0,094
0,375	0,035	110000	80000	20533	5133	3733	12,6	0,380
	0,049			28747	7187	5227	16,9	0,313

Tabla 1. Características y propiedades mecánicas de los capilares comerciales de DSS2205.

La característica compacta y versátil de la unidad especial de coiled tubing se puede apreciar en las Figuras 4 y 5.



Figura 4. Apariencia actual de la unidad especial.



Figura 5. Partes constituyentes de la unidad especial de coiled tubing.

En lo que respecta a las cabezas de inyección de este tipo de unidades, existen dos tecnologías diferentes que se pueden apreciar en las Figuras 6 y 7.



Figura 6. Cabeza de inyección de cadenas.



Figura 7. Cabeza de inyección de rueda.

Cada sistema de inyección tiene sus ventajas y desventajas comparativas, las que se resumen en las Tablas 2 y 3.

V E N T A J A S	Cabeza de Inyección de Cadenas	Cabeza de Inyección de Rueda
	• Presenta una mayor superficie contacto/aplicación de presión capilar/cadenas que el modelo de Rueda. • La característica anterior le permite a esta Cabeza de Inyección trabajar con el capilar a mayores profundidades que el modelo de Rueda. • El ángulo de curvatura menos pronunciado y la mayor uniformidad en la distribución de tensiones aplicadas sobre el capilar para traccionarlo, lo dañan menos y le confieren al mismo una mayor vida útil (medida en ciclos de operación), haciendo a este tipo de cabeza de inyección más conveniente para operaciones puntuales y servicios en pozos.	• La operación de este tipo de Cabeza de Inyección es más sencilla y requiere menos mantenimiento que para el caso de la Cabeza de Cadenas. • Normalmente la Cabeza de Rueda tiene ranuras para capilares de 1/4" y 3/8" lo que permite cambiar de tamaño sin presentar mayores complicaciones.

Tabla 2. Ventajas comparativas de las cabezas de inyección de cadenas y de rueda.

D E S V E N T A J A S	Cabeza de Inyección de Cadenas	Cabeza de Inyección de Rueda
	• Requiere mayor mantenimiento que el modelo de Cabeza de Rueda. • Para cambiar de tamaño de capilar es necesario desmontar las cadenas y cambiar los cubos. Esto requiere 1 hora promedio de trabajo de un operador calificado.	• Existen dos modelos de Cabezas de Rueda: i. Rueda Chica (de pequeño Diámetro). Dispone de 7 ruedas menores que ejercen la presión sobre el capilar y la Rueda principal para traccionar dicho capilar. Debido al menor número de puntos de transmisión de presión sobre el capilar y al ángulo de curvatura más pronunciado que le imprimen al mismo, con este modelo de cabeza se presentan mayores riesgos de dañar el capilar y se limitan en mayor medida las profundidades aconsejadas de trabajo. Se desaconseja este modelo de Cabeza de Inyección para operaciones puntuales que implican ciclos de capilar y/o grandes profundidades. ii. Rueda Grande. Dispone de 11 ruedas menores que ejercen la presión sobre el capilar y la Rueda principal para traccionar dicho capilar. El mayor número de ruedas pequeñas permite una mejor y mayor distribución de presiones que en el caso de la Rueda Chica. No obstante esto, y el ángulo de curvatura menos exigente (que el de la Rueda Chica) impuesto al capilar, la Cabeza de Cadenas sigue siendo más conveniente para operaciones puntuales que implican ciclos de capilar.

Tabla 3. Desventajas comparativas de las cabezas de inyección de cadenas y de rueda.

Básicamente el sistema empleado, tanto para tratamientos puntuales como para instalaciones permanentes (capilar por dentro de la Sarta de Producción /Tubing), consta de los siguientes elementos:

1. **Pack-Off:** Cumple la función de empaquetar el capilar en boca de pozo (BOP). Se regula hidráulicamente la presión de sello aplicada dependiendo del trabajo que se desea realizar.

Existen dos modelos:

- Roscado
- Bridado

El modelo roscado es el estándar en la industria y se lo certifica para una presión de trabajo de 5000 psi ($34,5 \times 10^6$ Pa). Se fabrica en AISI 4140 con empaquetaduras de HNBR para la mayoría de las aplicaciones (servicio estándar, con CO₂ y bajas concentraciones de H₂S).

El modelo bridado generalmente se certifica para 10.000 psi ($68,95 \times 10^6$ Pa) y tiene un costo mucho más elevado.

Las Figuras 8 y 9 muestran detalles de ambos modelos de Pack-Off.

2. **Capilar:** PQB ha adoptado como estándar de trabajo el capilar de DSS2205 de OD ¼" x 0,035" de pared para instalaciones permanentes y OD ⅜" x 0,049" de pared para operaciones puntuales.

El acero inoxidable Duplex 2205 es la aleación más versátil del mercado desde el punto de vista de la resistencia a la corrosión, resistencia a la tracción, durabilidad y costo.

Dependiendo del fluido a bombear y de las condiciones del pozo se recomiendan otros materiales de capilar (Acero al Carbono, 6-Moly, Inconel 625, C-276, etc.).

3. **Arreglo de Fondo:** Está constituido generalmente por una boquilla de dosificación (BHA).

Existen diversos modelos de BHA (Bottom Hole Assembly) que se diseñan para cada aplicación.

En algunos casos se emplean también centralizadores (metálicos o plásticos).

Se pueden adicionar también al arreglo de fondo memory gauges y/o cámaras para registrar información dentro del pozo.

Las Figuras 10 y 11 muestran algunos elementos constitutivos de arreglos de fondo empleados regularmente por PQB.

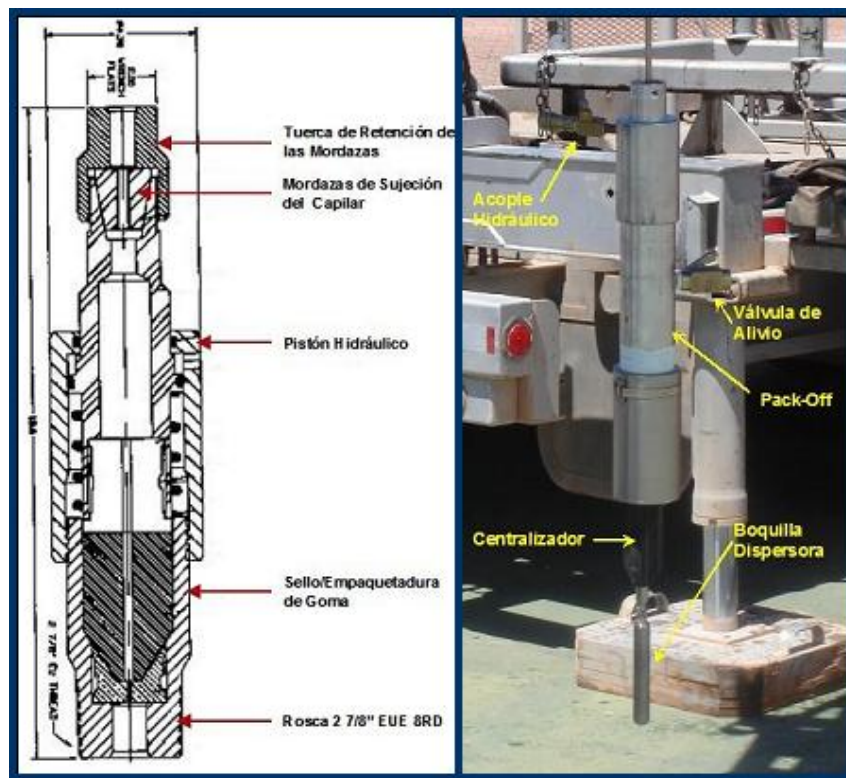


Figura 8. Pack-Off roscado.

