

PRODUCCION SIMULTANEA DE GAS & PETROLEO EN RESERVORIOS MULTICAPAS DEL YACIMIENTO CERRO DRAGON

Autores: Pablo Bizzotto (Ingeniería de Gas - UGGSJ)
Rodrigo Dalle Fiore (Ingeniería de Gas – UGGSJ)
Luciana De Marzio (Ingeniería de Gas – UGGSJ)

Empresa: Pan American Energy
Unidad de Gestión Golfo San Jorge
Yacimiento Cerro Dragón

SINOPSIS

La producción de Gas del yacimiento Cerro Dragón ha tenido un gran crecimiento en los últimos años, en parte debido a una agresiva campaña de perforación de pozos de alta relación gas petróleo (HGOR) y a una fuerte inversión en instalaciones de superficie. Nuevas plantas compresoras y baterías permiten captar la producción asociada de los proyectos denominados HGOR.

El crecimiento de la capacidad de producción y venta de gas de los últimos años se sustentó en una nueva política de explotación y una adaptación de los diseños de producción. Dicha política consiste en producir reservorios lenticulares multicapa de gas y de petróleo de manera simultánea.

A partir del año 2001 se comenzó a producir de manera simultánea los reservorios de Gas & Petróleo, para cumplir con los crecientes compromisos de ventas de gas y con el petróleo asociado hacer económicamente más atractivos a este tipo de proyectos.

Antiguamente la explotación del campo consistía en producir capas de petróleo, aislando o cementando las capas de gas punzadas, principalmente debido a que el sistema de extracción predominante fue y es el Bombeo Mecánico. Agregado a ello, las instalaciones de superficie no eran las adecuadas para producir grandes volúmenes de gas.

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

Actualmente son 3 los sistemas de extracción utilizados para producir pozos HGOR:

- Gas Lift Anular Continuo e Intermitente
- Plunger Lift
- Bombeo Mecánico

Cada sistema en particular, variantes operativas y criterios de selección, serán compartidas en este trabajo técnico.

INTRODUCCIÓN:

A partir del año 2001 Pan American Energy tomó la decisión de producir de manera simultánea los reservorios de Gas y Petróleo del yacimiento Cerro Dragón perteneciente a la Cuenca del Golfo San Jorge.

Históricamente en el Yacimiento Cerro Dragón perteneciente a la Cuenca del Golfo San Jorge, solo se punzaban las zonas productivas de petróleo, cementando o dejando en reserva las capas de gas.

Esto último se debía a que el sistema de extracción utilizado normalmente en el área fue y es el Bombeo Mecánico (80% de los 2214 pozos)

A lo largo de los años siempre se ha pensado que este sistema artificial de extracción no tiene la capacidad de manejar de manera eficiente grandes cantidades de gas, máxime 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 cuál pertenece el yacimiento Cerro Dragón, son del tipo lenticular con cerca de 20 delgadas capas de arenas productoras de Gas, Oil y agua. Las mismas están distribuidas aleatoriamente desde 1000 hasta 2500 mts de profundidad, variando en cantidad de capas y profundidades desde un yacimiento a otro dentro del área.

Dentro 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 ser, la determinación del punto de inyección de gas, tipos de equipamiento, conversión desde Gas Lift Continuo a Intermitente, etc.

El proyecto piloto consistió de 13 pozos denominados HGOR, en dónde 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. Cuando 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 luego 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 fue ahí cuando se introdujeron algunos cambios respecto a 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 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 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 Bombeo Mecánico, se logró producir considerables cantidades de gas con este sistema, utilizando diferentes tipos de dispositivos anti-bloqueo 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 producen por los siguientes sistemas de extracción: Gas Lift Anular (GL), Plunger Lift (PL) y bombeo Mecánico (BM)

Cada uno de estos sistemas de extracción ha sido adaptado y modificado para lograr una mejor performance en nuestro yacimiento e instalaciones.

Debido a las importantes diferencias entre los sistemas artificiales de extracción utilizados, se desarrollará cada uno de ellos en detalle.

1. 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 el mismo 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, evaluando la posibilidad de aplicarlo en el Yacimiento Cerro Dragón 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 (Alto G.O.R.)”

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, y de esa manera 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 conocida como “Semi-cerrada”, que tiene como característica principal que se fija un packer por encima del primer punzado para que el gas de inyección no contraprese 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 convertido a GL Intermitente bajando una válvula de pie o “Standing Valve” en el niple de fondo, convirtiéndose en una instalación “Cerrada”.

La 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 superior e inferior, ya que 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 solo 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 debido a una elevada Presión dinámica de fondo.

Como se detalló en el párrafo anterior, 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 Cerro Dragón.

Otro tipo de subdivisión del GL es en el tipo de Flujo, Continuo e Intermitente, más allá si el mismo es producido vía el tubing o el espacio anular.

a. Gas Lift Continuo:

Como se mencionó anteriormente, el propósito del GL Continuo es disminuir la densidad del fluido de producción mediante la inyección de gas de alta presión, resultando en una menor Presión Dinámica de Fondo (FBHP)

Alcanzando una menor FBHP, la contribución de fluido desde la formación es más importante, debido a un Drawdown mayor ($\text{Abatimiento} = P_{ws} - P_{wf}$)

Este método es utilizado en pozos con elevado Índice de Productividad (IP) y FBHP, el rango de producción es muy importante y puede variar desde los 30 m³/d hasta los 3000 m³/d produciendo por tubing, esta capacidad puede incrementarse produciendo a través del espacio anular.

Para hacer que el pozo produzca, primero se lo debe descargar (unloading process) inyectándose gas de alta presión, desplazando el fluido de ahogue desde la cañería de inyección hacia la de producción. En el caso de un GL de Flujo por Anular, durante el arranque se desplaza el fluido de ahogue desde el Tubing a la entrecolumna, bajando el nivel de líquido en el tubing y el punto de inyección de gas.

Cabe destacar que cuando se finaliza la completación de este tipo de pozo, el equipo de Workover lo deja ahogado hasta el nivel de boca de pozo con un fluido de densidad que le permitió operar sin riesgos.

Para alcanzar el mandril Operativo M1 (Mandril más profundo) con la presión de inyección disponible, se requieren varias válvulas de gas lift intermedias, denominadas válvulas de descarga (unloading valves) que solo deberían funcionar durante esta etapa inicial de la vida productiva del pozo. Otras situaciones en donde deberían funcionar las válvulas de descarga son por ejemplo, luego de un paro del compresor que alimenta el gas de inyección, luego de una pesca y reparación de válvulas con equipo de Slickline o un cierre de la válvula Line Break de producción.

El proceso en donde el punto de inyección de gas desciende de mandril en mandril es conocido como "Well Unloading". Cabe aclarar que si se diseñaran instalaciones de GL con una sola válvula en el fondo del pozo, sería necesario una presión de inyección de gas totalmente excesiva para poder levantar toda la columna hidrostática de fluido y transportarla hasta la superficie. Esto se agravaría en pozos profundos y con fluidos densos y/o viscosos.

Cuando se dispone de válvulas de descarga y una vez que el fluido que se encuentre por encima de la válvula es desplazado por el gas inyectado, el peso de la columna se reduce significativamente; requiriendo una menor presión de inyección de gas. De esta manera queda a la vista cuál es el propósito de las válvulas de descarga, reducir la presión de inyección de gas requerida para descargar el pozo y quedar con el punto de inyección en el fondo de la instalación (1)

Las válvulas de descarga están ubicadas a distintas profundidades y tienen diferentes calibraciones para permitir que el punto de inyección baje gradualmente. En la mayoría de los diseños y a un mismo diámetro de orificio, las calibraciones de las válvulas deberían bajar a medida que se desciende en profundidad. Esto es así para permitir que las válvulas superiores cierren a medida que el punto de inyección baja hasta alcanzar el mandril operativo, también ayuda a evitar una inyección de gas multipunto.

