

APLICACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE PLUNGER LIFT EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN

Autores: Pablo Bizzotto, Ingeniero de Producción de Gas (Cerro Dragón)
Luciana De Marzio, Ingeniero de Producción de Gas (Cerro Dragón)
Rodrigo Dalle Fiore, Ingeniero de Producción de Gas (Cerro Dragón)

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

SINOPSIS

A partir del año 2001 Pan American Energy – Unidad de Gestión Golfo San Jorge comenzó a realizar pozos de producción simultánea de Gas & Petróleo, para poder incrementar la producción de gas y también para hacer económicamente más atractivo a este tipo de proyectos.

En una primera instancia los pozos fueron producidos de manera exitosa mediante Gas Lift Anular, pero como este sistema de extracción consume capacidad de compresión para inyectar gas a los pozos, debimos encontrar otras metodologías alternativas para poder utilizar los compresores para comprimir gas de venta y no de levantamiento.

Fue ahí cuando comenzamos a pensar en el Plunger lift (PL), ya que en PAE teníamos una importante experiencia en dicho sistema, pero en pozos de gas y condensado, en donde el PL tiene la finalidad de extraer el líquido acumulado en el fondo del pozo.

Este trabajo resume nuestra experiencia en la aplicación del sistema PL para producir petróleo mediante la energía de los reservorios de gas, en donde detallaremos los diferentes tipos de Pistones utilizados, Controladores Autoajustables o Inteligentes, problemas más comunes y una descripción detallada del nuevo concepto de PL denominado Pacemaker.

INTRODUCCIÓN

Desde hace unos años a la actualidad en la Unidad de Gestión Golfo San Jorge de Pan American Energy se están realizando perforaciones de pozos en donde se producen de manera simultánea los reservorios de petróleo y gas, lo cuál genera un desafío a la hora de diseñar el sistema de extracción. La complejidad de este tipo de pozos aumenta considerablemente cuando se tiene en cuenta que los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge son del tipo lenticular multicapa, con poco continuidad.

Los reservorios consisten en alrededor de 20 delgadas capas distribuidas aleatoriamente respecto al fluido de producción, las formaciones productivas van desde los 1000 mts hasta los 2500 mts, dependiendo de la ubicación dentro del área Cerro Dragón.

Los sistemas de extracción artificial utilizados en este tipo de pozos denominados HGOR son: Gas Lift Anular Continuo e Intermitente, Plunger Lift y Bombeo Mecánico.

La elección del sistema de extracción se sustenta en la siguiente información:

- Ubicación relativa de los reservorios de gas.
- Presiones estáticas y dinámicas determinadas en los ensayos individuales de cada capa de gas.
- Potencial de líquido a producir.
- Antecedentes de parafinas, asfáltenos y emulsiones severas en pozos vecinos.
- Capacidad de compresión disponible para instalar GL.

En los casos en dónde se tienen importantes incertidumbres a la hora de definir el sistema de extracción, se ensaya el pozo en conjunto con el equipo de WO antes de bajar la instalación final. Este ensayo tiene la finalidad de inducir la surgencia y evaluar el comportamiento del pozo en condiciones dinámicas y estáticas, con esta información se puede tomar la decisión de bajar una instalación de pozo surgente, disminuyendo el riesgo de ahogue.

Para los casos en donde ya se tiene la seguridad de que se va a utilizar una instalación de pozo surgente se baja una instalación que consiste en cañería lisa, un ancla catcher (sin fijar) y tubing corto con BHD y MHD en el fondo, idéntico al utilizado en Bombeo mecánico.

La idea de este tipo de configuración, es tener una instalación flexible que permita cambiar el sistema de extracción durante el ciclo de vida del pozo, con mínimos cambios en el diseño de fondo. La variable que determina el cambio del sistema de extracción en este tipo de pozos, es la evolución de la producción de gas de cada una de las capas. Dentro del Ciclo de Vida de un pozo ideal de HGOR encontramos a la Surgencia Natural como etapa inicial, luego cuando el caudal de gas declina favoreciendo la acumulación de líquidos, se lo produce por medio de Plunger Lift. Para pasar a esta segunda etapa solamente es necesario intervenirlo con un equipo de Slickline para fijar el resorte de fondo en el niple BHD y con solo algunas modificaciones en las instalaciones de superficie el pozo quedará convertido como Plunger Lift. La tercera etapa se dará cuando el gas declina y el reservorio ya no puede ser la fuente de levantamiento del pistón y el slug de líquido, es ahí cuando se lo interviene con equipo de pulling, se fija el ancla y se bajan las varillas y la bomba insertable de Bombeo Mecánico.

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.

Turner (1) fue la primera persona que comenzó a estudiar esta condición en los pozos de gas, seguido por los trabajos de Coleman (2), ecuación que actualmente es utilizada para calcular el Caudal Crítico de un pozo de gas.

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.

DESARROLLO:

Completación de Pozo:

Como se detalló en la introducción, los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge, son del tipo multicapa, con alrededor de 20 delgadas capas que van desde los 1000 mts hasta los 2500 mts, dependiendo de la ubicación en el yacimiento Cerro Dragón. Los reservorios son del tipo lenticular con una pobre continuidad y distribuidos de manera aleatoria respecto al fluido de producción (gas y líquido)

Debido a la gran cantidad de capas, las mismas no son ensayadas durante un periodo largo de tiempo y muchas veces no se logra determinar el verdadero comportamiento del reservorio. Sumado a esto, al no disponer de un separador de test en cada equipo de WO los valores de gas son calculados mediante correlaciones de orificios, que como sabemos incurren en un importante error debido a algunas simplificaciones como por ejemplo la gravedad específica del gas, la temperatura, etc. En las capas de líquido que producen gas en solución, este último fluido no puede ser cuantificado debido a que las correlaciones de orificios son para gas seco y también tienen importantísimos errores al determinar el caudal de gas bajo este escenario.

Como mencionamos anteriormente, cuando existen dudas, principalmente debido a falta de información, respecto a cuál sería el sistema de extracción óptimo en un determinado pozo, se realiza un ensayo en conjunto con pistoneo para inducir surgencia. Con el pozo en fluencia se tiene un panorama de cuál sería el comportamiento del mismo con una instalación de pozo surgente dentro de nuestro sistema de captación.

Los parámetros que se evalúan en el ensayo de surgencia son la presión dinámica a diferentes orificios, las presiones estáticas tanto en tubing como en el espacio anular para inferir el nivel de líquido, el corte de agua y el caudal de líquido producido.

Respecto al diseño de la instalación de producción una de las mayores dificultades consiste en determinar la adecuada profundidad del tubing. Una práctica común es bajar la instalación en el primer tercio de los punzados de la zona productora de gas. Si se fija el tubing en una profundidad demasiado somera, se corre el riesgo de dejar acumular líquido en el casing, ya que este último tiene una velocidad crítica de gas mayor a la del tubing. (Turner)

En el caso de que la cola del tubing se posicione muy por debajo del tope de los punzados, todo el gas y líquido producido debe ser conducido hacia el extremo inferior de tubing y luego a través del mismo hacia la superficie. Generalmente esta situación conduce a problemas de ahogue porque la cola del tubing cae dentro del nivel de líquido y el gas no tiene la capacidad de percolar desde el espacio anular hacia el tubing. Por otro lado, debido principalmente a las capacidades de cada cañería, anular y tubing, una cierta altura de líquido en la entrecolumna, representa una presión hidrostática bastante mayor en el tubing.

El análisis se torna más complejo en un reservorio multicapas con una distribución aleatoria del gas. En estos casos es conveniente ver la disposición de las capas de gas, las presiones estáticas y el potencial de líquido del pozo, bajando el tubing de manera de evitar dejar capas de líquido por debajo.

Instalación de Fondo:

Cuando se decide producir un pozo HGOR como surgente natural con Plunger Lift, la instalación de fondo utilizada es muy simple, constando de los siguientes elementos:

- Cañería lisa de Tubing 2 7/8" J55 EUE.
- Ancla Catcher: con la finalidad de fijar la cañería en la última etapa del ciclo de vida de un pozo de HGOR, cuando se lo produce por Bombeo Mecánico una vez agotado el gas.
- Caño corto con niple BHD y MHD, el niple asiento BHD sirve para fijar el resorte del PL durante esta etapa de producción y luego en la etapa final de Bombeo Mecánico, se puede bajar una bomba insertable de doble anclaje.

Cabe destacar que en este tipo de pozo no se utiliza un packer como barrera en el espacio anular, ya que sería casi imposible producir simultáneamente gas y petróleo en estos reservorios multicapa, con un distanciamiento entre punzados superior e inferior de alrededor de 1500 mts y una distribución totalmente aleatoria de las capas de gas. Agregado a ello, al ser reservorios lenticulares que carecen de una continuidad importante no se puede asegurar una prolongada producción de gas que ayude a levantar todo el fluido de producción sin evitar la acumulación de líquido en el casing por debajo del empaquetador.

Sumado a estos últimos conceptos, cuando se utiliza Plunger Lift como sistema de extracción artificial, el espacio anular juega un papel fundamental, ya que es el lugar en donde se almacena la energía de levantamiento y de esa manera poder elevar el pistón con el bache de líquido hacia la superficie.