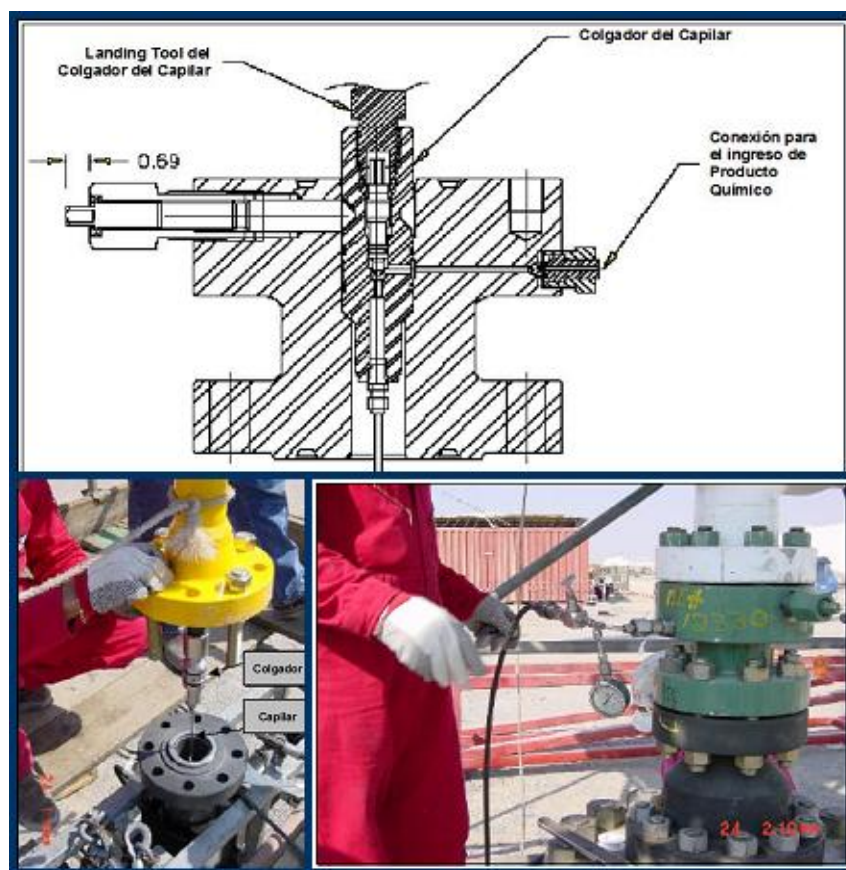


Figura 9. Pack-Off bridado.



Figura 10. Arreglos de fondo.



Figura 11. Arreglos de fondo.

Aplicaciones

Esta tecnología permite realizar servicios de aplicación puntual o dosificación continua de productos químicos específicos para tratar, entre otros, los siguientes problemas:

- Ahogo de pozos por carga líquida.

- Corrosión (química y/o microbiológica).
- Deposición de parafinas y asfaltenos.
- Deposición de sólidos inorgánicos (incrustaciones).
- Emulsiones y/o fricción.
- Hidratos de gas.
- Biofouling.

Otras posibles aplicaciones de esta tecnología son:

- Operaciones de Pesca, apertura de camisas, etc., en condiciones en las que el Wire-Line encuentra limitaciones (pozos desviados y tramos horizontales).
- Filmaciones con videocámara en fondo de pozo.
- Medición y registro de variables (Presión, Temperatura, etc.) en fondo de pozo, empleando:
 - Memory Gauges convencionales.
 - Memory Gauges con transmisión de datos por medio de Fibra Optica por dentro del capilar.
 - Memory Gauges con transmisión inalámbrica de datos por medio de ondas sonoras.

Ventajas y Desventajas del Sistema

Dependiendo de la metodología de aplicación del producto químico, se pueden identificar las ventajas y desventajas que se resumen en las Tablas 4 y 5.

	METODOLOGÍA DE APLICACIÓN	
	Discontinua (Bacheos)	Continua (Instalación Permanente)
	• La operación se realiza con el pozo en producción, minimizando las pérdidas asociadas a los cierres de pozo y/o intervenciones. • El sistema permite optimizar la aplicación del producto químico (distribución homogénea en forma de spray o niebla). • La metodología de aplicación minimiza los riesgos de daño a formación y/o ahogo del pozo. • La operación promedio insume entre 3 y 5 horas (se podrían llegar a realizar dos tratamientos diarios). • Requiere sólo un equipo y dos operadores calificados.	• Aumento de Producción. • Eliminación de Fluctuaciones en la Producción asociadas al cierre de pozos. • Reducción de Costos Operativos asociados a intervenciones. • Mayor Eficiencia en los Tratamientos Químicos. Optimización de la aplicación del producto químico. • La forma de aplicación minimiza riesgos de daño a formación. • Versatilidad: Permite tratar Problemas Combinados. • Amortización Rápida de la Inversión Inicial. • Instalación Simple y Segura.

Tabla 4. Ventajas del sistema.

D E S V E N T A J A S	METODOLOGÍA DE APLICACIÓN	
	Discontinua (Bacheos)	Continua (Instalación Permanente)
	• <u>Tamaños de Capilares.</u> El equipamiento actual disponible en Argentina está limitado para trabajar con capilares de OD ¼" y ⅜". • <u>Caudales de Tratamiento.</u> Los caudales de inyección de productos químicos que permite la Bomba Triplex del equipo no superan los 2,5 Gal/min (9,46 L/min). • <u>Compatibilidad del Material del Capilar con los fluidos del pozo y los productos químicos.</u> Si la aplicación lo justifica se pueden ordenar capilares de materiales especiales. • <u>Mayores exigencias a las formulaciones de los sistemas químicos empleados como consecuencia de las condiciones de presión y temperatura imperantes en el punto de aplicación.</u>	• <u>Incremento del Costo Operativo Diario.</u> Comprende la inversión en la instalación permanente y el costo de producto químico. • <u>La instalación del capilar y equipo de dosificación complican el acceso a la boca de pozo y a la instalación de producción para realizar maniobras y operaciones de wire-line o workover.</u> Se puede retirar la instalación, para volverla a bajar en el mismo u otro pozo. Cada operación insume entre 2 – 4 horas. • <u>Mayores exigencias a las formulaciones de los productos químicos para evitar el taponamiento de los capilares.</u> El Laboratorio de I+D de PQB cuenta con amplia experiencia en el desarrollo y evaluación de formulaciones para este tipo de aplicaciones.

Tabla 5. Desventajas del sistema.

Tratamientos de Inhibición de Corrosión por Bacheo en Pozos Productores de Gas.

i. Introducción del Problema.

En el yacimiento Loma La Lata resulta imprescindible para el mantenimiento de las sartas de producción de acero al carbono realizar tratamientos con un inhibidor de corrosión tipo filmico, con el fin de evitar la acelerada degradación de las mismas como consecuencia de los fenómenos de corrosión por gases ácidos [6, 7].

Para que resulten efectivos estos tratamientos se deben realizar a intervalos regulares de tiempo, con una frecuencia que se determina a partir del estudio de las concentraciones de hierro disuelto en el agua de producción de cada pozo y de las lecturas obtenidas en cupones de pérdida de peso instalados en la boca del pozo productor de gas. Esta frecuencia de tratamiento se debe respetar si se desean obtener óptimos resultados en el tratamiento químico [8, 9].

El tratamiento convencional de inhibición contra la corrosión de las sartas de producción de pozos gasíferos consiste en el cierre del pozo durante unas horas para realizar la inyección a presión (bacheo) de volúmenes importantes de producto químico específico y un fluido de desplazamiento. Estos fluidos inyectados descienden por gravedad por el tubing generando a su paso una película protectora de inhibidor de corrosión sobre la superficie interior del mismo.

Operativamente, el tiempo de cierre post-inyección (tiempo de duración del bacheo) debe ajustarse cuidadosamente para evitar que llegue producto químico a los punzados del pozo y pueda desestabilizarse allí generando un daño.

En pozos de elevada producción (elevadas velocidades de gas) y altas presiones, como lo eran la mayoría de los pozos del yacimiento hace una década, los bacheos convencionales no representaban mayores riesgos. No obstante y con el correr del tiempo, las progresivas reducciones en la presión del reservorio plantearon la conveniencia de optimizar los volúmenes de fluidos de tratamiento y su metodología de aplicación. En pozos de baja producción/presión, los volúmenes de producto químico y fluido de desplazamiento empleados en los bacheos convencionales llegan a constituir una columna hidrostática que reduce inicialmente o le impide al pozo reiniciar su producción. Adicionalmente, al quedar los fluidos de tratamiento estacionados en el fondo de pozo se incrementa considerablemente el riesgo de generación de daños a la cara de la formación.

