

Producción simultánea de gas y petróleo en reservorios multicapas del Yacimiento Cerro Dragón

Por **Pablo Bizzotto**, **Rodrigo Dalle Fiore** y **Luciana De Marzio** (Pan American Energy, Ingeniería de Gas UGGSJ, Unidad de Gestión Golfo San Jorge)

En los últimos años la producción de gas del Yacimiento Cerro Dragón ha tenido un gran crecimiento, debido a una agresiva campaña de perforación de pozos de alta relación gas petróleo (HGOR) y a una fuerte inversión en instalaciones de superficie (figura 1). Nuevas plantas compresoras y baterías permiten captar la producción asociada de los proyectos denominados HGOR. Cabe destacar que el nuevo reservorio de gas de alta presión Yacimiento Tres Picos Profundo también contribuye en gran medida en los valores diarios de producción y venta de gas del Yacimiento Cerro Dragón.

El crecimiento de la capacidad de producción de gas de los últimos años se sustentó en una nueva política de explotación y adaptación de los diseños

de producción, basada en producir reservorios de gas y de petróleo en forma simultánea. Antiguamente la explotación del campo consistía en producir capas de petróleo, aislando y o cementando las capas de gas punzadas, principalmente porque el sistema de extracción predominante era y es el bombeo mecánico. Además, los sistemas de extracción e instalaciones de superficie no resultaban adecuados para producir grandes volúmenes de gas.

La capacitación y la adaptación al cambio de las personas involucradas a este nuevo sistema de explotación representaron y representan sin duda el pilar del proyecto.

Actualmente son cuatro las metodologías de extracción utilizadas en los pozos HGOR:

- *Gas lift* anular continuo e intermitente (34 pozos).
- *Plunger lift* (9 pozos).
- Bombeo mecánico (30 pozos).
- Surgente natural (10 pozos).

En este trabajo técnico se tratará cada sistema en particular, variantes operativas y criterios de selección.

Hoy las nuevas tecnologías de telemetría y automatización permiten monitorear, operar y optimizar cada uno de los sistemas de extracción. Resulta clave el uso de controladores inteligentes de pozo *auto-cycle plus* para la operación de los *plunger lift*, y SAM para los pozos equipados con bombeo mecánico, en el desarrollo y adaptación de estos sistemas de extracción. La totalidad de los pozos comunicados mediante telemetría generan una gran cantidad de información que debe ser criteriosamente administrada, a fin de lograr una correcta interpretación del comportamiento de los pozos. Es materia de revisión en este trabajo la gestión de dicha información, detalles operativos de los controladores y los mecanismos de seguimiento para lograr la identificación de oportunidades de mejora.

El proyecto comenzó en el año 2003 con un piloto de 13 pozos; al año siguiente se perforaron alrededor de 20 pozos y en el año 2005 se duplicó esa cantidad alcanzando los 40 pozos. Este plan de desarrollo continuará hasta el año 2017.

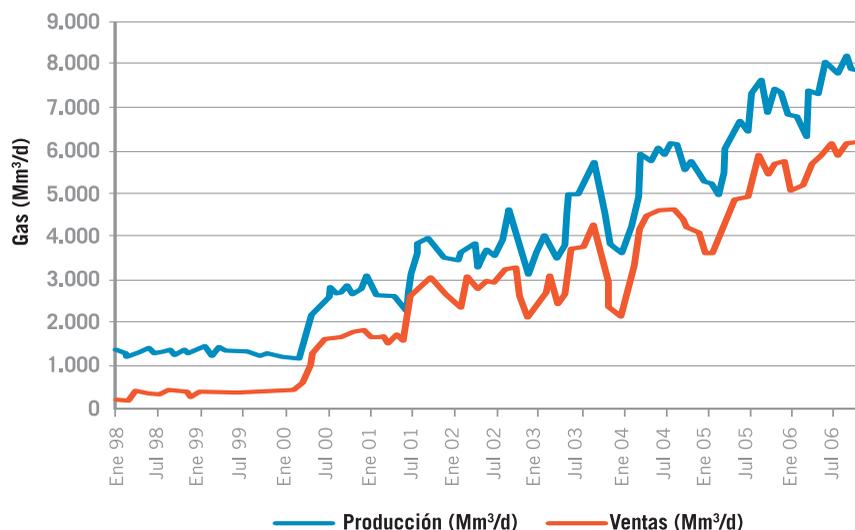


Figura 1. Producción y venta de gas, Yacimiento Cerro Dragón.

Introducción

Históricamente, en el Yacimiento Cerro Dragón perteneciente a la Cuenca del Golfo San Jorge, sólo se punzaban las zonas productivas de petróleo, cementando o dejando en reserva las capas de gas. Este procedimiento se utilizaba porque el sistema de extracción empleado normalmente en el área era y es el bombeo mecánico (80% de los 2.214 pozos).

Siempre se ha pensado que este sistema artificial de extracción no tiene la capacidad de manejar de manera eficiente grandes cantidades de gas, sobre todo si no existe un sistema de captación de baja presión que colecte el gas producido por la entrecolumna.

Los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge, a la cual pertenece el Yacimiento Cerro Dragón, son del tipo lenticular con alrededor de 20 delgadas capas de arenas productoras de gas, oil y agua. Estas capas están distribuidas aleatoriamente desde 1.000 hasta 2.500 metros de profundidad, variando en cantidad y profundidades de un yacimiento a otro dentro del área.

De todos los sistemas artificiales de extracción que se evaluaron, el *gas lift* anular fue el que más se ajustó a las necesidades para poder llevar adelante el proyecto piloto.

Como es sabido, el *gas lift* anular es un sistema de extracción no convencional dentro de todas las variantes del *gas lift*, por lo tanto se debían enfrentar

algunas incertidumbres y paradigmas, como la determinación del punto de inyección de gas, tipos de equipamiento, conversión desde *gas lift* continuo a intermitente, entre otros.

El proyecto piloto contó con 13 pozos denominados HGOR, donde se abrieron todos los reservorios simultáneamente. Inicialmente estos pozos surgieron de manera natural luego de un pistoneo final, cuando el equipo de *workover* terminaba la completación. Si el caudal de gas declinaba a valores en donde la fluencia comenzaba a ser inestable, se lo asistía con *gas lift*.

En el segundo año y después de resultados de producción exitosos se realizaron 24 pozos, también produciendo por el mismo método de extracción.

En el año 2005 se perforaron alrededor de 40 pozos, pero por aquel entonces se introdujeron algunos cambios respecto de los sistemas de extracción, principalmente porque ya no se podía instalar *gas lift* en todos los pozos HGOR, debido a una capacidad de compresión limitada. Más allá de que la capacidad de compresión del Yacimiento Cerro Dragón se ha incrementado notablemente en los últimos años, ahora esa capacidad es necesaria para comprimir gas de baja presión para la venta y no de levantamiento como lo es en el GL.

Por lo expuesto anteriormente y para continuar con la perforación de este tipo de pozos, se analizaron otros

sistemas que pudiesen producir pozos de alta relación gas petróleo de manera eficiente, sin comprometer la capacidad de compresión. Las primeras experiencias con sistemas alternativos al *gas lift* se hicieron con *plunger lift* y luego con bombeo mecánico.

Dentro del *plunger lift* se probó una amplia variedad de pistones, agregado al nuevo concepto de PL denominado *Pacemaker*. Con respecto al sistema de bombeo mecánico, se logró producir considerables cantidades de gas, utilizando diferentes tipos de dispositivos antibloqueo y controlador electrónico *pump off*. Con el controlador se opera al pozo haciendo paros por bajo llenado de bomba o en modo intermitente, para mejorar la performance del sistema.

Desarrollo

Actualmente, todos los pozos de HGOR del Yacimiento Cerro Dragón (CD) producen por los siguientes sistemas de extracción artificial: *Gas Lift* anular (GL), Bombeo Mecánico (BM) y *Plunger Lift* (PL).

Todos estos sistemas de extracción han sido adaptados y modificados para lograr una mejor performance en nuestro yacimiento e instalaciones. Detallamos a continuación cada uno de los sistemas artificiales de extrac-

ción empleados, dado que poseen importantes diferencias entre sí.

Gas lift

Cuando el flujo de producción es del tipo multifásico, el método de extracción denominado *gas lift* resulta uno de los sistemas más adecuados para la explotación de un pozo, ya que simula una surgencia natural; al menos es lo más parecido a un pozo surgente dentro de los sistemas artificiales.

Es por ello que inicialmente se centró la atención en esta metodología, evaluándose la posibilidad de aplicarlo en CD, y de esa manera poder llevar adelante el proyecto que incluía la producción en conjunto de petróleo y gas, que luego se denominó *Proyecto HGOR (alta relación gas-petróleo)*.