El equipamiento de Plunger Lift está compuesto por las siguientes partes (Figura n° 1):

- Stop Collar – Tubing Stop: El Stop Collar es un dispositivo que se fija en las cuplas del tubing y sirve para alojar el resorte de fondo. Cuando se utiliza una cañería del tipo SEC en vez de un Stop Collar se baja un Tubing Stop que cumple la misma función, con la diferencia que se puede fijar en cualquier parte de la tubería.
- Resorte de Fondo: El resorte se fija en el Stop Collar y tiene la finalidad de amortiguar la carrera descendente del pistón, actualmente se dispone de resortes en conjunto con Stop Collar y Standing Valve en un mismo cuerpo. La válvula de pie o Standing valve tiene la finalidad de no dejar escapar el líquido del tubing durante los periodos de cierre. Este elemento es de suma utilidad en pozos de poco caudal de líquido, evitando viajes secos del pistón.
- Pistón es la interfase sólida entre el gas de levantamiento y el slug de líquido, éste viaja libremente dentro del tubing produciendo de manera intermitente. Existe una amplia variedad de pistones que detallaremos en este trabajo.
- Catcher: Este dispositivo sirve para retener el pistón cuando arriba a superficie.
- Lubricador: Este dispositivo va instalado en la boca de pozo encima de la válvula maestra, tiene por objetivo el alojar al pistón cuando este arriba a superficie, internamente tiene un pequeño resorte que amortigua la llegada del pistón.
- Sensor de arribo: Este dispositivo va colocado en el lubricador y tiene la finalidad de detectar la llegada del pistón, cuando lo hace le envía una señal al controlador para que de comienzo al periodo denominado Afterflow.
- Válvula Neumática: Esta válvula se conecta en la salida de la producción y es el dispositivo que realiza el cierre y la apertura del pozo, gobernada por el controlador electrónico.

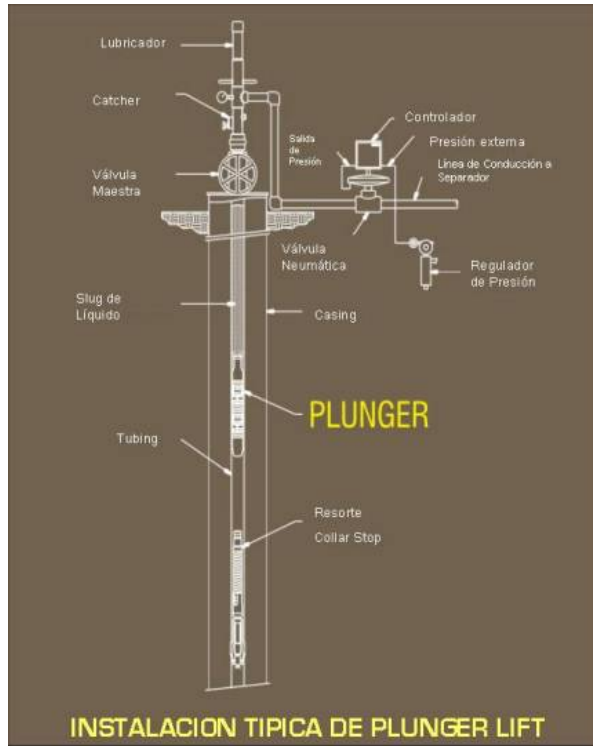


Figura N° 1

Distintos tipos de resorte de fondo (Figura N° 2)

Resorte con Standing Valve. Anclaje a copas para Niple BHD



Resorte con SV y traba tipo collet



Resorte con SV y Stop Collar



Resorte con SV y Tubing Stop



Instalaciones de Superficie:

Como dispositivo de seguridad se instala en la línea de producción una válvula hidráulica de seguridad (Line Break) que posee dos pilotos que cortan por alta y baja presión.

Todos estos pozos producen a estaciones separadoras que drenan el líquido mediante la presión del separador, si se produce un Shut Down de la estación por algún motivo, la válvula Line Break tiene la finalidad de cerrar el pozo para no transmitir la presión acumulada a las instalaciones

de superficie. Otro motivo de cierre de dicho elemento podría ser la rotura de la línea de conducción, con la lo cuál la válvula cerraría por baja presión.

La boca de pozo posee una vinculación entre el tubing y casing (figura N° 3), esto permite producir el pozo a través del casing para revertir una situación de ahogue, como se explicará en el párrafo de problemas operativos.

En la línea de producción, se instala una válvula aguja (choke de producción) para controlar el pozo al ponerlo inicialmente en producción, también posibilita la restricción del pozo ante cualquier necesidad operativa. Una practica común y no recomendada, es la de producir los pozos de gas restringidos con el objetivo de acumular energía para asegurar la fluencia, si bien esto prolonga el periodo de surgencia del pozo en el tiempo, esto favorece la carga de líquidos y limita la producción de gas. El proceso de “load up” o carga de líquido está gobernado por la velocidad del gas, que es proporcional a la presión dinámica en el tubing. Si la presión dinámica aumenta, mayor será el caudal de gas necesario para evitar la acumulación de líquidos en el fondo del pozo.

En la Figura N°4 se muestra las curvas de Coleman, con este gráfico se puede determinar al caudal Crítico de Gas a una determinada Presión Dinámica de boca para cada diámetro de Cañería.



Figura N° 3

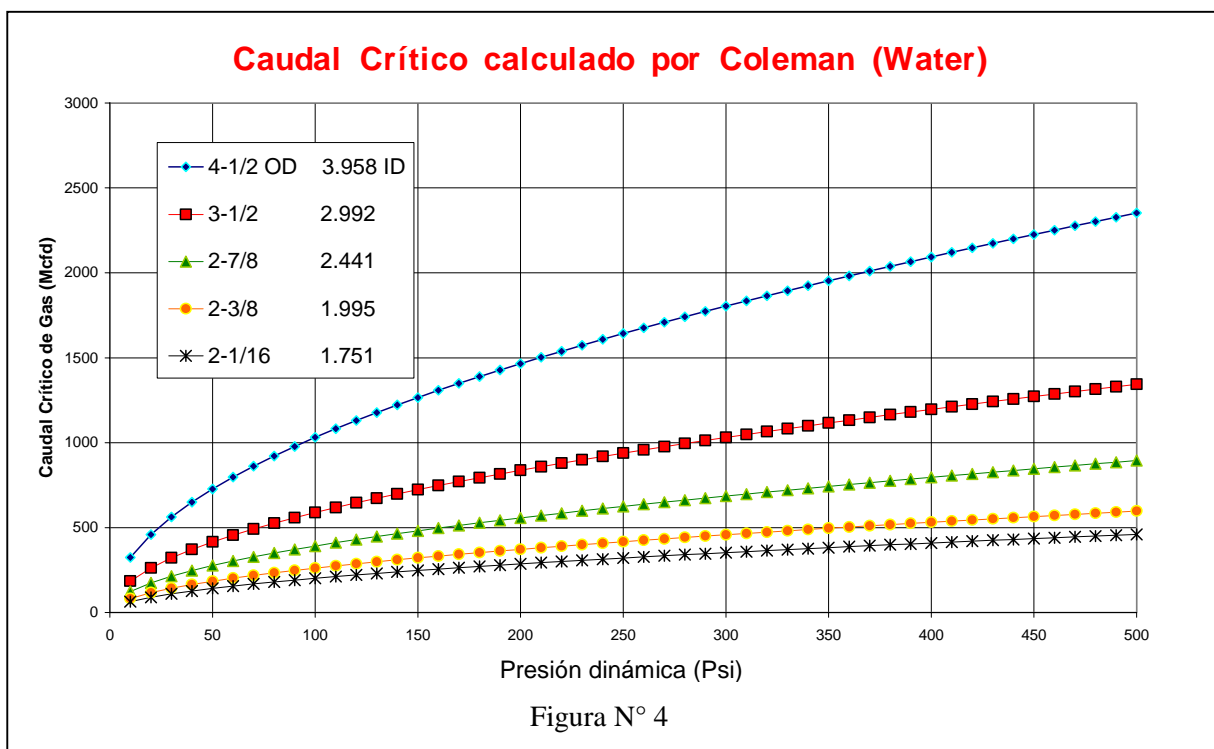


Figura N° 4

Problemas operativos:

Una particularidad operativa es que este tipo de pozos multicapas se ahoga durante un periodo de cierre prolongado, contrariamente a lo que ocurre con los pozos netamente gasíferos, en donde el ahogue se produce durante el periodo de fluencia, cuando disminuye la velocidad de gas, causando la acumulación de líquidos en el fondo. En los pozos en donde se producen reservorios de petróleo y gas simultáneamente, los problemas de ahogue se deben a las diferentes presiones estáticas de las capas, permitiendo el Cross-Flow entre ellas. Esto último deriva en variaciones de las permeabilidades relativas de los reservorios, las capas de gas depletadas de baja presión estática, permiten el ingreso de líquido, cambiando la saturación de fluido en ellas. Esto sin duda que se puede revertir arrancando el pozo nuevamente produciendo a un tanque ecológico, favoreciendo la surgencia debido a que bajo este escenario no se tiene la contrapresión del sistema. Pero más allá de que se pueda poner en producción al pozo nuevamente, sucesivos eventos de ahogue deterioran las productividades de las capas de gas, debido a que la permeabilidad relativa al gas no se recupera en su totalidad.

Otra metodología operativa para arrancar pozos ahogados es producir los pozos a través del espacio anular durante un periodo de tiempo, esto favorece la producción de las capas superiores de gas, que a su vez disminuyen la contrapresión de las inferiores que de esta manera comienza a aportar nuevamente a medida que se le remueve la columna de líquido. Luego de un par de días, con el pozo descargado y produciendo por el Casing, el tubing comienza a acumular presión de gas, debido a que funciona como un separador. Es ahí cuando nuevamente se pone en funcionamiento el PL, viajado a través del tubing.

Cabe destacar, que esta maniobra operativa no se puede llevar a cabo si el resorte tiene una válvula de pie instalada, ya que esta actúa como retención desde arriba hacia abajo, sin dejar retornar el líquido acumulado en el tubing hacia el casing para que sea descargado.