A los fines de atender a esta problemática PQB, en conjunto con el servicio de Mediciones Físicas de Bolland y Cia. S.A., desarrollaron en el año 2002 un sistema que combina el bacheo

convencional de producto químico con un cepillo accionado a través de un equipo de Slick-Line que lo distribuye (efecto de pintado) en la cara interior del Tubing de producción.

Si bien el sistema de “Bacheo con Cepillo” ha demostrado ser eficiente permitiendo resolver problemas de tratamiento en pozos de baja producción/presión, presenta también algunas limitaciones:

- Requiere un tiempo de cierre del pozo igual o superior al de los bacheos convencionales.
- El tratamiento de sartas de producción telescópicas resulta operativamente muy complicado.

Como ocurre cada vez con mayor frecuencia en diferentes yacimientos del país a causa de los compromisos de entrega de gas, no siempre es posible cerrar pozos productores para realizar el tratamiento por bacheo, resintiéndose así la eficiencia del tratamiento con inhibidores de corrosión, disminuyendo consecuentemente la vida útil de la instalación de producción.

Esta compleja problemática incentivó a PQB a buscar alternativas tecnológicas que le permitieran aportar soluciones que redundaran en beneficios, tanto técnicos como económicos para la compañía operadora.

Por ello PQB introduce al yacimiento a comienzos de 2006 la novedosa tecnología de capilares de Downhole Injection Systems.

Este sistema permite:

- Realizar operaciones de bajada de capilar a fondo de pozo concéntricamente dentro del Tubing, y efectuar el bacheo de inhibidor de corrosión en la carrera ascendente (saliendo del pozo).
- Aplicar dosificaciones continuas de productos inhibidores de corrosión a la profundidad deseada concéntricamente dentro de la instalación de producción.

En el mes de febrero de 2006 se realizaron ensayos de aplicación de inhibidor de corrosión por bacheo en 5 pozos productores de gas del yacimiento. Se informan a continuación algunos detalles de los tratamientos, el procedimiento operativo y los resultados obtenidos.

ii. Tratamiento y Procedimiento Operativo.

Objetivos del Tratamiento:

- Ensayar la tecnología de capilar en 5 pozos productores de gas del yacimiento Loma La Lata.
- Recomponer el film protector contra la corrosión en la superficie interior de la sarta de producción de dichos pozos.

Características de los pozos:

Profundidad promedio: 3.000 metros.

Cañería de producción: Tubing telescópico, OD's desde 4 ½" hasta 2 ⅞".

Producción promedio de gas: 150.000 Std. m³/d.

Presión Estática Promedio de Fondo: 120 Kg/cm² (11,77 x 10⁶ Pa).

Máxima Temperatura de Reservorio: 100°C.

Características del tratamiento y del equipamiento empleado:

Capilar: DSS2205 OD ⅜" x 0,049" de pared.

Velocidad de bajada: 100 – 150 Ft/min (30,48 – 45,72 m/min).

Velocidad de subida: 90 – 120 Ft/min (27,43 – 36,57 m/min).

Tipo de Cabeza Inyectora: de Cadena.

Caudal de bombeo del Producto Químico: 3 - 6 L/min.

Tipo de Bomba: Triplex.

Volumen de producto puro por pozo: 90 – 120 L.

Volumen Total de tratamiento por pozo: 300 – 500 litros.

Tiempo Total por tratamiento: 4 – 5 horas.

Procedimiento Operativo:

1. Bajar el Capilar centralizado dentro del Tubing de producción hasta la profundidad deseada (normalmente, el Packer).

2. Llenar el capilar con el producto químico a dosificar (CY8760) durante la carrera descendente.
3. Bombear durante la carrera ascendente el producto inhibidor de corrosión a través de una boquilla dispersora especialmente diseñada para lograr un efecto niebla, facilitando así la formación de la película protectora de inhibidor de corrosión sobre la superficie de la sarta de Tubing de producción.
4. Aproximadamente 500 metros antes de llegar a boca de pozo, iniciar el desplazamiento del capilar con un solvente adecuado (condensado) para la limpieza y preservación del capilar.

iii. Resultados.

Entre los logros obtenidos se cree conveniente resaltar lo siguiente:

- Se trataron exitosamente los 5 pozos seleccionados como parte del proyecto piloto (ensayo), manteniéndolos en producción mientras se realizaba el Bacheo con el producto CY8760.
- Se realizó un seguimiento de la efectividad de los tratamientos a través del monitoreo de las concentraciones de hierro en muestras de agua producida. La Figura 12 muestra los resultados obtenidos y curva de tendencia para el caso del pozo LLL-29.
- 45 días después de realizadas las aplicaciones de inhibidor de corrosión los 5 pozos mantenían concentraciones de hierro (asociadas al proceso corrosivo) controladas en niveles iguales o inferiores a los resultantes de tratamientos convencionales con cepillo.



Figura 12. Resultado del tratamiento con inhibidor de corrosión en el pozo LLL-29.

Instalación Permanente de Capilares para la Dosificación de Espumantes.

i. Introducción del Problema.

Cuando se produce el gas, si su velocidad es lo suficientemente elevada, lleva líquidos consigo. Son excepcionales los pozos que producen gas completamente seco.

Una elevada velocidad de gas resulta en un régimen de flujo de tipo niebla (mist flow) en el que las gotas de líquido se encuentran dispersas en el gas. En este caso el porcentaje en volumen de líquido en el gas (liquid holdup) es muy reducido en la sarta de producción, dando como resultado una baja caída de presión debida a la componente gravitatoria de los fluidos.

A medida que se va reduciendo la velocidad del gas en la sarta de producción como consecuencia de la explotación y envejecimiento del reservorio, la velocidad de los líquidos transportados disminuye aún más rápidamente. Las progresivas reducciones de velocidades de flujo conducen a transiciones en los regímenes de flujo pasando por anular-niebla (annular-mist), slug-anular, slug y finalmente burbuja (bubble flow) mientras que en contrapartida, los porcentajes en volumen de líquido en el gas (liquid holdup) en la sarta de producción se van incrementando. La creciente presencia y acumulación de líquidos en el Tubing mientras el pozo se encuentra en producción puede ir reduciendo la misma, o inclusive interrumpirla del todo [10, 11].

La Figura 13 y Tabla 6 resumen los distintos regímenes de flujo encontrados en pozos gasíferos.

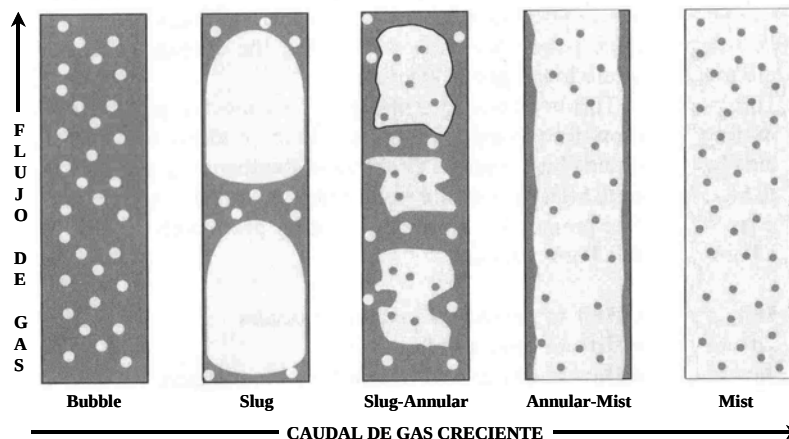


Figura 13. Regímenes de flujo multifásico en Tubing de pozos gasíferos.