El sistema GL posee muchas variantes y la más utilizada a nivel mundial es la denominada *gas lift* continuo convencional o *tubing flow*, en donde el gas de alta presión es inyectado en forma continua desde el espacio anular hacia la tubería de producción a través de un punto que debe estar ubicado a la mayor profundidad posible.

El objetivo de la inyección de gas es reducir la densidad de la columna de fluidos presentes en el *tubing* para disminuir la contrapresión a la formación productiva, haciendo posible que ésta

produzca de manera más eficiente.

La configuración de instalación de fondo más difundida es la denominada *semicerrada*. Tiene como característica principal que se fija un *packer* por encima del primer punzado para que el gas de inyección no contrapresione la formación. El gas es transferido desde la cañería de inyección a la de producción a través de una válvula de GL, en donde la energía de presión del gas se convierte en velocidad.

Más tarde, cuando el pozo aporta a bajos valores de caudal y presión dinámica de fondo, es conveniente convertirlo a GL Intermitente (GLI) bajando una válvula de pie o *standing valve* en el niple de fondo, que lo convierte en una instalación cerrada.

Otra variante del GL es la de flujo Anular (GLA). Esta configuración es la más apropiada bajo los siguientes escenarios:

- Elevados caudales de producción, ya que en flujo vertical anular la pérdida de carga por fricción es menor, debido a un diámetro equivalente mayor al ID del *tubing*. En nuestro caso el espacio equivalente entre un *tubing* de 2 7/8" y un *casing* de 5,5" es de aproximadamente 4,5", bastante mayor al ID del *tubing* de 2,449".
- Cuando existe una separación importante entre el punzado supe-

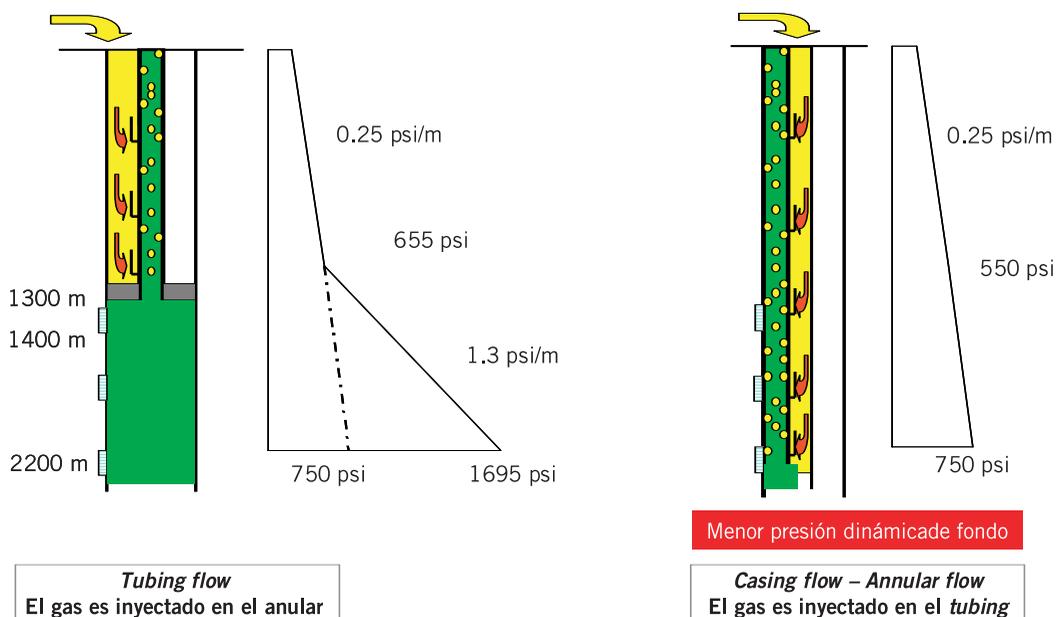


Figura 2.

rior e inferior, porque si se instala un GL convencional o *tubing flow* es necesario fijar un *packer* por encima del punzado superior provocando que el punto operativo de inyección de gas quede muy distanciado de los punzados inferiores. De esta manera el gas de inyección sólo aliviana la densidad del fluido de producción en una parte de la tubería. Aplicar un GL convencional en este caso resultaría en un pozo sub-explotado, a causa de una elevada presión dinámica de fondo.

Los reservorios del Yacimiento Cerro Dragón son del tipo multicapa con una importante separación entre el punzado superior e inferior, por lo tanto el segundo escenario de aplicación del GLA representa muy bien el caso de CD.

Otro tipo de subdivisión del GL es en el tipo de flujo, continuo e intermitente, independientemente de si el mismo es producido vía el *tubing* o el espacio anular.

Frecuentemente, el mandril más profundo tiene una válvula orificio denominada válvula operativa, que es por donde se debe quedar inyectando de manera definitiva el gas. Su función es proveer una correcta inyección dispersando el gas inyectado, y de esa manera minimizar la formación de *slugs* o baches de líquido.

Las válvulas orificio no son exactamente lo que conocemos como una válvula, dado que no abren ni cierran y generalmente se utilizan para GL continuo.

Todas las válvulas de GL poseen retenciones que evitan que retorne líquido de la tubería de producción hacia la de inyección de gas, por ejemplo, durante un paro de compresores. Cabe destacar que las válvulas orificios también cuentan con este mecanismo de retención.

Las válvulas de GL generalmente son clasificadas como IPO (*Injection Pressure Operated*), que son sensibles a la presión de inyección o PPO (*Production Pressure Operated*), sensibles a la presión de producción. A pesar de existir otros tipos de válvulas, estos dos grandes grupos representan muy bien la mayoría de las válvulas emple-

adas en los yacimientos.

Dentro de la aplicación del *gas lift* en CD encontramos el del tipo intermitente, que se realiza mediante un controlador electrónico y una válvula neumática encargados de gobernar la inyección de gas al pozo; por lo tanto este fenómeno se denomina GL intermitente de superficie.

La aplicación de este método cíclico se limita a las siguientes condiciones:

- Elevado Índice de Productividad (IP)

y baja presión dinámica de fondo (FBHP).

- Bajo Índice de Productividad (IP) y baja presión dinámica de fondo (FBHP).

En esta metodología se permite que un *slug* de líquido sea acumulado en la cañería de producción hasta un cierto valor de presión de fondo o altura de *slug*. Luego comienza un periodo de tiempo en el cual se inyecta gas al pozo presurizándose la cañería de inyección, y cuando se alcanza

AL SERVICIO DE **37** AÑOS LA OFICINA TÉCNICA

Dibujantes
و
Proyectistas
Industriales

Visite nuestra página web
www.dibutec.com.ar

Gestión y provisión de dibujantes-proyectistas y profesionales calificados para la industria petroquímica en las siguientes especialidades:

- Civil • Construcciones • Mecánica • Eléctrica
- Instrumentación • Piping y equipos

Dirección e inspección técnica de proyectos y obras con vehículos todo terreno

Diseño integral de proyectos en nuestras oficinas técnicas

Imágenes - fotorrealismo y animación virtual de todo tipo de proyectos y procesos industriales

DIBUTEC
PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES S.A.

California 1644, PB, 4° y 5° Piso - (1289) Buenos Aires
Tel: 4302-9292 / 6159 / 3815 - Fax: 4301-1973
E-mail: info@dibutec.com.ar / ingenieria@dibutec.com.ar

la presión de apertura de la válvula más profunda se inicia la transferencia de gas. Una vez que el gas comienza a ingresar en la tubería de producción, el *slug* empieza su carrera ascendente hasta llegar a la superficie.

Bajo condiciones ideales, el líquido debería viajar en forma de *slug* hacia la superficie, debido a la energía de expansión y al flujo de gas que viaja debajo del bache de líquido. Dado que el gas tiene una velocidad aparente mayor que la del líquido, se produce una penetración parcial del gas a través del *slug* líquido. Este fenómeno causa que parte del líquido perteneciente al *slug* original pase a la fase gaseosa como pequeñas gotas de líquido, y/o en forma de un delgado *film* a lo largo de la pared de la tubería.

Cuando el *slug* alcanza la superficie, la presión en la tubería de producción a la profundidad de la válvula disminuye, incrementándose el pasaje de gas a través de la misma. Cuando la presión en la tubería de inyección cae a la presión de cierre de la válvula, el proceso de transferencia de gas concluye.