Ciclo de producción de un Plunger Lift (Figura N° 5) (3):

Este sistema de producción es un método cíclico o intermitente que utiliza la energía propia del reservorio para producir los líquidos acumulados mediante un pistón que actúa como una interfase sólida entre el slug de líquido y gas de levantamiento. La operación requiere de la realización de varios ciclos diarios. Cada ciclo comienza con un periodo de cierre (Shut-In) con el objeto de:

- Permitir que el pistón, que inicialmente está dentro del lubricador en boca de pozo, mantenido por el flujo de producción, pueda caer hasta el fondo de la instalación en busca del líquido acumulado durante la fluencia.
- Permitir que el pozo acumule suficiente presión en el espacio anular para que la expansión del gas ubicado debajo del pistón pueda conducirlo hacia la superficie, llevando consigo el líquido acumulado.
- Durante el periodo de cierre se producen efectos no deseados:
- El tiempo de cierre provoca una pérdida de producción, ya que parte del líquido acumulado por efecto del aumento de la presión debido al Build Up de la formación de gas, es forzado a ingresar a la formación productiva o a otra capa de baja presión estática. Por ello es muy importante la utilización de resortes con válvulas de pie o retención que evite que el líquido salga del tubing durante los periodos de cierre.
- Elevadas acumulaciones de Presión, originan grandes oscilaciones dentro del sistema de captación de producción y por ende en la succión de los Compresores.

Posterior al cierre, una vez que se alcanza la presión requerida para que el pistón eleve los líquidos acumulados y asegurándonos que el Plunger haya alcanzado la profundidad del resorte, se procede a la apertura de la válvula neumática. Esta genera un diferencial de presión instantáneo debido a la descompresión del gas del ciclo anterior que quedó atrapado en el tubing. Este diferencial de presión causa la expansión del gas acumulado en el casing, llevando el pistón hacia la superficie, en una primera instancia se observa un flujo niebla seguido del slug macizo de líquido.

El flujo niebla es generado debido a que una parte del gas de empuje pasa a través de la luz

existente entre el pistón y el tubing, arrastrando parte del líquido en forma de pequeñas gotas. En el gráfico de presión puede observarse un aumento de presión debido a este flujo niebla, luego de la expansión del gas acumulado en la parte superior del tubing.

A continuación de este primer aporte de líquido, le sigue el Slug elevado por el pistón en su carrera ascendente. El arribo del pistón es detectado en superficie mediante un sensor magnético que le envía una señal al controlador, dando comienzo al periodo denominado purga, venta o Afterflow. Durante este intervalo de tiempo, el pozo aporta gas al sistema y a medida que la velocidad del gas disminuye, comienzan a acumularse gotas de líquido que no pueden ser elevadas. Este líquido acumulado es producido en el ciclo siguiente, consecuentemente el tiempo de Afterflow es crítico en pozos con elevadas producciones de líquido, en dónde una acumulación excesiva puede dificultar el arribo del pistón en el próximo ciclo.

Analizando esta variable, podemos identificar dos tipos de pozos:

- Pozos de gas y condensado en donde el objetivo principal es maximizar la producción de gas, con periodos de Afterflow importantes, sin llegar a comprometer el pozo por un ahogue.
- Pozos de petróleo con gas, en donde la meta es producir los líquidos mediante la energía de presión del gas. En este caso los periodos de Afterflow son más cortos, con la finalidad de resguardar la energía de levantamiento del gas y hacer la mayor cantidad de ciclos por día, simulando un efecto de pistoneo.

Se adjunta un diagrama típico de un ciclo de producción, donde se ve el comportamiento de la presión de boca de pozo en el tiempo. La duración de cada etapa depende de la características de cada pozo en particular y del pistón utilizado. El diagrama de presiones es una de las herramientas fundamentales de seguimiento de los pozos que producen mediante Plunger Lift y en forma conjunta con los datos históricos almacenados en el Controlador electrónico se pueden detectar cualquier tipo de desviación en el funcionamiento del sistema (Figura N° 6)

