

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
Facultad de Ingeniería de Petróleo



INFORME TECNICO
“LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON
“PLUNGER LIFT” AUTONOMO COMO ALTERNATIVA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE PRODUCCION EN EL
LOTE III”

TITULACION POR EXPERIENCIA PROFESIONAL PARA
OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE
PETROLEO

JAVIER OSWALDO PORTUGUEZ CORDOVA
PROMOCION 1991-II

LIMA – PERU

2003

A mis padres, esposa e hijos

“Levantamiento Artificial Mediante Pistón “Plunger Lift” Autónomo como alternativa de levantamiento de producción en el lote III”

INDICE

INTRODUCCIÓN

1. OBJETIVO

2. ANTECEDENTES

3. CONCLUSIONES

4. RECOMENDACIONES

5. FUNDAMENTO TEORICO

5.1. DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL RESERVORIO DEL LOTE III

5.1.1. Yacimiento Portachuelo

5.1.2. Reservoirio Salina Mogollón

5.1.3. Distribución de los fluidos

5.1.4. Yacimiento Mirador

5.1.5. Parámetros petrofísicos

5.1.6. Distribución de los fluidos

5.2. ASPECTOS TEORICOS Y PRACTICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN EL LOTE III

5.2.1. Pozo surgente

5.2.2. Pozo con sistema de levantamiento artificial

5.2.3. Unidades de bombeo mecánico

5.2.3.1. Bombas de subsuelo

5.2.3.2. Problemas en los equipos de subsuelo debido al gas

5.2.3.3. Uso de ancla de gas

5.2.3.4. Varillas de subsuelo

5.2.3.5. Problemas con parafina

5.2.3.6. Niveles de fluidos y pruebas dinamométricos

5.2.3.6.1. Niveles de fluidos

5.2.3.6.2. Dinamómetro

5.2.3.7. Medición de gas

5.2.3.7.1. La placa de orificio

5.2.3.7.2. Cálculo del volumen de gas

5.3. ASPECTO TEORICO DEL SISTEMA DE "PLUNGER LIFT"

5.3.1. Descripción del sistema de "Plunger Lift"

5.3.2. Funcionamiento del sistema de "Plunger Lift"

5.3.3. Cálculo de la presión necesaria

5.3.4. Cálculo del volumen de gas producido

5.3.5. Análisis de pozo para producir con "Plunger Lift".

5.3.6. Elementos que integran un equipo de "Plunger Lift"

5.3.6.1. Controlador de cabeza de pozo.

5.3.6.1.1. Tipo de controladores

5.3.6.1.2. Controladores por tiempo fijo

5.3.6.1.3. Controladores por presión

5.3.6.1.4. Controladores por combinación de tiempo y presiones

5.3.6.1.5. Controladores por presión diferencial forros/tubos

5.3.6.1.6. Controladores por tiempo auto-ajustables

5.3.6.2. Ventajas y desventajas de los controladores

5.3.6.2.1. Pozos autónomos

5.3.6.2.2. Pozos asistidos con inyección de gas exterior

5.3.7. Lubricador.

5.3.8. Válvulas motoras.

5.3.9. Conjunto de separación y regulación del gas de alimentación.

5.3.10. Panel solar.

5.3.11. Válvula reguladora de flujo.

5.3.12. Resorte de fondo.

5.3.13. Pistón.

5.3.13.1. Tipos de pistones

5.3.13.1.1. Pistones macizos con sello turbulento

5.3.13.1.2. Pistones con almohadillas

5.3.13.1.3. Pistones con válvula de derivación

5.4. Control de hidratos y parafina

6. PREPARACION E INSTALACION DEL SISTEMA “PLUNGER LIFT”

6.1. Criterios para selección de pozos

6.2. Pozos seleccionados

6.2.1. Reseña histórica de los pozos seleccionados

6.2.1.1. Pozos 8017 – Mirador

6.2.1.2. Pozo 13002 – Portachuelo

6.2.1.3. Pozo 13012 – Portachuelo Oeste

6.2.1.4. Pozo 4703 – Portachuelo

6.3. Instalación del sistema “Plunger Lift”

6.3.1. Pozo 8017 - Mirador

6.3.2. Pozo 13002 - Portachuelo

6.3.3. Pozo 13012 – Portachuelo Oeste

6.3.4. Pozo 4703 - Portachuelo

6.4. Mantenimiento de los equipos de “Plunger Lift”

6.5. Supervisión

6.6. Ventajas y desventajas del sistema “Plunger Lift”

6.6.1. Ventajas

6.6.2. Desventajas

7. ANALISIS ECONOMICO

8. RESULTADOS

9. BIBLIOGRAFIA

10. MAPAS, FIGURAS, CUADROS, TABLAS, GRAFICOS Y ANEXOS

INTRODUCCION

El Lote III se encuentra ubicado a 17 Km. al sureste de la ciudad de Talara, Provincia de Talara, Departamento de Piura, Región Grau.

