

METODOLOGÍAS APLICADAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE POZOS GASÍFEROS CON CARGA DE LÍQUIDOS EN EL YACIMIENTO LINDERO ATRAVESADO.

Jorge Luis Achigar, PAE, jachigar@pan-energy.com, Luis Alberto Cari, PAE, lacari@pan-energy.com, Luciana Masud, PAE, lmasad@pan-energy.com, Carlos Bontempo, PAE, cmbontempo@pan-energy.com, Verónica Emiliani, PAE, vlemiliani@pan-energy.com.

Sinopsis(400 palabras como máximo, que resuma el trabajo y las conclusiones a las que se arribó)

Lindero Atravesado es un yacimiento maduro descubierto en 1961 cuyas formaciones productivas son Sierras Blancas–Lotena (TD: 3,250 m), Grupo Cuyo (4,000 m), y Quintuco (2,400/2,650 m). Tiene una producción de 807Mm³/d y 194m³/d de petróleo y condensado al mes de Julio 2009 con 101 pozos activos. Esto da un promedio de 8Mm³/d de gas y 1.9m³/d de petróleo por pozo.

Sistemas de Extraccion	Cantidad de Pozos	Porcentaje de Pozos
Plunger Lift	40	40%
Capilares	6	6%
Gas Lift	39	39%
Surgentes	16	16%
	101	

Se puede observar de la tabla que solo el 16% de los pozos activos en el yacimiento son “surgentes”. Cuando en realidad dentro de este grupo hay pozos donde se realizan cierres periódicos para recuperación de presión, o se le dosifican barras espumantes para evitar el ahogue de pozos.

Por ahogue de pozos se entiende a una disminución en la velocidad del gas pasando a ser inferior a la velocidad mínima necesaria para elevar las gotas de líquido condensado (Agua de condensación, Hidrocarburos condensables, Agua de formación), produciendo la acumulación de los mismos en el fondo del pozo lo que provoca una contrapresión, bajando la productividad de los pozos hasta llegar con el tiempo a su cierre.

Dentro del grupo de pozos operados con plunger lift, cabe destacar que un 37% corresponde a plunger lift en etapas, es decir 14 pozos operando con dos etapas y 1 pozo operando con tres etapas. Este sistema es aplicable en el caso de pozos débiles que han llegado al límite de aplicación del plunger lift convencional. Un 15% son plunger lift del tipo Continuo; el resto son diferentes tipos de plunger Convencionales (de almohadillas, de cepillo, sello turbulento, rotativos, etc).

Dentro de los pozos operados con capilares se dosifican espumantes y productos duales, en operación continua e intermitente, en este último caso se realizaron combinaciones de 2 bombas para aplicar diferentes caudales de inyección de producto a un mismo pozo al momento del cierre y la apertura del ciclo intermitente.

Otra combinación de sistemas aplicada fue la de plunger lift en etapas operado en conjunto con Motocompresor de baja presión y bajo caudal para reducir la presión en un colector.

El presente trabajo expone las diferentes metodologías aplicadas en el yacimiento para deliquificación de pozos, y la búsqueda de nuevas alternativas de extracción incluyendo la combinación de distintos sistemas para asegurar la continuidad de la producción.

1. INTRODUCCION

Lindero Atravesado es un yacimiento maduro descubierto en 1961 cuyas formaciones productivas son Sierras Blancas–Lotena (TD: 3,250 m), Grupo Cuyo (4,000 m), y Quintuco (2,400/2,650 m). Tiene una producción de 807Mm³/d y 178m³/d de petróleo y condensado al mes de Noviembre 2009 con 101 pozos activos. Esto da un promedio de 8Mm³/d de gas y 1.76m³/d de petróleo por pozo.

Por ahogue de pozos se entiende a una disminución en la velocidad del gas pasando a ser inferior a la velocidad mínima necesaria para elevar las gotas de líquido condensado (Agua de condensación, Hidrocarburos condensables, Agua de formación), produciendo la acumulación de los mismos en el fondo

del pozo lo que provoca una contrapresión, bajando la productividad de los pozos hasta llegar con el tiempo a su cierre. Este valor se estima utilizando la correlación de Coleman la cual predice la velocidad crítica del en pozos productores de gas verticales a partir del modelo de gota, para bajas presiones. Si la velocidad del gas resulta inferior a la crítica, los líquidos comenzarán a acumularse en el wellbore, produciendo el ahogue del pozo.

Gran parte de los pozos de gas de Lindero Atravesado se encuentran produciendo por debajo de estos valores críticos.

Sistemas de Extracción	Cantidad de Pozos	Porcentaje de Pozos
Plunger Lift	40	40%
Capilares	6	6%
Gas Lift	39	39%
Surgentes	16	16%
	101	

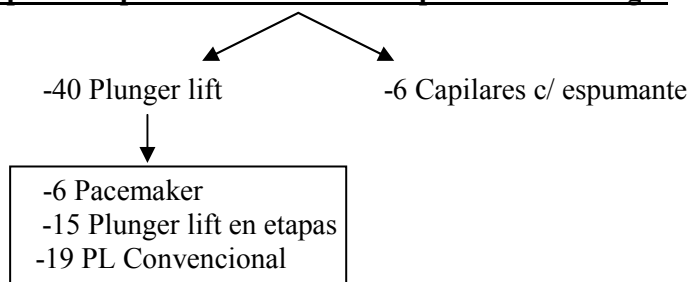
Tabla 1.