Frecuentemente, el mandril más profundo tiene una válvula orificio y es denominada "Válvula Operativa" debido a que es por dónde 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. Actualmente existen válvulas orificios con formas de tobera o Venturi que ayudan eliminar cualquier tipo de intermitencia. Las válvulas Venturi, tienen la posibilidad de alcanzar la velocidad del sonido en la garganta de la tobera con mayor facilidad, llegando al caudal crítico de gas. Cuando sucede esto, se dice que el orificio está bloqueado, ya que no puede pasar más caudal que el crítico, pero principalmente tiene la ventaja de que el orificio se independiza de las variaciones corriente abajo. Esta independencia resulta en un caudal de inyección de gas constante a pesar de las variaciones de la presión de producción, con lo

cuál esto ayuda a eliminar las intermitencias o slugs de producción (2)

Las válvulas orificio, no son exactamente lo que conocemos como una válvula, ya que no abren ni cierran y son generalmente utilizadas para GL Continuo (3)

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), 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 gran mayoría de las válvulas utilizadas en los yacimientos.

b. Gas Lift Intermitente:

Esta variante del GL puede ser ejecutada mediante dos formas diferentes:

- Un controlador y una válvula neumática gobiernan la inyección de gas al pozo, por lo tanto este fenómeno se denomina GL Intermitente de superficie.
- Se instala una válvula Piloto en el mandril más profundo, esta tiene una calibración que abre a una cierta presión o altura de líquido en la tubería de producción, permitiendo el paso del gas inyectado, provocando que el slug de líquido ascienda hacia la superficie. Debido a que el dispositivo que gobierna la intermitencia es una válvula de GL, se dice que es una Intermitencia de Fondo.

Existe dos diferencias importantes con respecto al GL Continuo:

1. En este caso ya no se utiliza la válvula orificio sino que se coloca una válvula calibrada, que evita una transferencia continua de gas desde la tubería de inyección hacia la de producción. También mantiene presurizada la tubería de inyección hasta el próximo ciclo, generando un ahorro de caudal de gas inyectado.
2. En el niple de fondo se aloja una Standing Valve que tiene la finalidad de evitar la transmisión de la presión de inyección a la formación, evitando así una contrapresión adicional o disminución del Drawdown. Durante los periodos de inyección, la bola hace sello contra el asiento, generando que al gas le quede como único camino el ascenso, levantando el líquido acumulado. Durante la mayor parte del periodo de cierre de la inyección, las válvulas de GL evitan que exista una transferencia de gas inyectado hacia la tubería de producción y la Standing Valve permite el ingreso de líquido, principalmente debido a que este dispositivo hace sello o retención solamente desde la parte superior hacia la inferior, no así en sentido opuesto. Por lo tanto en un GLI el niple y la válvula de pie convierten la instalación semi-cerrada que se utilizó cuando el pozo producía por GL Continuo a Cerrada para producción por GLI.

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

- a) Elevado índice de Productividad (IP) y baja Presión dinámica de fondo (FBHP)
- b) 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 cuál se inyecta gas al pozo presurizándose la cañería de inyección, cuando se alcanza la presión de apertura de la válvula más profunda se produce el inicio de la transferencia de gas. Una vez que el gas comienza a ingresar a 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 produce una despresurización del gas de levantamiento y una porción de líquido es producido 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 cuál eficiente o exitoso es una instalación de GL Intermitente en un pozo.

La eficiencia de recuperación de cada slug depende de varios factores:

- Tamaño del slug.
- Longitud o profundidad del tubing en el cuál debe viajar el slug.
- Fricción entre la pared del tubing y el slug a lo largo de todo el recorrido del bache de líquido, esto crea una especie de arrastre en todo el perímetro del slug, provocando que este adopte un perfil balístico con el gas debajo del mismo, intentando penetrarlo.
- La mojabilidad de la pared del tubing.
- La contrapresión contra la que tiene que viajar el slug hasta llegar a la superficie.
- La presión de inyección de gas.

Como bien lo indica la bibliografía, en un GL Intermitente el Fallback representa entre un 5 y un 7% del slug de líquido por cada 300 mts de profundidad (4)

Por lo tanto, para un pozo de 2500 m 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.

En Pan American Energy se han realizado experiencias exitosas de Plunger Lift en instalaciones de GLI, en donde se obtuvieron mejoras de producción importantes instalando un Plunger para mandriles entre el gas de levantamiento y el bache de líquido acumulado. Con la instalación de una interfase sólida, se hace mucho más eficiente el sistema de GLI, ya que se eliminan las pérdidas por fallback, se mantiene a la cañería libre de depósitos y se reduce el consumo de gas inyectado.

Resumiendo y 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 Drawdown necesario para producir el caudal deseado”, uno mediante un flujo continuo y otro de una manera cíclica.

Cabe destacar que la característica más importante del sistema de extracción Gas Lift es su flexibilidad, normalmente los datos de producción (Caudal de líquido, RGL, % h20, 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 detallarán los aspectos más importantes en la aplicación de este sistema en nuestro Yacimiento. Como se detalló 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 representado por la segunda condición. En la Figura N°1 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 solo hasta el punzado superior. El resultado es que con el GLA se pueden obtener valores muchísimos más bajos de presión dinámica de fondo.

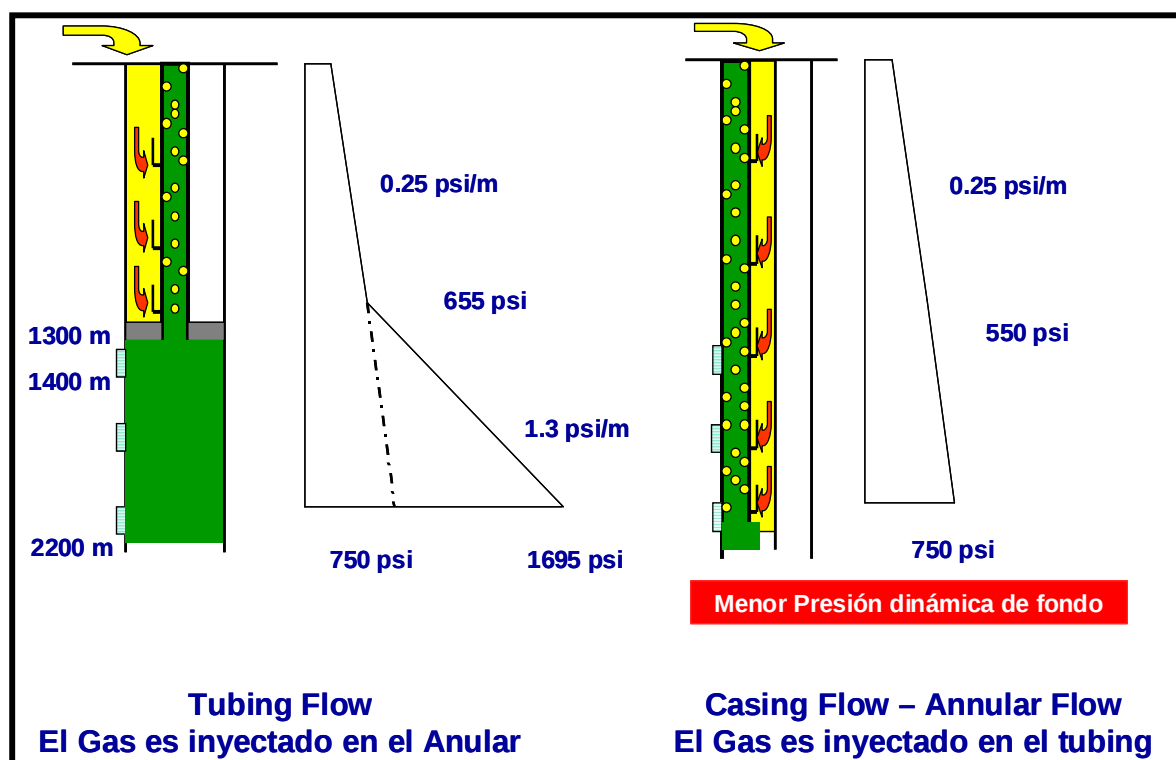


Figura N° 1

Equipamiento de Fondo (4):

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 contraprese 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 (Figura N°2): 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 (Figura N°3): 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 hacer la prueba de hermeticidad final de la cañería, ya que hace de retención desde arriba hacia abajo (soporta 5000 Psi de presión diferencial), sin tener que utilizar 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 permite que el equipo de workover circule desde el anular hacia el

tubing normalizando la situación.