La extensión del Lote III está conformada por tres zonas: A, B y C, con un total de treinta y cinco mil seiscientos noventa y tres hectáreas (35,693 Has).

La zona C es el área principal de la operación donde se encuentra el 92% de la producción total. Los yacimientos productores son: Portachuelo Oeste, Portachuelo Este, Portachuelo Principal y Mirador.

En la zona C se han perforado 267 pozos, de los cuales 34 fueron Abandonados durante la perforación con tapón de cemento, 3 se encuentran abandonados permanentemente, 115 se encuentran ATA, y 115 permanecen activos.

La mayoría de estos pozos son productores de las Formaciones Amotape y Salina Mogollón, desde el año 1952, utilizando el sistema de levantamiento artificial de Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático, así como aporte de producción por achique al pistón.

1 OBJETIVO

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el Sistema de Levantamiento Artificial con Pistón, "Plunger Lift" como una alternativa de levantamiento artificial de la producción en pozos de petróleo que actualmente producen con sistema de Bombeo Mecánico y por achique al pistón, en el Lote III.

2 ANTECEDENTES

Petróleos del Perú – Petroperú S.A. convocó a concurso internacional N° EXPR-003-91, entre el 05 y 07 de Octubre de 1,991, para contratar los Servicios de Explotación por Hidrocarburos en el Lote III ubicado en el Noroeste del Perú. (Ver Mapa 1, Mapa 2). El acto de recepción y apertura de sobres se llevó a cabo con fecha 11 de Diciembre de 1,991, en acto público, certificado por Notario Público.

La Buena Pro se otorgó a Propetsa -Visisa Serpet Asociados, Asociados mediante acuerdo de Directorio N° D/019-92 y fue comunicado a dicha Empresa con carta de Petroperú S.A. N° CCN-018-92.

Mediante Decreto Supremo N° 177-92-EF de fecha 28 de Octubre de 1,992, el Gobierno autorizó a Petroperú S.A. a suscribir el Contrato de Servicios de Explotación por Hidrocarburos en el noroeste con Propetsa-Visisa Serpet Asociados, Asociados. Dicho contrato fue suscrito con fecha 05 de Marzo de 1,993.

Propetsa-Visisa Serpet Asociados, Asociados, solicitó la adecuación del Contrato de Servicios de Explotación del Lote III a los términos y condiciones de la Ley N° 26221, bajo la forma de un Contrato de Licencia, en consecuencia quedaron sin efecto los términos y condiciones contenidos en el Contrato de Servicios de Explotación por Hidrocarburos del Lote III, aprobado por Decreto Supremo N° 177-92-EF.

Propetsa-Visisa Serpet Asociados, Asociados en virtud de lo establecido en la cláusula Décimo séptima del Contrato de Servicios de Explotación por Hidrocarburos del Lote III, se asoció cediendo su participación a la Empresa Mercantile Perú Oil & Gas S.A. de acuerdo a las condiciones pactadas en el "Contrato de Compra-Venta de participación y Cesión de posición contractual" y en el "Acuerdo de Operaciones" suscritos entre ambas empresa.

3 CONCLUSIONES

- El sistema de levantamiento artificial con Pistón, “Plunger Lift” autónomo, con pistón estándar, evaluado en nuestras operaciones requiere las condiciones siguientes:
 - Profundidad promedio de pozo, 5000 pies
 - 500 PC de gas / 1000 pies por barril de líquido producido para levantar el pistón desde el fondo del pozo hasta la superficie.
 - Producciones de gas mayores de 60 MPCD
 - Presión de forros en cabeza mayores de 80 psi / 1000 pies para tener la presión necesaria en el fondo del pozo a fin de levantar el pistón.
 - Restauración de presión en forros no mayor de 2 ½ horas.
- En el Lote III si bien es cierto el GLR promedio es del orden de 2500 PC/BI, se tiene 6 pozos con GLR mayor a 2500, candidatos para producir con “Plunger Lift” utilizando el sistema autónomo. (Cuadro II)
- El sistema de “Plunger Lift” autónomo con pistón estándar ha dado buenos resultados en el pozo de gas 8017 al recuperar la mayor cantidad de líquidos y optimizar la producción de gas. (Tabla I y Gráfico I)
- El sistema de “Plunger Lift” autónomo, instalado en el pozo 13002 no ha incrementado la producción de líquido comparada con el sistema de bombeo mecánico, sin embargo se ha logrado racionalizar la energía del yacimiento lo cual ha permitido disminuir la producción de gas en un 50%. (Gráfico II)
- La mayor ventaja del sistema de “Plunger Lift” comparándolo con el sistema de bombeo mecánico es la reducción de costos, tal como el costo de mantenimiento del equipo de superficie de la unidad de bombeo mecánico con motor a gas, eliminación de la contaminación del medio ambiente por derrames y reducción de servicio de pozos por problemas de gas y formación de parafina en la tubería de producción.
- El costo del sistema de “Plunger Lift” es equivalente al costo de las varillas y bomba de subsuelo (Cuadro I)
- Los pistones son un efectivo método mecánico para el control de la deposición de parafina y carbonato en la tubería de producción.