Régimen de Flujo	Características
Mist Flow	Fase gas continua y fase líquida dispersa en forma de minúsculas gotas.
Annular-Mist Flow	Igual al caso anterior pero con una película de líquido en las paredes del Tubing. El gradiente de presión queda determinado principalmente por la fase gas.
Slug-Annular Transition	El flujo cambia de fase continua líquida a fase continua gaseosa. En la fase gaseosa puede haber gotas líquidas atrapadas. El gradiente de presión sigue dependiendo principalmente del gas pero el efecto de los líquidos comienza a ser importante.
Slug Flow	Burbujas de gas expanden a medida que ascienden coalesciendo para formar burbujas más grandes y, finalmente, slugs. La fase líquida es continua y las películas alrededor de los slugs pueden caer. El gradiente de presión es afectado por ambas fases (gas y líquido).
Bubble Flow	El Tubing se encuentra prácticamente lleno de líquido. El gas libre se encuentra en la forma de pequeñas burbujas que ascienden a través del líquido. El líquido moja las paredes y las burbujas sólo reducen la densidad.

Tabla 6. Regímenes de flujo multifásico en Tubing de pozos gasíferos

Un pozo gasífero puede atravesar todos los regímenes de flujo mencionados a lo largo de su vida útil. La Figura 14 muestra la progresión de un pozo gasífero típico desde el inicio de su producción hasta el final de la misma. Se asume en la Figura 14 que el final del Tubing de producción se ubica por arriba del tope de la zona punzada de forma tal que queda una porción de Casing entre el final del Tubing y la zona punzada.

El pozo podría estar produciendo inicialmente 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 ser de tipo burbuja, slug o slug-annular transition.

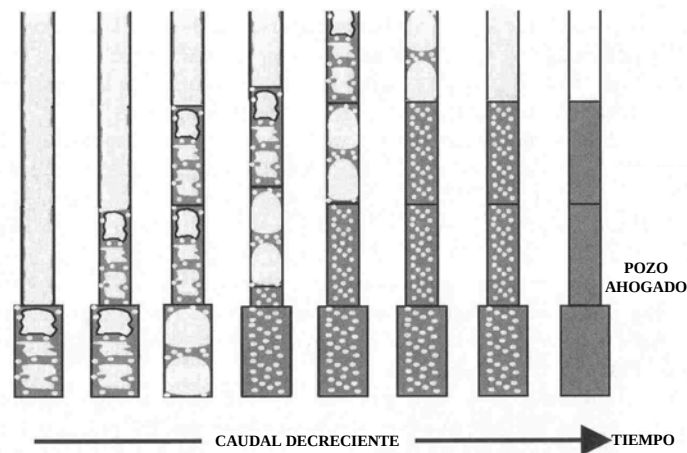


Figura 14. Historia de vida de un pozo productor de gas.

Con el correr del tiempo y a medida que declina la producción del pozo, los regímenes de flujo desde los punzados a la superficie se modificarán acorde a la velocidad del gas disminuye. El flujo en superficie seguirá siendo de tipo niebla hasta tanto las condiciones allí imperantes cambien tanto que se imponga un cambio a slug-annular transition. A partir de ese momento la producción del pozo se comenzará a volver errática, cambiando a flujo tipo slug mientras el caudal continúa declinando. Esta transición suele estar acompañada por una marcada declinación de producción. Eventualmente, el flujo slug inestable en superficie se transformará en slug estable y estacionario a medida que el caudal de gas sigue declinando. Esto ocurre cuando el caudal de gas resulta demasiado reducido como para transportar los líquidos a la superficie y simplemente burbujea a través de una columna líquida estática. 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 son los siguientes:

- Presencia de picos de presión registrados mediante un sistema de medición (Figura 15).
- Producción errática e incrementos pronunciados en la curva de declinación (Figura 16).
- Diferencias, crecientes en el tiempo, entre las presiones dinámicas de Tubing y Casing (medibles en pozos sin packer).
- Cambios pronunciados en los gradientes dinámicos de un pozo (Figura 17).
- Cabeceo anular (apreciable en pozos sin packer).
- Cese en la producción de líquidos.
- Velocidades de gas inferiores a las críticas.
- Punto de operación inestable a partir del análisis nodal.

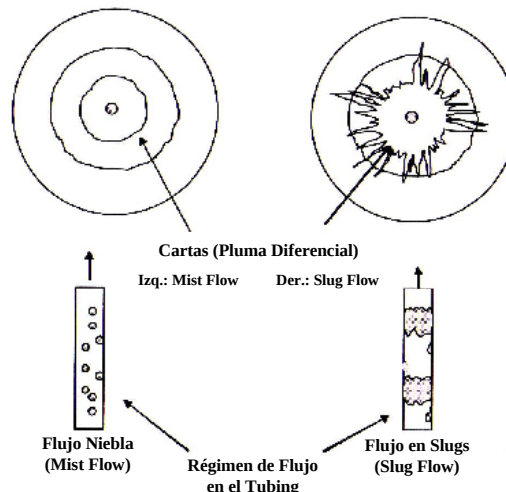


Figura 15. Efecto del régimen de flujo en la caída de presión en un orificio.

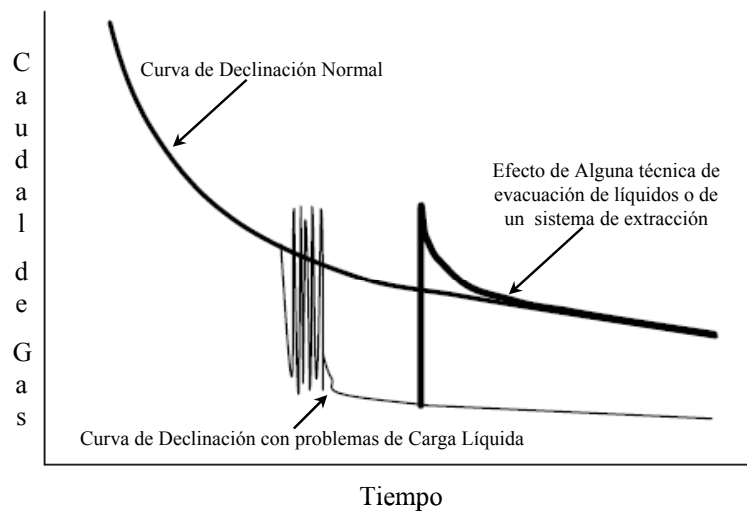


Figura 16. Cambios en la curva de declinación de un pozo productor de gas.

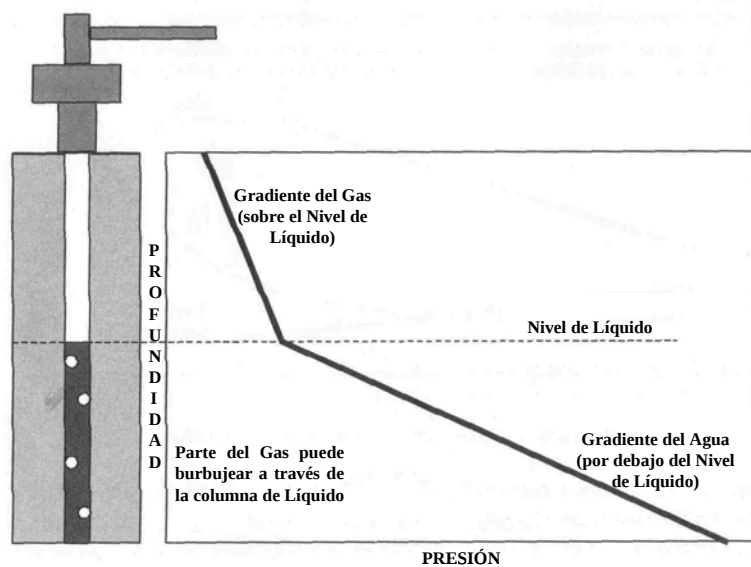


Figura 17. Cambios en los gradientes dinámicos de un pozo productor de gas.

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.

Turner *et al.* [12] investigaron estos mecanismos y sus características y desarrollaron una correlación simple para predecir lo que llamaron “velocidad crítica” en pozos productores de gas verticales a partir del modelo de gota. En este modelo el peso de la gota ejerce una fuerza hacia abajo sobre la masa de la misma mientras que la fuerza de arrastre del gas la empuja hacia arriba (Figura 18).