- Se puede poner en producción el pozo sin que tener que instalar otro elemento como por ejemplo un tapón, ya que la retención al ser desde arriba hacia abajo, no deja que el gas inyectado tenga efecto alguno sobre los reservorios.

Tapón PNB (Figura N°3): El tapón recuperable PNB de 2 ½" de diámetro nominal es apto para soportar presiones diferenciales de 6000 Psi en ambos sentidos.

Para el encastre del Tapón en el Niple NB se necesita una sola carrera con un bajante Tipo "J", la pesca se realiza en dos carreras, la primera sirve para ecualizar las presiones y la segunda para realizar la pesca en sí. En la operación de Ecualización, se pesca el Vástago Ecualizador con un Pescador JDC 1 ½", luego hay que esperar un cierto tiempo para que las presiones ecualicen a través de los orificios del Porta Empaquetaduras. Una vez ecualizadas las presiones, se baja un Pescador tipo "JDC" 2 ½" para efectuar la pesca del Tapón.

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.

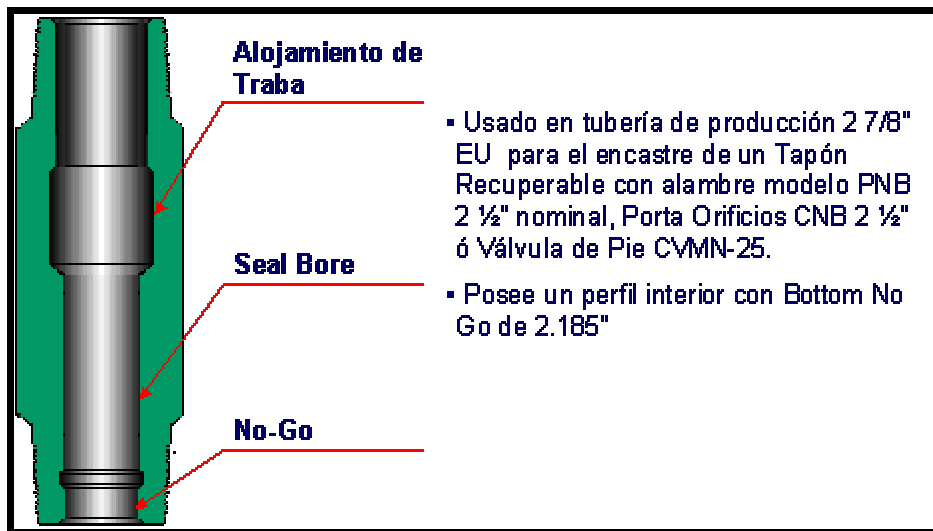


Figura N° 2

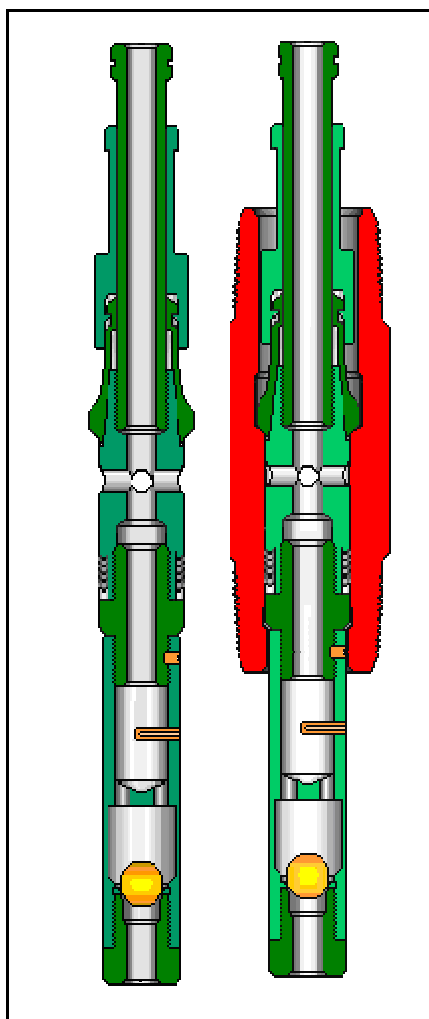


Figura N° 2

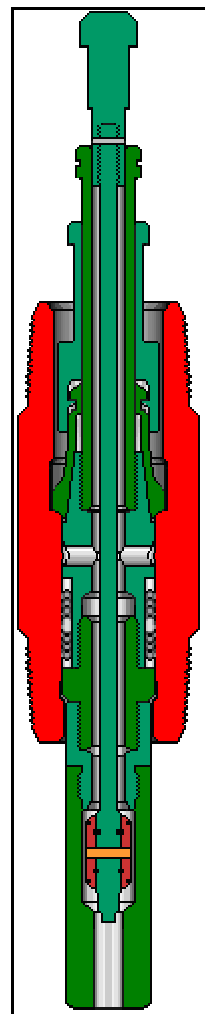


Figura N° 3

Con respecto a los Mandriles y Válvulas de Gas Lift, dentro del Proyecto HGOR se utilizaron dos tipos diferentes de configuraciones para realizar GLA:

- 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 Operarating) 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 actuantes y las áreas expuestas, 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 utilizado tiene gran aplicación en los GL Convencionales (Inyección 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 solo tienen esta aplicación.

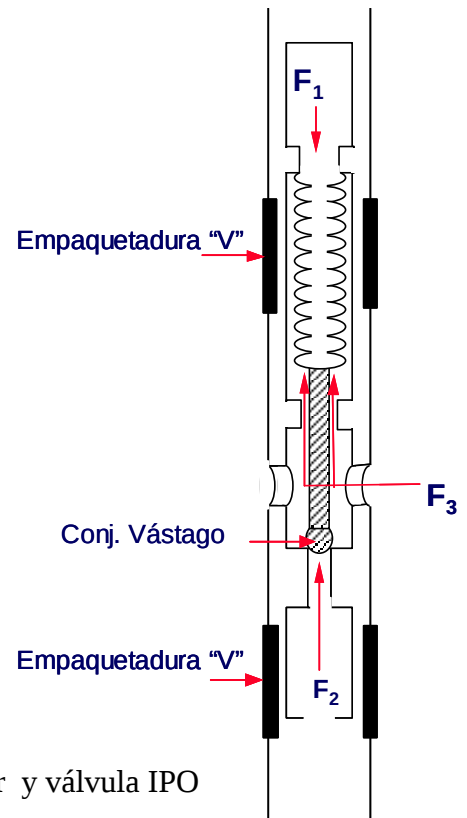
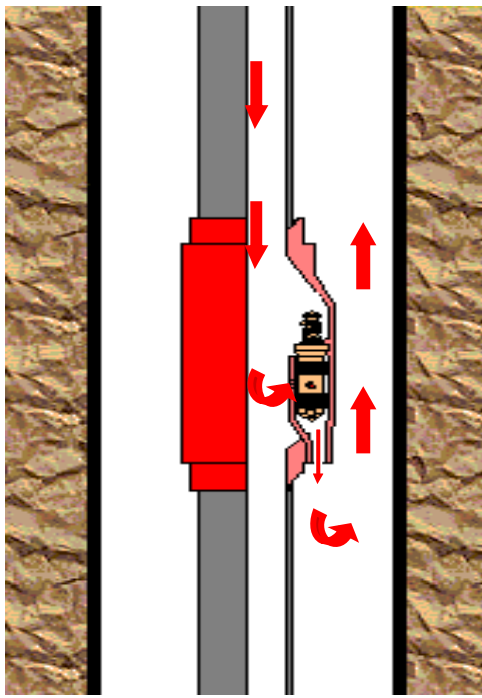