Una vez que el bache macizo de líquido (acumulado durante el periodo de cierre de la inyección de gas) llega a la superficie, se origina una despresurización del gas de levantamiento y una porción de líquido es producida en forma de niebla, mientras que otra resbala hacia el fondo en forma de *film* sobre la cañería (*fallback*). Luego cuando ya no existe flujo de gas de empuje, el *slug* se alimenta de dos fuentes: el resbalamiento de líquido perteneciente al bache anterior que no pudo alcanzar la superficie, y el aporte propiamente dicho desde la formación productiva.

El *fallback* puede representar un porcentaje importante del *slug* original, por ello, el control de esta variable con seguridad determina la eficiencia o éxito de una instalación de GL intermitente en un pozo.

En un GL intermitente el *fallback* representa entre un 5 y un 7% del *slug* de líquido por cada 300 metros de profundidad. Por lo tanto, para un pozo de 2.500 metros de profundidad se tiene desde un 35% a un 49% de *fallback*. Esto nos está indicando que

por cada ciclo que realiza el pozo se deja ese porcentaje del bache inicial en el fondo; si este volumen lo afectamos por la cantidad de ciclos que se realizan por día, se ve que la pérdida de producción o la oportunidad de mejora es realmente importante.

Para comenzar con la aplicación específica de Cerro Dragón, el propósito de un GL intermitente es el mismo que el de un GL continuo, "crear la presión dinámica de fondo o el *draw-down* necesario para producir el caudal deseado", uno mediante un flujo continuo y otro de una manera cíclica.

La característica más importante del sistema de extracción *gas lift* es su flexibilidad. Normalmente los datos de producción (caudal de líquido, RGL, % H₂O, etc.) de un pozo nuevo no son conocidos y si se tiene capacidad de compresión disponible, mediante este sistema se puede producir una amplia variedad de tipos de pozos. Una instalación de GL que esté bien diseñada puede producir a caudales elevados durante la etapa inicial del pozo, y luego cuando el aporte de la formación ya no es tan importante lo puede hacer mediante GL intermitente, con pequeñas modificaciones en las *facilities* de superficie y en la instalación de fondo.

En nuestro yacimiento tenemos casos de pozos que han producido más de 300 m³/d de líquido y actualmente están produciendo menos de 10 m³/d con la misma instalación de fondo. Cualquier otro sistema de extracción requeriría diferentes tipos y tamaños de equipos para pasar de caudales elevados a valores bajos de producción, y en el GL esto es muy simple de llevar a cabo.

Caso Cerro Dragón

Luego de algunos conceptos fundamentales de GL se detallan los aspectos más importantes en la aplicación de este sistema en nuestro yacimiento. Como se mencionó anteriormente, el GLA se aplica bajo un escenario de elevados caudales de producción o cuando la diferencia entre punzado superior e inferior es importante. El caso de Cerro Dragón está representa-

do por la segunda condición. En la figura 2 de la página 72 se muestra un ejemplo de aplicación de GL en un reservorio multicapa; como podemos ver, la ventaja de aplicar flujo anular radica en que se puede alivianar la columna de fluido de producción desde el fondo del pozo, mientras que en un convencional sólo hasta el punzado superior. El resultado es que con el GLA se pueden obtener valores muchísimos más bajos de presión dinámica de fondo.

Equipamiento de fondo

El *gas lift* anular se debe llevar a cabo mediante una instalación cerrada, con algún dispositivo en el fondo de la columna de *tubing* que no permita que el gas inyectado de alta presión contra-precione las formaciones productivas y que de esa manera el único camino disponible para el gas sea la válvula de GL instalada en los mandriles.

Niple de fondo: se decidió utilizar un niple NB de 2 7/8" EU con capacidad de encastrar una válvula de pie (*standing valve*) o un tapón, el mismo posee un *bottom* NO-GO de 2,185" y un *seal bore* de 2,25".

Válvula de pie, standing valve: se decidió instalar una válvula de pie en el niple NB cuando el equipo de *workover* baja la instalación final de producción. La *standing valve* tiene las siguientes ventajas:

- Permite efectuar la prueba de hermeticidad final de la cañería, ya que hace de retención desde arriba hacia abajo (soporta 5.000 psi de presión diferencial), sin emplear otro dispositivo del equipo de WO que luego tenga que ser pescado.
- Si se llega a tener una surgencia de pozo debiendo circularlo con un fluido de ahogue más denso, este elemento posibilita que el equipo de *workover* circule desde el anular hacia el *tubing* normalizando la situación.
- Se puede poner en producción el pozo sin tener que instalar otro elemento, como por ejemplo un tapón, porque la retención, al ser desde arriba hacia abajo, no deja que el gas inyectado tenga efecto alguno sobre los reservorios.

FAROL A GAS



Proveemos a las principales generadoras de electricidad del gas necesario para su funcionamiento.

Gracias a esto, miles de personas reciben diariamente la energía que necesitan para iluminar sus hogares.



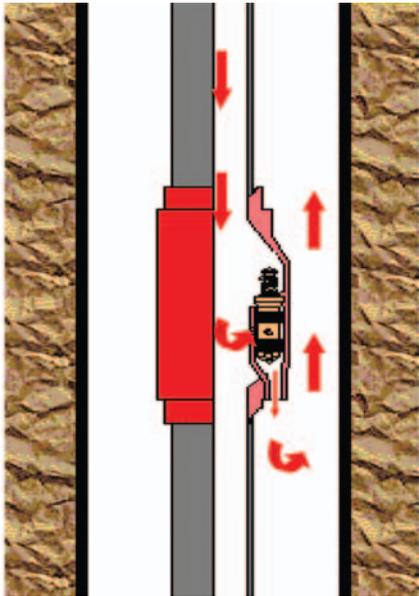
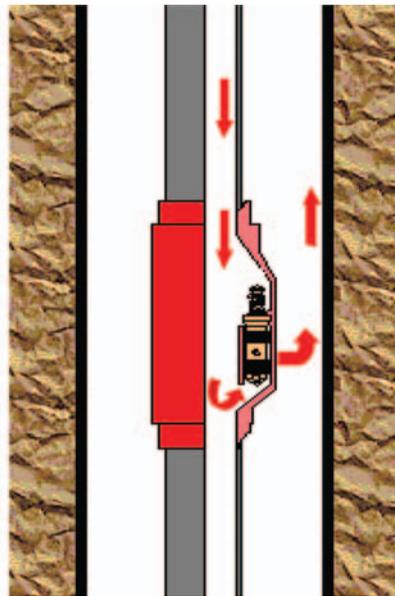


Figura 3. Mandril de salida inferior o de flujo anular y válvula IPO (*Injection Pressure Operated*).



Mandril de salida lateral y válvula de flujo reserva sin retención (PPO).

Tapón PNB: el tapón recuperable PNB de 2 1/2" de diámetro nominal es apto para soportar presiones diferenciales de 6.000 psi en ambos sentidos.

Como la válvula de pie tiene un asiento y una bola que pueden erosionarse o desgastarse perdiendo eficiencia de sello, se decidió instalarla de manera provisora y cuando el pozo queda en producción se realiza el cambio por el tapón recuperable PNB con equipo de *slickline*.

Con respecto a los mandriles y válvulas de *gas lift*, dentro del Proyecto HGOR se utilizaron dos tipos diferentes de configuraciones para realizar GLA (figura 3):

- Mandril de salida inferior o preparado para flujo anular y válvula IPO 1" (*Injection Pressure Operated*).
- Mandril de salida lateral y válvula de flujo reversa sin retención. La válvula de flujo reversa es una válvula del tipo PPO (*Production Pressure Operating*), pero operada en flujo anular funciona como una IPO.

Respecto al conjunto mandril-válvula, lo más importante para destacar es que en cualquiera de los dos casos, por la configuración de los elementos y el sentido del gas inyectado, las válvulas funcionan como IPO (operada por presión de inyección). Como el balance de fuerzas en una válvula de

GL está dado por las presiones actuales y las áreas expuestas a las mismas, cuando se dice que una válvula es sensible a la presión de inyección, significa que el área más grande está expuesta a la inyección del gas.

Las dos opciones de combinación mandril-válvula tienen sus ventajas y desventajas; actualmente se están utilizando los mandriles de salida lateral y válvula de flujo reversa.

Quizás, esta opción tiene la ventaja de que el mandril empleado tiene gran aplicación en los GL convencionales (inyección de gas por anular) y en pozos de *waterflooding*. Por lo tanto la disponibilidad y tiempos de entrega son mucho más cortos que los mandriles de salida inferior o de flujo anular, que generalmente sólo tienen esta aplicación y se fabrican a pedido.