4 RECOMENDACIONES

- Instalar sistema de "Plunger Lift" autónomos en los pozos indicados en la tabla II, que reúnen las condiciones requeridas y confirmar éstos de acuerdo a los resultados obtenidos, tal como se describe en la primera conclusión.
- En caso de que luego de cierto periodo de operación, la presión y el volumen de gas para el funcionamiento del sistema de "Plunger Lift" autónomo no sean los adecuados, será necesario realizar reacondicionamientos consistentes en apertura de arenas adicionales por gas.

5 FUNDAMENTO TEORICO

5.1 Descripción y características geológicas del reservorio del Lote III

5.1.1 Yacimiento Portachuelo

5.1.2 Reservorio Salina Mogollón

Estratigráficamente la formación Salina Mogollón, en el Yacimiento Portachuelo, es una secuencia de 1600 pies de espesor, compuesta aproximadamente por 45 cuerpos de areniscas de 5 a 30 pies de potencia y que están separados entre sí por intervalos de lutitas las cuales verticalmente constituyen barreras impermeables, dando lugar a que cada estrato de arenisca constituya un reservorio independiente.

Estructuralmente, el Yacimiento Portachuelo en la formación Salina Mogollón es un pilar tectónico delimitado por las fallas Portachuelo Norte al Norte y Portachuelo Sur al Sur y por la falla Alicia al Oeste. Hacia el este el límite no es claro, pudiendo estar constituido por el sistema de fallas del Levantamiento Nuto. Dentro del área circunscrita por estas fallas existe una falla importante desde el punto de vista de la distribución de los fluidos y es la falla "Limite" que separa los Yacimientos Portachuelo Este y Oeste.

En Portachuelo, las fallas con saltos verticales mayores de 300 pies delimitan bloques principales más o menos grandes, de éstos los estructuralmente altos tienen la mayoría de arena de Salina Mogollón saturadas con petróleo y por lo tanto los pozos perforados en ellos han producido mayor volumen de petróleo

Debido a las características estratigráficas de la formación Salina Mogollón, es suficiente una falla de 5 pies de salto vertical para separar la continuidad lateral de una arena reservorio de potencia similar al salto vertical, esta falla a la vez puede poner a la arena frente a un cuerpo de lutitas constituyendo así una trampa.

De acuerdo a lo anterior, una misma falla puede actuar como una barrera cuando pone frente a frente arenas contra lutitas y puede dejar de serlo cuando dos arenas se ponen en contacto

5.1.3 Distribución de los fluidos

La distribución de los fluidos en la formación Salina Mogollón en el Yacimiento Portachuelo es muy complicada debido a la presencia de 45 arenas reservorios con sus propios niveles de fluidos y el efecto de las fallas, por el múltiple reacondicionamiento de fluidos ocurridos en cada período de fallamiento y por actuar como barreras y/o vías de circulación de estos fluidos.

En Portachuelo Este, la mayor saturación de petróleo, de manera general corresponde al área situada en el bloque levantado de la falla "C". Hacia el Norte y Este es mayor la saturación de agua, hay gas y menos petróleo, han tenido producción de gas principalmente en las arenas superiores como en los pozos 4702, 4703, 4712, 4831

En Portachuelo Oeste, la distribución de los fluidos también es complicada. Las arenas inferiores aproximadamente de la 26 a la 44 han tenido producción de agua en los pozos 5546, 5786 y 5883 situados al norte del Yacimiento, sin embargo la producción de agua parece ser debida a que en algunos pozos (5546 y 5786) estas arenas están ubicadas en la parte más baja del bloque. En otro pozo, el 5883 podría deberse a que se han abierto a producción algunas arenas saturadas de agua junto con arenas que tienen petróleo y que no produjeron debido a la mayor movilidad de agua. Hacia el Centro, Este y Sur del Yacimiento estas arenas han producido petróleo y hacia el Oeste están ausentes por fallamiento y solo en los pozos 4600 y 4517 las cortas secciones encontradas han producido gas, principalmente la arena 43

Las arenas de la 19 a la 25 tienen petróleo en toda el área de Portachuelo aunque alguna de ellas produjo gas

Finalmente, las arenas 1 al 18 tienen una distribución sencilla agua en la parte Este, petróleo en la parte central y Norte y Gas en el Oeste.

5.1.4 Yacimiento Mirador

El yacimiento Mirador abarca un área de 1,300 hectáreas y se encuentra situado al Norte del Río Chira.

La estructura geológica del Yacimiento Mirador constituye la prolongación Sur del "Alto Portachuelo"

La formación productiva Salina Mogollón es una secuencia de aproximadamente 1500 pies de espesor, constituida por 46 estratos de areniscas, de potencia variable entre 5 y 30 pies, las areniscas en algunos casos son conglomerados y están separadas por estratos de lutitas que verticalmente son barreras impermeables, constituyendo reservorios independientes.