Figura N° 4: Mandril de Salida Inferior o de Flujo Anular y válvula IPO (Injection Pressure Operated)

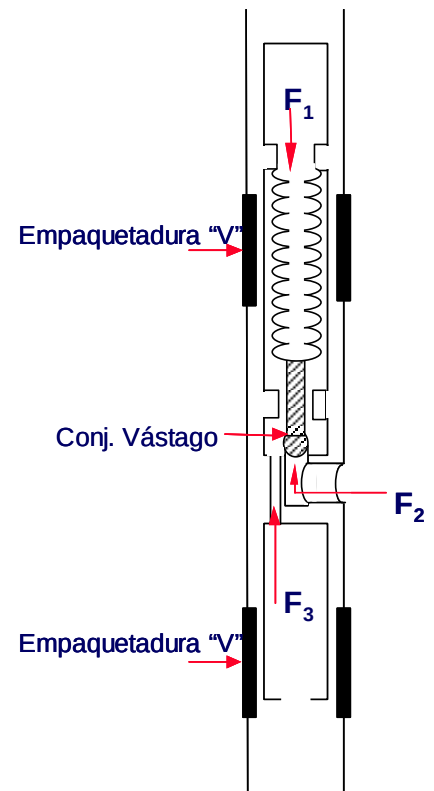
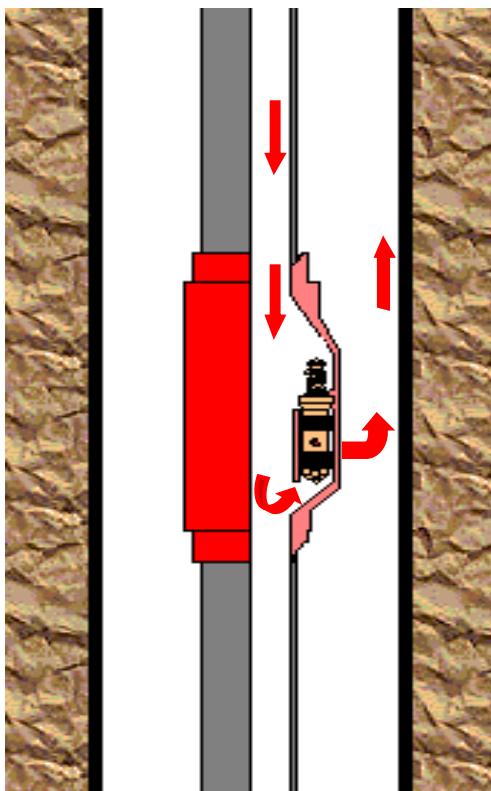


Figura N° 5: Mandril de Salida Lateral y Válvula de Flujo Reversa sin retención (PPO)

Dónde:

F_1 : Fuerza De Cierre

F_2 y F_3 : Fuerzas de Apertura

P_g : Presión de Inyección de Gas

P_p : Presión de Producción

A_b : Area del Fuelle

A_v : Area del orificio

$$F_1 = P_b \cdot A_b \text{ Fuerza del Fuelle de N2}$$

$$F_2 = P_p \cdot A_v \text{ Fuerza de Producción}$$

$$F_3 = P_g (A_h - A_v) \text{ Fuerza de Inyección}$$

Si se observa con detenimiento como actúan las fuerzas sobre las diferentes áreas de las válvulas, se puede ver que más allá de que las dos configuraciones de GLA difieren, siempre la presión de inyección del gas está afectando al área más grande. Esto quiere decir, que a pesar de que estemos utilizando dos tipos de válvulas diferentes, 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, 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 quitar la retención de la misma, de otra manera la válvula no funcionará ya que no permitirá el paso del gas.

Instalación de Superficie:

Las instalaciones de superficie se muestran en la Figura N° 6 , en donde se detallan los componentes:

- Armadura de Surgencia para 5000 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.
- 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.

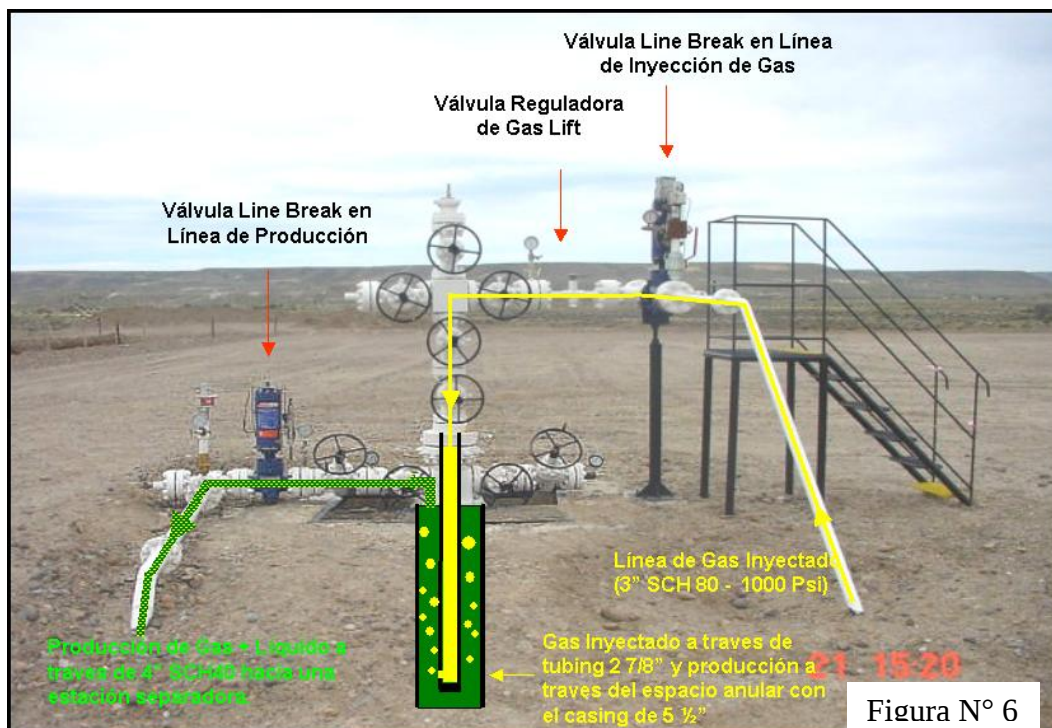


Figura N° 6

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 mts por encima y 5 mts 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. Agregado a esto, en el gradiente de presión se puede ver un cambio importante en la pendiente de la curva, esto 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 importante del proyecto. Esto se debe básicamente a que se pensaba que la expansión y enfriamiento del gas que se ve con tanta claridad en un GL convencional en donde se inyecta el gas por el espacio anular, no podría ser detectado en un GLA en donde la expansión se produce en la entrecolumna.

Luego de sucesivas pruebas en diferentes pozos, se concluyó que el enfriamiento que produce 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 (Figura N° 7), el gradiente dinámico resultó ser una herramienta fundamental en el seguimiento y optimización.