Es importante destacar que más allá de que las dos configuraciones de GLA difieren notablemente, siempre la presión de inyección del gas está afectando al área más grande. Esto quiere decir que, a pesar de que estamos usando dos tipos de válvulas distintos, ambas se comportan como sensibles a la presión de inyección del gas. En nuestro caso, con el mandril de salida lateral, se utiliza una válvula PPO (sensible a la presión de producción), pero al invertir el sentido del

flujo de gas, ésta se convierte en válvula de flujo reversa sensible a la presión de inyección. Para poder invertir el flujo de gas dentro de esta válvula es necesario quitarle la retención, de otra manera la válvula no funcionará ya que no permitirá el pasaje de gas.

Instalación de superficie

Las instalaciones de superficie se muestran en la figura 4 de la página 74, donde se detallan los componentes:

- Armadura de surgencia para 5.000 psi.
- Válvulas de seguridad *line break* en línea de producción e inyección, con pilotos de alta y baja presión.
- Válvula *choke* reguladora de *gas lift*, graduada en 1/64", para poder calcular el gas inyectado en forma permanente mediante SCADA.
- Línea de inyección de gas de 3" SCH 80.
- Línea de producción de 4" o 6" SCH 40; el diámetro depende de la distancia a la estación de producción y de los caudales a producir.

Detección del punto de inyección de gas

Históricamente la detección del punto de inyección de gas se ha realizado mediante gradientes dinámicos de presión y temperatura, haciendo paradas 5 metros por encima y 5 metros por debajo de cada mandril. Si existe una pérdida en alguna de las válvulas, en el gradiente de temperatura se observa un enfriamiento entre las paradas de un mismo mandril, principalmente debido a la expansión del gas. Además, en el gradiente de presión se puede ver un cambio importante en la pendiente de la curva, que se debe a la diferencia de densidad del fluido; por encima del punto en donde se detecta la pérdida se observa la densidad de un fluido gasificado y por debajo la del fluido de reservorio sin asistir.

Cuando se comenzó con el Proyecto HGOR produciendo todos los pozos por GLA, la detección del punto de inyección de gas representaba una de las incertidumbres más importantes.

Se suponía que la expansión y el enfriamiento del gas, que se ve con tanta claridad en un GL convencional en donde se inyecta el gas por el espacio anular, no podrían ser detectados en un GLA, donde la expansión se produce en la entrecolumna.

Luego de sucesivas pruebas en diferentes pozos, se concluyó que el enfriamiento producido por la expansión del gas en un GLA puede verse con muchísima claridad mediante un gradiente dinámico de P y T. A pesar de que la medición se esté llevando a cabo dentro del *tubing* y el fenómeno de expansión esté ocurriendo en la entrecolumna, el gradiente dinámico resultó ser una herramienta fundamental en el seguimiento y optimización.

Otra medida adicional y acertada consistió en utilizar la válvula orificio de fondo sin retención. La finalidad de este cambio fue la de detectar fallas o pérdidas en válvulas por medio del gradiente de presión. En aquel momento se pensó que si una de las válvulas superiores tenía alguna pérdida, el punto de inyección se trasladaría hasta el mandril con pérdida. Al no tener la válvula orificio de fondo con retención, el nivel de líquido podría subir hasta el nuevo punto de inyección. De esta manera se podría ver el cambio de densidad en el gradiente de presión, en un fluido gasificado por el gas de inyección, y debajo de la válvula con pérdida, un fluido de formación sin asistir.

Aplicación del GLA intermitente

Generalmente los pozos con producciones inferiores a los 20 m³/d son candidatos a convertirlos desde GL continuo a GL intermitente, básicamente porque ya tienen presiones dinámicas de fondo muy bajas y la inyección continua de gas contrapresiona las formaciones productivas. Agregado a ello, siempre se obtiene un ahorro del gas inyectado. Esto es particularmente importante para la operación de Cerro Dragón, ya que libera capacidad de compresión para la venta de gas.

En la introducción de este sistema de extracción, para convertir un pozo desde GL continuo a intermitente hay

que realizar muy pocos cambios. En nuestro caso la intermitencia se gobierna desde superficie, con la instalación de una válvula neumática y un controlador electrónico del tipo *timer* que maneja el cierre y la apertura de la válvula. En el mandril operativo de GL (M1: Mandril Inferior) se cambia la válvula orificio utilizada en GL continuo y se coloca una válvula calibrada, idéntica a las de descarga, para evitar la transferencia continua

de gas desde el *tubing* al anular.

Cuando se convierte un pozo a este tipo de sistema cíclico se generan dos incógnitas: el tiempo de cierre y de inyección óptimo. Durante el cierre de la inyección el pozo acumulará un *slug* de líquido en el fondo, produciendo a un *drawdown* máximo. Durante la apertura de la válvula neumática de inyección, el bache de líquido viaja desde el fondo hacia la superficie.



**CREATIVIDAD
CON RESULTADOS.**

Para **San Antonio** cada trabajo es único y especial. Combinando la tecnología más adecuada con las experiencias más exitosas a lo largo de casi 30 años como empresa de servicios, San Antonio le brinda la operatividad más eficiente, segura y rentable en cada proyecto.

Creatividad con resultados.

Servicios Especiales para Perforación
y Terminación en la Industria Petrolera



Buenos Aires (54-11) 4370-5550
Neuquén (54-299) 449-1500
Cdro. Rivadavia (54-297) 448-2153
www.sanantonio.com.ar

CERTIFICADA | ISO 9001 | ISO 14001 | OHSAS 18001



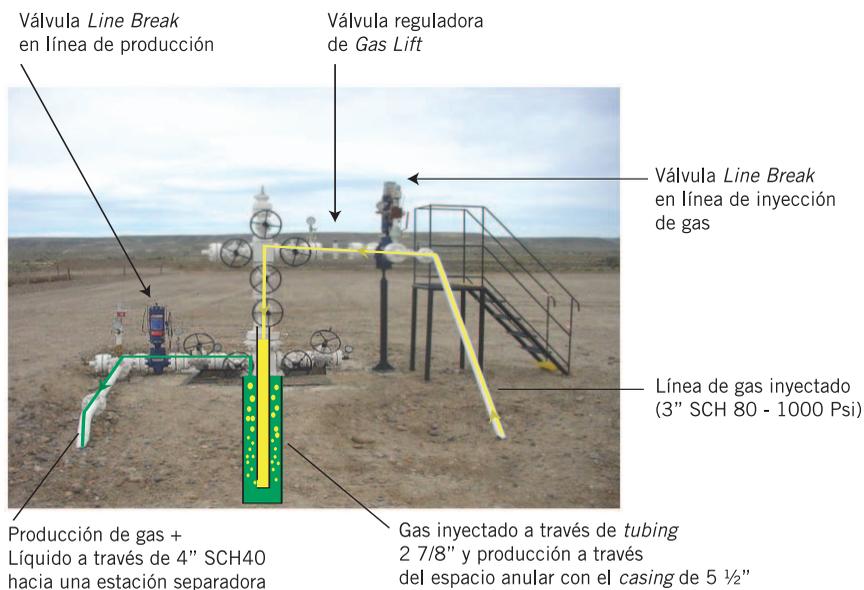


Figura 4.

La calibración de la válvula n° 2, inmediatamente superior a la n° 1, generalmente supera los 700 psi, por lo tanto cualquier cambio desde la válvula n° 1 (500 psi) a una superior es muy evidente durante las estabilizaciones en los periodos de cierre de la inyección. En el registro de presiones se puede ver cómo la presión de estabilización en la inyección de gas es de alrededor de 450 psi, lo que nos muestra que el pozo está operando por el mandril n° 1. Como se mencionó anteriormente, la presión de apertura calibrada en estas válvulas es de 500 psi y siendo del tipo desbalanceadas, con un *spread* entre la presión de apertura y cierre, estabilizan en 450 psi aproximadamente, que representa la presión de cierre (figura 5 de la página 80).

- Para determinar el tiempo de cierre óptimo, se realiza un *build up* de presión con el *memory* de P y T en el fondo del pozo, a fin de visualizar la velocidad de recuperación del nivel de líquido. En el gráfico de *build up* se puede ver que en un cierto punto la curva de recuperación de presión cambia notablemente su pendiente, haciéndose más horizontal. Es ahí cuando ya no es conveniente alargar el tiempo de cierre, para hacer un barrido con gas inyectado.
- Para determinar cuál es el tiempo óptimo de inyección de gas, lo que se registra es la velocidad del *slug* de líquido. A modo de simplificación, se asume que la válvula de *gas lift* del mandril inferior se abre cuando comienza la inyección de gas, aunque en la práctica no sucede exactamente así. Cuando se inicia el ciclo de inyección de gas, primero se presuriza la cañería de inyección, en este caso el *tubing*, hasta alcanzar la presión de apertura de la válvula de *gas lift*. Entonces recién comienza la transferencia de gas desde el *tubing* al espacio anular. Pero prácticamente se considera que la carrera ascendente del *slug* comienza con la apertura de la válvula neumática, luego

se registra la llegada del bache de líquido en superficie, a causa de un incremento en la presión de producción. La velocidad óptima o recomendada del *slug* es de 300 mts/min, y con esto se asegura un *fallback* mínimo.