La tabla 1 muestra los distintos sistemas de extracción aplicados en el yacimiento, en el caso de los pozos de gas, la distribución de sistemas de extracción es la siguiente:

-Pozos activos de gas: **62 pozos**

-Total de pozos con sistema de deliquificación (velocidad del gas menor a la velocidad crítica):

46 pozos: representa un 74% de los pozos activos de gas



Dentro del grupo de pozos operados con plunger lift, cabe destacar que un 37% corresponde a plunger lift en etapas, es decir 14 pozos operando con dos etapas y 1 pozo operando con tres etapas. Este sistema es aplicable en el caso de pozos débiles que han llegado al límite de aplicación del plunger lift convencional. Un 15% son plunger lift del tipo Continuo; el resto son diferentes tipos de plunger Convencionales (de almohadillas, de cepillo, sello turbulento, rotativos, etc).

Dentro de los pozos operados con capilares se dosifican espumantes y productos duales, en operación continua e intermitente, en este último caso se realizaron combinaciones de 2 bombas para aplicar diferentes caudales de inyección de producto a un mismo pozo al momento del cierre y la apertura del ciclo intermitente.

Otra combinación de sistemas aplicada fue la de plunger lift en etapas operado en conjunto con Motocompresor de baja presión y bajo caudal para reducir la presión en un colector.

2. DESARROLLO

Tipos de Sistema de Extracción de Lindero Atravesado:

2.1 Plunger Lift

Esta tecnología es la más utilizada en Lindero Atravesado para deliquificación de pozos, dentro del grupo de pozos explotados con Plunger lift los mismos se distribuyen de la siguiente manera:

De un total de 40 pozos con plunger lift:

- 15% Pacemaker (plunger lift continuo)
- 37% Plunger lift en etapas
- 48% Plunger lift Convencional

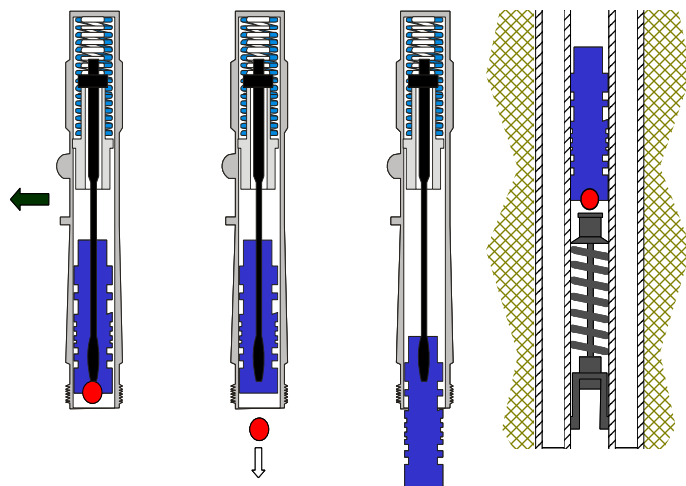
El Plunger Lift es un sistema de extracción artificial donde se corre un pistón a lo largo del tubing el cual levanta los líquidos acumulados en el fondo utilizando la misma energía del pozo.

Este sistema opera en forma intermitente ya que requiere un tiempo de cierre, el cual tiene dos funciones: por un lado proveer el tiempo necesario para que el pistón llegue al fondo del pozo y por otro lado, permitir al pozo que acumule la presión necesaria para elevar al pistón y a los líquidos hacia la superficie.

El hecho de trabajar con prolongados periodos de cierre, causa una mayor presión dinámica promedio de fondo, por lo tanto es deseable que este período sea lo menor posible.

En Lindero Atravesado se ensayó el plunger lift tipo continuo “Pacemaker”, el sistema opera con dos piezas, una camisa o cilindro macizo y una bolilla o esfera. El objetivo de este sistema es eliminar prácticamente el tiempo de cierre requerido para la caída del pistón y lograr la mínima presión dinámica de fondo posible. Esto se logra gracias a que la camisa es hueca y puede caer a contraflujo, es decir con el pozo en fluencia. Al llegar la misma al fondo del pozo se asienta sobre la bolilla transformándose en un conjunto macizo similar al plunger lift convencional el cual es elevado por el flujo de gas nuevamente hacia la superficie.

Este sistema es factible de ser utilizado en pozos que tienen la energía suficiente para elevar el conjunto camisa – bolilla, en los pozos ensayados se observó que luego de meses de operación con tiempos de cierre de segundos fue necesario incrementar el mismo para lograr una pequeña recuperación de presión, por lo tanto en algunos casos se está operando con tiempos de cierre entre de 10 o 15 minutos, de todas maneras la presión dinámica de fondo continúa siendo menor que para un pistón convencional.



1. Cuando la bola y el plunger llegan a superficie, la barra despegla la bola dando inicio a su carrera descendente.
2. El cilindro permanece en superficie con el pozo en producción y la esfera desciende a contraflujo del gas.
3. Cuando la velocidad del gas desciende, se cierra el pozo por 10 segundos para que el pistón hueco salga del ensanchamiento de la barra separadora y comience su carrera descendente.
4. La bola llega al fondo y se queda apoyada en el resorte a la espera del pistón hueco, cuando este llega hacen un sello perfecto e inmediatamente comienza su carrera ascendente.