Otra medida adicional y acertada que se tomó, fue la de utilizar la válvula orificio de fondo sin retención, la finalidad de este cambio fue la de detectar fallas o perdidas en válvulas por medio del gradiente de presión. En aquel momento se pensó que si una de las válvulas superiores tenía alguna pérdida, trasladando de esta manera el punto de inyección, 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 (Figura N° 8)

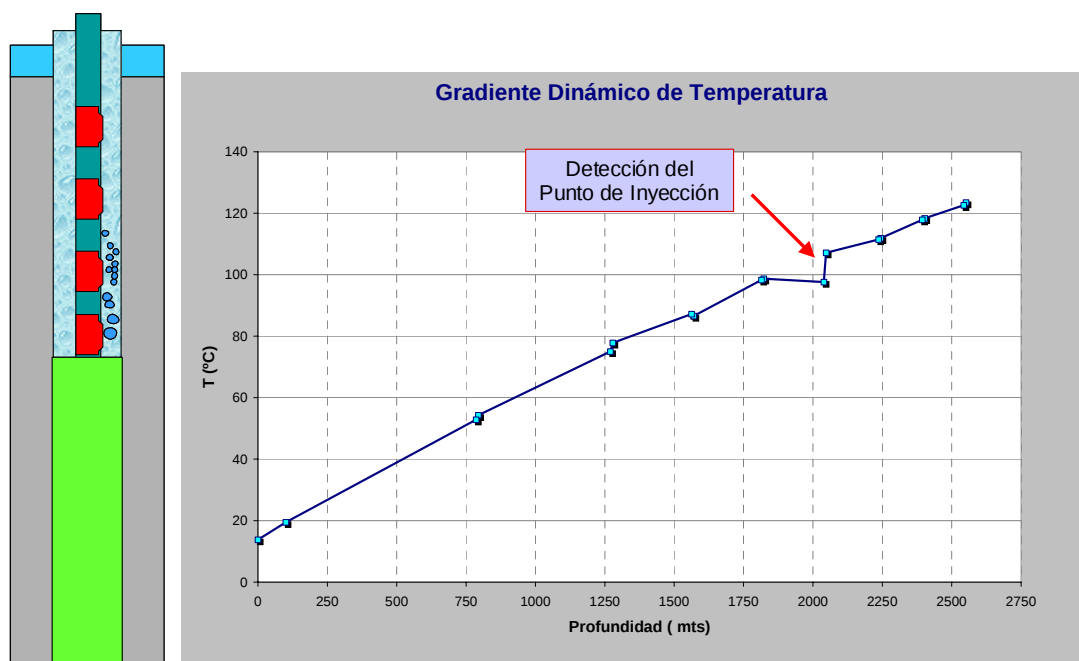


Figura N° 7

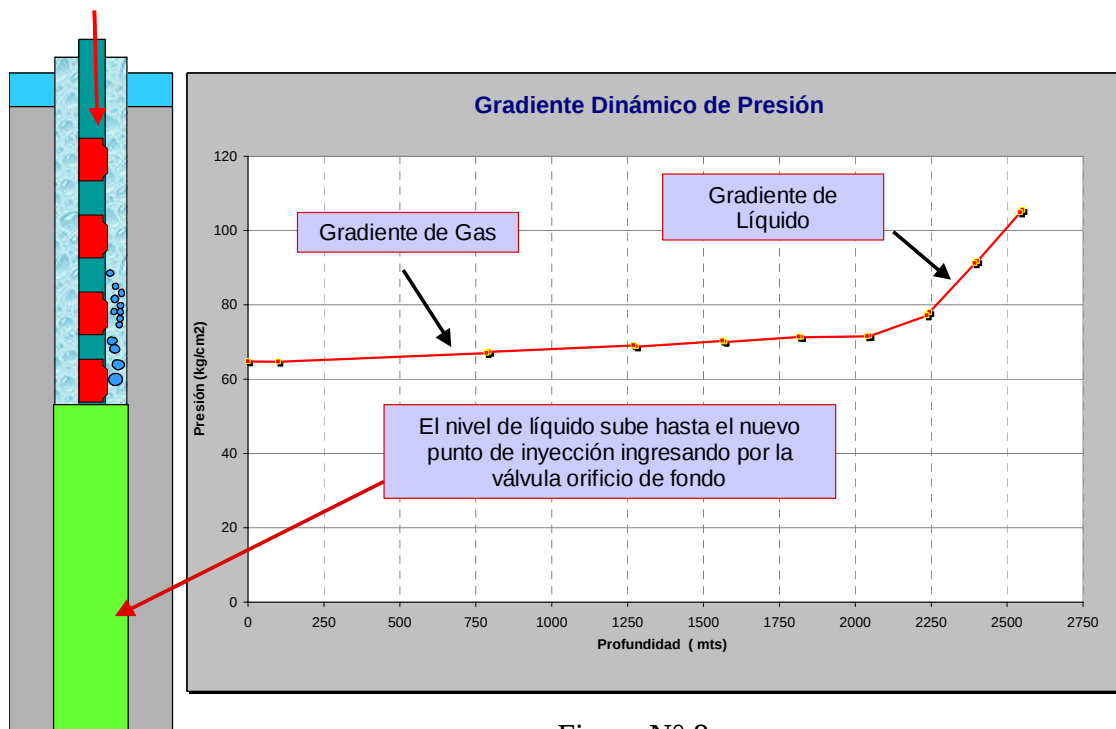


Figura N° 8

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, esto se debe básicamente a que 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, particularmente esto es importante para la operación de Cerro Dragón, ya que liberara capacidad de compresión para la venta de gas.

Como se detalló anteriormente 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.

Para determinar el tiempo de cierre óptimo, se sigue la siguiente metodología:

1. Con el pozo en inyección continua, se baja un Memory de Presión y temperatura al fondo, como es un pozo de GLA se puede operar en condiciones dinámicas con Slickline. Distinto es el caso de un GL Convencional en donde el flujo por tubing es ascendente y complica las maniobras con el pozo en producción.
2. Se registra la presión dinámica de fondo por un lapso de 20 minutos.
3. Se corta la inyección de gas desde la superficie y se registra la presión de fondo durante 4 a 6 hs.
4. Como la válvula orificio de fondo se la utiliza sin retención el nivel de líquido que se acumula en el anular ingresa al tubing y es registrado por el Memory.

5. Como todo build up de presión, inicialmente muestra una pendiente importante en el crecimiento de la presión o nivel de líquido para luego hacerse más estable o asintótica.
6. El punto en donde se produce el cambio de pendiente en el Build Up registrado, marca el tiempo óptimo de cierre, en donde ya no conviene tener cerrado el pozo, sino que es mejor hacer otro ciclo de inyección de gas y comenzar una nueva rampa de acumulación de líquido.

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, en la práctica no es 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. Es ahí cuando recién comienza la transferencia de gas desde el tubing al espacio anular.

Pero a modo práctico, 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, debido a un incremento en la presión de producción.

La velocidad óptima o recomendada del slug es de 300 mts/min, 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 la válvula N°1 de los pozos de GLI tienen una calibración de 500 Psi de presión de apertura y un orificio de 5/16" (6) Las válvulas superiores tienen un orificio de 3/16", el mayor diámetro de orificio en la válvula N°1 en GLI tiene la finalidad de permitir una expansión y pasaje brusco de gas que impulse inmediatamente el bache de líquido. 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 La Figura N°9 se muestra el registro de presión de un pozo en GLI, como puede