Durante los periodos de cierre, la cañería de inyección (*tubing*) queda presurizada a la presión de cierre de la válvula de *gas lift* inferior, de aquí que el registro de presiones sea crítico en este tipo de sistema. Si alguna de las válvulas superiores tiene un inconveniente de manera que traslada el punto de inyección, durante los cierres se detectarán presiones de estabilización mayores, ya que las presiones de cierre de las válvulas superiores son más elevadas. Generalmente para que este efecto sea más evidente, en el mandril inferior se baja una válvula con una calibración bastante menor (*flag valve*), por ejemplo, en nuestro caso las válvulas n° 1 de los pozos de GLI tienen una calibración de 500 psi de presión de apertura y un orificio de 5/16". Las válvulas superiores tienen un orificio de 3/16"; el mayor diámetro de orificio en la válvula n° 1 en GLI posee la finalidad de permitir una expansión y pasaje brusco de gas que impulse inmediatamente el bache de líquido.

Problemas de emulsiones

La presencia de emulsiones llamadas *oil in water* es uno de los numerosos problemas encontrados en la producción petrolera. Conocidas comúnmente como emulsiones directas, son una mezcla estabilizada de agua en petróleo y se originan cuando el agua de formación entra en contacto con el crudo; a causa de la fuerte turbulencia del fluido, se rompe en muy pequeñas gotas dispersas en el petróleo.

La presencia de moléculas complejas (heterocíclicas) en el petróleo y sus diferentes solubilidades, permiten crear una película que engloba la gota de agua y estabiliza la mezcla.

Para simplificar, la formación de emulsiones debe responder a tres criterios básicos:

- Presencia de una fuente de energía mecánica, bastante importante para romper la tensión superficial del agua (en general de alta salinidad).
- Presencia de agentes tensoactivos emulsificantes que muestren diferentes solubilidades en cada una de las dos fases.
- Diferencia de solubilidad entre la fase continua (petróleo) y la fase discontinua emulsionada (agua). Una vez que la emulsión se forma, la viscosidad tiende a incrementarse

NINGUN REQUERIMIENTO DE ENERGIA ES DEMASIADO GRANDE
PARA LOS 2 GIGANTES DE LA INDUSTRIA



Porque Caterpillar constantemente innova en tecnología para obtener menores consumos de operación y una amplia gama de potencia.

Finning siempre ofrece un soporte y servicios de vanguardia.

2 GRANDES
COMPAÑIAS,
1 GRAN LÍDER.

Finning Argentina S.A. Panamericana - Camino a Bancalari N°2955 (B1644HDU) San Fernando - Pcia. de Bs. As. Tel. (011) 4725-8800,
Tortuguitas: (03327) 44-5566, Salta: (0387) 427-0647 / 48, 427-2597 / 98, Tucumán: (0381) 432-6935 / 6936,
Mendoza: (0261) 497-8469 / 8534 / 8879, Córdoba: (0351) 470-1515 / 7013, Neuquén: (0299) 440-1097 / 98,
Comodoro Rivadavia: (0297) 448-0318 / 4624, Posadas: (03752) 43-1033 / 55, Resistencia: (03722) 46-5141 / 51,
Rosario: (0341) 451-2600 / 90, Mar del Plata: (0223) 480-0567 / 1622, Olavarría: (02284) 42-7758 / 0394,
Río Grande: (02964) 42-6626 / 4453, Alumbra: (03835) 48-5079 / 5126, Mina Cerro Vanguardia: (02962) 45-4533.

FINNING **CAT**

www.finning.com

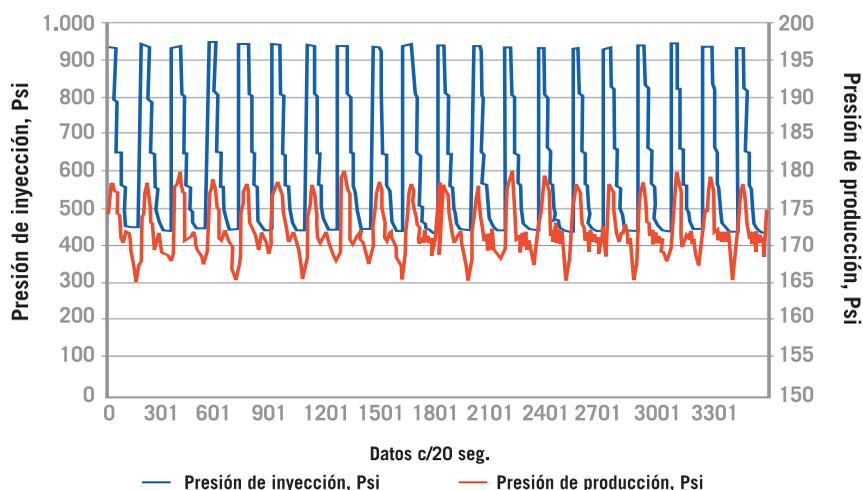


Figura 5. Gas lift intermitente.

hasta presentar un aspecto sólido, que muchas veces a temperatura ambiente no llega a fluir. Sobre la base de la experiencia de campo, para que estas emulsiones lleguen a presentar viscosidades de este tipo, es necesario que entren en juego los siguientes factores:

- Presencia de agua salada de formación de entre el 20 y el 25% hasta el 80%. Menor al 20% la emulsión es dispersa en el crudo y no puede crear una telaraña continua. Mayor al 80%, se crea una emulsión inversa, es decir, gotas de petróleo en agua, con presencia de mucha agua libre. En este último caso, la fase continua y la viscosidad son las del agua.
- Que el grado API° del crudo sea inferior a 25-28 grados.
- Presencia de altas cantidades de parafinas con polímeros mayores de C₄₅₋₅₀.
- Presencia de asfaltenos o naftenos.

La alta viscosidad de la emulsión crea varios problemas de producción, por ejemplo en bombas, elementos de medición, y como en nuestro caso, en la zona de Tres Picos dentro del Yacimiento Cerro Dragón, inconvenientes para bajar el punto de inyección en los pozos de *gas lift*.

Debido a los elevadísimos valores de viscosidad encontrados en estas emulsiones, se necesita una excesiva presión de inyección para pasar de un mandril a otro inferior con el gas

inyectado, principalmente en virtud de la pérdida de carga. Esto nos provocaba que el gas no descendiera y quedase inyectándose por los mandriles más someros, a pesar de inducir arranques manuales con intervenciones con equipo de *slickline*.

Para solucionar el problema de la formación de emulsiones que presentan alta viscosidad, es necesario romper, o mejor, prevenir la formación de mezclas estabilizadas. Esto se hace mediante la inyección de productos químicos que actúan al revés de las moléculas heterocíclicas del crudo, rompiendo la película de estabilización de la emulsión y dejando a las gotas de agua juntarse hasta un tamaño en el cual la tensión superficial de los fluidos no permite más su estabilización.

La velocidad de reacción de los productos químicos es el parámetro más importante en la búsqueda de una solución a la formación de emulsiones causadas por la agitación de los fluidos en el punto de entrada del gas, y al enfriamiento causado por la expansión de éste cuando pasa a través del orificio de la válvula. Agregado a ello, otro factor crítico es que el producto químico debe ser inyectado vía el sistema de inyección de gas.

La inyección de productos químicos vía el gas de inyección en el sistema de extracción *gas lift* requiere una formulación especial para resistir a la temperatura de fondo y la evaporación de los solventes en un gas seco. En

efecto, los solventes ordinarios tales como agua, aromáticos u otros comúnmente utilizados tienden a equilibrar su presión parcial en el gas y a evaporar en parte, causando el desequilibrio de las materias activas en solución. Cuando esto sucede el producto pierde la capacidad de resolver el problema de las emulsiones, se forman gomas y depósitos que pueden obturar los orificios de las válvulas.

Por otro lado, el encontrar un producto capaz de ser dosificado vía el *gas lift* tenía la ventaja de poder tratar el fluido de producción desde el fondo del pozo. Apoyándonos en la importante experiencia de nuestro proveedor de productos químicos para pozos que producen por GL, se formuló el DGP 140 PTP, con solventes especiales que no causan degradación en su estabilidad.