Previo a la instalación de este sistema debe chequearse que la boca de pozo no presente posibles alojamientos para la bolilla, en particular en el caso de Lindero Atravesado se observó que en los colgadores sin cuello extendido contaban con una cavidad tal que la bolilla se alojaba en la misma, impidiendo la operación del sistema.

Otro punto crítico es realizar la instalación adecuada del equipo de fondo, además del resorte convencional de plunger lift se recomienda instalar un resorte adicional con cabeza de pesca de titanio para resistir el impacto de la bolilla al caer. En el caso de pozos con poca cantidad de líquido (menor a 3m³/d de acuerdo a la experiencia en Lindero Atravesado) se recomienda utilizar camisa y bolilla de titanio, con menor peso que el acero y por lo tanto menor impacto y daño de piezas.

Gracias a la forma de operación del sistema, se logran mayores ciclos diarios, por lo tanto mayor riesgo de roturas de piezas por fatiga de los materiales, por lo tanto es de crítica importancia realizar mantenimiento preventivo de la instalación para asegurar la integridad de la misma, en el caso de Lindero el programa de mantenimiento aplicado es el siguiente:

- Piezas del lubricador, camisa y bolilla: inspección visual bimestral, recambio de piezas semestral.
- Resortes de fondo: recambio semestral de ambos resortes.

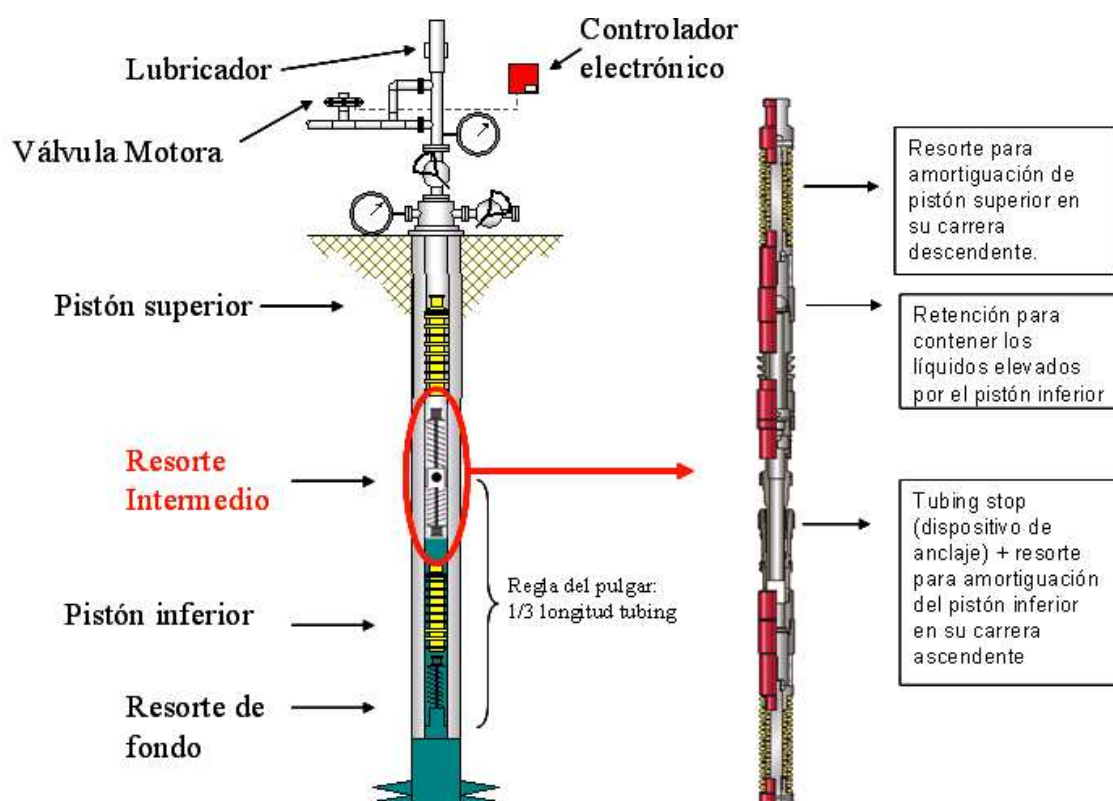
Plunger lift en etapas

En el caso de pozos débiles donde el pistón convencional opera en forma ineficiente, es decir con tiempos de cierre importantes para que acumule la energía necesaria para arribar a la superficie, se logra un mejor aprovechamiento de la propia energía del pozo aplicando plunger lift en etapas.

Partiendo de la base de un pozo con sistema de plunger lift convencional instalado, el mismo se puede adaptar a plunger lift en dos etapas instalando un resorte intermedio y utilizando un pistón adicional.

El resorte intermedio se instala con equipo de alambre o slick line requiriendo dos carreras.

El mismo debe instalarse a la profundidad óptima de acuerdo a las características del pozo según las recomendaciones de los proveedores. Como regla de pulgar esta distancia es un tercio de la longitud total del tubing considerada desde la parte inferior.



El primer candidato seleccionado fue el pozo LA 66, el cual ya se encontraba por debajo de su caudal crítico desde enero del 2006, pero donde no era posible la aplicación del plunger lift debido a una limitación geométrica: el pozo contaba con instalación de tubing tipo telescópica, tubing de 3 ½” hasta 665m y desde esta profundidad hasta el packer en 2875m contaba con tubing de 2 7/8” por lo que correr un plunger de un único diámetro era imposible.

Se determinó ensayar el doble plunger instalando el resorte intermedio en la zona de cambio de diámetro y operando un plunger convencional por debajo del mismo y un plunger de cepillo por encima debido a que se detectaron imperfecciones en el tramo de tubing de 3 ½” que no permitieron utilizar un plunger macizo.

En función de los resultados obtenidos, se continuó con la aplicación del sistema en el pozo LA 8. El mismo tenía una baja relación gas líquido, y se encontraba en el límite de aplicación del plunger convencional. Se programó la instalación del doble plunger donde se definió en conjunto con el proveedor la profundidad óptima para la ubicación del resorte intermedio. La implementación fue exitosa y actualmente el pozo se encuentra produciendo mediante el nuevo sistema de extracción.

El tercer pozo donde se instaló el doble plunger fue el LA 124, el cual contaba con un plunger continuo. El pozo llegó por efecto de declinación al límite de aplicación del sistema de plunger convencional y plunger continuo, requiriendo altos tiempos de cierre para mantener el pozo en producción. Debido a estos motivos se implementó el doble plunger.

Características de los pozos candidatos:

	LA 66	LA 08	LA 124
Qgas SMm3/d	12	5	14
Qliquido m3/d	1.4	10	9
RGL m3 gas/m3liq cada 1000m	2800	166	500
Observación	limitado por geometría de la instalación (dos diámetros de tubing distintos)	No se logró operar plunger convencional.	Se encontraba produciendo con plunger continuo, a medida que el pozo declinó el sistema perdió eficiencia.

Tabla 2

Actualmente se cuenta con 14 pozos operando con dos etapas y 1 pozo operando en tres etapas.

Sólo se puede monitorear el comportamiento del plunger superior: se implementó como metodología verificar el arribo del mismo con líquido, si esto ocurre es porque el pistón inferior está elevando líquido que es retenido por encima del resorte intermedio y luego elevado por el pistón superior, es decir que es un indicador indirecto de la operación del pistón inferior. En cuanto a la operación y optimización: aplican los mismos criterios para operación con un pistón, los parámetros se ajustan de acuerdo al pistón superior.

Previo a la instalación de un plunger lift en etapas es recomendable verificar si el material de los elastómeros de las copas del resorte intermedio es adecuado para las condiciones de aplicación ya que una selección

inadecuada puede causar degradación de las mismas y pérdida de sello en la etapa intermedia. Además, al igual que para el caso de pistón convencional o pacemaker, es recomendable evaluar la corrosividad del fluido ya que pueden adquirirse los elementos de material adecuado al uso particular.

Para este sistema, menos expuesto a la fatiga que el plunger continuo, el programa de mantenimiento preventivo para asegurar la integridad del sistema aplicado es el siguiente:

- Inspección del pistón superior bimestral
- Cambio del resorte intermedio, pistón inferior y resorte de fondo: anual.

Uno de los beneficios del logro de aplicar esta nueva tecnología en Lindero Atravesado fue la elaboración de diagnóstico preventivo para determinar cuándo un pozo operado con plunger convencional o con plunger continuo requerirá modificar su sistema a plunger lift en etapas. El costo de instalación de un doble plunger en un pozo que ya cuenta con instalación de plunger convencional es mínimo ya que sólo requiere la provisión del resorte intermedio y un plunger adicional.

2.2 Espumantes

Los productos espumantes son agentes surfactantes los cuales aplicados en fondo de pozo logran reducir la velocidad crítica gracias a que:

- **Forman emulsión gas líquido**
- **Reduce la tensión superficial del líquido**
- **Disminuye la densidad del fluido del pozo**

ρ_g = Densidad del gas

ρ_{liq} = Densidad del Líquido

σ = Tensión superficial

$$V_{\text{Gas Crítica}} = 1.5934 \sqrt{\left(\frac{\rho_{liq} - \rho_{gas}}{\rho_{gas}^2} \right) \sigma}$$

Correlación de Coleman
 $P_{sup} < 77 \text{ Kg/cm}^2$

De la correlación de Coleman se observa que los agentes surfactantes al reducir la tensión superficial y la densidad del líquido, reducen también la velocidad crítica del gas. Los surfactantes pueden reducir la Tensión Sup del agua de 72 dinas/cm a 20-35 dinas/cm.” (Permite que el gas se disperse mas fácilmente en la fase líquida).

La forma de aplicar productos químicos en pozos es la siguiente:

Inyección Continua

Vía Capilar

Instalado Concéntrico al tubing (por directa).

Instalado Por entre columna (zunchado al tubing)

Inyección no Continua

Tratamiento de Bacheo desde boca de pozo

Tratamiento con Barras

El tratamiento vía capilar (cañería de 1/4” de pulgada comúnmente instalada concéntrica al tubing o zunchado al mismo) presenta ventajas con respecto a los bacheos o tratamientos con barras (producto en formato sólido que se dosifica desde boca de pozo y cae por gravedad).

El tratamiento vía capilar presenta un costo inicial más elevado pero permite optimizar al máximo el volumen de producto dosificado, mientras que en el caso de bacheos desde boca de pozo la eficiencia es menor, en cuanto a pérdidas de producción la dosificación vía capilar y la aplicación de barras espumantes

puede hacerse con el pozo en fluencia (en el caso de las barras para caudales mayores a 40MSm³/d s debe cerrar el pozo para que las mismas caigan, para valores menores caen a contraflujo), en el caso de bacheos debe cerrarse el pozo durante el bombeo y el tiempo requerido para que llegue al fondo.