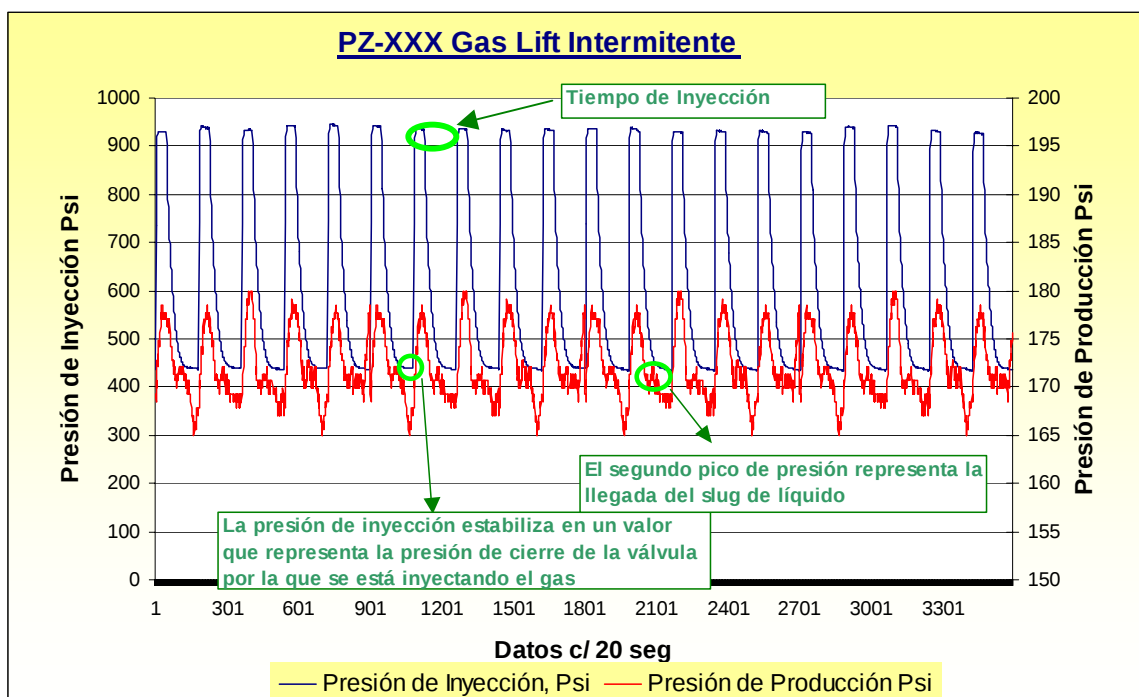


Figura N° 9

observarse 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 como son del tipo desbalanceadas, con un Spread entre la presión de Apertura y Cierre, estabilizan en 450 Psi aproximadamente, que representa la presión de cierre.

Problemas de Emulsiones:

La presencia de emulsiones llamadas “oil in water” es uno de los múltiples problemas encontrados en la producción petrolera, la emulsión “oil in water” o conocida comúnmente como “Emulsión Directa”, es una mezcla estabilizada de agua en petróleo.

Esta se forma cuando el agua de formación entra en contacto con el crudo, y a causa de la fuerte turbulencia del fluido, se rompe en muy pequeñas gotas dispersas en el petróleo.

La presencia de moléculas complejas (hétero-cíclicas) 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 3 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 ‘tenso-activos’, emulsificantes que presenten 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 hasta presentar un aspecto ‘sólido’, que muchas veces a temperatura ambiente no llega a fluir. En base a 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 - 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 éste último caso, la fase continua y la viscosidad son las del agua.
- El grado API° del crudo sea inferior a 25-28°.
- 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, problemas 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 debido a 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. Durante estas intervenciones se pescaban todas las válvulas de Gas Lift y se colocaban gradualmente haciendo bajar el punto de inyección de gas de forma manual, de esta manera se le daba mayor pasaje de gas a través del mandril libre, eliminando la pérdida de carga a través de la válvula.

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 permitiendo a las gotas de agua juntarse hasta un tamaño donde 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 del mismo 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 comunes, 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 via 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°C. Es evidente que la baja temperatura no solo favorece al incremento de viscosidad del crudo mismo, sino que también al endurecimiento de la emulsión.

La elevada viscosidad que se tiene a lo largo del pozo, no permitía bajar el punto de inyección de gas, provocando que la asistencia del sistema GL solo llegue a una parte del pozo, obteniendo valores bajos de producción debido a un gradiente de presión de producción elevado.

De acuerdo a los ensayos de laboratorio, el incremento de viscosidad es un resultado directo de la formación de emulsiones muy fuertes en presencia de asfaltenos floculados, que incrementan la estabilidad de la emulsión creando una película de alta densidad alrededor de la gotita de agua.

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. Esto permite una disminución inmediata de la viscosidad del crudo mismo, más allá de que quede un cierto % de emulsión presente en el fluido.

Resumiendo, los parámetros que se tuvieron en cuenta 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°C.

Los resultados de Campo fueron coherentes a los de laboratorio, en los pozos que presentaban problemas de emulsiones severas, en donde no se podía bajar el punto de inyección, se les 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 solo nos permitía bajar el punto de inyección de gas sino que también nos generaba elevadas presiones dinámica 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, esto es de suma importancia para este sistema de extracción, dado que con este solvente se puede inyectar cualquier tipo de producto químico.

2- Bombeo Mecánico:

El uso del sistema “Bombeo Mecánico” (BM) para la producción de pozos HGOR ha evolucionado rápidamente, desde el paradigma de su no-utilización en presencia de gas a la actualidad en donde ya se lo utiliza 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 donde se lo usa 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. Este tipo de experiencia es común encontrarlas en Texas – EEUU, en donde se producen yacimientos de gas de baja permeabilidad y el BM es una de las tantas soluciones a los problemas de Load Up o acumulación de líquidos.

Al tener un intercambio continuo de información con British Petroleum, principal accionista de PAE, se pudo comprobar que estas experiencias son exitosas en USA, por ello iniciamos esta nueva etapa en los pozos de HGOR con mayor confianza en poder aplicar este 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 es utilizar una armadura que no posea ninguna parte de la cañería, ya sea casing o tubing, expuesta al exterior. Se utiliza una válvula maestra de cierre total por debajo de la **BOP (Válvula Ratigan)** Esta válvula es 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 en caso de producirse una pesca de pin superior del mismo, no caiga por debajo de la **BOP** válvula ratigan y de esa manera controlar el pozo.

Para los pozos que posean una presión estática elevada, se utilizan válvulas Line break en la conexión con la línea de producción, la misma posee dos pilotos seteados de manera 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, de modo de favorecer la eficiencia de bombeo.

Diseños de Instalaciones de fondo

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

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 la profundidad de la misma varía 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 posibilidades de depositación de arena sobre el ancla que un futuro dificulte su desclave. Ubicar el ancla por sobre alguna capa surgente es un recurso muy utilizado para mantener la misma libre de arena, ya que la producción anular ayuda a evitar la depositación de sólidos sobre la misma.

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, agregado a ello presenta 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, ya que 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 evita un gran número de trastornos en la operación y producción del pozo. La totalidad de las bombas utilizadas 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 favorezca la apertura inmediata de la misma. Ayuda a disminuir los efectos de compresión de gas en la bomba.
- Dispositivo Mecánico: Este dispositivo fuerza a la válvula viajera a abrir en la finalización de la carrera descendente. Evita los bloqueos por gas, siempre que la bomba esta 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.

Están próximas a su aplicación bombas con novedosos diseños que tiene como objetivo minimizar los efectos del gas en el bombeo mecánico. El objetivo es producir pozos con gran interferencia de gas y repetidos bloqueos. El principio de funcionamiento es el mismo que el de una bomba convencional solo que tiene un barril con diámetro interior variable, el barril aumenta su diámetro interno en la parte superior del mismo. Cuando el pistón llega a la parte superior de la carrera aumenta notablemente el escurrimiento de líquido a través de este ensanchamiento del barril. El propósito del escurrimiento del líquido es equalizar las presiones por arriba y abajo del pistón por lo cual en el comienzo de la carrera descendente la válvula viajera abrirá fácilmente cuando un aumento de presión en el barril se haya logrado (Figura N° 10)

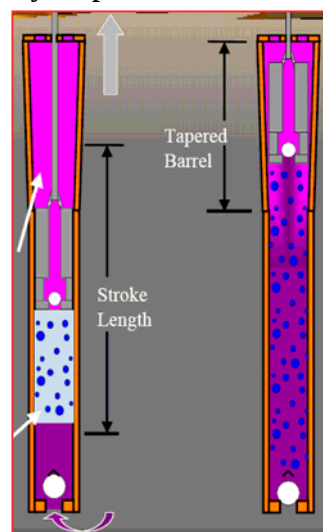


Figura N° 10

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 son 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) debido a que 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 en que pozos que requieren una carrera menor a 168 pulg podemos utilizar 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 este sistema de extracción.