En nuestro caso, en la mayoría de los pozos que producen por medio de GL la temperatura de fondo es de alrededor de 110° a 115°C y en superficie cae a 10°-15 grados centígrados. Es evidente que la baja temperatura no sólo favorece al incremento de viscosidad del crudo mismo, sino que también al endurecimiento de la emulsión.

Para formular el producto y evaluar su eficiencia en laboratorio se realizaron ensayos *bottle test*, y el parámetro más importante que se tuvo en cuenta fue la rapidez de resolución de la emulsión y de separación del agua.

Los parámetros que se consideraron para formular el producto fueron:

- Disminución inmediata de la viscosidad.
- Rapidez para romper la emulsión.
- Temperatura de tratamiento máximo 90°C (temperatura del punto de inyección del gas) y mínimo 25 grados centígrados.

Los resultados de campo fueron coherentes con los de laboratorio. En los pozos que presentaban problemas de emulsiones severas, donde no se podía bajar el punto de inyección, se realizaron bacheos iniciales y luego quedaron con dosificación continua vía el gas de inyección.

La mayoría de los pozos reaccionaron favorablemente y de manera inmediata al producto químico, cambiando

notablemente las características de los fluidos producidos, que no sólo no nos permitían bajar el punto de inyección de gas sino que también nos generaban elevadas presiones dinámicas de boca, por una gran pérdida de carga en la línea de conducción.

Se pudo comprobar la existencia de un solvente para productos químicos capaz de ser dosificado vía el gas de inyección, de suma importancia para este sistema de extracción, dado que con este solvente se puede inyectar cualquier tipo de producto químico.

Bombeo mecánico

El uso del sistema de Bombeo Mecánico (BM) para la producción de pozos HGOR ha evolucionado rápidamente, desde el paradigma de su utilización en presencia de gas a la actualidad, cuando ya es empleado en pozos de elevados caudales de gas. La nueva política de explotación adoptada por la

compañía plantea un gran desafío en cuanto a la optimización y producción de este tipo de pozos. El inicio de aplicación del BM en pozos de HGOR comenzó con el conocimiento de algunas experiencias de utilización de este sistema en pozos de gas que producen por debajo del caudal crítico de ahogue, en las cuales es usado de manera intermitente con controlador *pump off*. El controlador opera por llenado de bomba; cuando el pozo se está ahogando por acumulación de nivel de líquido, el BM arranca y opera hasta descargar el pozo completamente, parando nuevamente por bajo llenado de bomba y dejando acumular líquido con el pozo surgiendo. Es común encontrar este tipo de experiencias en Texas, donde se producen yacimientos de gas de baja permeabilidad y el BM constituye una de las tantas soluciones a los problemas de *load up* o acumulación de líquidos. El intercambio continuo de información con British Petro-

leum, principal accionista de PAE, nos sirvió para comprobar el éxito obtenido con estas experiencias en los EEUU. Por ello iniciamos esta nueva etapa en los pozos de HGOR, con mayor confianza en poder aplicar el sistema de manera eficiente.

Instalaciones de superficie

Para producir pozos HGOR con bombeo mecánico es necesario utilizar una armadura acorde a las presiones que se manifiestan. La práctica recomendada consiste en emplear una armadura que no posea ninguna parte de la cañería, ya sea *casing* o *tubing*, expuesta al exterior. Se usa una válvula maestra de cierre total por debajo de la BOP (válvula Ratigan), esencial para cerrar el pozo ante una pesca de vástago. En los casos en que no se cuenta con la válvula maestra, se colocan grampas de seguridad en el vástago pulido para que, de producirse una

EXPERIENCIA LOCAL + TECNOLOGIA INTERNACIONAL

Nuestro servicio de lodos, desarrollado en conjunto con el operador del yacimiento, permite reducir significativamente los costos de perforación y obtener resultados técnicos eficientes.



FLUTEC
A R G E N T I N A

FLUIDOS DE PERFORACIÓN
SISTEMA POLY DRILL

www.poly-drill.com

PANTHER MUD INC.
Alberta, Canadá
dale@panthermud.com
Tel.: 001-403-818-8418

FLUTEC ARGENTINA S.A.
Buenos Aires, Argentina
tecnica@flutec.com.ar
Tel.: 54-11-4328-8767

pesca de pin superior del mismo, no caiga por debajo de la BOP válvula Rati-gan y de esa manera controlar el pozo.

Para los pozos con una presión estática elevada se utilizan válvulas *line break* en la conexión con la línea de producción, que poseen dos pilotos seteados, de modo que se produzca el cierre ante un evento de incremento o caída de presión en la línea de producción. Con este dispositivo evitamos la transmisión de presión a la línea de conducción, *manifold*, y estaciones en casos de cierres no programados. Los pozos cuentan con dos elementos de seguridad de paro del AIB en casos de alta presión de línea, un presostato (Murphy) y un límite superior de presión fijado en el controlador de *pump off*.

Las unidades de bombeo más usadas son unidades Mark II con 168" de carrera máxima. El régimen recomendado es máxima carrera y mínimos golpes para favorecer la eficiencia de bombeo.

Diseño de instalaciones de fondo

Para operar y producir los pozos de HGOR con bombeo mecánico es fundamental un adecuado diseño de fondo, que varía según las particularidades de cada pozo: la profundidad, la distribución de los punzados, las características de los fluidos, los caudales de líquido y gas, entre otros, son todos factores importantes para determinar la mejor opción.

Los diseños estándares constan de un *bar collar* seguido de un *tubing*, y el *tubing* corto con niples MHD-BHD para alojar la bomba de profundidad. La totalidad de los diseños incluyen ancla, y su profundidad cambia según la disposición de los punzados y las fracturas realizadas. Normalmente se aloja por sobre la mayor cantidad de capas fracturadas posibles, para disminuir las probabilidades de deposición de arena sobre el ancla, que en un futuro dificulte su desclave. Ubicar el ancla por sobre alguna capa surgente es un recurso muy usado para mantenerla libre de arena, ya que la producción anular ayuda a evitar la deposición de sólidos sobre ésta.

La no utilización de filtro del tipo Parissi se debe a que no existen antecedentes de problemas de arena como para incorporarlos en los diseños, además de presentar inconvenientes de taponamiento que generalmente conducen a una intervención del pozo con equipo de *pulling*.

Todo lo que signifique evitar intervenciones en este tipo de pozos es crítico, porque los mismos deben ser ahogados y normalmente luego no recuperan la producción de gas previa.

Existen diseños particulares para casos en que las disposiciones de las capas así lo exijan, como por ejemplo cuando se tienen capas productoras de gas por debajo de la succión de la bomba, diseñando la cañería con un ancla separadora de gas. El dispositivo ayuda a producir y operar pozos en forma convencional, evitando bloqueos e interferencias graves por gas.

Las bombas de profundidad juegan un papel muy importante y una correcta selección previene un gran número de trastornos en la operación y producción del pozo. La totalidad de las bombas empleadas tienen distintos dispositivos para evitar bloqueos de gas y mejorar la eficiencia mediante la disminución del efecto del gas dentro de la bomba.

Los dispositivos incorporados a las bombas son los enumerados a continuación:

- **Ring valve:** actúa en el momento que comienza la carrera descendente disminuyendo la presión sobre la válvula viajera, de modo que favorece su apertura inmediata. Ayuda a disminuir los efectos de compresión de gas en la bomba.
- **Dispositivo mecánico:** fuerza a la válvula viajera a abrir en la finalización de la carrera descendente. Evita los bloqueos por gas, siempre que la bomba esté bien espaciada.
- **Dispositivo móvil de antibloqueo:** ayuda a abrir la válvula viajera en el momento del inicio de la carrera descendente, disminuyendo los efectos de compresión de gas y mejorando la eficiencia del bombeo.

Es común combinar dispositivos con el fin de minimizar los efectos del gas en el funcionamiento de la

bomba. La combinación más usada es *ring valve* y dispositivo mecánico.

Los diseños de varillas no difieren en nada de los convencionales. Los diámetros utilizados son 1, 7/8, 3/4 y barras de peso (1 5/8). En este tipo de pozo las varillas constituyen el elemento menos solicitado, ya que al tener generalmente columnas de fluidos muy gasificadas, bajos cortes de agua que densifiquen las columnas de fluidos, las exigencias son relativamente bajas.

Los vástagos pulidos en este tipo de pozos son de 1,5 pulg y 26 ft. Los vástagos requieren mayor longitud que los convencionales (22 ft), porque las armaduras en boca de pozo poseen mayor altura que las convencionales y de esta manera podemos operar con carrera de 168 pulg o más sin ningún problema. En los casos de pozos que requieren una carrera menor a 168 pulg podemos emplear vástagos convencionales de 22 ft.