En el Yacimiento Mirador se han perforados 39 pozos, todos ellos atravesaron la formación Salina Mogollón que es el principal reservorio productor de petróleo, las variaciones estratigráficas laterales son suaves de pozo a pozo y la calidad de las areniscas reservorio es aproximadamente similar en el área.

5.1.5 Parámetros petrofísicos

De los análisis de núcleos convencionales de la formación Salina Mogollón los parámetros petrofísicos son los siguientes:

Litología	Porosidad (%)			Permeabilidad K(md)		
	min	Prom.	Máx.	Min.	Prom.	Máx.
Limonita-Arenisca Fina	5	15	24	0.5	15	30
Arenisca Fina-Arenisca Gruesa	9	22	26	1.0	70	1000
Arenisca Gruesa-Conglomerado	4	17	22	0.1	30	120
Formación	Porosidad (%)		Sw (%)	Boi	GT (Psi/Pie)	
Salina Mogollón	8-15		40-60	1.2-1.3	0.49	

Todos los pozos perforados en la formación Salina Mogollón del área han resultado surgentes debido a la alta relación Gas Líquido GOR (3500 PC/BL) y la alta energía del reservorio (Gradiente Inicial 0.53 Psi/Pie), así mismo esta formación no necesita estimularla debido a los buenos valores de porosidad y permeabilidad, las acidificaciones se utilizan como un método de limpieza de los intervalos perforados.

5.1.6 Distribución de los fluidos

Analizar la distribución de los fluidos en la formación Salina Mogollón es muy complicado, debido a la presencia de 46 arenas reservorio que tienen sus propios niveles de fluidos y a la ubicación de estos dentro de los bloques estructurales. Asimismo las fallas constituyen barreras de permeabilidad en algunos casos y en otros son vías de circulación entre los bloques.

5.2 ASPECTOS TEORICOS Y PRACTICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO EN EL LOTE III

5.2.1 Pozo Surgente

Al pozo surgente natural se le denomina así cuando la presión de la formación es suficiente para levantar y descargar los fluidos hasta la superficie.

Este tipo de producción se da en un determinado tiempo. A medida que el pozo produce, la energía va disminuyendo, hasta que llegue el momento que ya no es suficiente para impulsar los fluidos a superficie.

5.2.2 Pozo con Sistema de Levantamiento Artificial

Cuando el reservorio no tiene la energía suficiente para elevar los fluidos a superficie, entonces se requiere de un sistema de levantamiento artificial.

Existen diferentes tipos de levantamiento artificial siendo los más importantes:

- Bombeo Neumático o levantamiento artificial por gas
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electro Sumergible

5.2.3 Unidades de Bombeo Mecánico

El sistema de bombeo mecánico es un método de producción artificial utilizado para producir pozos de petróleo. Su éxito se debe fundamentalmente a su simplicidad, eficiencia y confiabilidad y desde hace más de 60 años se viene usando en más del 80% de pozos.

En el Lote III se tienen unidades de bombeo convencionales, estas unidades tienen contrapesos rotativos y/o contrapesos en el extremo del balancín. La rotación de los contrapesos hace que el balancín pivotee el eje de la montura central, moviendo el vástago pulido arriba y abajo a través de sus conexiones, los contrapesos son de hierro fundido, van montados sobre la manivela y pueden desplazarse a lo largo para producir mayor o menor efecto de contrapeso.

El estudio de la distribución de los pesos y esfuerzos en una unidad de bombeo mecánico, se ha concentrado en el análisis del peso muerto (carga muerta), fricción, cargas dinámicas y cargas de choque.

La carga muerta consiste en el peso del petróleo que va a ser levantado desde el fondo del pozo hasta la batería, más el peso de las varillas, menos el efecto de flotación de las varillas dentro del petróleo en el pozo

Las cargas de fricción consisten en la fricción del pistón en el barril de la bomba de subsuelo, la fricción sobre las varillas y la fricción del fluido producido

Las cargas dinámicas son el resultado de los cambios de velocidad de las varillas y del fluido

Las cargas de choque son causadas por las acciones mecánicas de las diferentes partes del mecanismo de bombeo

En la carrera ascendente, los esfuerzos consisten en:

El peso muerto y las cargas de fricción sobre las varillas, que esta dado por el peso de las mismas, menos el efecto de flotación, mas la carga diferencial del fluido sobre el pistón (diferencia entre el peso del fluido en la tubería de producción soportado por el pistón y la presión ejercida sobre el pistón por el fluido que esta fuera de la tubería de producción), mas la fricción sobre las varillas, pistón y el fluido o petróleo

En la carrera descendente, teniendo en cuenta la gravedad, los esfuerzos consisten en el peso de las varillas, pistón y fluido. Las cargas dinámicas son sumadas o restadas de los esfuerzos descritos, dependiendo de los cambios de velocidad

Las cargas de choque pueden tener su efecto en cualquier punto de las carreras, hacia arriba o abajo dependiendo del tiempo de ocurrencia en el sistema

La mejor forma de graficar todas estos esfuerzos o cargas y obtener resultados que nos servirán para analizar cada conjunto unidad – pozo, la obtenemos con el empleo del instrumento llamado Dinamómetro

5.2.3.1 Bombas de Subsuelo

Las bombas de subsuelo instaladas para admitir, dentro de la tubería de producción, el fluido de la formación y levantarlo hasta la superficie, tienen cuatro elementos esenciales: el barril, el pistón, la válvula viajera y la válvula estacionaria.