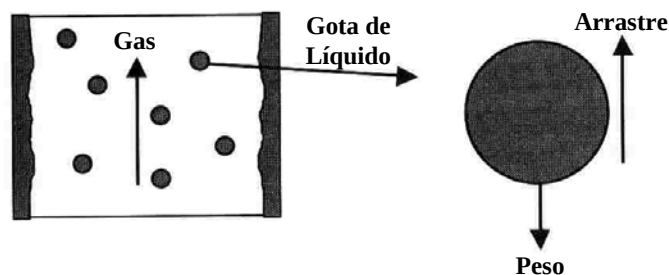


Figura 18. Concepto del modelo de gota empleado para obtener la “velocidad crítica”.

Teóricamente, a la velocidad crítica una gota de líquido permanecerá suspendida, inmóvil en el seno del gas. Si la velocidad del gas resultara inferior a la crítica, la gota caerá y los líquidos comenzarán a acumularse en el wellbore.

Turner *et al.* desarrollaron sus correlaciones a partir de la información de pozos con presiones dinámicas en superficie generalmente superiores a los 1.000 psi ($6,89 \times 10^6$ Pa). Estas correlaciones fueron validadas contra la información de un gran número de pozos, encontrándose que funcionan con un aceptable grado de aproximación para el caso de pozos con presiones dinámicas en boca de pozo (superficie) superiores a los 1.000 psi ($6,89 \times 10^6$ Pa).

Las correlaciones de Turner *et al.* son dos: una para el agua y otra para los hidrocarburos (condensado). Cuando se las evalúa en la misma condición (por ejemplo en boca de pozo), en un pozo que produce ambas fases, Turner *et al.* recomiendan utilizar sólo la correlación para el agua, dado que al tener ésta mayor densidad proporciona valores de velocidad crítica más exigentes (mayores).

Las ecuaciones 1 a 4 muestran las correlaciones de Turner *et al.* y otras relaciones útiles que se pueden derivar de ellas.

$$v_{cg} = \frac{1,593 \cdot \sigma^{1/4} \cdot (\rho_L - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (1)$$

Ecuación teórica en la que, con:

σ : tensión superficial en dinas/cm,

ρ_L : densidad del líquido en lbm/ft³, y

ρ_g : densidad del gas en lbm/ft³, resulta

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

Reemplazando en (1) valores de 20 dinas/cm (0,02 N/m), 45 lbm/ft³ (720,83 Kg/m³) y $Z = 0,9$ (factor de compresibilidad del gas) para el condensado, y 60 dinas/cm (0,06 N/m), 67 lbm/ft³ (1073,24 Kg/m³) y $Z = 0,9$ (factor de compresibilidad del gas) para el agua, se obtienen las correlaciones (2) y (3), a las que Turner *et al.* le introdujeron un factor adicional (multiplicación por 1,2).

$$v_{cg \text{ Condensado}} = \frac{4,043 \cdot (45 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,0031 \cdot P)^{1/2}} \quad (2)$$

$$v_{cg \text{ Agua}} = \frac{5,321 \cdot (67 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,0031 \cdot P)^{1/2}} \quad (3)$$

Dónde P : presión en psi.

A partir de (1) se puede calcular el caudal crítico de gas mediante (4),

$$Q_{cg} = \frac{3,067 \cdot P \cdot v_{cg} \cdot A}{(T + 460) \cdot Z} \quad (4)$$

ecuación en la que, con:

P : presión en psi,

T : temperatura en °F, y

A : área de la sección transversal del Tubing en ft², resulta

Q_{cg} : caudal de gas crítico en MMscf/D.

Sustituyendo las expresiones (2) y (3) de v_{cg} para agua y condensado en la ecuación (4), se pueden obtener expresiones para $Q_{cg \text{ Agua}}$ y $Q_{cg \text{ Condensado}}$.

Asimismo, considerando que $A = \frac{\pi \cdot ID_T^2}{576}$ en ft² con ID_T diámetro interior del Tubing en pulgadas, reemplazando en (4) y despejando ID_T se puede obtener el diámetro crítico de tubing.

Para presiones en boca de pozo inferiores a los 1.000 psi ($6,89 \times 10^6$ Pa), Coleman *et al.* [13] desarrollaron sus propias ecuaciones empíricas que ajustan mejor los datos experimentales en estas condiciones (ecuaciones 5 y 6).

$$v_{cg \text{ Condensado}} = \frac{3,369 \cdot (45 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,0031 \cdot P)^{1/2}} \quad (5)$$

$$v_{cg \text{ Agua}} = \frac{4,434 \cdot (67 - 0,0031 \cdot P)^{1/4}}{(0,0031 \cdot P)^{1/2}} \quad (6)$$

La información que proporcionan las determinaciones de velocidad crítica deben combinarse, de ser posible, con los resultados del análisis nodal.

Para planificar y diseñar soluciones para problemas de carga líquida en pozos productores de gas, resulta esencial poder predecir con certeza cuándo un pozo en particular puede estar experimentando una carga líquida excesiva. El análisis nodal puede emplearse para predecir cuándo ocurren problemas de carga líquida y/o de estabilidad.

En un pozo productor típico, el gas deberá superar una serie de restricciones de flujo antes de llegar al separador en superficie. Por ejemplo, el gas podrá tener que atravesar la matriz de la formación, fluir a través de los punzados, atravesar una válvula de fondo, la sarta completa de Tubing de producción, una válvula de seguridad de fondo (SSSV), un orificio y la línea de conducción de superficie para poder llegar al separador. Cada uno de estos componentes introducirá su propia caída de presión dependiente del caudal/flujo. Se entiende entonces que un cambio en cualquiera de los componentes/restricciones, afectará la producción. Para determinar el comportamiento global del pozo todos sus componentes deben analizarse como parte de un sistema total.

El análisis nodal divide el sistema total en dos subsistemas en un punto que se denomina “punto nodal”. Un subsistema considera el flujo que ingresa desde el reservorio hasta el “punto nodal”, y el otro tiene en cuenta las condiciones de salida, desde la superficie hasta el “punto nodal”.

Estos dos subsistemas se grafican generalmente en la forma de dos curvas: la curva de ingreso o IPR (Inflow Performance Relationship) y la curva de salida o TPC (Tubing Performance Curve). La intersección de ambas curvas determina las condiciones de operación.

La curva TPC tiene un mínimo. A la derecha del mínimo, la caída de presión total en el Tubing se incrementa a causa de la mayor fricción que ocasionan los caudales crecientes de gas. Estos caudales crecientes generalmente se asocian a regímenes de flujo de tipo niebla (mist) o anular-niebla (annular-mist). A la izquierda de la curva TPC, los caudales de gas son bajos y la caída total de presión está dominada por el peso de la columna hidrostática de fluidos que se acumulan en el wellbore. De izquierda a derecha hasta el mínimo en la curva TPC, generalmente se encuentran regímenes de flujo de tipo burbuja y slug.

Las Figuras 19 y 20 muestran las condiciones estables e inestables de operación y el efecto de cambio de tamaños de tubing en las condiciones de operación.

Se puede apreciar en la Figura 19 que, en la zona estable, si el caudal se incrementa al valor del punto D, la presión en el Tubing (curva TPC) se incrementará por sobre la presión en la curva IPR debido a la mayor fricción generada. El incremento de presión en el Tubing obligará a reducir el caudal al valor estable inicial (intersección de las dos curvas). El mismo tipo de razonamiento se aplica al punto C. En esta zona, la operación resulta estable y el caudal se “auto-corrige”.

En la zona inestable, si el caudal se reduce al valor del punto A, la presión en el Tubing (curva TPC) se incrementará por sobre la presión en la curva IPR debido al mayor “holdup” de líquido generado. El incremento de presión en el Tubing obligará a reducir el caudal aún más, la operación resultará inestable y el pozo se ahogará. El mismo tipo de razonamiento se aplica al punto C, para el que un incremento de caudal conduce el sistema a la zona estable.

En la Figura 20 se observa que el tamaño de Tubing D1 no se debería utilizar porque trabajaría en la zona inestable (izquierda del mínimo de la curva TPC). Convendría entonces adoptar el tamaño D2.