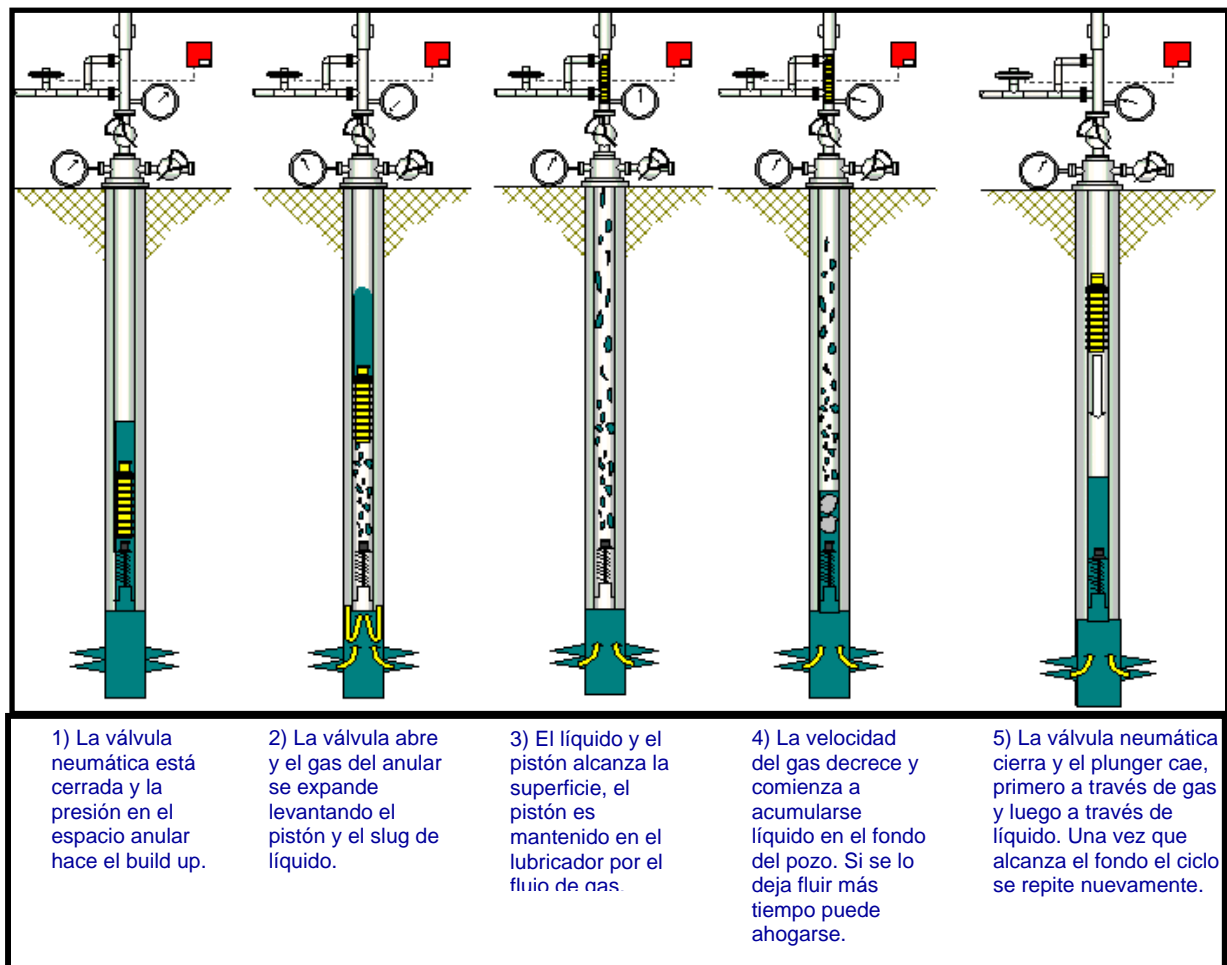


Figura N° 5

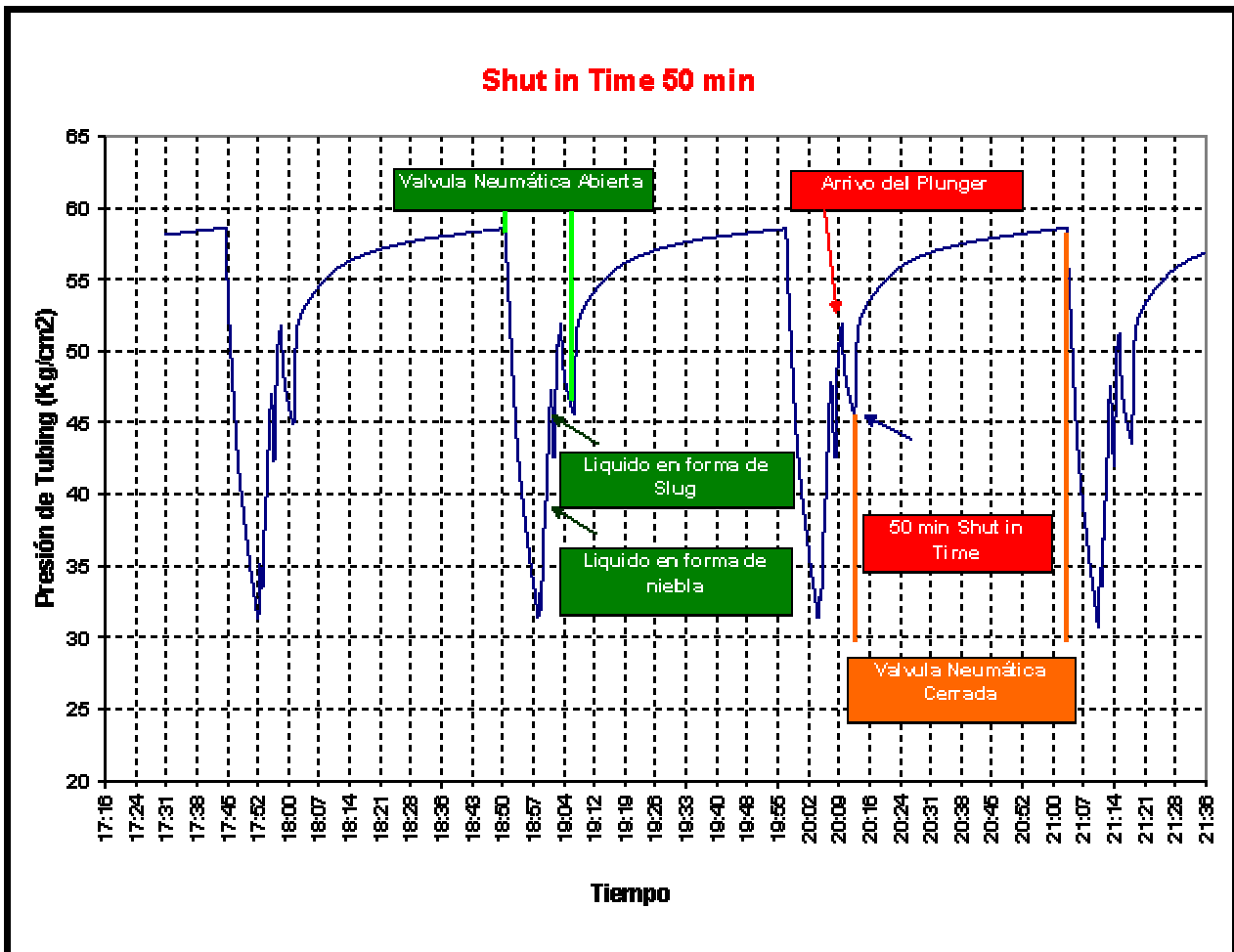


Figura N° 6

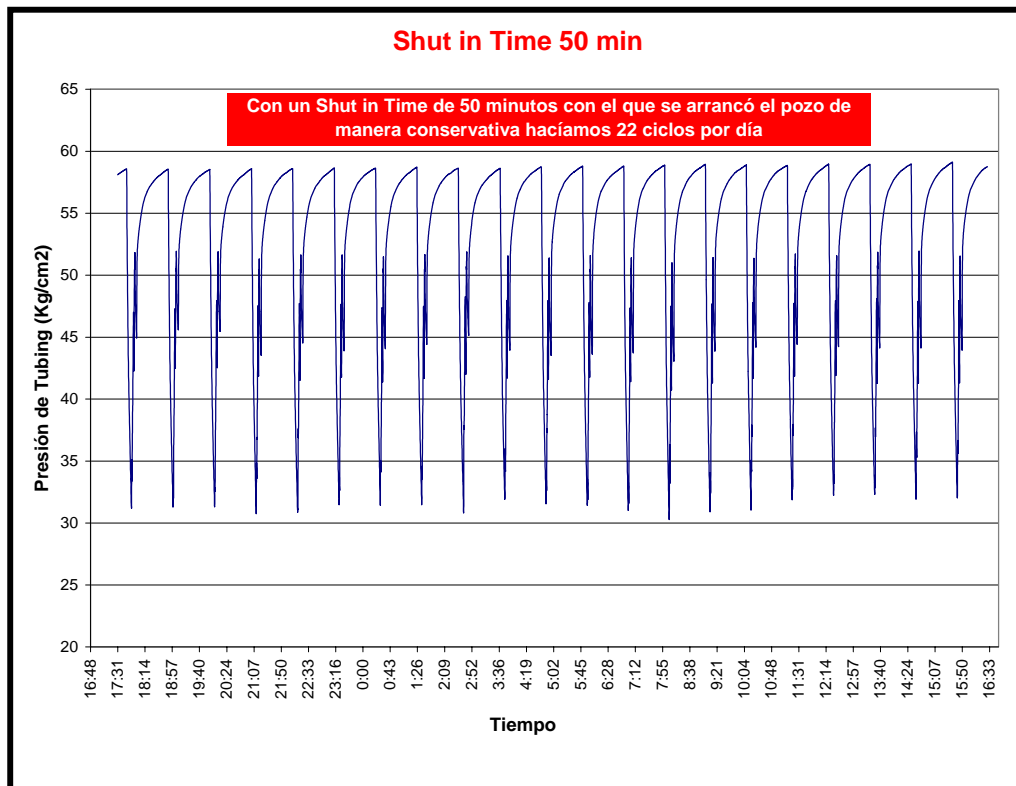


Figura N° 7

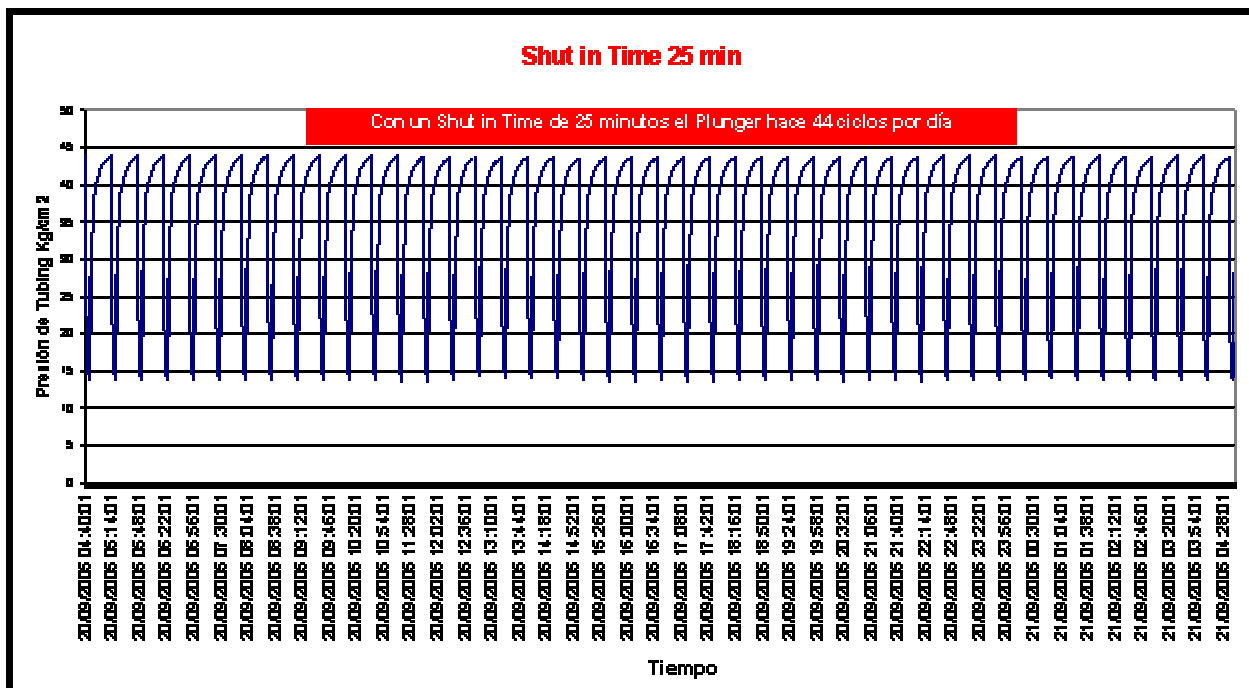


Figura N° 8

En las figuras N° 7 y 8 se pueden observar los ciclos diarios del mismo pozo con la diferencia en que el primero tiene un tiempo de cierre de 50 minutos, tal cuál se arrancó el pozo. Con este tiempo el pozo hizo 22 ciclos por día, con una presión máxima alcanzada durante el cierre de 58 kg/cm². Luego de unos días de producción, con el pozo estabilizado, se fue cambiando el tiempo de cierre hasta llegar a 25 minutos en donde el pozo hizo 44 viajes por día con una presión máxima de 44 kg/cm². Durante los primeros días de producción de este tipo de pozos, se lo opera de manera conservativa, con largos periodos de cierre y cortos Afterflow, para sacar el líquido acumulado en el tubing y en las cercanías del pozo. A medida que pasan los días se le acorta el tiempo de cierre para aumentar la cantidad de ciclos y se le incrementa el Afterflow para producir mayor cantidad de líquido y gas. Al aplicar este sistema de extracción en pozos de petróleo con gas, se debe tener un tiempo de Afterflow suficientemente largo para incrementar el aporte de gas, pero también debe estar bien limitado porque el gas es la fuente de levantamiento del líquido. Bajos tiempos de cierre y largos periodos de Afterflow contribuyen a la mejora de la producción pero por otro lado a una rápida depletación de los reservorios de gas.

A continuación se detallan los problemas más comunes:

- Roturas en el tubing (igualdad entre la presión de tubing y casing)
- Pérdidas en válvula neumática originadas por erosión del asiento.
- No apertura de la válvula neumática por baja presión en el gas de instrumento a causa de la formación de hidratos o presencia de líquido.
- Mal funcionamiento en los sensores de presión.
- Problemas en el sensor de arriba, imposibilitando el comienzo del afterflow debido a una no detección del pistón.
- No arribo del pistón por excesivo desgaste del mismo.
- Configuración incorrecta de las variables de operación , por ejemplo: Afterflow, Shut in, etc.

Tipo de pistones:

Primeramente se detallarán las características y las aplicaciones de los pistones tradicionales y posteriormente se hará hincapié en el pistón pacemaker, que es un nuevo enfoque para este método tradicional de producción.

Los pistones convencionales requieren de un tiempo de cierre de 30 a 60 minutos, dependiendo de la profundidad, del tipo de pistón, de la luz entre el pistón y el tubing y de la viscosidad del fluido. La velocidad de descenso promedio de este tipo de pistón es de 150 – 500 pies/min. Dentro de esta categoría se encuentran :pistones con almohadillas expandibles, ranurados para limpieza, de fibra, de sello turbulento, etc.

Un pistón convencional de almohadillas con excelentes propiedades de sello es el denominado Beauflex, que se caracteriza por tener un anillo de sello por debajo de las almohadillas que reduce el pasaje del gas. La superficie de las almohadillas es mayor en comparación con la de otros pistones del mismo tipo, ofreciendo un área de contacto más grande con el diámetro interior del tubing. Otra ventaja competitiva es que las almohadillas se extienden más en la dirección axial, derivando en una fuerza mayor contra las paredes del tubing. Este tipo de pistón tiene aplicación en pozos marginales, en donde un Plunger convencional ya no funciona, o dicho en otras palabras, es el pistón que utiliza el gas de levantamiento de la forma más eficiente. Se ha utilizado exitosamente en pozos con un caudal de gas inferior a 5000 m³/d con un promedio de 40 viajes por día.