Durante la carrera ascendente del ciclo de bombeo mecánico el peso del fluido sobre el pistón origina el cierre de la válvula viajera y el fluido es desplazado de la tubería de producción a la superficie. Simultáneamente, el movimiento del pistón causa una caída de presión encima de la válvula estacionaria, la cual abre, y admite el fluido de la formación. En la carrera descendente el pistón comprime el fluido acumulado en el barril, consecuentemente la válvula estacionaria cierra y la válvula viajera abre, desplazando el fluido del pistón a la tubería de producción. Esta transferencia de cargas de fluido es un factor importante para determinar la longitud de la carrera efectiva del pistón.

Dentro de la clasificación de tipos de bombas de subsuelo que el Instituto Americano de Petróleo API ha adoptado están:

1. Clase 1 : Bombas tubulares con anclaje en el fondo
2. Clase 2 : Bombas tubulares con niple de extensión y anclaje en el fondo
3. Clase 3 : Bombas insertables de barril estacionario con anclaje en el tope
4. Clase 4 : Bombas insertables de barril estacionario con anclaje en el fondo
5. Clase 5 : Bombas insertables de barril viajero con anclaje en el fondo

De ellas, en el Lote III se utiliza la bomba de subsuelo de clase 3, cuya nomenclatura es API:

20-125-RHAC 16-4-0

20	=	Tubería de producción de 2 3/8"
125	=	Pistón de 1 1/4"
R	=	Insertable
H	=	Barril con pared gruesa
W	=	Barril con pared delgada
A	=	Anclaje en el tope
C	=	Anclaje de copas
16	=	Longitud del barril
4	=	Longitud del pistón
0	=	Extensión

En este tipo de bomba el fluido es descargado justo encima del anclaje, lo que evita que la arena y otros materiales se acumulen alrededor de la bomba. En la carrera descendente la válvula viajera soporta el peso de la columna de fluido.

La ventaja de estas bombas es que son recomendadas para pozos con arena y/o alta relación GLR y son excelentes para pozos con bajo nivel de fluido

5.2.3.2 Problemas en los Equipos de Subsuelo debido al Gas

Es muy importante conservar la energía del reservorio proveniente de la expansión del gas, la expansión del gas constituye, en la vida fluyente del pozo, la fuerza natural que hace que el petróleo viaje de la formación al pozo y de allí a la batería. Con el tiempo, esta energía disminuye y quedará una cantidad de petróleo remanente en el reservorio que no se ha podido extraer naturalmente. Sin embargo el gas seguirá produciéndose como gas libre. De allí que es importante el concepto de GLR o relación de pies cúbicos de gas por barril de líquido producido.

Cuando el GOR (en el caso de que el líquido sea petróleo), se incrementa da lugar a pozos con alto GOR, en donde el gas por su gran expansibilidad y muy baja viscosidad, tratará de liberarse de la mezcla de petróleo, causando problemas en los equipos de bombeo mecánico.

Aún la presencia de muy poca cantidad de gas afecta la eficiencia de la bomba y si el GOR aumenta, se enfrenta el fenómeno del "golpeteo" por gas, con el gas presente en el barril, la válvula viajera no abrirá hasta un punto de la carrera descendente cuando la presión del fluido que está por encima del pistón. Una carta dinamométrica tomada mostrará la presencia de gas por efecto del "golpeteo"

Los pozos que producen con este sistema en el área, siempre han experimentado este problema, teniendo como consecuencia, deficiencia en el rendimiento de las bombas de subsuelo y hasta roturas de varillas, lo cual incrementaba los costos por servicios de pozos

En cambio con el sistema de "Plunger Lift" esto no sería un problema ya que la producción de gas complementará su eficiencia.

Además el problema de gas obligaba en la mayoría de los casos a usar bombas de subsuelo con dispositivo antibloqueo y anclas de gas.

5.2.3.3 Uso de Ancla de Gas

Las anclas de gas son aditamentos que aprovechan el flujo invertido del petróleo producido y dejan escapar el gas libre al espacio anular entre la tubería de producción y los forros.

Generalmente las anclas de gas son fabricadas de un tubo de 2 ½" a 3" de diámetro y de 20 a 30 pies de largo, dentro de este tubo está otro concéntrico de 1" a 1 ¼" de diámetro y de 15 a 25 pies de largo.