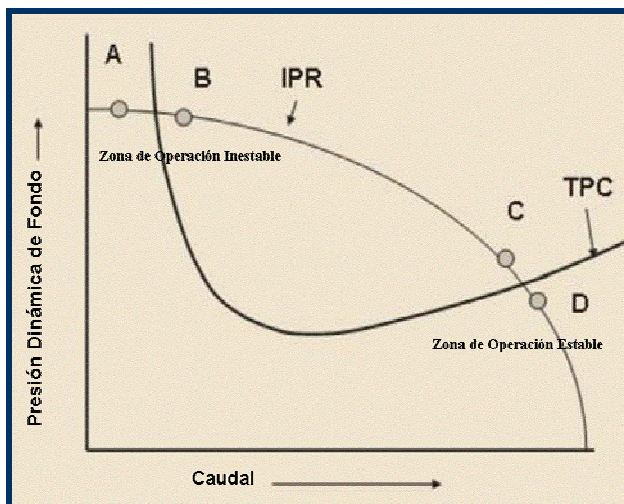


Figura 19. Condiciones de operación.

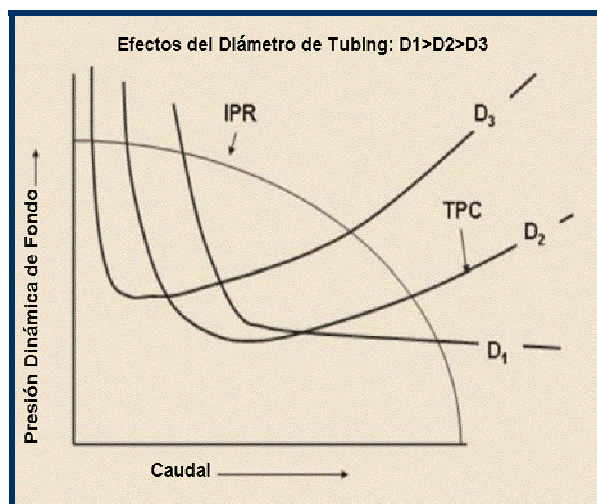


Figura 20. Efectos del tamaño de Tubing.

Se desprende de todo lo mencionado anteriormente que el problema de carga líquida en pozos gasíferos no se limita sólo a productores de bajo caudal, sino que también se puede presentar en pozos de elevado caudal con sartas de producción de gran diámetro o con importantes contrapresiones en superficie (boca de pozo).

En su viaje a la superficie, los cambios de presión y temperatura a los que es sometido el gas pueden producir la condensación de hidrocarburos (condensado) y agua. El agua condensada generalmente se puede identificar por la presencia de sólo pequeñas concentraciones de sólidos disueltos.

En algunos casos los líquidos pueden ingresar al wellbore como resultados de la conificación, comunicación de capas, aplicación de inyección secundaria para presurizar el reservorio u otros efectos. Generalmente el agua intersticial o connata contiene concentraciones de sólidos disueltos superiores a los 100 g/L, cualidad que la diferencia del agua de condensación.

Afortunadamente, la mayoría de los métodos prácticos de remoción de líquidos de pozos gasíferos no dependen de dónde se originan los mismos.

La bibliografía especializada lista una serie de métodos prácticos continuos y discontinuos para descargar pozos con problemas de carga líquida, como ser: Velocity Strings, Producción Dual (Tubing y Casing), Compresión en Boca de Pozo, Aislamiento de Zonas, Tratamientos de Bloqueo de Agua, Instalación de un Sistema de Extracción (AIB, ESP, Gas Lift, Plunger Lift, Bombeo Hidráulico, etc.), Inyección Continua de Surfactantes/Espumantes, Pistoneo, Venteo y Quemado e Inyección de Soap Sticks (“velas/barras espumantes”) entre otros [10, 11, 14].

Lea *et al.* [10] definen el método óptimo como aquel que resulta más económico por el período de operación más extenso. El método óptimo no siempre es obvio debido a la presencia de factores externos que deben ser considerados o escapan al análisis general. Inclusive, muchas veces es posible emplear una combinación de metodologías.

La aplicación continua de un espumante constituye un método simple y económico para pozos de caudales medios a bajos [5, 14, 15, 16, 17].

En el presente trabajo se comentará la experiencia recabada por Repsol-YPF y PQB en el uso de la tecnología de capilar para la dosificación continua de un surfactante/agente espumante en fondo del pozo productor de gas LLL-167 del yacimiento Loma La Lata, así como las consideraciones previas y los resultados obtenidos.

ii. Selección del Pozo.

La selección del pozo se realizó en conjunto entre personal de Ingeniería de producción y Reservorios de Repsol-YPF e Ingeniería y Asistencia Técnica de PQB.

Se analizaron datos de producción y antecedentes de un conjunto de pozos con posibles problemas de carga líquida, aplicando algunos de los criterios explicitados más arriba.

Como resultados del análisis realizado, se arribó a un listado de candidatos para ensayo de la tecnología.

En función de criterios de necesidad, conveniencia y disponibilidad, se decidió realizar el ensayo inicial en el pozo LLL-167 afectado a la Unidad Separadora Primaria (USP) 4.

Con el fin de definir la selección del pozo, se le realizó un gradiente dinámico y un control de producción durante más de 24 horas.

iii. Selección del Producto

Para que se produzca una espuma útil es necesario que se produzca una buena dispersión de las fases gas y líquido (generación de espuma) y que la misma se mantenga en el tiempo (estabilidad de la espuma). La espuma se genera mediante la agitación del líquido con el gas. Este proceso se hace más efectivo cuando la tensión superficial del líquido se reduce de forma que el gas se dispersa más en la fase líquida (rol de los surfactantes).

La tensión superficial del agua generalmente en el orden de las 72 dinas/cm (0,072 N/m) se reduce, con la formación de la espuma generada por un buen producto espumante/surfactante, al orden de 20 a 35 dinas/cm (0,02 a 0,035 N/m que es la tensión superficial normal de los hidrocarburos/condensado). Una reducción de la tensión superficial de esta magnitud representa en términos generales una disminución de las velocidades críticas en el orden del 20% [14].

Se puede decir entonces que el espumante/surfactante funciona:

- Reduciendo la tensión superficial del líquido.
- Reduciendo la densidad del líquido.
- Reduciendo el tamaño de las gotas de líquido.

Las moléculas de surfactante tienen un extremo soluble en agua (hidrofílico) y un extremo insoluble en agua (hidrofóbico). En consecuencia, los espumantes contienen componentes hidrofílicos y lipofílicos (solubles en fase hidrocarburo) que hacen que las moléculas se concentren en la interfase agua/condensado. Cuando la concentración de surfactante es tal que la interfase se encuentra totalmente cubierta con la máxima concentración posible de moléculas, se dice que el soluto se encuentra en su concentración crítica. Agregados subsecuentes de espumante se concentrarán en una de las dos fases líquidas.

Se suele clasificar a los surfactantes de acuerdo con su naturaleza no-iónica, aniónica o catiónica. La bibliografía explica las características generales de cada familia de espumantes [11].

Es un hecho conocido que los hidrocarburos son difíciles de espumar, especialmente sin la presencia de agua. La mayoría de los surfactantes/espumantes comerciales funcionan bien con porcentajes de agua superiores al 50%.

En términos generales sólo la fase acuosa de una mezcla agua-hidrocarburo genera una espuma estable en la que la película de la burbuja es lo suficientemente fuerte para sostener el agua y el gas en una estructura de burbuja, especialmente en la presencia de concentraciones elevadas de gas.

A los fines de seleccionar el producto espumante más eficiente es conveniente evaluar lo siguiente:

- Estabilidad química en condiciones de temperatura y presión de fondo de pozo.
- Solubilidad en los líquidos en condiciones de salinidad y dureza del reservorio.
- Concentración y costo del surfactante requerido para reducir la tensión superficial en la proporción necesaria.
- Calidad y vida media de la espuma medidas en ensayos dinámicos apropiados.
- Estabilidad de la espuma en presencia de hidrocarburos (condensado o crudo).

Para el caso del pozo LLL-167 los ensayos realizados con muestra de producción del pozo en el Laboratorio de Desarrollo de PQB situado en la provincia de Buenos Aires, permitieron seleccionar el producto ESB699. La dosis a ensayar se ajustó en función de cálculos preliminares de velocidades críticas y del criterio general que se encuentra en publicaciones específicas [11, 14, 18]. Las Figuras 21 y 22 muestran los resultados de algunos de los ensayos de selección realizados.