El pistón de fibra se utiliza en pozos con problemas de arena, al no tener piezas móviles se alarga la vida útil y se evita la abrasión del pistón debido a que el sello no es metal-metal sino metal-fibra. Otro campo de aplicación importante es en pozos que poseen defectos en su diámetro interno, este tipo de pistón se adapta a la forma interna del tubing sin perder capacidad de sello.

Los pistones con by pass de Flujo Continuo desarrollados en este último tiempo representan un caso intermedio entre el PL Convencional y el Pacemaker, mejorando notablemente la velocidad de caída en el líquido (desde 500 ft/min a 1200 ft/min) y con la capacidad adicional de caer a contraflujo de una producción de gas inferior a los 5000 m³/d. Esto conduce a un menor tiempo de cierre para permitir que el pistón caiga y por ende a una mayor frecuencia de viajes diarios. El pistón es hueco y tiene una jaula con bola de retención y bypass. El lubricador de este tipo de pistones posee una barra separadora y cuando el plunger arriba a superficie, dicha barra destraba la bola dentro del pistón. Esto posibilita una velocidad de descenso mayor, ya que con la acción de la barra separadora se deja libre el cuerpo del pistón para disponer de mayor pasaje de líquido durante el descenso. A muy bajos caudales de gas, este mecanismo permite que el pistón comience su carrera descendente con el pozo en producción, por ello se los denomina de Flujo Continuo, para diferenciarlos de los de by pass convencionales.

La performance de los pistones en la carrera descendente, principalmente se ve afectada por la velocidad del mismo en el medio líquido, debido a esto último se recomienda su uso en pozos con fluido viscoso, con buen potencial de producción de líquido, en pozos profundos y en aquellos que no requieren un tiempo de cierre adicional para acumular energía de presión.

Con este tipo de pistón (Miniflex con by pass) se ha logrado realizar 70 viajes por día con una producción de líquido de 25 m³/d y a una profundidad 2226 mts, lo cuál significa una gran mejora con respecto a los pistones utilizados históricamente.

Sin embargo la utilización de los pistones con bypass deja de tener sentido cuando el built up de presión requiere de tiempos prolongados, de nada sirve alcanzar el fondo rápidamente, si luego es necesario esperar energía de levantamiento. Es una condición necesaria que la recuperación de presión se logre rápidamente, de manera que cuando el pistón alcanza el fondo, se esté en condiciones de dar inicio a la carrera ascendente inmediatamente.

Distintos tipos de pistones (Figura N° 9)

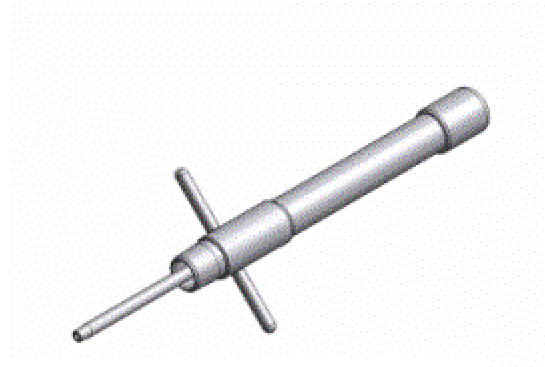
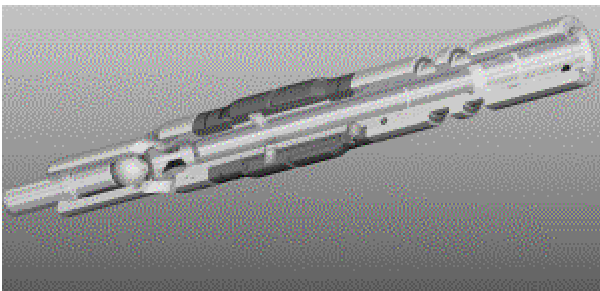


Beuflex Plunger

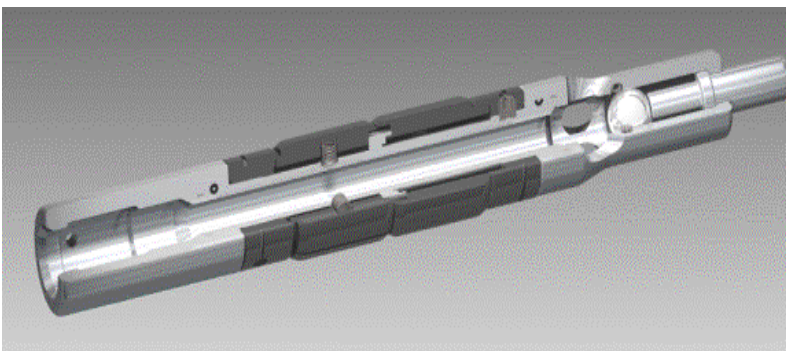
Miniflex con bypass



Pistón con Bypass de Flujo Continuo



Lubricador con Barra Separadora



Beauflex con bypass para mejorar la velocidad en la carrera descendente
Excelente propiedades de sello

Controladores:

En Cerro Dragón, se están automatizando los pozos de Plunger lift mediante el Controlador Autoajustable AutoCycle Plus (ACP), con el fin de poder realizar un mejor seguimiento de los pozos y una adecuada optimización del sistema de extracción.

La creciente cantidad y variedad de pozos del Distrito Gas de Cerro Dragón, sumado a los grandes distanciamientos, hacen que este tipo de controladores sea de mucha utilidad para lograr una operación de gran eficiencia.

Los controladores convencionales de Plunger Lift trabajan por presión y/o tiempo, el usuario puede fijar el tiempo de cierre para permitir que el pistón alcance el fondo y para que tenga la energía de levantamiento necesaria o también puede fijar la presión de casing a la que se quiere abrir el pozo, asegurando un tiempo mínimo que permite llegar con el pistón al fondo.

La posibilidad de trabajo por presión de Build Up en controladores de Plunger Lift presenta la ventaja de que se abre el pozo al valor de presión deseado y no al finalizar un periodo de tiempo prefijado. El trabajar en el modo tiempo, puede derivar en que se abra el pozo sin la suficiente energía pudiendo provocar un “no arribo” o que el pistón esté esperando en el fondo con la energía de presión necesaria ya acumulada. Todo esto último se basa en que los pozos no siempre recuperan la presión deseada en el mismo intervalo de tiempo, esto se ve fácilmente cuando un pozo está operando por presión, ya que los periodos de cierre difieren en duración.

El concepto de controladores Autoajustables se basa en el seguimiento continuo de la velocidad de ascenso del pistón, este dispositivo electrónico tiene un algoritmo matemático interno que básicamente autoajusta el tiempo de cierre “Shut In” y el de Afterflow para mantener la velocidad del pistón dentro de una ventana predefinida.

De acuerdo a la bibliografía y a nuestra experiencia, la velocidad normal de funcionamiento de un pistón debería estar entre 750 – 1000 pies/min. Velocidades por encima de los 1000 pies/min redundan en un desgaste excesivo de los componentes y además comprometen la integridad de la instalación de superficie. Velocidades inferiores a 750 pies/min disminuyen notablemente la eficiencia de sello del pistón, dado que una parte importante del gas de empuje se escapa a través de la luz tubing – pistón. La velocidad del pistón es controlada por la presión acumulada durante el periodo de cierre y el tamaño del slug de líquido acumulado durante el periodo de Afterflow.

A partir de la profundidad del tubing y el rango de velocidades recomendadas (750 – 1000 pies/min), se determina el Tiempo Rápido y Lento, quedando definidas las ventanas de velocidad. Por encima del Tiempo Rápido está la ventana Rápida, entre este Tiempo y el Tiempo Lento se encuentra la ventana “Buena”, por debajo del tiempo Lento está la Ventana Lenta.

Los ajustes son efectuados sobre el tiempo de Afterflow y el tiempo de cierre, dentro de los límites establecidos para estas dos variables. Se deberá fijar el tiempo máximo y mínimo de Afterflow, el tiempo máximo y mínimo para el tiempo de cierre y el step para ajustar dichos parámetros, con el objetivo de mantener la velocidad dentro del rango de operación deseado. El tiempo mínimo de cierre asegura el tiempo necesario para que el pistón alcance el fondo y el tiempo máximo para evitar que el pozo permanezca cerrado durante un tiempo prolongado con una pérdida de producción importante. En nuestro caso particular este tiempo es muy importante porque si es excesivo se favorece el ahogue de los pozos que como se detallo anteriormente son del tipo multicapa.

Respecto al tiempo de afterflow, es necesario definir un mínimo con el objetivo de que el pistón no realice viajes sin líquido y deteriore las instalaciones de superficie por no tener líquido que amortigüe la llegada del pistón a superficie. Este parámetro también debe tener un límite superior para no dejar acumular una excesiva cantidad de líquido que pueda llegar a provocar un no arribo y un posterior ahogue.

Para asegurar un buen funcionamiento del sistema se realiza el seguimiento de una variable denominada Factor de Carga que se calcula de la siguiente manera:

$$\% \text{ Factor de Carga} = \frac{\text{Presión de Casing} - \text{Presión de Tubing}}{\text{Presión de Casing} - \text{Presión de Línea}} * 100$$

En la práctica, dicho valor no debería superar el 40 – 50% para asegurar un correcto funcionamiento del sistema, actualmente dicho cálculo se está adicionando a la Telemetría de nuestros pozos para hacer el seguimiento en conjunto con los gráficos de presión, de esta manera adicionaremos algún tipo de alarma que alerte al operador en caso que algún pozo supere el límite de Factor de Carga establecido.

PLUNGERS TIMERS										
F A S T	HH MM SS			Initial Fast	Current	Hist	Auto State			HH MM SS
							Deduct from Off-Time[OFF FST (-)]			
							Add to Afterflow[A/F FST (+)]			
G O O D	HH MM SS			Initial Good	Current	Hist	Afterflow			
							Tubing Off-Time			
							Minimum Off-Time			
S L O W	HH MM SS			Initial Slow	Current	Hist	Deduct from Afterflow [A/F SLW(-)]			
							Add to Off time [Off N/A(+)]			
N O A R R I V A L				Initial N/A	Current	Hist	Add to Off time [Off N/A(+)]			
							Maximum Off-Time			

Figura N° 10

En la Figura N° 10 se muestra el esquema de configuración de tiempos del controlador Auto Cycle Plus (4).

Para un arribo rápido del pistón, el controlador aumentará el tiempo de Afterflow con el fin de acumular más líquido en el fondo, que deberá ser elevado por el pistón en el próximo ciclo. También disminuirá el tiempo de cierre, con lo cual la presión acumulada en el Casing será menor y consecuentemente se dispondrá de menor energía de levantamiento.

Si la velocidad del pistón se encuentra en la ventana buena, el controlador no tomará ninguna acción sobre la configuración de las variables.

En caso de un arribo lento, se disminuirá el Afterflow con el objetivo de tener un slug más pequeño y se aumentará el tiempo de cierre para incrementar la presión acumulada en Casing, disponiendo de mayor energía de levantamiento.

Si el pistón no arriba, se incrementará el tiempo de cierre y se bajará el Afterflow. Cabe destacar, que se considera un “no arribo”, cuando el pistón no llega a superficie antes del tiempo máximo configurado para la apertura de la válvula neumática.

Para cada ventana se deberá establecer en que medida se tienen que modificar las variables (Step), es recomendable que los ajustes entre ciclos sean pequeños y se evalúe posteriormente la respuesta, logrando al final del día una buena optimización.

Para corregir las desviaciones, en el controlador existe una aplicación específica que permite realizar ajustes proporcionales, cuanto mayor es la desviación respecto a la ventana buena, mayores serán las correcciones en los tiempos de cierre y afterflow.

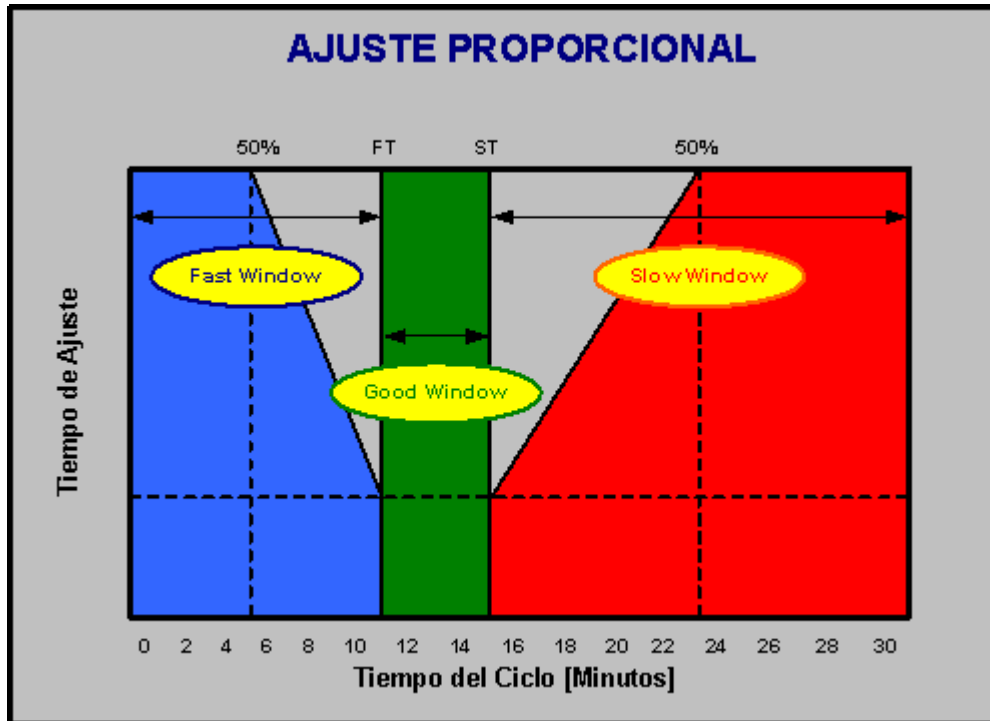
Estos ajustes proporcionales se realizan sobre la base del siguiente principio;

- Si la desviación es mayor al 50% respecto a la ventana buena, todo el step será sumado o restado a las variables correspondientes.
- Si el pistón llega un segundo antes del límite superior de la ventana buena o un segundo después del límite inferior de la misma ventana, se efectúa un ajuste mínimo del 25% del step sobre las variables.
- Para los ajustes intermedios en la ventana rápida se utiliza la recta formada a partir del punto que representa un tiempo del 50 % de desviación y un ajuste del 100% con el punto que representa el límite superior de la ventana buena al que se le asigna un 25%

de ajuste. Siguiendo el mismo procedimiento, se traza la misma recta para la ventana lenta.

Supongamos que la ventana rápida esta comprendida entre 0 y 10 minutos, y que el pistón llega a superficie en 6 minutos. Utilizando el grafico e ingresando con el tiempo de arribo, se corta la recta y se lee sobre el eje de ordenadas el porcentaje del ajuste a aplicar. En este caso sería del 85%. Si el step es de 2 minutos para el afterflow y 5 minutos para el tiempo de cierre, se deberá sumar al último valor de afterflow 1,7 minutos y deducir del tiempo de cierre 4.25 minutos.

En la Figura N° 11 se puede observar gráficamente el ejemplo detallado:



Otra de las opciones de trabajo del controlador es la de operar sin ajustes, registrando los viajes rápidos, buenos y lentos pero sin tomar acciones sobre el tiempo de afterflow y el tiempo de cierre en caso de que se presenten desviaciones respecto a la ventana buena.

Independientemente del tipo de opción de ajuste que se haya seleccionado (ajuste completo, ajuste proporcional, ajuste en la ventana lenta del afterflow), las correcciones en las variables pueden ser programadas para que se hagan si una desviación se repite una x cantidad de veces consecutivas fijada por el usuario.

Cada ventana posee un contador inicial y un contador actual. Inicialmente ambos contadores poseen el mismo valor configurado por el usuario, cada vez que se produce una desviación se disminuye el contador actual y cuando éste alcance el valor cero se realizan las modificaciones en los tiempos. Si luego de un viaje con desvíos respecto a los parámetros prefijados, el pistón llega a superficie en la ventana buena, el contador actual se iguala nuevamente con el contador inicial.

Otra de las características de este controlador es que cumple con la función de RTU posibilitando la transmisión de datos, se pueden configurar las variables a distancia, tener acceso on line de la evolución de la presión en el tubing, casing, línea en función del tiempo y así como visualizar los valores actuales e históricos.

Pacemaker

El Pacemaker fue originalmente diseñado para terminaciones tubingless de diámetro reducido y en pozos que tienen packer. Los pistones convencionales operan mejor, cuando el espacio anular (tubing / casing) está disponible para acumular energía de presión debido a que éste actúa como un gran separador durante el periodo de cierre. Por ejemplo, si observamos en la Figura N° 12 , donde se muestra la Relación Gas Líquido (RGL) necesaria para instalar un PL en pozos con y sin packer, podemos ver que para una profundidad de 10000 pies, un pozo sin packer requiere una RGL de 2800 pies³/bbl, el mismo pozo con packer necesita 5000 pies³//bbl. Esto se debe básicamente a que toda la instantánea de gas que aporta la entrecolumna para elevar el pistón a superficie cuando se abre la válvula neumática no está presente en un pozo con packer, por ende ese caudal de gas en este caso lo tiene que aportar el reservorio en un tiempo mínimo.

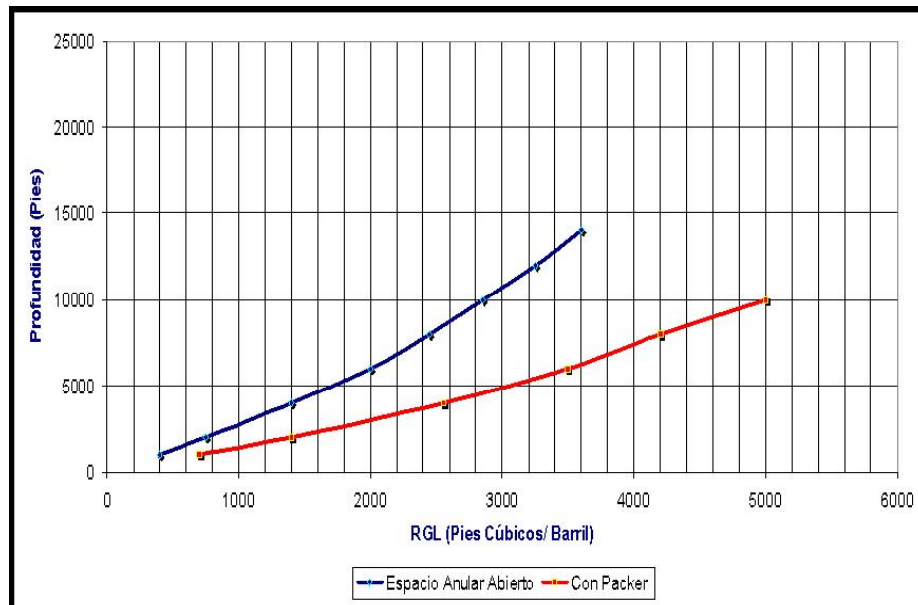


Figura N° 12

Por lo tanto la aplicación de los pistones tradicionales en pozos tubingless o con packer se ve limitada por el caudal de gas disponible.

Otros dos aspectos que se quisieron mejorar con la creación del Pacemaker son: reducir el tiempo de cierre para incrementar la cantidad de ciclos diarios y evitar grandes oscilaciones de presión que afectan el sistema de captación.