El petróleo producido entra en el anular del ancla de gas por unos agujeros que están en el tope del tubo. Durante el flujo hacia abajo o inverso, el gas se separa del petróleo y escapa hacia el anular de los forros a través de los agujeros del ancla, mientras que el líquido entra a la bomba a través del tubo por el fondo del ancla.

5.2.3.4 Varillas de Subsuelo

En un pozo de bombeo mecánico la sarta de varillas transmite la energía desde el equipo de superficie hasta la bomba de subsuelo.

Cuando una bomba de subsuelo trabaja a una profundidad mayor de 3500 pies se recomienda usar sarta de varillas combinadas de dos ó más diámetros, instalando las de mayor diámetro hacia la superficie del pozo debido a que allí la carga es mayor. Este tipo de diseño reduce las cargas en el equipo de superficie, resultando menores que las que se obtendrían si se usa varillas de un solo diámetro.

CLASIFICACION API

GRADO K, son varillas de níquel, molibdeno, resistente a la corrosión, su tensión mínima es de 82,000 libras.

GRADO C, son varillas de carbono, manganeso. Su tensión mínima es de 90,000 libras. La mayoría de pozos utiliza este tipo de varilla.

GRADO D, son varillas de alta tensión de aleación níquel, cromo y molibdeno. Su tensión mínima es de 115,000 libras, se usan generalmente en pozos profundos y/o alta producción

Estos tipos de varillas se fabrican en cinco tamaños estándares: 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1 1/8" y el diseño de una sarta se basa esencialmente en determinar la sarta más liviana y desde luego la más económica que pueda usarse sin exceder sus esfuerzos de trabajo permisibles.

5.2.3.5 Problemas con Parafina

La deposición de la parafina en forma de finos cristales, es uno de los mayores problemas en los pozos de bombeo mecánico, afectando directamente su producción y los costos por servicios.

La parafina acumulada varía ampliamente en composición y consistencia, sus mayores constituyentes son las ceras, cuyo punto de fusión es de 100 °F a 191 °F, así como otros componentes, arena, fluido de completación, aceite, resinas y material asfáltico. La precipitación de las ceras está gobernada por dos factores: la temperatura y la composición del petróleo.

Otros factores que favorecen la deposición de la parafina son: espacio de fluido muerto, movimiento lento, presencia de materiales orgánicos en suspensión, que se prestan para la adherencia de los cristales de cera, la producción en forma de neblina, caso de pozos de alto GOR, que dejan pequeñas partículas de petróleo en las paredes de la tubería de producción.

Para prevenir la formación de la parafina se emplean rascadores a las varillas así como el uso de inhibidores químicos.

5.2.3.6 Niveles de Fluidos y Pruebas Dinamométricas

5.2.3.6.1 Niveles de Fluido

Sirve para determinar la profundidad del líquido en el anular entre la tubería de producción y los forros del pozo. Mediante una pistola se dispara gas nitrógeno (N₂) a presión a través de una de las válvulas laterales de los forros, mientras la otra válvula lateral es cerrada. Las ondas acústicas viajan hacia abajo reflejando los acoples de la tubería de producción, nivel de fluido y otras obstrucciones.

Un micrófono montado en superficie convierte las señales acústicas en señales eléctricas, las cuales son amplificadas, filtradas y registradas. Solamente es necesario contar los números de acoples al líquido para encontrar la profundidad del nivel de fluido

5.2.3.6.2 Dinamómetro

Es un instrumento que se utiliza para medir directamente las cargas instantáneas que soporta el vástago pulido en función del desplazamiento del pistón de la bomba. Estas cargas se registran sobre una tarjeta describiendo una carga cerrada denominada dinagrama.

El dinagrama es el gráfico de las tensiones que soporta el vástago pulido durante su carrera, las cuales son causadas por la variación de carga de la bomba durante el ciclo de bombeo, a las que se le suman las cargas producidas por el peso del fluido, fricción, aceleración, etc.

El dinagrama permite determinar con cierta precisión las diferentes fases del ciclo y en consecuencia da una idea de las condiciones en que se encuentra la bomba de subsuelo prestándose también para determinar otras condiciones exteriores como las condiciones de las varillas y aún del mismo balancín, puesto que un dinagrama es una representación gráfica del trabajo mecánico que desarrolla la unidad.

5.2.3.7 Medición de Gas

Debido a que la medición de gas producido durante una prueba de producción es de tanta importancia como la determinación del volumen de líquidos en el lote III, utilizamos el método de la placa de orificio.

5.2.3.7.1 La placa de Orificio

El propósito de la placa de orificio es restringir el flujo de gas lo cual dará como resultado una presión diferencial que se registra en una carta

Las funciones de la placa de orificio se detallan a continuación:

- En una tubería de diámetro interno dado y de una placa de orificio de diámetro conocido, la presión diferencial será alta o baja en proporción al mayor o menor flujo de gas en la tubería
- Los cuatro elementos más importantes para el cálculo del volumen de gas que fluye en la tubería son: la presión diferencial registrado en la carta con tinta roja, la presión estática registrada con tinta azul, el diámetro de la línea y el diámetro del orificio.