En el caso del capilar instalado concéntrico al tubing, no es posible realizar intervenciones como mediciones de presión y temperatura o calibraciones sin desinstalar el capilar.

En el Yacimiento Lindero Atravesado se inició el tratamiento con espumantes de pozos donde no era factible la aplicación de plunger lift y cuyos valores de producción alcanzaban las velocidades críticas de gas mediante bacheos desde boca de pozo con espumante líquido, a medida que la frecuencia requerida para mantener los pozos en producción aumentaba se comenzó a dosificar barras espumantes. Estas son barras sólidas de producto químico surfactante empacadas en un tubo rígido o en una bolsa descartable, o una barra blanda, o un gel dentro de un tubo soluble en agua. Pueden dosificarse manualmente o mediante un dosificador automático de barras.



Fig. 1 Barras espumantes

En un grupo de cinco pozos donde el problema era combinado: corrosión y ahogue de pozo se modificó la metodología anterior de bacheos bimensuales de inhibidor de corrosión filmógeno de tipo orgánico, por la aplicación de barras inhibidoras de corrosión alternadas con barras espumantes. El nuevo tratamiento también formaba una película con un inhibidor de tipo orgánico, pero de forma gradual. A diferencia de los bacheos, se realizaba una dosificación semanal, acercándose más a lo que es una dosificación continua. La dosificación se realizaba en dos etapas: se dosificaban barras inhibidoras de corrosión y al día siguiente se dosifican las barras espumantes para ayudar a la evacuación del líquido del pozo y a la formación de la película sobre las paredes. Otra función de las barras espumantes es la de ayudar al arrastre de los sólidos que puedan estar pegados en las paredes de la cañería.

Se comenzó dosificando a razón de 3 barras por cada 1m³ de agua que produzca el pozo. A medida que el tratamiento avanzaba, se va monitoreaba el hierro soluble en el fluido producido. Este parámetro es el que nos indica cuando podemos comenzar a disminuir la cantidad de barras ya que se habría formado la película y la dosificación posterior sería de mantenimiento de la misma. En la tabla se pueden observar ejemplos de las dosificaciones que se emplearon en los pozos:

		4-6 Semanas		2-4 Semanas		Dosificacion Final	
		SS	TC	SS	TC	SS	TC
Pozos	LA-85	4	4	3	3	2	2
	LA-86	8	8	6	6	1	1
	LA-88	6	6	4	4	3	3
	LA-102	5	5	3	3		
	LA-100	2	2				
	LA-83	6	6	4	4		

SS: Barras espumantes Slick Stick

TC: Barras Inhibidoras de Corrosion Tipo C

Tabla 3: dosificaciones empleadas

Para mayor seguridad de los operadores y simplicidad en la operación se utiliza un dosificador de barras, el cual permite dosificar las mismas mediante maniobra de válvulas.

El procedimiento de dosificación de barras se describe a continuación:

- 1.- Chequear Presión en Boca de Pozo.
- 2.- Colocar barras (una a una) utilizando el dosificador de barras.
- 3.- Puede realizarse con el pozo en fluencia o si es necesario cerrar el Pozo por 1/2 hora (con esto se asegura que las mismas lleguen al fondo).
- 4.- En el caso de cierre del pozo: Abrir el pozo hasta un 25%. Monitorear presión, se deberá notar la acción de las barras en el caso de ser espumantes. Cada 15 minutos abrir un 25% monitoreando presión hasta completar el 100%.

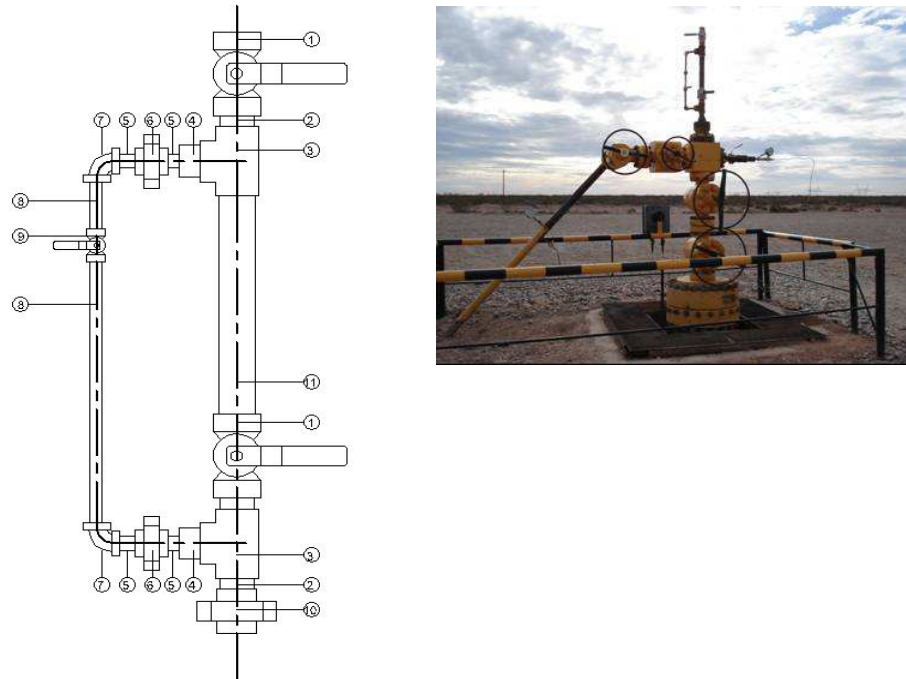


Fig. 2. Esquema y foto dosificadores de barras

Dosificación vía Capilar:

A medida que el caudal de los pozos en tratamiento con barras fue disminuyendo y las frecuencias de dosificación requeridas eran mayores para evitar el ahogue de los mismos se fue cambiando gradualmente a la dosificación en forma continua vía capilar, en otros casos se utilizaron las barras espumantes como ensayo previo para evaluar la factibilidad y conveniencia económica de aplicar dosificación en forma continua.

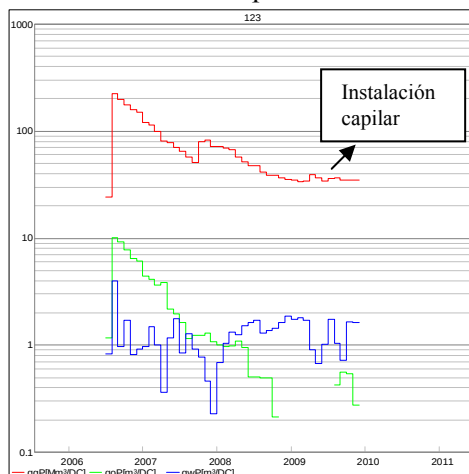
Las dosificaciones en continuo se realizaron mediante la instalación de una tubería de $\frac{1}{4}$ " de acero inoxidable concéntrica al tubing en el pozo. El tipo de acero se seleccionó de acuerdo a la corrosividad de los fluidos y a las condiciones de cada pozo.

Si bien la tecnología capilar permite la aplicación de cualquier tipo de producto químico, los empleados hasta ahora en lindero Atravesado son espumantes y productos de función dual (espumantes más inhibidores de corrosión)



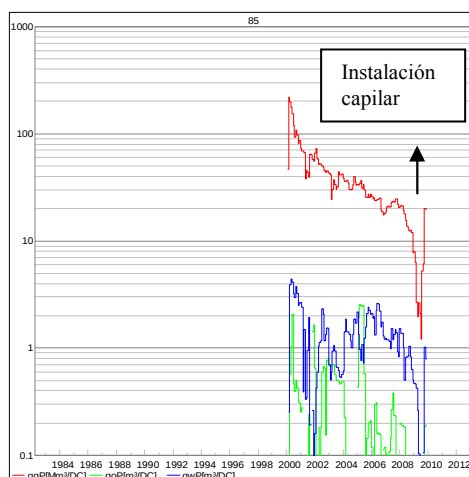
Fig. 3 colgador de capilar, válvula dosificadora, equipo utilizado para la instalación.

A continuación se pueden ver casos donde se aplicó la dosificación vía capilar y los resultados obtenidos.



El caso del pozo LA-123 es el de un pozo próximo al caudal Crítico, que mostraba principio de merma de producción por ahogue en el casing. Con la dosificación de espumante en fondo se evitó el ahogue total del pozo. Es por esto que no se ve un aumento de producción, sino un mantenimiento de la misma.

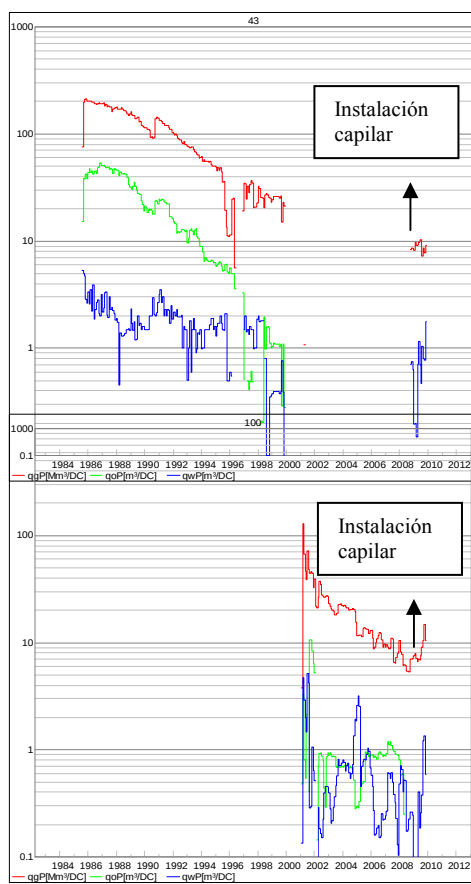
Fig. 4: Historial de producción pozo LA 123



El pozo LA-85 es un pozo tubingless con cañería de 3 1/2" que se encontraba en su caudal crítico. En principio se mantuvo en producción con barras espumantes y se protegió la cañería con inhibidoras de corrosión. Cuando la dosificación no continua de espumante llegó a su límite de aplicabilidad ya que el pozo mostró ahogue, y la acumulación de arena de fractura en fondo debido a las bajas presiones y caudales de gas del pozo se volvió crítica, se decidió instalar un capilar en fondo. Con el mismo se logró la recuperación de los caudales originales al ahogue y además la limpieza de la arena de fractura acumulada en el fondo del pozo, bajando de 2985m a 3070m. Para esto se eligió un espumante indicado para el levantamiento de arena y en superficie no se restringió el pozo para ayudar a la producción de la misma.

Fig. 5: Historial de producción pozo LA 85

Operación combinada: dosificación vía capilar y operación intermitente de pozo



Hay pozos que son tan débiles que una niebla en la columna del tubing de por si produce una contrapresión tal en el fondo que evita la producción de gas. Este es el caso del LA-43. Este pozo se logró recuperar con la instalación del capilar en fondo y la dosificación de espumante, pero además fue necesario el cierre del pozo periódico mediante un controlador en boca que permitiera al pozo no solo la acumulación de presión sino el bacheo de espumante en fondo de un mayor caudal que el dosificado en producción. En conclusión se están dosificando automáticamente caudales distintos de espumante cuando el pozo esta abierto o cerrado.

Fig. 6: Historial de producción pozo LA 43



El pozo LA-100 tiene un coiled tubing en pesca y mostraba signos de ahogue. Se instaló un capilar por encima de la pesca y se mantiene el pozo e producción de forma intermitente. Se dosifica un mayor caudal de espumante cuando está cerrado, para dar tiempo a que arribe al fondo del pozo donde se supone está el nivel

acumulado, y un menor caudal cuando está abierto. De esta manera se logra un aumento en el caudal de gas y los líquidos extraídos.

Fig. 7: Historial de producción pozo LA 100

2.3 Motocompresor de Boca de Pozo

Otra de las tecnologías ensayadas en Lindero Atravesado es el compresor de baja presión y bajo caudal con capacidad de ser aplicado en boca de pozo o colectores.

A principios del año 2008 se realizó una prueba piloto con el objetivo de evaluar distintas aplicaciones de este equipo orientadas a lograr una alternativa para continuar manteniendo en producción pozos débiles.

Se utilizó un Motocompresor de 120HP montado sobre un Skid móvil, el cual puede trasladarse fácilmente con un vehículo liviano. Las conexiones a los pozos se realizaron con mangueras con acoples rápidos por lo que es muy sencillo el traslado y conexión del equipo.

Cuenta con un módulo de bombeo el cual permite separar los líquidos y reinyectarlos al sistema, puede procesar hasta 100bbl/d de producción continua, en el caso de producción de líquidos en slugs, pueden producirse paros por alto nivel en el separador.



Fig. 8: Compresor instalado en boca de pozo

Pozos ensayados:

LA-88

Este pozo encontraba en operando como surgente, pero en su caudal crítico, requiriendo cada 3 días tiempo de cierre para recuperación de presión, el objetivo de aplicar el compresor consistía en evaluar la capacidad de mantener en producción continua al pozo evitando los tiempos de cierre y consecuente downtime mediante la reducción del caudal crítico por efecto de la disminución del gradiente de presión en el pozo.

Este objetivo fue logrado durante el ensayo, el incremento obtenido está dado por la eliminación de pérdidas por cierre del pozo.

Producción previa a la instalación del motocompresor ($Q_{\text{gas}} = 18.1 \text{ Km}^3/\text{d}$ - $P_{\text{wh}} = 53.9 \text{ psi}$), condición con el motocompresor instalado ($Q_{\text{gas}} = 24 \text{ km}^3/\text{d}$ - $P_{\text{wh}} = 10.7 \text{ psi}$).



Fig. 9: Gradiente de presión simulado para la condiciones de producción del pozo comparada con los valores obtenidos en la medición del gradiente, y los valores calculados para la condición con el motocompresor instalado

Durante el ensayo se observó un aumento en la velocidad de producción de arena en el pozo. Es por esto que no se recomienda el uso de este o cualquier tipo de equipo de extracción que disminuya la presión en el fondo de pozo en reservorios depletados con historial de aporte de arena. En este pozo en particular se suspendió el ensayo debido al incremento en el aporte de arena y se instaló un capilar para inyección de espumante mediante el cual es posible producir los fluidos a una mayor presión dinámica de fondo que con el compresor logrando reducir el aporte de arena.

LA-85 y LA-55: Estos pozos eran casos en el límite de aplicación del sistema, con operación con plunger lift en etapas en el caso del LA 55 y con aplicación de espumantes en el caso del LA 85. El objetivo del ensayo fue contrastar la aplicación del compresor con otros sistemas de extracción para pozos débiles. Se evidenció que la disminución de presión en boca de 4 kg/cm² a 1.5 kg/cm² no fue suficiente para lograr una fluencia en continuo.

Batería 4: El objetivo de este ensayo fue evaluar la operación del compresor en combinación con plunger lift.

Debido a que los volúmenes de líquido superaban la capacidad del scrubber de succión del equipo, el mismo se instaló aguas abajo del separador de la batería, al que ingresaban 3 de los 4 pozos de la misma, los cuales se encontraban operando con plunger lift en dos etapas. Se logró bajar la presión de la batería, lo cual permitió optimizar los parámetros de funcionamiento de los plunger lift.

En el caso del LA 97, el cual se encontraba produciendo ineficientemente con doble plunger, fue necesario incorporar una etapa más en el sistema plunger lift, resultando el primer plunger lift en tres etapas del yacimiento. Se consultó con proveedores y en la red del Foro de Ingeniería de producción de BP y PAE, al no haber experiencia previa en la implementación de tres etapas se siguieron las recomendaciones del proveedor en cuanto a las profundidades a instalar los resortes intermedios.

El aporte de estos pozos no es uniforme, por lo que el compresor debe superar variaciones en el caudal de gas entre valores máximos superiores a 40MSm³/d y mínimos de 5MSm³/d, logrando esto gracias a su sistema de MAKE UP, el cual le permite recircular gas para evitar paros por baja succión.

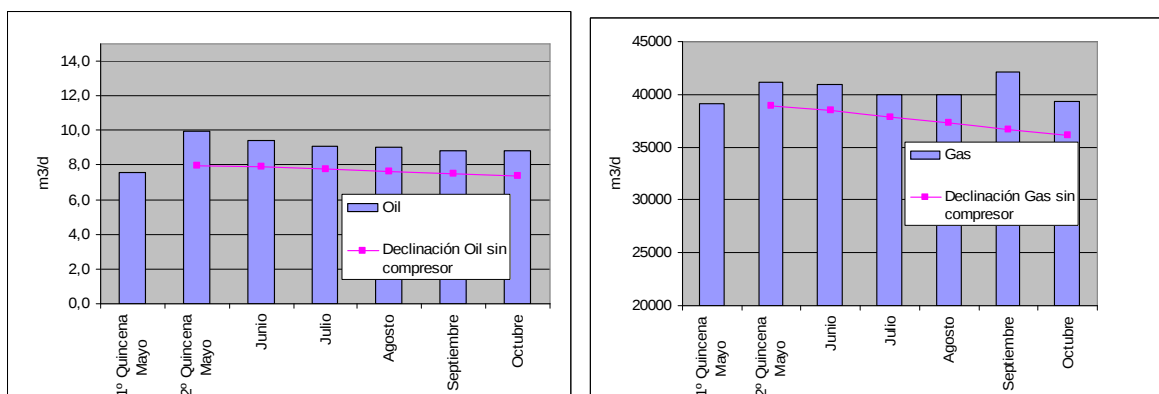


Fig. 10: Evolución de la producción en Batería 4 con instalación de compresor en combinación con plunger lift.

La futura aplicación del Motocompresor de Boca de Pozo en Lindero Atravesado es en combinación con otros sistemas de extracción. La forma típica de la curva IPR de los pozos de Lindero Atravesado debido a la baja permeabilidad del yacimiento, indica que ante las disminuciones de presión posibles con el Motocompresor de Boca de Pozo, no se obtengan incrementos de producción importantes. **Es por esto que se lo piensa como herramienta para optimizar los parámetros de los plungers lift y así extender el período de operación del sistema.**

3 CONCLUSIONES

En función de los sistemas de extracción aplicados en el yacimiento se realiza el seguimiento de operación de los pozos desde el inicio de su vida productiva como surgentes, se evalúa en cada caso cual es el caudal crítico a partir del cual se inicia el proceso de carga de líquido que culmina con el ahogue del pozo. Una vez conocido este valor el objetivo es actuar en forma preventiva para evitar pérdidas de producción por carga de líquidos, analizando cuál es el sistema de extracción más conveniente para cada caso y previendo el diseño, gestión de compra de materiales e instalación previo a que el pozo alcance sus condiciones de ahogue.

En el caso de pozos operados con plunger lift se adopta como criterio para conversión a plunger lift en etapas cuando el tiempo de cierre requerido para lograr el arribo del pistón es superior a la 1.5hs.

El criterio definido para la aplicación de capilares para inyección de espumantes consiste en evaluar los casos donde no es posible aplicar plunger lift debido a limitaciones de la instalación, por ejemplo casos donde el packer se encuentra alejado de los punzados una distancia tal que el ahogue se produce en casing, debajo del mismo.

La aplicación de los compresores de baja presión y bajo caudal continúa en análisis pero hasta el momento lo que se ha concluido es que en Lindero Atravesado el potencial de aplicación es como combinación de sistemas de extracción.

4 BIBLIOGRAFIA

- L. Masud, V. Emiliani, Presentación de trabajo técnico: "Operación de pozos con doble plunger" - (PAN AMERICAN ENERGY) - Jornadas Técnicas Comahue (IAPG), Neuquén, 2008.
- S. B. Coleman, H. B. Clay, D. G. McCurdy, H. L. Norris; "A New Look al Predicting Gas-Well Load-Up" JPT (March 1991) 329-33
- J. F. Lea, R. E. Tighe "Gas Well Operation With Liquid Production" SPE paper N° 11583 presented at "Production Opreation Symposium", Oklahoma, February 27, 1983.
- Preston G. Abbott, "Pacemaker two-piece plunger lift system a new invention for an old technology" BP America Production Company, SOUTHWESTERN PETROLEUM SHORT COURSE-2003.
- "Solid Chemical Stick Applications For OPTIMIZATION Of Gas Production" -Select Industries, INC.

-“Capillary Technologies & Engineered Chemistry” –Weatherford

-Aplicación de Productos Químicos Específicos empleando la tecnología de capilar en el yacimiento Loma La Lata” – Juan Dupré, Raúl Giérega, Tené Segura – UELLL Repsol-YPF S.A., Pablo Cabral, Pedro Costanza, Martín Donino, Luis Mardones, Alejandro Suriano PBQ, Bolland y Cia S.A.