El principio de funcionamiento del Pacemaker no requiere de la utilización del espacio anular como almacenamiento de energía de Presión de Gas. Esto se basa en que este dispositivo efectúa muchísimos más ciclos por día (mayor a 100 ciclos diarios) con Slugs de líquido más pequeños, derivando en una Presión Dinámica de fondo más baja. Al elevar baches de líquidos muy pequeños en cada ciclo, la energía de levantamiento necesaria es mínima, dependiendo más de la velocidad del gas que de la presión.

El sistema está constituido por dos piezas interdependientes, un cilindro hueco y una esfera, como puede apreciarse en la Figura N° 13. El material de los pistones puede ser titanio o acero y la esferas pueden ser de nitrato de silicio, titanio, cerámica, acero o cobalto. La longitud de los pistones varía entre 6" y 12". Deben seleccionarse los materiales de ambas piezas para una relación específica entre el peso del cilindro y el peso de la esfera. El objetivo es usar la combinación con menor relación de peso. Dependiendo del caudal de gas puede ser necesario la combinación de materiales de mayor peso específico, dado que a mayor caudal, el flujo de gas puede evitar el descenso de las partes del pacemaker a contraflujo y de manera separada. Por otro lado, si la esfera

es muy pesada, se corre el riesgo de que en el ascenso el conjunto cilindro y esfera, se abra y se pierda la capacidad de sello. Respecto a la longitud del cilindro, a mayor longitud de pistón mayor eficiencia de sello y a su vez se dispone de mayor peso.



- Combinaciones más usadas para tubing de 2 7/8"
- 1-Cilindro de Titanio-Longitud:7" con esfera de nitrato de silica [3.1#]
 - 2-Cilindro de Titanio-Longitud:9" con esfera de titanio [4.1#]
 - 3-Cilindro de Titanio-Longitud: 12" con esfera de cerámica [5.3#]
 - 4-Cilindro de acero-Longitud :7" con esfera de cerámica [5.4#]
 - 5- Cilindro de acero-Longitud:9 " con esfera de acero [7#]
 - 6-Cilindro de acero-Longitud:10 " con esfera de cobalto[8.1#]

Figura N° 13

Como puede verse en la Figura N° 14, en superficie, el lubricador tiene una barra separadora "Separador Rod" que permite separar la esfera y el pistón hueco "Plunger Sleeve", cuando ambos llegan a superficie transportando el bache de líquido, dando inicio a la carrera descendente de la esfera, mientras el pozo sigue en producción.

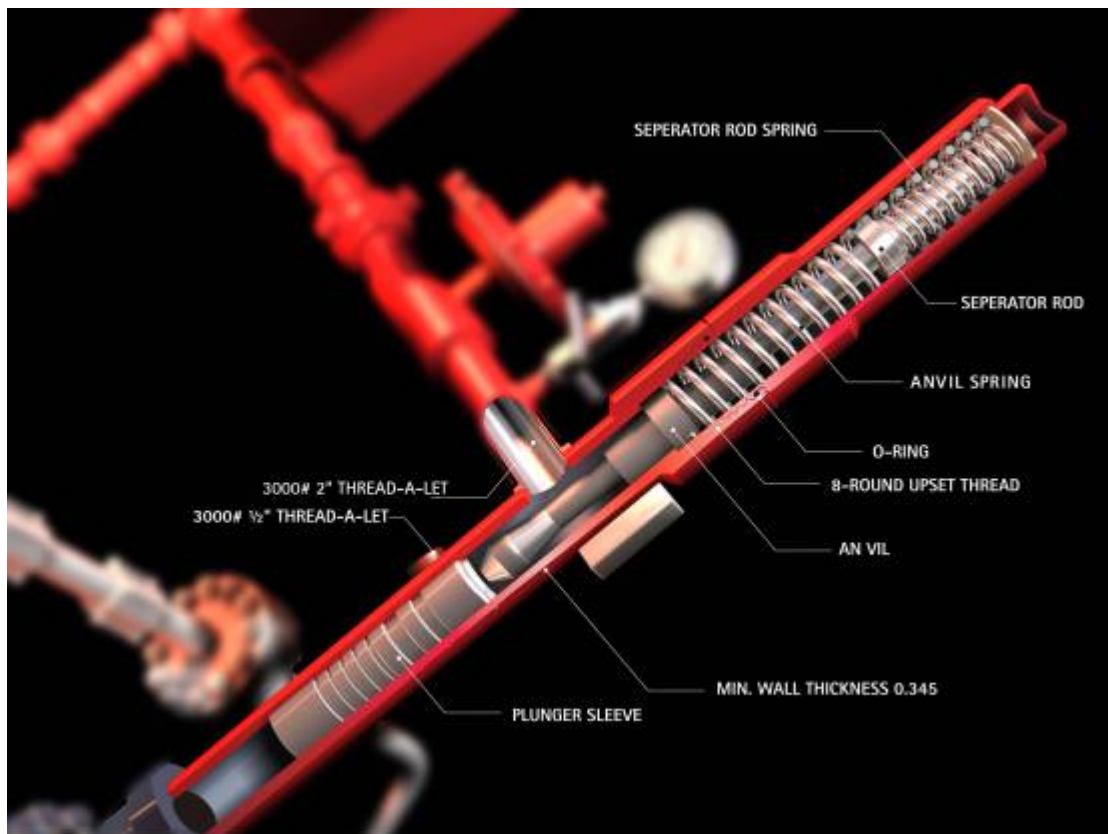


Figura N° 14

Ciclo del PACEMAKER:

Una vez que el pistón llega a superficie y el líquido es producido a la línea de conducción, el conjunto cilindro-esfera ingresa en el lubricador, este último es en apariencia similar a un lubricador de “Plunger Lift” convencional, pero difiere notablemente en sus componentes internos. La diferencia principal radica en la presencia de un vástago separador, cuya finalidad es producir la desvinculación de la esfera y del pistón cuando el conjunto llega armado a superficie. La barra separadora va soportada sobre una pieza denominada “Anvil”, sobre esta última van dos resortes de diferentes tamaños, que cumplen la función de amortiguar a la barra y al Anvil cuando el conjunto impacta en superficie.

La barra interna, provoca que la esfera se desprenda del pistón hueco y cuando la velocidad del gas no sea suficiente para sostenerla, comience a caer a contraflujo de la producción. Mientras esto sucede, el cilindro es retenido por la fricción creada por la misma corriente de gas en el lubricador.

El fabricante y nuestra experiencia nos dicen que la esfera puede caer a contraflujo de un caudal máximo de gas de aproximadamente 25.000 m³/d.

El vástago separador en su extremo inferior presenta una punta de mayor diámetro que el cuerpo de la barra. Esta punta produce una restricción o efecto “Choke” al caudal de gas, provocando un incremento de la velocidad en ese punto, ya que el gas debe pasar a través de la luz que queda entre el diámetro interno del pistón hueco y la barra separadora.

Este aumento de velocidad hace que el gas arrastre al pistón hueco, manteniéndolo en superficie dentro del lubricador mientras el pozo está en producción. Cuando el pistón tiende a caerse, el mayor diámetro de la barra en su extremo inferior hace que se disminuya la sección de pasaje provocando un aumento de velocidad del gas y el arrastre, elevando nuevamente el pistón a la parte superior del lubricador. Este proceso se repite mientras el pistón hueco está dentro del lubricador y uno puede escucharlo cuando está cerca de la boca de pozo.

Generalmente, para que el cilindro caiga es necesario anular el flujo de gas en el lubricador, por lo tanto se debe cerrar la válvula neumática por unos 10 segundos aproximadamente para que el pistón abandone el lubricador y comience su carrera descendente. Una vez que transcurren los diez segundos de cierre, la válvula neumática abre nuevamente y el pozo comienza a producir. El pistón hueco que antes descendía a pozo cerrado, ahora por ser hueco, lo hace con el pozo produciendo.

Mientras el pistón hueco o camisa está realizando la carrera descendente con gas a contraflujo, la esfera alcanza el fondo del pozo, quedando apoyada sobre el resorte.

Cuando el pistón llega al fondo del pozo, las dos partes se encuentran y la esfera se aloja en la cavidad de la parte inferior del cilindro, haciendo un acoplamiento perfecto entre los dos cuerpos, esto resulta en un cuerpo impermeable (similar a un pistón convencional)

Es ahí cuando inmediatamente el flujo de gas eleva ambas partes como un solo conjunto, ahora el gas es obligado a pasar a través de la luz entre la parte exterior del cilindro y el diámetro interno del tubing, la velocidad del gas provoca una fuerza de arrastre tal que eleva el conjunto a la superficie.

Una vez que ambos llegan a superficie con el slug de líquido, ingresan al lubricador impactando con la barra separadora, haciendo que nuevamente la esfera comience su carrera descendente, el pistón hueco permanece en superficie hasta que se produzcan los 10 segundos de cierre para que este salga del ensanchamiento de la barra separadora.

En la Figura N° 15 se muestra un esquema de las partes más relevantes del ciclo.