5.2.3.7.2 Cálculo del Volumen de Gas

La fórmula básica para el cálculo del gas es:

$$Q_g = C * ((P_{est.} + 14.7) * P_{dif})^{1/2}$$

Donde:

Q_g = Volumen de gas (PCD)

C = Constante del medidor de gas (tablas)

P_{est} = Presión estática (Psi)

P_{dif} = Presión diferencial (pulgadas de agua)

5.3 Aspecto Teórico del Sistema de “Plunger Lift”

5.3.1 Descripción del Sistema de “Plunger Lift”

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

El pistón debe viajar desde la terminación de la tubería de producción ó desde donde se considere necesario hasta las instalaciones de superficie, elevando una determinada cantidad de líquido en cada carrera ascendente, para luego descender completando un ciclo.

La principal operación de estos sistemas está basada en la hipótesis que los pozos no poseen empaques y tienen comunicación entre la tubería y los forros en la parte inferior de la sarta de producción.

Esta consideración no es excluyente para la utilización del sistema de “Plunger Lift”, pero su incumplimiento requiere análisis especiales.

La operación de este sistema, se inicia por el cierre en la línea de producción mediante una válvula motora, comandada por un controlador automático inteligente, permitiendo de esta manera al gas de formación acumularse en el anular por separación natural. Este espacio anular actúa primariamente como un reservorio, al almacenar dicho gas.

Después que la presión de los forros aumenta a un cierto valor, se abre la línea de producción. La rápida transferencia del gas de los forros a la tubería, en adición al gas de formación, crea una alta velocidad instantánea que provoca un salto de presión entre el pistón y el líquido.

El pistón entonces se mueve hacia la superficie con todo el líquido que está sobre él. Sin esta interfase mecánica, sólo, una parte sería elevada (Figuras I y II). 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 elevar los fluidos hasta la superficie, se puede utilizar una fuente de energía exterior, generalmente gas a presión y caudal adecuado, ésta última aplicación se conoce como “Plunger Lift” asistido.

Las óptimas condiciones de operación para un sistema de “Plunger Lift” son:

Para el Funcionamiento autónomo

- Operar el pozo a la menor presión posible

- Lograr que el pistón esté reanudando su viaje ascendente ni bien alcance el fondo o el menor tiempo posible después de esto
- Que el pistón permanezca en superficie el tiempo mínimo necesario, el cual dependerá de las características del pozo

Para el funcionamiento con asistencia exterior

- Operar el pozo a la menor presión posible
- Lograr que el pistón este reanudando su viaje ascendente ni bien alcance el fondo o el menor tiempo posible después de esto
- Que el pistón permanezca en superficie el tiempo mínimo necesario, el cual dependerá de las características del pozo
- Dosificar la inyección de gas a lo estrictamente necesario para el funcionamiento del sistema

5.3.2 Funcionamiento del Sistema de “Plunger Lift”

Parámetros a considerar para el funcionamiento del “Plunger Lift”.

En la figura N°1 puede observarse lo siguiente:

- Cantidad de líquido por encima del pistón, que puede elevarse a la superficie (taco de líquido)
- Presión de los forros en superficie
- Presión de la tubería de producción
- Presión de la línea de salida (contrapresión debida a separadores, baterías, etc.)

Previo al momento de apertura del pozo existe un estado de equilibrio, tal que la cantidad de líquido a elevar en términos de presión equivalente a la presión de los forros menos la presión en la tubería de producción.

La energía disponible en términos de presión equivalente a la presión de los forros menos la presión en la línea de salida.

Tamaño del taco de líquido = Presión de los forros – Presión en la tubería

Presión de operación neta = Presión de los forros – Presión de salida

En forma general es recomendable que en términos de presión:

Tamaño del taco de líquido = 50 a 60 % Presión operación neta

Esto es para tener la suficiente energía para elevar el taco del líquido a la superficie, venciendo las cargas debidas al peso de la columna de líquido, inercia, fricción, contrapresión, etc.

Esto es de vital importancia en el momento del arranque del pozo, ya que durante el funcionamiento posterior el controlador automático inteligente es el encargado de mantener estos parámetros dentro de los límites requeridos

En razón de lo expuesto, puede ser necesario, previo al arranque del pozo, la utilización de un equipo de achique al pistón o servicio de pozos para aliviar la presión que origina una columna de líquido grande.

5.3.3 Cálculo de la Presión Necesaria

Para calcular la presión necesaria para que el pistón llegue a superficie debemos considerar lo siguiente:

$P_{C_{min}}$ = Es la presión mínima de los forros para que el taco de líquido llegue a superficie

$P_{C_{max}}$ = Es el valor de la presión necesaria para iniciar el movimiento del taco de líquido en el momento de la apertura del pozo

El análisis por Foss & Gauls es frecuentemente usado por su forma simplificada, porque considera la mayoría de las propiedades físicas para su funcionamiento.