Se definieron 3 grupos de pozos, que de alguna manera tienen diferentes características en cuanto a comportamiento, caudales y distribución de las capas. Así mismo existen pozos que no están dentro ninguno de estos grupos preestablecidos y son operados en forma excepcional debido a su comportamiento distintivo.

A continuación se detalla 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 este tipo de comportamiento es mediante la carta dinamométrica característica de este tipo de pozos (Figura N° 11) y por la imposibilidad de la toma de muestra líquida en boca de pozo, ya que solo produce gas con líquido en forma de niebla. La carta dinamométrica no muestra un trabajo de bomba efectivo sino que solo 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.

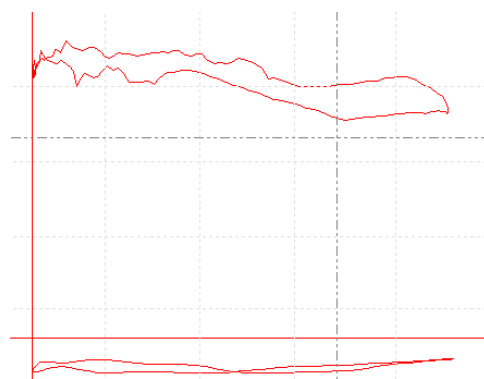


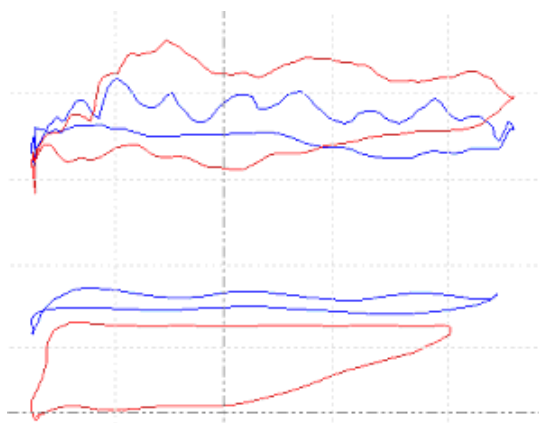
Figura N° 11

Este efecto genera un trabajo de bomba intermitente, es decir, solo durante algunas pocas emboladas se aprecia trabajo efectivo de bomba.

Operativamente el comportamiento 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 generando derrames y trastornos operativos. Para la operación de este tipo de pozo se implementó el uso del modo TIMER en el controlador, que nos permite accionar el AIB después de un tiempo suficiente de paro como para que el pozo haya acumulado un cierto nivel de líquido en el fondo. De esta manera en el momento del arranque del bombeo, la bomba tiene nivel de líquido sobre ella que le permite realizar un trabajo de bomba (Figura N° 12). El bombeo de líquido hacia la superficie produce que el vástago pulido se mantenga lubricado, eliminando por completo los problemas de desgaste de empaquetaduras. Para determinar los tiempos de paro y marcha adecuados que nos permitan 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 N° 12 se puede observar 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), esto es debido a que al tener tiempos de paro normalmente prolongados generan en muchas ocasiones la despresurización del cilindro, derivando 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 de modo 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 (1000-7000 m³/d de gas) y caudales de líquido medios (5 y 30 m³/pd) Son pozos que tienen un comportamiento estable y de detenerse la acción mecánica del bombeo no produce por el tubing por si solo, ya que no cuenta con la energía para hacerlo, solo produce pequeñas cantidades de gas por casing. Las cartas dinamométricas de estos pozos son fáciles de identificar, ya que 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, de manera de beneficiar la acción de la bomba en el fondo del pozo.

El uso de controladores Pump Off nos permite operar los pozos de modo de evitar los bloqueos por gas, el parámetro de control utilizado para este tipo de pozos es el “llenado de bomba” de la carta dinamométrica de fondo. Es introducido un valor de referencia de llenado de modo de que el pozo detenga el estado de marcha cuando el llenado de la bomba sea inferior al este valor. Los valores de porcentaje de marcha diario son muy variables según cada pozo y no es ni más ni menos que el resultado de los parámetros que se le establecen al controlador para que este comande el funcionamiento del pozo y el régimen de producción (carrera y frecuencia de bombeo)

En la figura N° 13 se puede observar un pozo que opera normalmente con un 70% de marcha diaria. Los ciclos de bombeo son aproximadamente de 10 minutos de paro y 25 minutos de marcha. La carta dinamométrica verde corresponde al momento del arranque y la roja al momento del paro.

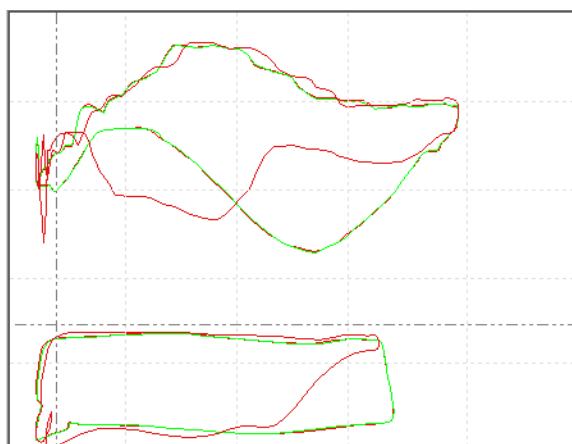


Figura N° 13

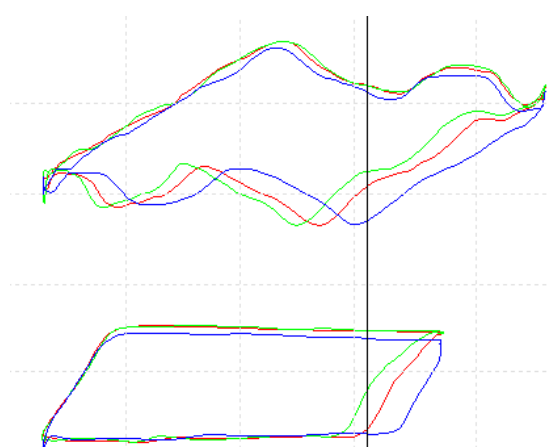


Figura N° 14

En la figura N° 14 se observa un pozo operando al 62% de marcha diaria. El ciclo normal de bombeo para este caso es 40 minutos de paro y 30 minutos de marcha. La carta dinamométrica 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 dinamométrica que el pozo manifiesta en el momento de paro, arranque y marcha como así también los tiempos vinculados a tales eventos.

En la figura N° 15 se puede observar la carta dinamométrica de paro (verde) y la carta de arranque (roja). Las condiciones de operación y régimen son las siguientes:

Carrera: 168"
Frecuencia: 5 gpm
Tiempo de paro: 10 minutos
Porcentaje de marcha: 40%

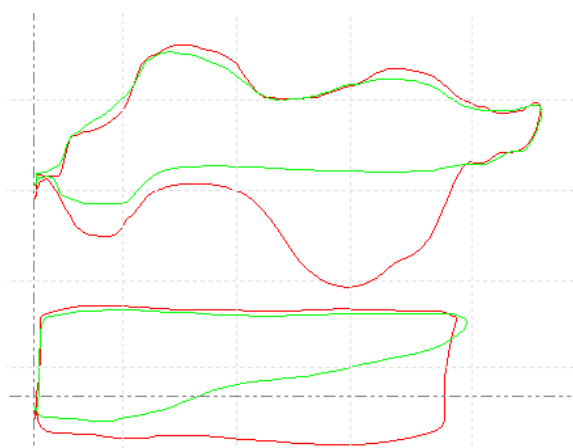


Figura N° 15

El tiempo transcurrido entre la carta de arranque y la carta de paro es solo de 6 minutos, este es un caso típico de pozos que van declinando su producción y el régimen de producción del pozo es excesivo para el caudal que el reservorio está aportando. Por lo cual una medida a tomar en este caso es reducir la carrera a una de menor longitud de modo de prolongar el periodo de marcha de la unidad de bombeo y reducir el número de ciclos de marcha y paro. El hecho de que los ciclos sean numerosos, como es este caso, produce que el motor arranque y pare numerosas veces por hora con lo cual acelera el deterioro del mismo.