Operación de los pozos

Cada pozo productor es característico, es decir, cada uno tiene diferente configuración de capas y diferentes caudales de gas, líquido y agua. Por lo cual es muy difícil establecer parámetros operativos para englobar la totalidad de los pozos de HGOR.

Como una de las medidas adoptadas para ayudar a la operación y correcta explotación de estos pozos, se implementaron controladores de pozos *pump off* para cada uno de los pozos con bombeo mecánico de este sistema de extracción.

Se definieron tres grupos de pozos, que de alguna manera tienen diferentes características en cuanto a comportamiento, caudales y distribución de las capas. Asimismo, existen pozos que no pertenecen a ninguno de estos grupos preestablecidos y son operados en forma excepcional debido a su comportamiento distintivo.

A continuación se detallan cada uno de los grupos y las características sobresalientes de su operación.

Grupo de pozos 1: pozos con escasa producción de líquidos y abundante caudal de gas. La principal característica es que producen con surgencia

o semisurgencia por *casing* y *tubing*.

Una de las formas de reconocer esta clase de comportamiento es mediante la carta dinamométrica característica de este tipo de pozos y por la imposibilidad de la toma de muestra líquida en boca de pozo, dado que sólo produce gas con líquido en forma de niebla.

La carta dinamométrica no muestra un trabajo de bomba efectivo, únicamente produce un efecto de agitación en el fondo. Esto se debe a que el pozo tiene energía suficiente como para mantener las válvulas de la bomba abierta. A medida que el pozo pierde energía se comienza a acumular líquido en el fondo, dado que el caudal de gas no es suficiente como para elevar la totalidad del líquido a la superficie. Este efecto genera un trabajo de bomba intermitente, es decir, sólo durante algunas pocas emboladas se aprecia trabajo efectivo de bomba.

Operativamente el comportamien-

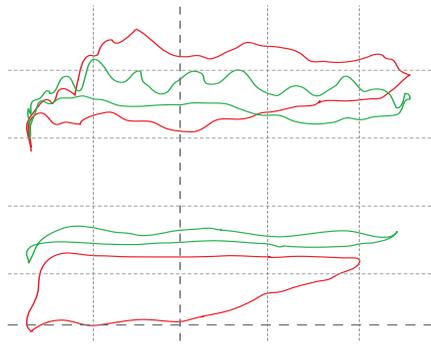


Figura 6.

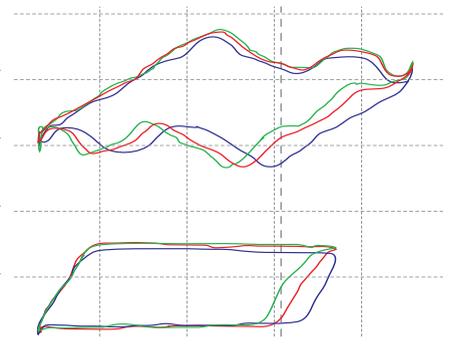


Figura 7.

to de este tipo de pozos genera numerosos inconvenientes. Al no disponer de un caudal de líquido que colabore con la lubricación del vástago pulido, son frecuentes las roturas de empaquetaduras, que generan derrames y trastornos operativos. Para la operación de este tipo de pozo se implementó el uso del modo *timer* en el controlador, que nos posibilita accionar el AIB después de un tiempo sufi-

ciente de paro, de manera que el pozo haya acumulado un cierto nivel de líquido en el fondo. De este modo, en el momento del arranque del bombeo, la bomba tiene un nivel de líquido sobre ella que le permite realizar un trabajo de bomba (figura 6).

El bombeo de líquido hacia la superficie produce que el vástago pulido se mantenga lubricado, eliminando por completo los problemas de



Desarrollo, tecnología e innovación
Para el país. Y hacia todo el mundo.



Antares Naviera S.A.

Más de 85 años de tradición marítima
More than 85 years of maritime tradition

Nuevo buque petrolero San Matias I

25 de Mayo 555 / Piso 8 / C1002ABK / Buenos Aires / Argentina

Tel. (54-11) 4317-8400/8421 / Fax (54-11) 4317-8403 www.antareshnaviera.com / info@antareshnav.com.ar

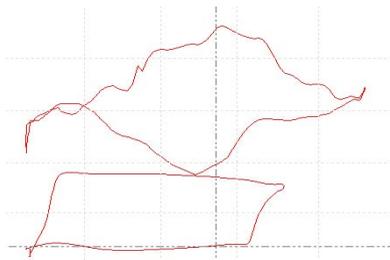


Figura 8.

desgaste de empaquetaduras. Para determinar los tiempos de paro y marcha adecuados que posibiliten solucionar los problemas operativos y maximizar la producción, es necesario realizar algunas pruebas a distintos tiempos de paro, ya que cada pozo tiene un tiempo de paro y marcha óptimo. Las pruebas tienen como objetivo establecer un tiempo de paro tal que nos permita tener un arranque de bombeo con un llenado de bomba entre el 80 y 100%, y un tiempo de marcha suficiente como para restablecer la condición de surgencia.

En muchas ocasiones lograr un 100% de llenado de bomba en el momento del arranque requiere de un tiempo de paro muy prolongado, y una columna de líquido tal, que puede generar interferencia en los punzados productores de gas, trayendo como consecuencia pérdida de producción. Debido a las diferentes características de los pozos, es imposible establecer un tiempo de marcha y paro estándar que pueda llegar a ser aplicado en todos los casos. Cada pozo tiene sus tiempos óptimos de operación.

En la figura 7 de la página 83 se puede observar que el dinamómetro azul es la carta de paro y el rojo es la de arranque.

Para operar bajo estas condiciones es importante contar con unidades de bombeo que no sean balanceadas a aire (*air balanced*), porque al tener tiempos de paro normalmente prolongados generan en muchas ocasiones la despresurización del cilindro, que deriva en un arranque fallido de la unidad. En caso de tener que acudir a este tipo de unidades, es aconsejable utilizar uno que se encuentre en perfecto estado, a fin de evitar la despresurización del cilindro en los momentos del paro.

Grupo de pozos 2: clasificamos dentro de este grupo a los pozos que han perdido potencial de gas y se comportan prácticamente como un pozo convencional de producción primaria. Es decir, caudales medios de gas (1.000-7.000 m³/d de gas) y caudales de líquido medios (5 y 30 m³pd). Son pozos que tienen un comportamiento estable y, de detenerse la acción mecánica del bombeo, no produce por el *tubing* por sí solo, dado que no cuenta con la energía para hacerlo, únicamente produce pequeñas cantidades de gas por *casing*. Las cartas dinámicas de estos pozos son fáciles de identificar porque presentan en la mayoría de los casos una marcada compresión de gas. Son propensos a los bloqueos por gas y es muy difícil lograr buenas eficiencias de bombeo. Para estos pozos, como para la mayoría de los pozos HGOR, es recomendable el uso de unidades de bombeo con carreras largas y baja velocidad de bombeo, con el propósito de beneficiar la acción de la bomba en el fondo del pozo.

El uso de controladores *pump off* nos permite operar los pozos evitando los bloqueos por gas. El parámetro de control utilizado para este tipo de pozos es el llenado de bomba de la carta dinámica de fondo. Se introduce un valor de referencia de llenado para que el pozo detenga el estado de marcha cuando el llenado de la bomba sea inferior a este valor seteado. Los valores de porcentaje de marcha diarios resultan muy variables según cada pozo, y no son ni más ni menos que el resultado de los parámetros que se le establecen al controlador para que comande el funcionamiento del pozo y el régimen de producción (carrera y frecuencia de bombeo).

En la figura 8 se observa un pozo operando al 62% de marcha diaria. El ciclo normal de bombeo para este caso es 30 minutos de paro y 40 minutos de marcha. La carta dinámica azul corresponde a la carta de arranque, la carta roja corresponde a un tiempo intermedio de marcha antes de efectuar la carta verde, que corresponde a la de paro.

Para establecer el modo de operación óptimo de producción hay que

evaluar las cartas dinámicas que el pozo manifiesta en el momento de paro, arranque y marcha, como así también los tiempos vinculados a tales eventos.

No siempre se logra iniciar el bombeo con un llenado de bomba completo, muchas veces las características del fluido o bien una bomba de profundidad no adecuada producen que nunca se opere con un llenado total de bomba, por más que el tiempo de paro sea prolongado. En estos casos es muy importante contrastar las modificaciones realizadas en los tiempos de paros, marcha, *sets* de llenado de bomba etc., con ensayos de producción y comprobar que los cambios realizados no perjudican bajo ningún punto de vista los valores de producción.