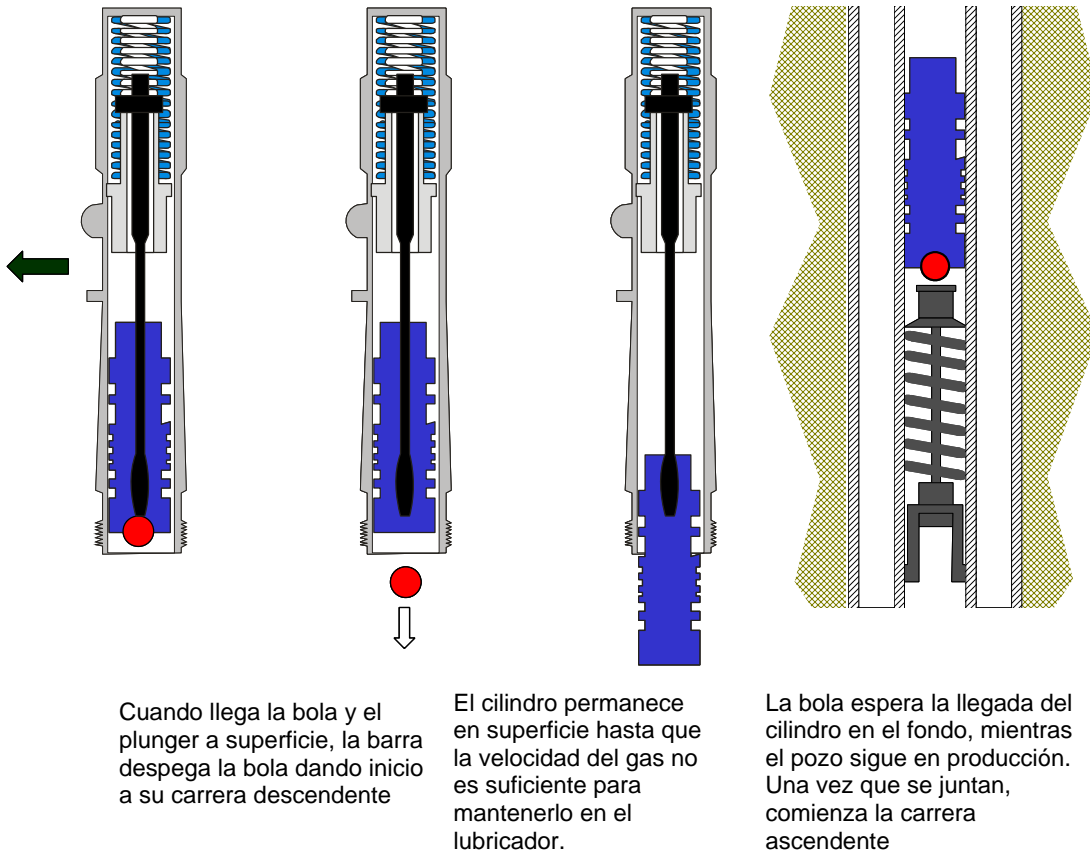


Figura N° 15

Debe tenerse la precaución de montar el lubricador sobre la válvula sobremaestra tal que el extremo del vástago separador se posicione por debajo de la cañería de producción. En caso contrario la esfera podría salir del tubing y alojarse en la cavidad formada con la línea de producción, ocasionando un descenso posterior al cilindro. La consecuencia es un funcionamiento inapropiado del pistón.

Otra particularidad respecto a la instalación de superficie, es que si la armadura no es de cuello extendido, la esfera puede quedar alojada en ella como puede verse en la Figura N° 16.

Esto puede causar que la camisa caiga antes que la esfera, cuando las partes se encuentran en el fondo, la esfera queda apoyada en la parte superior de la camisa. Si esto sucede en los sucesivos ciclos el conjunto no se separa y viaja seco, produciéndose la deformación de la barra (Figura N° 17)

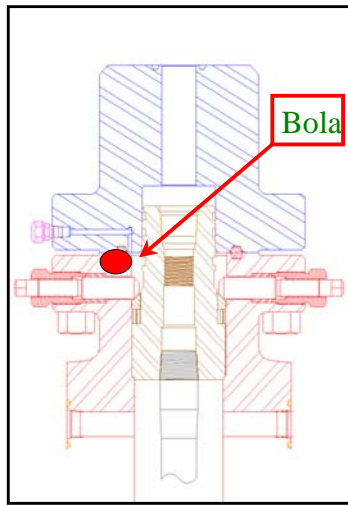


Figura N° 15



Figura N° 16

Respecto a la instalación de fondo existe un diferencia respecto al “Plunger Convencional”, el resorte de Pacemaker tiene la cabeza de pesca de titanio. La esfera y el pistón hueco viajan a velocidades mayores que los pistones tradicionales y el impacto podría deformar la cabeza de pesca del resorte si este no fuese de un material resistente que absorba el impacto. Desde el punto de vista operativo la rotura del punto de pesca puede generar inconvenientes a la hora de maniobrar con el equipo de slickline para remover el resorte

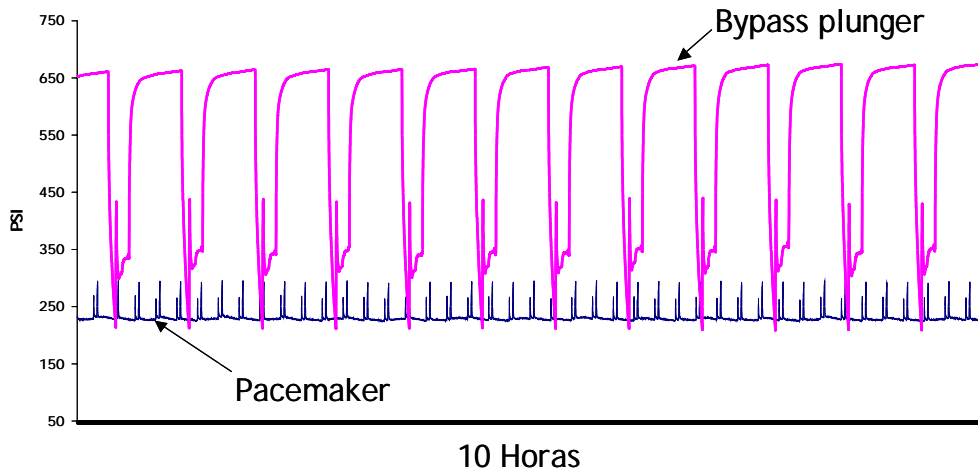


Figura N° 17

En la Figura N° 17 se puede observar la variación de la presión de tubing vs el tiempo, comparando un pistón con bypass y un Pacemaker, resaltándose el número de ciclos que realiza el Pacemaker respecto al Plunger con bypass.

Como se mencionó anteriormente, un Plunger Convencional requiere de 30 minutos a una hora de tiempo de cierre para que el pistón alcance el fondo, esto depende del tipo de Fluido, profundidad y eficiencia de sello.

El Pacemaker solamente requiere de 10 segundos a 1 minuto de cierre, necesarios para que la camisa salga de la barra separadora que se encuentra dentro del lubricador. La reducción del tiempo de cierre, conlleva a una mayor cantidad de ciclos y por ende una menor contrapresión a la formación. El Pacemaker realiza muchísimos más ciclos por día que un Plunger, transportando

mucho menos líquido en cada viaje. Debido a esto último, existe poco nivel de líquido enfrente a la formación, menor presión dinámica de fondo y mayor aporte de gas.

Otra de las ventajas que presenta el Pacemaker es que la presión dinámica de boca de pozo es muchísimo más constante, debido a que ya no es necesario tener importantes periodos de Build Up, para elevar el pistón y dejar que el mismo alcance el resorte de fondo. Como puede verse en la Figura N° 17 la presión dinámica de tubing en el caso del Pacemaker es muy estable, esto es muy favorable cuando se analiza la succión de la compresión

Para la instalación de Pacemaker debe considerarse:

- Pozos con plunger existentes, donde el tiempo se cierre se menor a tiempo de apertura.
- Pozos que hayan tenido una producción de gas superior 5700 m³/d antes de presentar problemas de carga de líquido. En forma conjunta debe analizarse la producción de líquido. Los pozos con Pacemaker están abiertos permanentemente, por lo tanto si el pozo tiene un producción elevada de líquido, el Pacemaker va a dejar de funcionar adecuadamente.
- Pozos Tubingless o pozos con packer.
- Pozos con caudales de gas inferiores a 25000 m³/d.
- Pozos que estén comenzando a tener problema de carga de líquidos.
- Pozos con compresores en boca de pozo.

Algo importante de destacar es que en el caso del Pacemaker no se necesita la entrecolumna como energía de levantamiento, debido al gran número de ciclos por día y a las pequeñas cantidades de líquido levantadas, este sistema no depende de la Presión sino de la velocidad del gas. Por esto último, este sistema es muy utilizado en pozos con Packer o del tipo Tubingless.

El Pacemaker debe funcionar con un mínimo de tres segundos de líquido en cada arribo, esto se debe a que con las elevadas velocidades con las que trabajan estos pistones, es recomendable que tengan un mínimo de líquido que amortigüe la llegada a superficie.

Conclusiones

- Los reservorios lenticulares multicapa de petróleo y gas se pueden producir de manera eficiente mediante Plunger Lift.
- La profundidad de la cola de tubing es un factor crítico para evitar futuros ahogues.
- El disponer del espacio anular sin utilizar Packer es fundamental para producir este tipo de pozos. Desde el punto de vista de Integridad de Pozos, al ser gas de baja presión, se reduce notablemente el riesgo al prescindir del Packer.
- El PL es un método de extracción muy económico que maneja de manera muy eficiente la producción simultánea de Gas y Petróleo.
- Los pistones de Flujo Continuo con bypass son muy eficientes en pozos de profundidades importantes, gran potencial de líquidos, fluidos viscosos, etc.
- Los pistones de Flujo Continuo con Bypass representan un caso intermedio entre los pistones convencionales y el Pacemaker.
- Pozos de gas que producen entre 25000 m³/d y 5000 m³/d son excelentes candidatos a Pacemaker.
- El Pacemaker es una metodología ya probada en la industria, con amplio éxito en su aplicación y representa el paso siguiente al PL Convencional en la vida de un pozo de gas.
- El Pacemaker es el único Plunger que puede ser conectado a un Compresor en boca de pozo.
- Los controladores Auto ajustables son una excelente opción en pozos con Packer, pozos Tubingless y en yacimientos donde la distancia entre pozos es importante.

Referencias:

1. Turner, R. G., Hubbard, M. G. and Dukler A. E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells" Journal of PetroleumTechnology.
2. Steve B. Coleman: "A new look at predicting Gas-Well Load-Up", JPT March 1991.
3. James Lea, Henry Nickens, Michael Wells: "Gas Well Deliquification Book-Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems".
4. Ferguson Beauregard: AutoCycle Plus, User Manual.