Otro caso se puede apreciar en la siguiente figura N° 16 donde la carta dinamométrica roja corresponde al momento del arranque y la carta verde al momento del evento de paro. Aquí el porcentaje de marcha diario es adecuado (85%). Pero si se observa la carta de arranque, es evidente el llenado incompleto que esta mostrando por lo cual para optimizar este pozo se tendría que prolongar el periodo de paro. No siempre se logra iniciar el bombeo con un llenado de bomba completo, existen muchos casos en que 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.

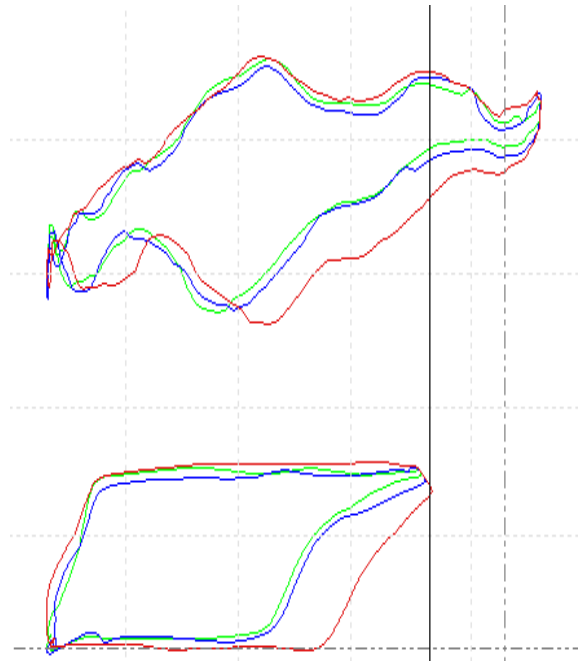


Figura N° 16

Grupo de POZOS 3:

La principal característica de estos pozos es que la distribución de las capas productoras permite producir gas y líquido bajo surgencia 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 disponen sobre capas importantes de líquidos.

Generalmente en la puesta en marcha de estos pozos presentan una alta producción de líquidos y muy buena producción de gas. Cuando esto ocurre la puesta en bombeo de estos pozos genera algunos problemas operativos debido a las altas presiones que se generan en la línea de producción, ocasionada por la producción de un fluido de tipo multifásico (gas, petróleo y agua). A medida que el diámetro de la líneas de producción es aumenta, este problema se minimiza.

La manera en que antiguamente se operaba este tipo de pozos era producir por casing , dejando la unidad de bombeo parada hasta que el pozo pierda presión. Una vez ocurrido la despresurización se ponía en funcionamiento la unidad de bombeo y así se comenzaba a producir los líquidos desde el fondo del pozo.

Hoy con el fin de priorizar la producción de los líquidos, la manera empleada es 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 esos pozos no generan mayores problemas, pero si requieren de un buen seguimiento. La razón de este seguimiento es porque es muy importante mantener la

surgencia por casing el mayor tiempo posible. Para esto se debe mantener 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 no mantener la surgencia por casing, el pozo pierde producción de líquido y gas en forma abrupta. Ante la imposibilidad de poder realizarle un sonolog por casing para determinar el nivel de fluido del pozo, la herramienta de seguimiento es la carta de dinamométrica de fondo.

El modo en que se producen este tipo de pozos es al 100% de marcha diaria, y tratando que la carta de fondo trabaje con un incipiente golpe de fluido. La carta dinamométrica, figura N° 17, no aparenta ser de un pozo con producción de gas sin embargo este pozo produce más de 200 Mm3gpd.

Generalmente a medida que la producción de gas va disminuyendo, la cantidad de líquido que se producen bajo surgencia en el casing disminuye. Esto provoca incremento de nivel de líquido en el fondo del pozo, lo cual tiene acarreado 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 irrecuperable 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.

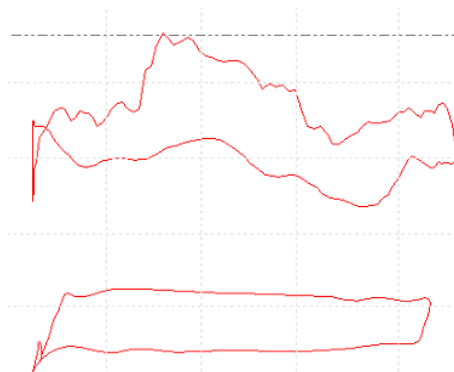


Figura N° 17

3.Plunger Lift

El sistema de extracción “Plunger Lift” es un sistema 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 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 utilizando el gas como fuente de energía, de esta manera logramos 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, incluyendo el nuevo concepto de Plunger denominado Pacemaker y controladores autoajustables con opción a telemetría y automatización, permitiendo una operación a distancia. Es de destacar que 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. En el trabajo “APLICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE PLUNGER LIFT EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN” presentado para este mismo evento, resume nuestra experiencia en la aplicación del sistema PL para producir petróleo mediante la energía de los reservorios de gas.

CONCLUSIONES

- Se logró producir Gas & 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, cuando es un sistema de extracción de pequeñas cantidades de líquido en pozos de gas.
- Se instaló telemetría & 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.
- 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.

REFERENCIAS

1. Nodal Analysis – Dale Beggs.
2. Gas Lift Manual, Gábor Takács.
3. Gas Well Deliquification, Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems – James Lea, Henry Nickens, Michael Wells.
4. The Technology of Artificial Lift Methods Volumen 2A– Kermit E. Brown.
5. Manual de Herramientas de CAF Slickline Services.
6. API 11V6 – Práctica recomendada para el diseño de instalaciones de gas lift de flujo continuo usando válvulas accionadas por presión de inyección.

CV resumido de los Autores:

Ingeniero Pablo Bizzotto:

- Ingeniero en Petróleo, egresado de la Universidad del Comahue.
- Ingeniero de Producción para la Cuenca Neuquina en la empresa Tecpetrol.
- Ingeniero de Producción en el Yacimiento Lindero Atravesado de Pan American Energy.
- Ingeniero de Producción del Distrito Gas del Yacimiento Cerro Dragón de Pan American Energy.
- En la actualidad: Líder de Ingeniería del Distrito Gas del Yacimiento Cerro Dragón y referente interno de Pan American Energy en temas relacionados con Producción de Gas, Gas Lift y Plunger Lift. Miembro de la Red Interna de la empresa British Petroleum “GAS WELL DELIQUIFICATION NETWORK”.
- Trabajos presentados en las Jornadas de Producción 2005 del IAPG en Comodoro Rivadavia: 1) “Gas Lift Anular en yacimiento Cerro Dragón” distinguida como una de las 3 mejores presentaciones. 2) “Producción de yacimientos maduros de Gas”. 3) “Aplicación del Plunger Lift Asistido en instalaciones de Gas Lift”.

Ingeniera Luciana De Marzio:

- Ingeniera Química egresada de la Instituto Tecnológico de Buenos Aires
- Postgrado en “Explotación de Yacimientos-Rama Ingeniería de Reservorios” - UBA
- Ingeniera de Producción del Distrito Gas del Yacimiento Cerro Dragón de Pan American Energy.

Ingeniero Rodrigo Dalle Fiore :

- Ingeniero Químico, egresado en la Universidad Nacional de Córdoba.
- Postgrado en “Tecnologías para la Explotación de Hidrocarburos” - ITBA.
- Ingeniero de producción de petróleo Yacimiento Cerro Dragón
- Actualmente ingeniero de producción del Distrito Gas del Yacimiento Cerro Dragón.
- SPE N° 95046, Application of intelligent well management system to optimize field performance in Golfo San Jorge Basin.
-