Grupo de pozos 3: la principal característica de estos pozos es que la distribución de las capas productoras permite generar gas por el *casing* y maximizar la producción de líquido a través del *tubing* impulsados por la bomba de profundidad. Las capas productoras de gas se ubican sobre capas importantes de líquidos.

Generalmente en la puesta en marcha estos pozos presentan una alta producción de líquidos y muy buena producción de gas. Cuando esto ocurre la puesta en bombeo de estos pozos ocasiona problemas operativos, causados por las altas presiones que se generan en la línea de producción,



Controlador autoajustable con batería y panel solar 12V.



PROILDE

Equipos para pozos de Petróleo

CUMPLIMOS 4 AÑOS AVANZANDO POR EL CAMINO A LA EXCELENCIA

Cada año festejamos con nuevos Diseños y Productos, aportando soluciones innovadoras a nuestros Clientes.

En este cuarto año queremos compartir algunos de los logros alcanzados:

- Base de Ventas y Servicios en NEUQUEN
- Equipos Bridados de Alta Presión
- Mejoramiento del Costo Total de Operación -TCO- de nuestros Clientes

Primer Año

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

LINEA DE PRODUCTOS:

Cabezas de Pozo (independientes, bridas y para bombeo electro-sumergible), Válvulas esclusas, esféricas (de esfera guiada) y de Retención.
Tee Prensa, Válvula de Seguridad para vástago de bombeo, Uniones Dobles, Grampas para vástago de bombeo.
Puentes de Producción y de Inyección.

PROILDE S.R.L.
ARAOZ 115 VILLA MADERO
1768- BUENOS AIRES - ARGENTINA
TEL. (5411) 4454-2010 TEL/FAX: (5411) 4652-5300
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com

INNOVACIÓN Y TECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO
SOLUCIONES PARA MEJORAR EL COSTO TOTAL DE OPERACIÓN (TCO)
DESARROLLO Y DISEÑO DE PRODUCTOS ESPECIALES

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

Segundo Año

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

LINEA DE PRODUCTOS:

Cabezas de Pozo (independientes, bridas y para bombeo electro-sumergible), Válvulas esclusas, esféricas (de esfera guiada) y de Retención.
Tee Prensa, Válvula de Seguridad para vástago de bombeo, Uniones Dobles, Grampas para vástago de bombeo.
Puentes de Producción y de Inyección.

PROILDE S.R.L.
ARAOZ 115 VILLA MADERO
1768- BUENOS AIRES - ARGENTINA
TEL. (5411) 4454-2010 TEL/FAX: (5411) 4652-5300
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com

SERVICIO DE CAMPO

Puente de Producción con Unión Extensible y Unión Monolítica de Aislación

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

Tercer Año

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

LINEA DE PRODUCTOS:

Cabezas de Pozo (independientes, bridas y para bombeo electro-sumergible), Válvulas esclusas, esféricas (de esfera guiada) y de Retención.
Tee Prensa, Válvulas de Seguridad para vástago de bombeo, Uniones Dobles, Grampas para vástago de bombeo.
Puentes de Producción y de Inyección
Arboles de Surgencia.

PROILDE S.R.L.
ARAOZ 115 VILLA MADERO
1768- BUENOS AIRES - ARGENTINA
TEL. (5411) 4454-2010 TEL/FAX: (5411) 4652-5300
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com

PRODUCCIÓN Y CALIDAD

NOVEDADES

PROILDE
Equipos para pozos de Petróleo

NUEVOS PRODUCTOS

SERVICIO DE CAMPO



PROILDE S.R.L.

ARAOZ 115 VILLA MADERO
1768- BUENOS AIRES - ARGENTINA
TEL. (5411) 4454-2010 TEL/FAX: (5411) 4652-5300
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com



PROILDE S.R.L. Base de Ventas y Servicios

Neuquen - ARGENTINA
TEL. (0299) 4433176
e-mail: ventas@proilde.com - www.proilde.com



Instalaciones de superficie de un pozo con *Plunger Lift*.

provocadas por la producción de un fluido de tipo multifásico (gas, petróleo y agua). A medida que el diámetro de la líneas de producción aumenta, este inconveniente se minimiza.

Con el fin de priorizar la producción de los líquidos y evitar los problemas de paros por alta presión, es preciso comenzar desde el primer momento con la unidad de bombeo en marcha produciendo líquidos con la bomba de profundidad a través del *tubing*. El *casing* se va a ir abriendo a medida que la presión de la línea de producción no supere la presión establecida de cierre de la válvula de seguridad (*line break*).

Normalmente en producción estos pozos no suscitan mayores problemas, pero sí requieren de un buen seguimiento porque es muy importante mantener la surgencia por *casing* el mayor tiempo posible. Para esto se debe conservar el nivel de líquido ajustado por debajo de los punzados productores de gas y lo más cercano a la bomba posible. La verificación de estas condiciones debe realizarse con frecuencia, ya que de no mantener la surgencia por *casing*, el pozo pierde producción de líquido y gas en forma abrupta. Ante la imposibilidad de realizarle un *sonolog* por *casing* para determinar el nivel de fluido del pozo, la herramienta de seguimiento es la carta dinamométrica de fondo, tratando que la carta trabaje con un incipiente golpe de fluido. La carta dinamométrica no aparenta ser de un pozo con producción de gas, sin embargo este pozo pro-

duce más de 200 Mm³gpd.

Generalmente a medida que la producción de gas va disminuyendo, la cantidad de líquido que se produce bajo surgencia en el *casing* disminuye. Esto provoca incremento de nivel de líquido en el fondo del pozo, lo cual acarrea una pérdida de producción. Si el nivel de líquido interfiere en los punzados productores de gas puede conducir al ahogue de los mismos y producir una pérdida irreparable en la producción de gas y líquido.

La manera de evitar este efecto prematuramente es incrementar el régimen de extracción a medida que estos fenómenos se vayan manifestando, o bien anticipadamente.

Plunger lift

El sistema de extracción *plunger lift* es ampliamente utilizado en la extracción de líquidos acumulados en pozos productores de gas y condensado que producen por debajo de su caudal crítico. Esta condición se alcanza cuando la velocidad del gas en el *tubing* no es lo suficientemente elevada para arrastrar las partículas líquidas que consecuentemente terminan acumulándose en el fondo del pozo (proceso denominado *load up*). Si esta situación no se corrige a tiempo, inevitablemente se alcanzará el ahogue definitivo del pozo.

En el Yacimiento Cerro Dragón, la aplicación del *plunger lift* tiene otro objetivo, optimizar la producción de petróleo empleando el gas como fuente de energía para producir un flujo

multifásico, con un sistema de extracción extremadamente económico.

Como hechos destacables, podemos mencionar que hemos utilizado una importante variedad de tipos de pistones y controladores autoajustables con opción a telemetría y automatización, permitiendo una operación a distancia. Estos controladores autoajustables o inteligentes tienen la capacidad de hacer cambios en los parámetros operativos, buscando la mejor performance del pozo y resguardándolo de un posible ahogue. El trabajo *Aplicación de los diferentes tipos de plunger lift en el Yacimiento Cerro Dragón*, presentado en este evento por separado, resume nuestra experiencia en la aplicación del sistema PL para producir petróleo mediante la energía de los reservorios de gas.

Conclusiones

- Se consiguió producir gas y oil de manera simultánea, en un yacimiento netamente petrolero.
- Se logró cumplir e incrementar los compromisos de venta de gas de la compañía.
- Se aplicó una versión no convencional de *gas lift* produciendo a través del espacio anular.
- Se diversificaron los sistemas de extracción aplicados a los pozos de HGOR.
- Se aplicó el *plunger lift* en pozos de petróleo, al ser un sistema de extracción de pequeñas cantidades de líquido en pozos de gas.
- Se instaló telemetría y automatización en todos los sistemas de extracción.
- Gracias a las nuevas tecnologías de seguimiento de pozos, dispositivos, bombas, diseños y cambio en la cultura de la gente, se están produciendo reservorios que antiguamente se hubieran aislado.
- Se produjo una notable disminución de los casos de bloqueos por gas, a pesar de que cada vez se está utilizando el bombeo mecánico para caudales de gas mayores.
- El *pump off* es una herramienta fundamental en la operación y producción de pozos HGOR con bombeo mecánico. ■



TUBHIER

La alternativa en caños de acero

- CASING API 5CT
- LINE PIPE API 5L y ASTM A53
- USOS ESTRUCTURALES



Accredited
by the RvA

TUBHIER

Av. Vélez Sarsfield 602
(CI282AFT) Buenos Aires, Argentina
Tel./Fax: (54 11) 4320-6500
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar