

EVALUACION DE SISTEMA DE PLUNGER LIFT EN EL LOTE X

Autor : Mario Alva Gutiérrez
Compañía : Perez Companc Del Perú S.A.

I. RESUMEN

Este trabajo presenta el sistema de levantamiento artificial de "plunger lift" con tecnología moderna, en su versión autónoma (aprovecha la energía propia del reservorio) y en la asistida (cuando el pozo productor no dispone de energía suficiente para elevar los fluidos hasta superficie), el cual ha sido probado con éxito en diez pozos de los yacimientos del Lote X utilizando controladores digitales programables, que basan su accionamiento en el monitoreo combinado de tiempos y presiones para la óptima operación del sistema.

La función del Sistema de Plunger Lift es proveer una interfase mecánica entre el líquido producido por el pozo y la energía dada por el gas del propio reservorio o inyectado. Los líquidos son llevados a superficie por el movimiento de un pistón libre viajando desde el fondo del pozo hacia la superficie. Esta interfase elimina el escurrimiento, aumenta la eficiencia y mantiene un bajo nivel de fluido.

La razón de esta prueba fue evaluar un sistema de extracción alternativo más eficiente que el bombeo mecánico en pozos con frecuentes problemas de interferencia y bloqueo por gas. Los pozos en los que se efectuó el ensayo se seleccionaron principalmente entre los de (suab) y desfogue a reactivar, cuya característica era $GLR > 500 \text{ pie}^3/\text{BI}/1000'$, los cuales, de haberles instalado bombeo mecánico hubieran producido con marcada ineficiencia.

II. INTRODUCCION

De los métodos de levantamiento artificial utilizados en el Lote X, el bombeo mecánico es el más utilizado con el 97%, le sigue el gas lift con el 2.5%; de estos últimos el 100% son del tipo intermitente. El plunger lift lo venimos aplicando recientemente y son las experiencias de campo y la tecnología aplicada la que nos llevo a efectuar este trabajo.

El principal objetivo de esta evaluación, que se efectuó en diez pozos del Lote X desde junio hasta diciembre de 1998 (6 meses), fue determinar si el plunger lift trabajaba con resultados satisfactorios para producir pozos de bajo aporte y alto GLR, en los cuales el sistema de bombeo mecánico muestra baja eficiencia de extracción y capacidad instalada ociosa. El objetivo secundario fue establecer si este sistema se podría utilizar en un mayor número de pozos y que criterios o mejoras practicas se deberían considerar para aplicar otras instalaciones de plunger lift, para la solución de otros problemas inherentes a los sistemas de extracción.

El Cuadro I muestra el pozo, profundidad efectiva, formación, estado productivo antes de la instalación, fecha y tipo de instalación. Debiendo anotarse que por tratarse de pozos reactivados la depleción de sus reservorios es rápida hasta su estabilización, siguiendo después una curva de declinación asintótica

El sistema Plunger Lift, quizás se pueda definir como una forma de gas lift pero más eficiente, pues su mayor ventaja es que limita el escurrimiento de fluido o fallback, en donde el pistón es esencialmente una eficiente copa de suab barriendo el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.

No se presentará un detalle de los fundamentos teóricos de la operación del Plunger Lift, por cuanto con el avance de la tecnología la parte matemática de su diseño se ha simplificado por la ayuda de los programas de computadora que suministran los fabricantes (Adjunto 1). Sin embargo, detallaremos el funcionamiento de los controladores electrónicos programables del plunger lift, como el usado en la evaluación de este sistema, por ser la clave del éxito y base de la filosofía de la operación de los modernos sistemas de Plunger Lift.

Las prestaciones de los modernos controladores permiten que, una vez que el sistema de plunger lift es instalado y queda operando, los operadores de campo empleen menos tiempo en la evaluación de cada pozo y eliminar la necesidad de ventear o descargar los pozos manualmente, lo cual podría traducirse en un aumento del número de pozos operados por recorridor.

La evaluación económica del proyecto indica alta rentabilidad, dando un PAYOUT de 8.6 meses en una situación muy conservadora. Los cálculos están basados en una inversión promedio de 8600 US\$/pozo y precio de la compresión de gas de 0.35 US\$/MCF.

III. TEXTO PRINCIPAL

1. DESCRIPCION DEL SISTEMA

El principio del Plunger Lift es básicamente un pistón libre actuando como una interfase mecánica entre el gas de formación o el gas de asistencia y el liquido producido aumentando la eficiencia del pozo.

La principal operación de estos sistemas está basada en la hipótesis que los pozos no poseen packers y tienen comunicación entre el tubing y el casing en la parte inferior de la sarta de producción. Esta consideración no es excluyente para la utilización del sistema Plunger Lift, pero su no cumplimiento requiere análisis especiales.

La operación del sistema se inicia por el cierre en la línea de producción mediante una válvula motora, comandada actualmente por un controlador automático programable, permitiendo que el gas de formación se acumule en el espacio anular(casing) por segregación natural. Después que la presión del casing aumenta hasta un cierto valor, se abre la línea de producción. La rápida transferencia de gas desde el casing al tubing, en adición al gas de formación, crea una alta velocidad instantánea que provoca un salto de presión entre el pistón y el liquido.

El pistón debe viajar desde el fondo de la tubería (Niple de Asiento) hasta la superficie, elevando una determinada cantidad de líquido en cada carrera ascendente, para luego volver a descender completando un ciclo (Figura 1). Sin esta interfase mecánica, sólo sería elevada una porción del liquido.

El Plunger Lift es un sistema de extracción el cual, en su versión Autónoma, aprovecha la energía propia del reservorio para producir petróleo y gas. Cuando no se dispone en el pozo productor, de la energía suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión y caudal adecuados, esta última aplicación se conoce como versión Asistida del Plunger Lift (Figuras 1 y 2).

2. EQUIPAMIENTO UTILIZADO CON SISTEMAS PLUNGER LIFT.

2.1. CONTROLADORES

Existen tres categorías básicas de controladores que determinan el ciclo de apertura y cierre de la válvula motora en la línea de flujo :

- Ciclo de Tiempo.- Son controladores elementales que manejan una sola variable, el tiempo, el cual puede ser modificado únicamente por el operador. Este controlador es principalmente un reloj mecánico o tipo digital, engranajes o ruedas sincronizadas y un sistema neumático. Responde a un intervalo de tiempo ajustado en la rueda que envía o bloquea una señal de abastecimiento de gas a una válvula motora. El tiempo determina la frecuencia y duración de la señal de abierto y cerrado.
- Controlador de Presión.- Son controladores elementales que operan sobre la válvula de producción, abriéndola a una presión y cerrándola a otra, ambas fijas y modificables por el operador.
- Controlador Electrónico.- Este controlador incorpora circuitos de estado sólido y obtiene la energía mediante baterías. Recibe las señales electrónicamente en lugar que neumáticamente. Controlan el sistema por combinación simultánea de tiempos y presiones, e igualmente según sean programadas pueden responder a otras señales externas, tales como presión diferencial casing/tubing, el cierre a la llegada del pistón, presión alta o baja, nivel del liquido o diferencial. Entre estos tenemos :
 - a.) Los controladores por presión diferencial (que es la representación en superficie de la diferencia de niveles de liquido en el casing y tubing).- Permiten trabajar con las cargas que la energía disponible pueda manejar, lográndose de esta manera una combinación tiempo-presión óptima para la operación del sistema, determinada por el pozo en sí y no por un programa rígido impuesto.
 - b.) Los controladores por tiempo autoajustables.- Permiten operar sobre el tiempo de cierre de la válvula de producción o el tiempo de flujo de gas posterior al arribo del pistón a superficie (retraso de cierre de válvula), en función del tiempo que tarde el pistón en llegar al lubricador a partir del

momento en que se abre la válvula de producción. Los mismos varían automáticamente los tiempos mencionados sin la intervención directa del operador

2.2. VALVULAS MOTORAS

Válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción y la inyección (en los pozos asistidos). Como accesorios de las válvulas se incluye un conjunto de separación y regulación para que el gas de instrumentos tenga la calidad y presión adecuadas.

2.3. LUBRICADORES

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a superficie. Consiste básicamente de un resorte, placa de tope y una tapa removible para la inspección del resorte. Normalmente lleva incorporado un sensor de arribos de pistón y un "catcher" de bola o leva con resorte, que atrapa al pistón para su cambio o por necesidad operativa. Se instala directamente sobre la válvula maestra.

2.4. PISTONES

Existen varios tipos de pistones, que operan con el mismo principio básico. Las variaciones van dirigidas a la eficiencia del sello y la fricción. Normalmente cada plunger tiene ciertas ventajas en una situación dada :

- Macizo con sello turbulento.- Este tipo consta simplemente de una serie de ranuras cortadas en una barra hueca o sólida. Puede o no incorporar un mecanismo de válvula interna dependiendo del fabricante y de la aplicación. El sello se efectúa mediante el movimiento rápido de gas por esas ranuras, formando un vórtice en cada ranura y ocurre una pérdida de presión que causa el movimiento del plunger. Los pistones macizos con sello turbulento se utilizan en pozos cuya producción de líquido no supere los 60 bls/día, siendo la viscosidad del mismo media o baja y la profundidad del pozo hasta 5500 pies. Si la profundidad es mayor o la viscosidad alta, este valor de producción diaria disminuye. Dentro de los valores consignados este puede considerarse como pistón universal. Tiene la ventaja de su bajo costo y sus larga duración.
- Con Almohadillas : Se utilizan en pozos cuya columna de tubing presenta irregularidades en el diámetro interior (abolladuras, incrustaciones, etc.), en los cuales el costo de intervención es elevado para el nivel de producción de los mismos o por las características propias del pozo.
- Con válvula de bypass.- Se utilizan en todo pozo que supere las condiciones de profundidad, viscosidad o producción del primer caso. Existen en las 2 versiones descritas (turbulento y con almohadilla). Su ventaja radica en la velocidad de descenso, al moverse mejor en líquidos de alta viscosidad. Esto le permite un mayor número de viajes, mejorando los parámetros operativos del pozo. Es un pistón más caro y de menor duración por sus características constructivas y operativas.

La función principal del plunger no es formar un sello hidráulico, sino una gran burbuja o bolsón de gas que realmente empujará el colchón de líquido.

2.5. INSTALACION DE FONDO

El ensamble de fondo consiste de un accesorio de tope y resorte. Su función es la de proporcionar un amortiguador en el extremo inferior del viaje del pistón. Las combinaciones dependen del tipo de tubería y el sistema mecánico de conexión del pozo. Esta conformado por :

- Resorte de Fondo (Bumper Spring) .- Este resorte va sobre el tope o cámara de válvula fija para actuar como amortiguador cuando el pistón llega al fondo. Cuenta con un cuello de pesca para su recuperación con wireline.
- Tope de Fondo.- Es el tope para el resorte, el cual puede ser cualquiera de los tres elementos siguientes :
 - Tope collar (Collar Lock) .- Este dispositivo llega al rebajo creado por las uniones de la tubería en el collar. Se instala y recupera con wireline.
 - Tope de la tubería (Tubing Stop).- Este tope con asiento ajustable permite instalarlo en el fondo del tubing que el operador requiera. Puede ser colocado y retirado del tubing con wireline.
 - Válvula de pie (standing valve).- Esta es una válvula fija de bomba normal con un cuello de pesca en un extremo para recuperarlo con wireline. Cuenta con anillo "NO GO" que llega a un niple de asiento de bomba normal.

3. INSTALACIONES UTILIZADAS EN PLUNGER LIFT

Dependen fundamentalmente de la amplitud de los perforados, de la energía del reservorio y si la cantidad de gas producido por el pozo es suficiente o no para elevar el pistón y fluido hacia la superficie.

Las instalaciones de Plunger Lift pueden clasificarse en tres tipos :

- Plunger lift convencional sin packer ni válvulas de gas lift.- Es la instalación más común, aplicable a pozos con suficiente gas de formación para elevar el fluido (Figura N° 3). La ventaja de no usar packer es que el anular tiene un buen espacio para almacenar gas suficiente para impulsar el pistón y el líquido encima de él hasta la superficie, ayudando así a los pozos con baja productividad. Sin embargo, en caso de necesitar inyección intermitente de gas dentro del casing esto provocará una contrapresión a la formación reduciendo el flujo de petróleo al pozo.
- Plunger lift con packer, válvula de pie con retención y válvulas de gas lift.- Esta instalación es utilizado en pozos con cortos intervalos perforados y que tienen energía suficiente para fluir (Figura N° 4). La válvula de gas lift es para los casos que el pozo no tenga energía para fluir solo y tenga que ser ayudado con inyección de gas.
- Plunger Lift con líneas paralelas (BLT).- Esta instalación es utilizada en pozos de baja presión dereservorio y con bajo aporte de gas (Figura N° 5). Con la finalidad de no contrapresionar la formación, la inyección se gas se efectúa por una la línea paralela comunicándola con el tubing a través de una válvula de gas lift.

4. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS

Para la evaluación del sistema Plunger Lift se seleccionaron los pozos bajo los siguientes criterios técnico - operativos :

- Pozos de Alto GOR y de bajo aporte productivo, en los cuales el sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por la interferencia frecuente de gas al operarlos con niveles de sumergencia muy escasos.
- GLR actual e histórico de los pozos sea mayor a 500 pie³/bl/1000pies, es muy importante conocer si el pozo tendrá la suficiente Presión de gas para levantar el pistón y liquido.
- El restablecimiento de presión en el casing sea mayor de 250 psi en 3 horas
- La contrapresión de la línea no debe ser muy alta porque disminuye la velocidad de flujo y por consiguiente requerirá un mayor consumo de gas para elevar el pistón y liquido a superficie.
- No considerar pozos que producen arena, que pueden proceder de formaciones poco consolidadas o arenas de frac. El plunger puede correr el riesgo de pegarse o que la arena obstruya el cierre de la válvula motora de producción.
- La tubería de producción debe tener una superficie pareja, con el fin de que la presión necesaria para mover el pistón sea sólo la que resulte de dividir el peso de la herramienta por el área seccional del tubing, la cual esta en el orden de una presión diferencial de 3 a 7 psi
- La presión neta, identificada como la presión del casing menos la máxima presión en la línea durante el ciclo de operación, sea suficiente para levantar los volúmenes de producción esperados. Como regla práctica se considera que la cabeza hidrostática a levantar por el plunger (taco de líquido en el tubing) esta en el orden del 50 a 60% de la presión neta.
- Dependiendo de la producción del pozo, seleccionar plunger con o sin bypass.
- Correr programa de diseño por computadora para determinar si los parámetros de operación requeridos se ajustarían a las características analizadas arriba.

Lo más importante para la instalación de este sistema es la correcta elección del pozo, ya que ponerlos en régimen es un trabajo que demanda horas de supervisión hasta lograr su estabilización. En algunos casos, debido al continuo seguimiento que se le debe brindar, se abandona la utilización del plunger lift.

5. POZOS SELECCIONADOS

Con los lineamientos establecidos en el punto 4 y con la premisa principal de reactivar la producción, se reviso el historial de un grupo de pozos inactivos y/o con problemas, eligiendo los pozos siguientes, cuya información se detalla en el Cuadro I :

- Pozo 7893 Peña Negra .- Pozo inactivo desde fines de 1996, por el cual se inyectaba gas para mantenimiento de presión en una de las 2 formaciones productivas abiertas, cuya arena aislada tenía un alto aporte de gas. Por esta razón se descontaba que trabajaría como autónomo, porque el gas que podría producir superaba al necesario y por su corta distancia a la batería.
- Los pozos 5682D Organos Sur, 1615 Peña Negra y 6552 Taiman se encontraban inactivos.- Fueron seleccionados de los pozos a reactivar, principalmente por su característica de alto GOR y por la rápida restauración de la presión de cabeza (entre 250 psi y 400 psi en 2 horas de cierre). En cada uno de estos pozos se considero adicionalmente lo siguiente : Pozo 5682D su cercanía y cota

casi similar al de la batería hizo que sea seleccionado para Plunger Lift autónomo; pozo 1615 su cercanía y cota positiva, pero por su profundidad se planteo que inicie como asistido; y el pozo 6552 Taiman por su cota negativa y lejanía a la batería se considero que trabajaría como asistido.

- Pozo 7562D Peña Negra, producía con Gas Lift BLT. Fue seleccionado porque requirió efectuar pulling por deficiencia de las válvulas de Gas Lift, con la finalidad de buscar una mejor alternativa para producirlo más eficientemente, mediante un sistema asistido.
- Los pozos 6338 y 7548 Carrizo, el cual producía por desfogue periódico. Su característica de alto GOR, rápida restauración de la presión de cabeza y cercanía a sus respectivas baterías, permitió considerarlos para Plunger Lift autónomo.
- Pozo 5978 Ballena, de desfogue que se encontraba inactivo. Fue seleccionado de los pozos a reactivar, principalmente por su característica de alto GOR y por la rápida restauración de la presión de cabeza de 400 psi en 2 horas de cierre. Se considero hacerlo trabajar con Plunger Lift asistido por su lejanía y cota negativa con respecto a su batería.
- Pozo 6902 Peña Negra, desactivado en diciembre de 1996, por prevención al Fenómeno del Niño (se encontraba en el lecho de una quebrada). Su característica productiva, alto GOR y cercanía a la batería fue la razón para proponerlo como autónomo.
- El pozo 6349 Carrizo, producía con equipo de bombeo mecánico con problemas de carbonato, gas y corrosión, se reemplazo por Plunger Lift - BLT debido a que el espacio anular superior se aisló con Packer por ser la zona productora de agua corrosiva (de 424' a 628') no dejando lugar para la segregación del gas, lo cual haría muy deficiente al bombeo mecánico. Entonces, sólo se produciría la zona de 1256' a 1375' con Plunger Lift asistido.

6. EQUIPAMIENTO UTILIZADO EN LA EVALUACION

6.1. Instalación de Subsuelo

- El Plunger Lift Convencional (sin Packer ni válvulas de Gas Lift) en 9 pozos, de los cuales 4 fueron autónomos y 5 asistidos.
- El Plunger Lift-BLT (con sarta paralela y Packer) en 1 pozo en la versión de asistido.

Conformado básicamente por el equipamiento descrito en los puntos 3.2 y 3.4, con las siguientes variantes :

- Niple de asiento : Del mismo tipo que el utilizado para las bombas convencionales de bombeo mecánico, ubicándolo a un tubo menos del extremo inferior de la tubería de producción.
- Resorte Amortiguador (Bumper Spring) más Asiento de Copas sin retención, el cual se baja con la tubería o con cable. Para los casos en el cual la tubería ya está instalada y se desea ubicar este resorte a menor profundidad, se cuenta con la alternativa del "Tubing Stop".
- Mandrel de Gas Lift para instalar tubería de 1" en paralelo, tipo BLT. Este mandrel se ubica entre el Asiento del resorte amortiguador y el Packer, adicionalmente para evitar que el gas de inyección ingrese a la formación, se coloca una "standing valve" en el extremo de los tubos (debajo del Packer)

6.2. Instalación de Superficie

El equipamiento de Plunger Lift de superficie está conformado básicamente por el equipamiento descrito en los puntos 2.1, 2.2 y 2.3, y un controlador electrónico computarizado alimentado con baterías recargables que reciben la energía desde un panel solar. Los controladores en mención tienen la opción de programarse en función si el pozo es autónomo o asistido.

El controlador utilizado en la evaluación trabaja por combinación de presión y tiempo, es capaz de monitorear las tres presiones presentes en cualquier boca de pozo (casing, tubing y línea), incluyendo la posibilidad de permitir la programación de parámetros de presión diferencial casing/tubing, controlando las aperturas y cierres de las válvulas motoras de producción e inyección.

Las posibilidades que ofrece el controlador son :

- Programación como timer on-off puro.
- Programación como presostato hi-low puro.
- Programación por combinación de presión y mínimo tiempo de cierre o cualquier otra combinación posible.
- Posibilidad de producir el pozo mediante la elección de la carga a elevar en cada ciclo, por la utilización de la presión diferencial, asegurando así que la energía disponible sea suficiente para realizar el ciclo.

- Acumulación en memoria del total de arribos de pistón.
- Acumulación del total de aperturas de la válvula de producción.
- Acumulación del tiempo total de apertura de la válvula de producción.
- Acumulación del tiempo total de cierre por no arribo del pistón.

7. PREPARACION E INSTALACION

Al igual que para la instalación de cualquier sistema de levantamiento artificial en la instalación del Plunger Lift se prepara el pozo para una óptima operación, teniendo en cuenta lo siguiente :

- Registrar y evaluar el tamaño y condición mecánica del tubing. Con wireline correr drift al tubing y cambiarlo de ser necesario. Si el tubing tiene restricciones, hueco o pérdida, es determinado o se sospecha, efectuar pulling para corregir el problema antes de instalar el sistema de plunger.
- El diámetro interno de la válvula maestra del cabezal del pozo debe ser igual al interior del tubing, a efectos que el plunger selle en la carrera de ascenso cuando pasa por la válvula y no quede trabado en su carrera de descenso (si el diámetro de paso de la válvula es mayor, el pistón puede inclinarse trabarse).
- Revisar que las conexiones de las líneas de superficie estén debidamente apretadas para soportar las presiones.
- Las válvulas de control de control deben estar dimensionadas a la presión máxima de trabajo.
- Revisar las luz de la cabeza del pozo, incluyendo las válvulas maestras y tees de flujo, deben ser del mismo diámetro que el de la tubería.
- Retirar el packer si el pozo lo tuviera, y colocar un niple de asiento en el tubing a efectos de asentar el amortiguador de fondo, sobre él.
- En pozos de poco aporte y amplia ventana de punzados se ubica la punta de los tubos no mayor de 200' del fondo del pozo. Si el pozo fuera de buen aporte y ventana de punzados pequeña sería mas recomendable colocar la punta de tubos encima de los punzados.
- Si la cantidad de liquido acumulado en el tubing previo a la puesta en marcha, fuera excesiva y no podrá ser elevada a superficie por el pistón, deberá alivianarse la columna mediante pistoneo.

8. EVALUACION DEL SISTEMA.

8.1. PRODUCCION DE LOS POZOS

Durante el período de evaluación de 6 meses, que se inicio en la última semana de junio de 1996 con la primera instalación (Cuadro I), se observo los siguiente :

- Pozo 7893 Peña Negra .- Pozo programado inicialmente para trabajar en forma autónoma, sin embargo al arrancarlo (debido al alto aporte de liquido) tuvimos que asistirlo. Incremento la producción en 15 bpd (Cuadro N° 2). El Controlador fue configurado con Presión Máxima de Casing de 250 psi, tiempo de válvula cerrada de 8 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 3 a 4 minutos y Presiones diferenciales (Pcasing - Ptubing) de 30 a 40 psi. En tanto la producción fue declinando los volúmenes de gas y presión fueron disminuyendo, bajando la presión del casing a 220 psi, manteniendo los otros parámetros casi estables. En este pozo se noto deterioro en la parte superior del pistón producto de los fuertes golpes en los arribos a superficie. En líneas generales en este pozo el sistema trabajo sin problemas significativos.
- Pozo 5682D Organos Sur.- Produjo durante todo este período como autónomo, incrementando la producción en 6 bpd (Cuadro N° 2). El Controlador fue configurado con Presión máxima de casing de 250 psi, tiempo de válvula cerrada de 10 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 3.5 a 4.0 minutos y Presiones diferenciales de 20 a 30 psi. En tanto la producción fue declinando los volúmenes de gas y presión fueron disminuyendo, se bajo la presión del casing a 170 psi, manteniendo los otros parámetros casi estables. En líneas generales en este pozo el sistema trabajo sin problemas significativos, sólo se ahogo una vez a causa de la desconfiguración de la programación debido a interferencia en la electrónica por las ondas de radio emitidas por la radio portátil del recorredor.
- Pozo 1615 Peña Negra.- Produjo durante todo este período como asistido, incrementando la producción en 6 bpd (Cuadro N° 2). El Controlador fue configurado con Presión máxima de casing de 290 psi, tiempo de válvula cerrada de 14 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 5.5 a 6.0 minutos y Presiones diferenciales de 25 a 35 psi. En tanto la producción fue declinando los volúmenes de gas y presión fueron disminuyendo, se bajo la presión del casing a 250 psi,

manteniendo los otros parámetros casi estables. Este es uno de los pozos más estables que trabajan con este sistema.

- Pozo 6552 Taiman.- Produjo durante todo este período como asistido, incrementando la producción en 6 bpd (Cuadro N° 2). El Controlador fue configurado con Presión máxima de casing de 350 psi, tiempo de válvula cerrada de 16 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 5.5 a 6.0 minutos y Presiones diferenciales de 25 a 35 psi. Este pozo fue el más difícil de ponerlo a régimen, debido a dos parámetros muy importantes la presión disponible en el sistema (fluctuante entre 300 psi y 360 psi) y la contrapresión en la línea de flujo (6000' de longitud). En este pozo se nota un tiempo de llenado del anular muy largo, debido a que la presión del sistema esta muy cerca a la máxima presión de casing configurada y que parte del gas ingresa a la formación.
- Pozo 7562D Peña Negra.- Produjo durante todo este período como asistido, incrementando la producción que tenía con gas lift en 25% (Cuadro N° 2) y disminución del consumo de gas de inyección de 50%. El Controlador fue configurado con Presión máxima de casing de 550 psi, tiempo de válvula cerrada de 14 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 3.5 a 4.5 minutos y Presiones diferenciales muy variables de 90 a 160 psi. Este pozo requiere trabajar con alta presión de casing debido a la contrapresión en la línea de flujo (7000' de longitud).
- Los pozos 7548 y 6338 Carrizo.- Produjeron del modo autónomo, incrementando la producción en 6.5 bpd (Cuadro N° 2). Ambos fueron configurados con Presión máxima del casing de 250 psi, tiempo de válvula cerrada 16 minutos y sus tiempos de arribo del pistón estuvieron entre 2.5 a 4 minutos respectivamente. Por el bajo aporte del 6338 (1.5 bpd) se recupero el equipo para reinstalarlo a otro pozo.
- Pozo 5978 Ballena.- El mejor pozo de todos los que se eligieron para esta evaluación, incremento la producción en 90 bpd (Cuadro N° 2). En este pozo se evaluó con buena performance el pistón macizo con bypass dado el alto aporte inicial del pozo (entre 220 a 110 bpd en el primer mes). El Controlador fue configurado con Presión máxima de casing de 280 psi, tiempo de válvula cerrada de 8 minutos, con tiempos de arribo del pistón de 2.0 a 2.5 minutos y Presiones diferenciales de 40 a 70 psi, produciendo a tanque en locación, debido a la contrapresión en la línea de flujo (6000' de longitud y cota negativa) y la presión máxima del sistema era de sólo 400 psi. No se pudo producir eficientemente a batería ya que se ahogaba con frecuencia.
- Pozo 6902 Peña Negra.- Trabajo inicialmente en forma autónoma pero a los pocos días de instalado fue convertido a asistido. No incremento producción, ni se tuvo buenos resultados por el muy bajo aporte del pozo (Cuadro N° 2). Además existieron problemas de mucho liquido en el gas de inyección que origino falla en la válvula de control. Se recupero el equipo.
- El pozo 6349 Carrizo.- Produjo durante todo este período como asistido, produciendo el 60% de la producción que se tenía con bombeo mecánico, lo cual se explica porque al colocar el packer a 1224' para aislar la zona productora de agua corrosiva (que origino dos pulling en 10 meses con bombeo mecánico) incremento la contrapresión contra la formación disminuyendo su aporte productivo. La instalación de plunger lift utilizada fue la de Packer con inyección de gas tipo BLT, en el cual no se puede controlar la presión del anular. Por esta razón el Controlador se uso con una programación de tiempos ON - OFF puro. El Controlador fue configurado con tiempos de cierre y apertura de ambas válvulas en forma simultánea. El cierre se programo en 10 minutos y una purga de 3 minutos, tiempos de arribo del pistón de 40 a 60 segundos. El pozo trabajo casi sin problemas.

8.2. MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS.

- Por la característica de las instalaciones de fondo, el tiempo de vida útil es largo porque normalmente no esta sujeto a mucho desgaste o deterioro, descontando cualquier condición severa de arena o corrosión, no requiriendo ningún mantenimiento. Igualmente sucede con los lubricadores y catcher.
- El Pistón, por ser la única parte con mayor movimiento, requiere cierta atención, dependiendo del tipo y material del cual está construido. El desgaste del pistón es un factor critico de este sistema, cabiendo mencionar que durante el período de evaluación se rompieron 2 plunger (Pozos : 7548 y 7893) y en los otros 6 se notan huellas de fuertes golpes, esto debido a que estuvieron corriendo a velocidades encima de 1000 pie/minuto, como resultado de las pequeñas cargas y alto diferencial con que se estuvo trabajando, lo mismo que fue remediado en parte ajustando los ciclos. Otro elemento que puede tener menor tiempo de vida útil es el resorte del lubricador debido a los fuertes golpes a los que están expuestos por la alta velocidad de los pistones.
- Los controladores electrónicos (estado sólido) requieren muy poco mantenimiento; sus cajas herméticas protegen los circuitos eléctricos del agua y polvo.

8.3. REQUERIMIENTO DE SUPERVISION

Los controladores programables pueden reducir la cantidad de veces que al operador le toma estar en una locación, esto reduce los costos de operación y ayuda a lograr una cantidad de pozos mayor por operador manteniendo una máxima producción.

8.4. RECUPERACION DE LOS EQUIPOS

Los pozos reactivados en los cuales se evaluó este sistema produjeron muy cerca a la depleción, por lo que es una ventaja que este sistema pueda recuperarse y moverse a otro pozo en forma barata, pues el equipo de subsuelo es 100 % recuperable sin el uso de unidad de pulling y conjuntamente con el equipo de superficie, es fácil de transportar.

8.5. Los controladores programables (inteligentes) muestran ser la llave para hacer el plunger lift un sistema viable, por lo que consideramos que los controladores de nueva generación con telemetría ayudaran a optimizar las condiciones de operación de manera más rápida.

8.6. La velocidad del pistón se calcula midiendo el tiempo que toma el pistón en alcanzar la superficie, detectado por el sensor magnético localizado en el lubricador, y la profundidad del pozo.

9. ANALISIS ECONOMICO

El cuadro N° III muestra el análisis económico del proyecto, en el cual con el incremento de producción obtenido de 139 BPD se alcanza la recuperación de la inversión (PAYOUT) en 3.2 meses. En una situación más conservadora, si no se hubiera reactivado un pozo de la producción del pozo 5978 Ballena (85 BPD) el incremento sólo hubiera sido de 62 BPD con los cuales el PAYOUT se hubiera alcanzado en 8.1 meses y un VAN positivo en 5 años del orden de 325970 US\$.

En adición a este simple método de análisis económico, se puede notar que una parte de este incremento de producción son reservas adicionales, ya que algunos de estos pozos fueron cerrados por limite económico

IV. RESULTADOS

- EL sistema Plunger Lift permite trabajar con niveles de sumergencia muy bajos (presiones diferenciales de 10 a 90 psi), mejorando la eficiencia de extracción al producir los pozos a depleción. Sin embargo, se tiene que minimizar la contrapresión a la formación para maximizar el influjo.
- El sistema Plunger Lift es una alternativa efectiva frente al sistema de bombeo mecánico, principalmente cuando se produce pozos marginales y de alto GOR.
- La recuperación de un promedio de 4400 Bbls. de petróleo mensual de 10 pozos durante el período de evaluación.
- Menor inversión inicial y menor costo de instalación frente al sistema de bombeo mecánico u otros sistemas de producción, con un tiempo de retorno de la inversión de aproximadamente 3.2 meses.
- Menor costo de producción, debido a : - Disminución de por lo menos 1 intervención pozo/año; - Ahorro de energía (el controlador trabaja con panel solar); - Menores costos por mantenimiento de los equipos de bombeo mecánico; - Ahorro de mano de obra (no cuantificado); - Eliminó las cartas dinamométricas y niveles de fluido. En ningún pozo se manifestó la acumulación de parafina en los tubos.
- En el casos de los pozo autónomos no es necesario energía externa. Sin embargo en los pozos asistidos se inyectó alrededor de 750 pie³/BI/1000pie de gas.

V. CONCLUSIONES

- El incremento del interés por sistemas de plunger lift es una combinación de los actuales cambios económicos y el mejoramiento del equipamiento del plunger. El desarrollo de nuevos equipos y

técnicas han ampliado el espectro de pozos que pueden ser producidos con una apropiada aplicación del plunger.

- La principal ventaja del uso del plunger para la producción de un pozo es el aspecto económico. En primer lugar, en nuestro caso el costo promedio del equipamiento de plunger y línea de suministro de gas para un pozo, más algún servicio que depende de la compañía que suministra el equipo, comparando con el costo a una unidad de bombeo con motor eléctrico (para producir el mismo pozo), es de 2 a 3 veces menor.
- Otra ventaja del plunger lift versus el bombeo mecánico son los costos operativos. Generalmente lo único que se desgasta es el pistón. Si se inspecciona mensualmente y se nota desgaste, puede cambiarse o repararse a costo mínimo, para una operación continua.
- La conveniencia de usar este sistema en pozos de alto GOR es obvia, ya que dichos resultados son contundentes, confirmando que es un sistema bastante económico y se deberá considerar junto con otras formas de producción artificial.
- Es indispensable estudiar la factibilidad de instalar éste sistema como reemplazo de los sistemas de extracción más utilizados en los pozos que reúnan las características indicadas.
- En la mayoría de los pozos evaluados se requirió gas comprimido para el arranque de los pozos, por lo que para evitar la contrapresión a la formación será de mucha aplicación la instalación de Plunger Lift con línea paralela (BLT) para la inyección de gas.
- Los pistones son un efectivo método mecánico para el control de la deposición de parafina y carbonato en el tubing.
- El entrenamiento de los operadores es fundamental para el éxito de su operación.

VI. CONTRIBUCIONES TECNICAS

La contribución técnica de este trabajo radica en que da a conocer lo siguiente :

- Los pistones del tipo turbulento con bypass que permiten reducir el escurrimiento casi a cero en la tubería de producción e incrementar la velocidad de caída con lo que se logra para tener mayores ciclos (mayor capacidad de extracción).
- La manera como el moderno sistema de plunger lift, con controlador electrónico programable, superó el problema operativo de ahogamiento de los pozos, que anteriormente tenían, debido a que sus controladores manejaban sólo un parámetro a la vez (tiempo o presión).
- La aplicación de controladores inteligentes (microprocesadores) como base para pasar al nivel siguiente de control y medición a distancia (telemetría), factor importante para mejorar el gerenciamiento de la producción.
- La aplicación de la instalación Plunger Lift - con línea paralela (BLT) y válvula de gas lift para la inyectar gas sin contrapresionar la formación.

ILUSTRACIONES

1. Puente de Producción con Plunger Lift Autónomo.
2. Puente de Producción con Plunger Lift Asistido.
3. Instalación de subsuelo Plunger Lift Convencional.
4. Instalación de subsuelo Plunger Lift con Packer.
5. Instalación de subsuelo Plunger Lift - BLT con válvula gas lift.

BIBLIOGRAFIA

- Características del sistema de extracción y petróleo "Plunger Lift".
CASING S.A. ---MULTI products.

- Introduction to Plunger Lift : Applications, advantages and limitations.
E. Bauregard and. P.L. Ferguson
- Technology of Artificial Lift Methods - Brown
- Combinacion de Gas Lift - Pistón para incrementar la producción.
- Gerald W. White. - Traducido por Luis Ramirez - CASING S.A.

CUADRO II

CURVA DE PRODUCCION



CUADRO III

EVALUACION ECONOMICA

I. BASES PARA CALCULO

	AÑOS	1	2	3	4	5
PRODUCCION(BPD)		62				
PRODUCCION(BPM)		1860				
PRODUCCION ANUAL		22630.0	19235.5	16734.9	15061.4	13555.3
GAS CONSUMIDO(MPCA)		30380	28405	27184	26912	26643
DATOS ECONOMICOS						
PRECIO DE CRUDO(\$/BI)		12			COSTO DE EQUIPOS	85900
REGALIAS		22.50%			DEPRECIACION (5 AÑOS)	17180
COSTO OPERATIVO (\$/D)		100.00			TASA DE INTERES	15%
IMPUESTOS RENTA		2			COMPR. DE GAS (\$/MPC)	0.35

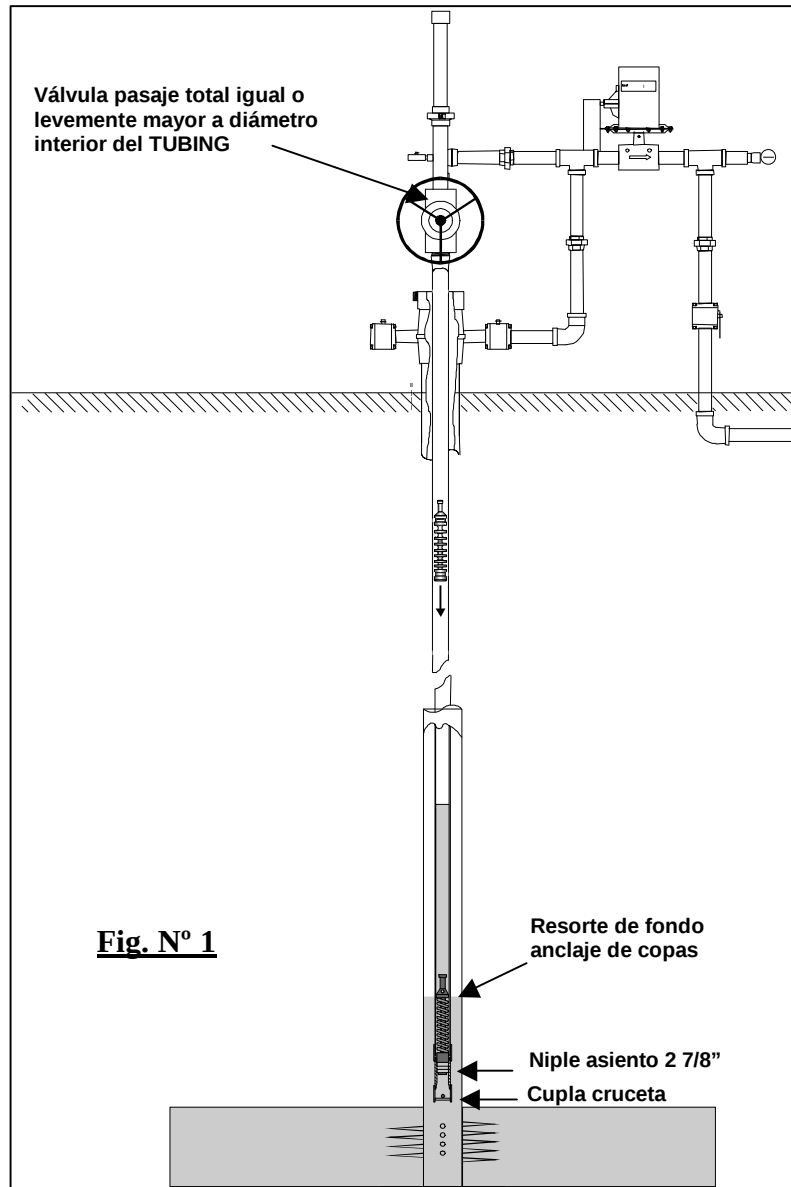
II. ANALISIS ECONOMICO

PERIODO	INVERSION	PRODUCCION ANUAL	INGRESOS	REGALIAS	COSTOS OPERATIV.	I.A.D.I	I.A.D.I	F.C.S.D.	F.D.	F.C.N.
0	115000							-115000	1.0000	-115000.0
1		22630	271560	61101	53163	157296	154150	171330	0.8696	148982.6
2		19236	230826	51936	52472	126418	123890	141070	0.7561	106669.2
3		16735	200819	45184	52044	103590	101518	118698	0.6575	78046.0
4		15061	180737	40666	45919	94152	92269	109449	0.5718	62577.6
5		13555	162663	36599	51855	74209	72725	89905	0.4972	44698.5

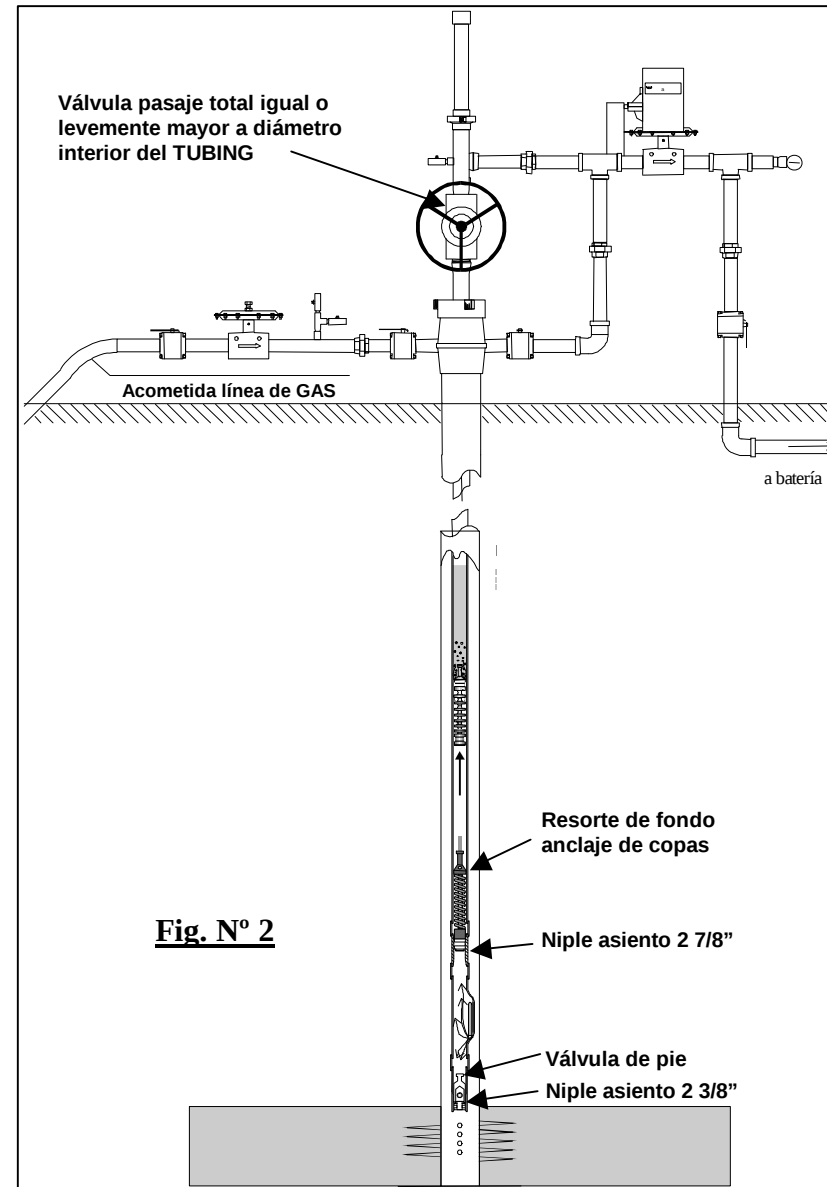
PAYOUT : 8.1 MESES

VAN : 325974.03 US\$

PUENTE DE PRODUCCION PLUNGER LIFT



PUENTE DE PRODUCCION PLUNGER LIFT



INSTALACION PLUNGER LIFT
PACKER

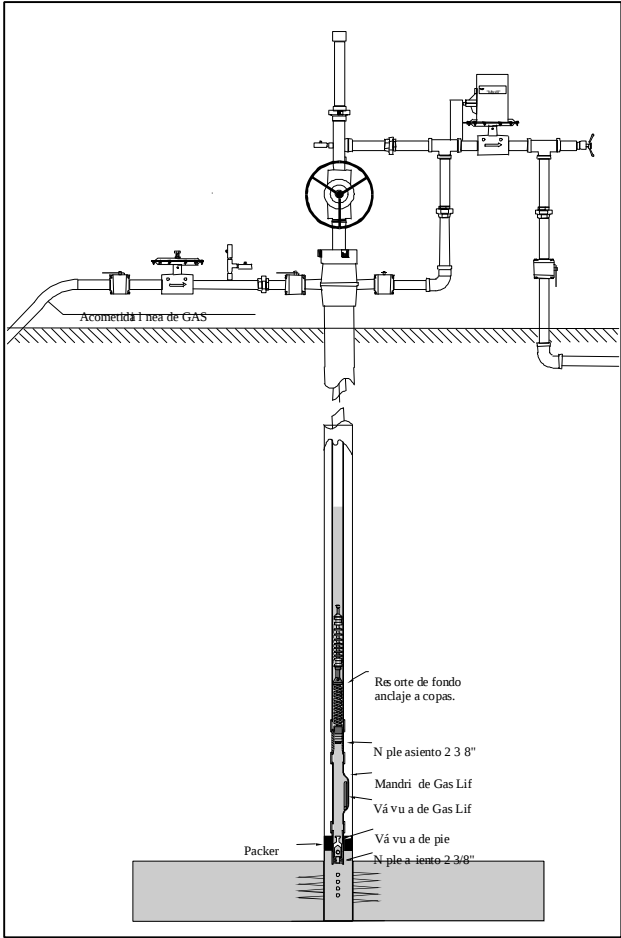


Fig. N° 4

INSTALACION PLUNGER LIFT
CONVENCIONAL

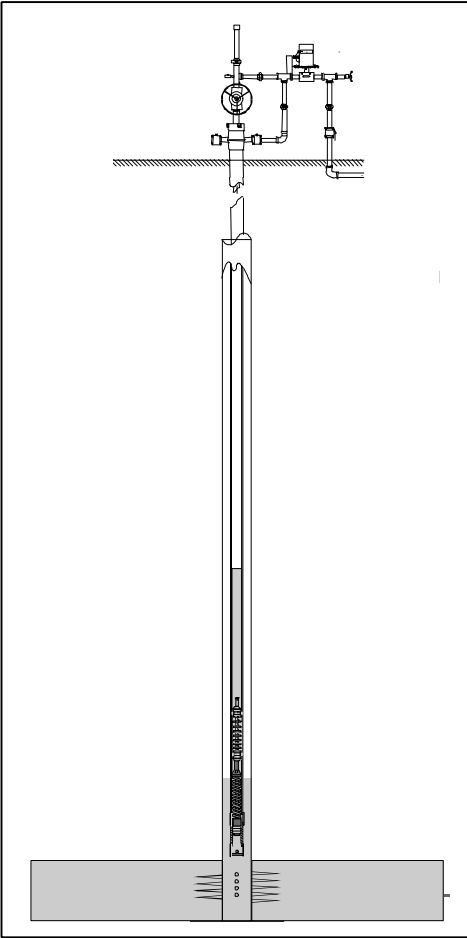


Fig. N° 3

INSTALACION PLUNGER LIFT
BLT

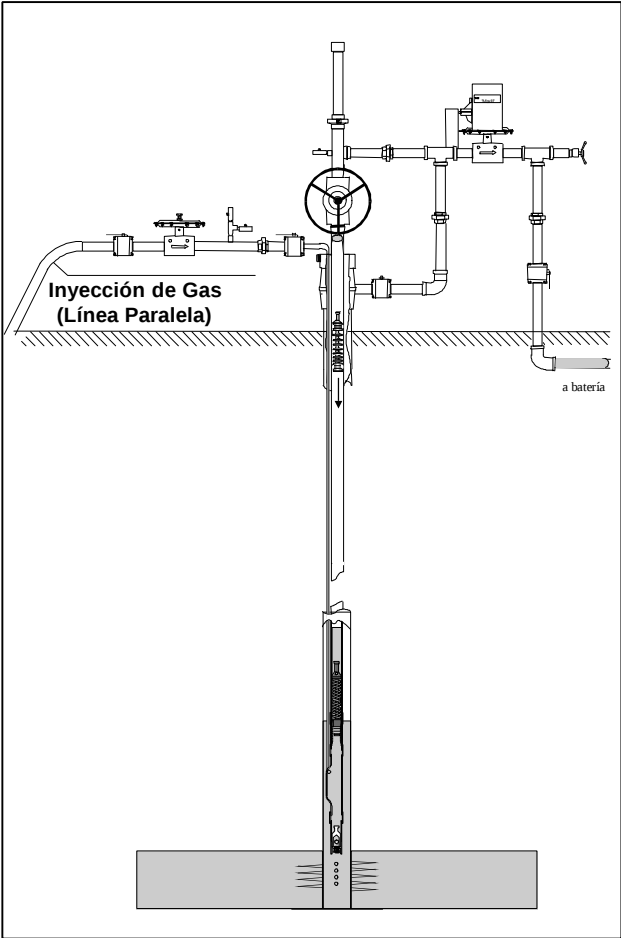


Fig. N° 5

DJUNTO I

PROGRAMA DE CALCULO SISTEMA PLUNGER LIFT

CASING S.A. **MULTI** *The Plunger Lift people*
ANÁLISIS DE POZOS - SISTEMA PLUNGER LIFT

FECHA : 18/05/99 COMPAÑIA : PEREZCOMPANC

YACIMIENTO: PEÑA NEGRA POZO : 1815

CAÑERÍA ENTUBAC. Casing (diámetro)	4 1/2	pulgadas	*	Determinación de ciclos diarios
CAÑERÍA ENTUBAC. Casing (peso)	11.80	libras/pla	*	
CAÑERÍA PRODUCCION (Tubing)	2 3/8	pulgadas	*	Determinación gas por build up
PROFUNDIDAD CEMENTO O TAPON	1.780	metros	*	
PROFUNDIDAD Zapato o Collar Stop	1.708	metros	*	Determinación de presión de trabajo
PUNZADOS	350	1.710	metros	*
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	2.50	m ³ /día	*	Determinación de gas necesario
PORCENTAJE DE AGUA	5	%	*	
PRODUCCION DE GAS	200	m ³ /día	*	
PRESION DE LINEA EN B. DE POZO	2.20	Kg./cm ²	*	
DENSIDAD DEL PETROLEO	0.800	Kg/dm ³	*	
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	100	S.S.U.	*	Comentarios
PROFUNDIDAD PACKER		metros	**	

Build Up SALIR Imprimir Resultados

* Estos datos son imprescindibles
 ** Indicar profundidad del packer ó "0" sin no lo hay.

CASING S.A. **MULTI** *The Plunger Lift people*
Determinación de ciclos diarios

Tiempos 1 - Pistón c/válvula
 Tiempos 2 - Pistón s/válvula

Tiempo de caída 1 =	4'	54"
Tiempo de ascenso 1 =	7'	35"
Tiempo de caída 2 =	17'	35"
Tiempo de ascenso 2 =	7'	35"
Tiempo total ciclo 1 =	12'	29"
Tiempo total ciclo 2 =	25'	10"
Total de ciclos 1 día =	115	
Total de ciclos 2 día =	57	

Ingreso manual de ciclos
 60
 Coloque en esta celda el número de ciclos que desea realizar en el día

Regresar a pantalla principal