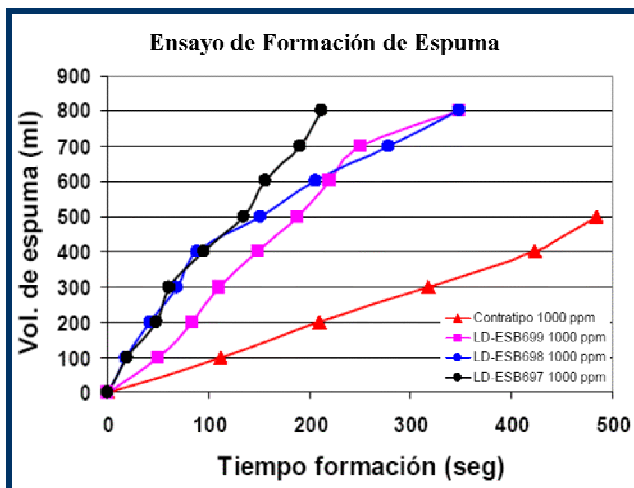


Figura 21. Ensayo de formación de espuma.

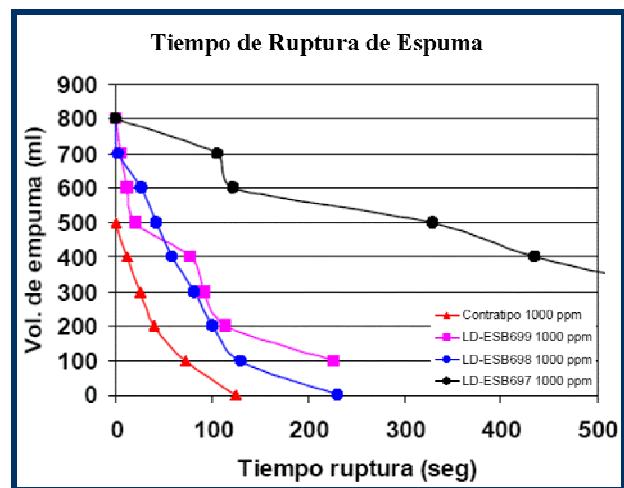


Figura 22. Tiempos de ruptura de espuma.

iv. Caso Pozo LLL-167. Tratamiento y Resultados.

El día lunes 17 de abril de 2006 se realizó exitosamente la operación de bacheo inicial con espumante e instalación permanente de un capilar para dosificación continua de este mismo producto, siguiendo el procedimiento operativo interno de Bolland y Cia. S.A.: "Montaje y operación del equipo de Instalación de Capilares - DIS " Rev.1.

Tratamiento y Procedimiento Operativo Propuesto

Características del pozo:

Cañería de producción: Tubing OD 3 1/2".

Profundidad del Packer 1: 2.937 mbbp

Profundidad del Packer 2: 2.961 mbbp

Inicio de la Zona Punzada: 3.072,5 mbbp

Fin de la Zona Punzada: 3.096 mbbp

Fondo de Pozo: 3.096,7 mbbp

Presión de Fondo: 2.399 psi (16,54 x 10⁶ Pa).

Temperatura de Fondo: 130°C.

Características del tratamiento y del equipamiento empleado:

Capilar: DSS2205 OD 1/4" x 0,035" de pared.

Velocidad de bajada: 80 – 100 Ft/min (24,38 – 30,48 m/min).

Tipo de Cabeza Inyectora: de Cadena.

Tipo de Bomba: Triplex.

Volumen de producto bacheado: 60 L.

Tiempo Total de Operación: 4 – 5 horas

Profundidad de Instalación de la Puntera Dispersora: 3.062,5 mbbp

Dosificación Continua Inicial: 100 L/día.

Procedimiento Operativo:

- 1- Se arriba a la locación a las 09:30 horas. Se encuentra el pozo cerrado. Se verifica la presión en boca de pozo: 1.825 psi (12,58 x 10⁶ Pa).
- 2- Se inicia la operación de montaje del Equipo de Instalación de Capilares-DIS.
- 3- Se arma el arreglo final de fondo (BHA) para la dosificación de espumante a través del capilar de OD 1/4". Se realiza el montaje del pack-off en la entrada de la válvula superior. Se presuriza el empaquetador (Pack-Off) a 2.000 psi (13,79 x 10⁶ Pa).
- 4- Se abre la válvula superior de BDP y comienza a bajar el capilar hasta una profundidad 10 metros por sobre el inicio de la zona de punzados (3.062,5 mbbp) .
- 5- A la profundidad programada se bachean 60 litros de espumante ESB699.

- 6- Se asegura la fijación del capilar con el dispositivo para sujeción en instalaciones fijas y se presuriza el Pack-Off a 4.000 psi ($27,58 \times 10^6$ Pa).
- 7- Se corta el capilar, utilizando para la instalación 3.150 metros (instalación en profundidad + algunos metros de reserva en superficie).
- 8- Se instala un equipo dosificación continua nuevo provisto por PQB.
- 9- Se desmontan los volantes de las válvulas superior, sobremaestra y maestra identificándolas con una señalización que dice: “No cerrar esta Válvula”.
- 10- Se acuerda con la inspección suspender la apertura del pozo hasta el día siguiente (martes 18).
- 11- Se desmonta la cabeza de inyección y retiran de la locación el personal y los equipos a las 16.00 horas.

Resultados obtenidos

Los resultados de la instalación permanente del capilar para la dosificación continua de espumante en el pozo LLL-167 se pueden apreciar en la Figura 23.

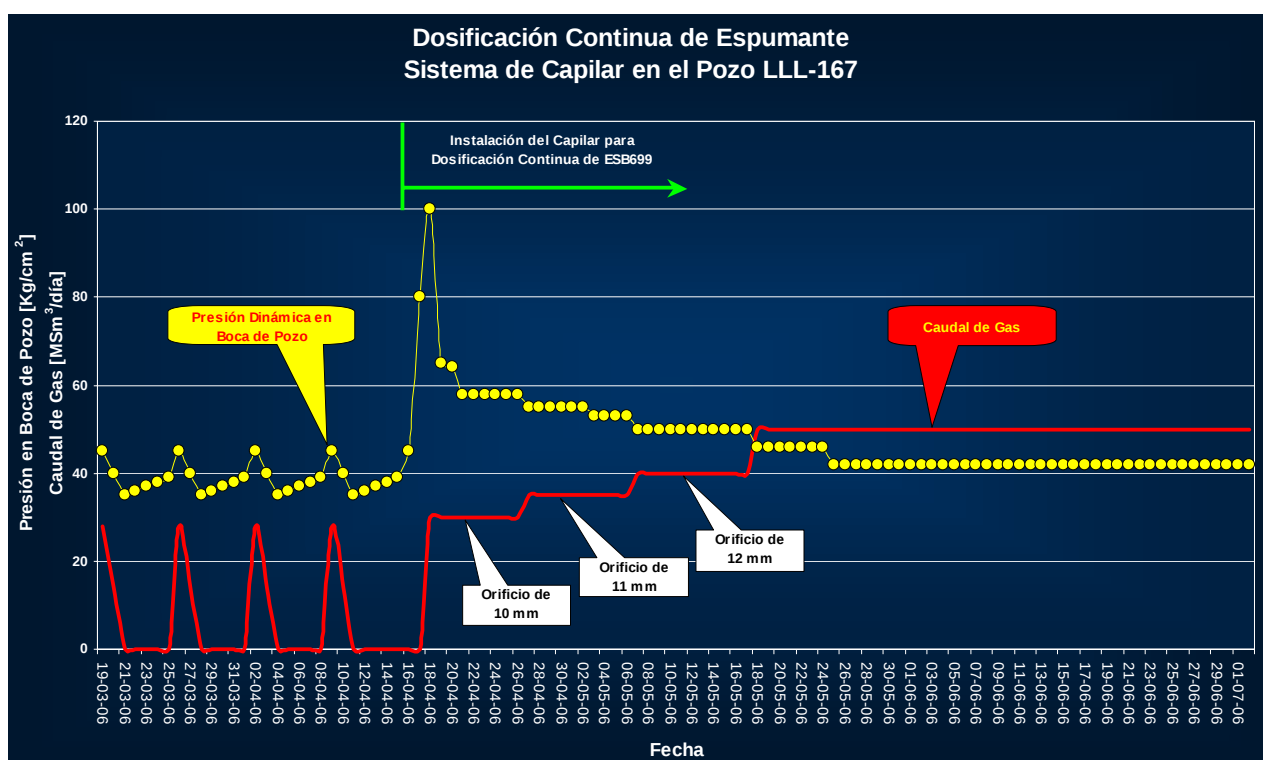


Figura 23. Resultado de la dosificación continua de ESB699 en el pozo LLL-167.

Entre los logros obtenidos, se cree conveniente resaltar lo siguiente:

- La dosificación del producto ESB699 se reguló entre el 0,1 y 0,4% v/v con respecto al caudal de agua, manteniendo estable la producción del pozo.
- Durante el mes previo a la instalación del capilar, las producciones acumuladas de gas y condensado fueron del orden de 100.000 Std. m³ y 30 m³ respectivamente. Las producciones acumuladas de gas y condensado correspondientes al mes posterior a la instalación del capilar e inicio de la dosificación del espumante ESB699 se incrementaron a valores superiores a 1.000.000 de Std. m³ y 200 m³ respectivamente.
- Durante el primer mes de dosificación continua de espumante, la presión dinámica de boca de pozo se incrementó de 36 Kg/cm² a 50 Kg/cm² estabilizándose en este último valor.

Conclusiones

- Se ha ensayado con éxito la tecnología de capilar, tanto en aplicaciones discontinuas (bacheos) como continuas (instalación permanente para dosificación continua).
- Para el caso de los tratamientos discontinuos de Inhibición de Corrosión en Pozos Productores de Gas, se concluye que con la tecnología de capilar:
 - Es posible implementar un programa de intervenciones periódicas, respetando las frecuencias que exige el tratamiento sin que eso perjudique las tareas normales del yacimiento ni afecte la demanda diaria de gas y condensado.
 - Se minimizan los posibles daños a la formación productora y/o ahogo del pozo.
 - Los pozos ensayados mantuvieron concentraciones de hierro (asociadas al proceso corrosivo) controladas en niveles iguales o inferiores a los resultantes de tratamientos convencionales con cepillo, lo que indicaría la posibilidad de futuras optimizaciones en las cantidades de producto químico que se inyecta al pozo y las frecuencias de tratamiento.
 - Es posible tratar pozos con sarta de producción telescópica.
- Para el caso de las instalaciones permanentes para la dosificación continua de un surfactante/espumante, se puede resaltar lo siguiente:
 - A partir de la instalación permanente de un capilar y la dosificación continua del producto espumante adecuado, es posible mantener en producción continua y estable pozos con problemas de carga líquida u operación discontinua por ahogo.
 - La combinación instalación permanente/producto químico en continua permite incrementar las producciones de todos los fluidos y la presión dinámica en BDP, recuperando o inclusive mejorando las condiciones de declinación de producción estimadas/normales para pozo.
 - El incremento diferencial en la producción de gas y condensado permite el repago de la instalación permanente en períodos de tiempo del orden de 30 días.
 - A partir del éxito obtenido con este primer ensayo, se han realizado recientemente instalaciones permanentes en otros dos pozos del yacimiento, los que evolucionan muy favorablemente.
- A futuro se trabaja en la planificación de las siguientes actividades:
 - Continuar ensayando la aplicación discontinua (bacheo) de inhibidor de corrosión empleando la tecnología de capilar en un conjunto de pozos que presentan muchos inconvenientes para su tratamiento mediante la tecnología convencional (Tubing telescópico, problemas de instalación, problemas de recuperación post tratamiento, etc.) y realizar el seguimiento de estos pozos con todas las herramientas disponibles para facilitar la optimización de los tratamientos.
 - Ensayar la aplicación continua a fondo de pozo de productos duales Espumante-Inhibidor de Corrosión empleando la tecnología de capilar. PQB ha desarrollado recientemente productos químicos de estas características. Existen numerosos antecedentes en la bibliografía que señalan la optimización de los tratamientos químicos implementando esta metodología de aplicación [3, 9, 19].

Agradecimientos

Los autores desean agradecerle a Repsol-YPF por la autorización y el apoyo brindado para la realización este trabajo. Quisieran también expresar su reconocimiento a Nora Alvarez, Andrea Deshayes, Sergio Dalvit, Carlos Donino, Carlos Smith y Gary Tagarot por la inestimable asistencia y apoyo proporcionado durante la redacción del mismo.

Referencias

- [1] A. Gasparini, G. Ramírez y H. Vodopivec. *Nuevos enfoques para predecir zonas de corrosividad en instalaciones de producción del Yacimiento Loma La Lata*. 2^{do} Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, Jun.12-16, 1995.
- [2] M.C. Barreto, A. Gasparini, G. Galliano y M. Poli. *Explotación dual de pozos de gas con alto contenido de CO₂ y altas presiones en el Yacimiento Loma La Lata*. 2^{do} Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, Jun.12-16, 1995.
- [3] R. Pruitt y R. Buchanan. *Capillary Injection String Application in the Sharjah PU*. BP Amoco, Trabajo presentado internamente, 2002.
- [4] J.F. Lea, H.W. Winkler, H.V. Nickens y R.E. Snyder. *What's new in artificial lift*. World Oil, Vol. 201, No. 4, Abr. 2000.
- [5] R. Lestz. *Using Capillary Strings to Unload Gas Wells and Increase Production*. World Oil, Feb. 2003.
- [6] R. Chalcovic, A. Gasparini y G. Ramírez. *Corrosión por CO₂ en Yacimiento Loma La Lata*. 1^{er} Congreso de Corrosión y Protección en Yacimientos de Gas y Petróleo, Mendoza, Nov. 12-16, 1990.
- [7] R. Chalcovic, A. Gasparini y G. Ramírez. *Corrosión por CO₂ en Yacimiento Loma La Lata*. BIP (Boletín de Informaciones Petroleras), Año 9, No. 29, p. 52-66, Mar. 1992.
- [8] M.J. Sánchez y W.J. Valdebenito. *Corrosión en pozos de gas: comportamiento de distintos materiales de tubing*. BIP (Boletín de Informaciones Petroleras), Año 15, No. 53, p. 61-66, Mar. 1998.
- [9] W.J. Valdebenito, L. Gatti, M. Rivera y W. Formica. *Inyección continua de inhibidor de corrosión en pozo gasífero*. BIP (Boletín de Informaciones Petroleras), Año 17, No. 25, p. 62-72, Mar. 1991.
- [10] J.F. Lea y H.V. Nickens. *Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems*. SPE 72092, 2004.
- [11] J.F. Lea, H.V. Nickens y M. Wells. *Gas Well Deliquification*. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2003.
- [12] R.G. Turner, M.G. Hubbard y A.E. Dukler. *Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells*. J. Pet. Tech, Nov. 1969.
- [13] S.B. Coleman, H.B. Clay, D.G. McCurdy y H. Lee Norris III. *A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up*. J. Pet. Tech, Mar. 1991.
- [14] W. Jelinek y L.L. Schramm. *Improved Production From Mature Gas Wells by Introducing Surfactants Into Wells*. IPTC 11028, 2005.
- [15] J.P. McWilliams y D. Gonzales. *Downhole Capillary Surfactant Injection System Pilot on Low Pressure Gas Wells in the San Juan Basin*. SPE 94293, 2005.
- [16] S. Ramachandran, J. Bigler y D. Orta. *Surfactant Dewatering of Production and Gas Storage Wells*. SPE 84823, 2003.
- [17] C.W. Bowman y J.A. Collins. *Increasing the Production From Marginal Gas Wells*. SPE 10514, 2006.
- [18] L.L. Schramm, K. Mannhardt y J.J. Novosad. *Selection of Oil-Tolerant Foams for Hydrocarbon Miscible Gas Flooding*. In Proceedings, 14th International Workshop and Symposium, Salzburg, Austria, Oct. 17-21, 2005.
- [19] S. Campbell, S. Ramachandran, y K. Bartrip. *Corrosion Inhibition/Foamer Combination Treatment of Enhanced Gas Production*. SPE 67325, 2001.