El valor de la mínima presión de los forros para la llegada del pistón a la superficie puede calcularse como:

$$P_{C_{min}} = (P_p + 14.7 + P_{ls} + (P_{lh}+P_{lf}) * XL)*(1+D/K) \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

P_p = Presión debida al pistón (Psi)

P_{ls} = Presión de línea de salida (Psi)

P_{lh} = Presión debida a la columna de líquido (Psi/Bbl)

XL = Tamaño del taco de líquido en fracción de barriles (Bbl)

D = Longitud de la tubería de producción (Pies)

$$P_{lh} = S_l * 0.433 * L \quad (2)$$

S_l = Gravedad especifica del fluido a elevar

- L = Altura de un barril de líquido en la tubería (Pies)
 P_{lf} = Presión debida a la fricción del líquido en tubería (Psi/Bbl)

$$P_{lf} = \frac{S_l * 0.433 * f_l * L * V^2}{(d/12)^2 * 2 * 32.2} \quad (3)$$

- f_l = Coeficiente de fricción para líquido según Darcy Weisbach
 V = Velocidad (Pies/seg.)
 d = Diámetro interior de la tubería (Pulgadas)
 K = Factor debida a la fricción del gas en la tubería

$$\frac{1}{K} = \frac{f_g \times V^2 \times G_g}{\left(\frac{d}{12}\right)^2 \times 2 \times 32.2 \times (T + 460) \times Z \times R} \quad (4)$$

- f_g = Coeficiente de fricción flujo de gas según Darcy Weisbach
 G_g = Gravedad especifica del gas
 T = Temperatura promedio en la tubería (°F)
 Z = Factor de compresibilidad del gas
 R = Constante universal del gas (53.30 lbf·Ft / °R·lbm)

Este valor de presión en los forros mínimo, puede considerarse como producto de la evolución del gas contenido en el espacio anular entre los forros y la tubería al inicio de la carrera ascendente del pistón para luego el gas ocupar el volumen anular más el volumen de la tubería al final de la carrera ascendente

Por lo tanto:

$$P_{c \max} = P_{c \min} \times \left[\left(\frac{A_a + A_t}{A_a} \right) \right] \quad (5)$$

Donde:

A_a = área del anular

A_t = área de la sección interior de la tubería

Si se considera un pozo determinado, seleccionado el tipo de pistón, considerando una determinada contrapresión (separador, batería, línea de producción) y evaluando los coeficientes utilizados en las ecuaciones anteriores, se gráfica el valor de $P_{c \min}$ y $P_{c \max}$ en función del taco de líquido a elevar. (Ver Gráfico VI).

Los valores de presión así calculados no toman en cuenta el aporte de gas de la formación durante la carrera ascendente del pistón.

Existen correcciones que disminuyen el valor de la presión máxima de los forros, propuestas en modelos elaborados por Foss & Gaul, que toman en cuenta el aporte de gas durante la ejecución del ciclo.

Para analizar la posibilidad de producir un pozo mediante el sistema de "Plunger Lift" y teniendo en cuenta que el valor de $P_{c \max}$ es vinculante respecto a la cantidad de líquido a elevar en cada ciclo es necesario conocer como se recupera la presión de los forros del pozo a evaluar y el valor máximo que se alcanza y en que tiempo.

Esto se realiza después de despresurizar los forros, se cierran los forros y se registran los valores de presión por un lapso no menor de 6 horas.

5.3.4 Cálculo del Volumen de Gas Producido

El volumen de gas producido en cada ciclo puede calcularse de la siguiente forma simplificada:

$$V_g = V_t \times \frac{P_{tubería}}{14.7} \times \frac{520}{T} \times \frac{1}{Z} \times C \times \left(\frac{PC}{Ciclo} \right) \quad (6)$$

Donde:

V_t = Volumen de la tubería = $A_t \cdot D$ (pies²)

T = Temperatura promedio en la tubería (°F)

Z = Factor de compresibilidad del gas

$$C = 1 + \frac{0.02 \times D}{1000}$$

El factor de corrección por el gas "C" que pasa a través del sello hidroneumático entre el pistón y la tubería, se asume 2% cada 1000 pies según Foss & Gaul.

Para el cálculo del volumen de gas se utiliza $P_{\text{Tubería}}$ pero:

$$P_{\text{Tubería}} = F (P_{C_{\text{min}}})$$

$$P_{C_{\text{min}}} = F (XL)$$

$$\text{Por lo tanto } V_g = F (XL)$$

$$\text{GLR}_{\text{min}} = \frac{V_g}{XL} (PC / \text{Bbl}) \dots\dots\dots (7)$$

Con estas ecuaciones podemos completar de valores de la forma siguiente:

Producción XL (STB)	Mínima P_{Forros} (PSI)	Máxima P_{Forros} (PSI)	min. GLR (PC / BBL)
0.25			
0.50			

Tomando como valores orientados de XL desde 0.25 de barriles hasta 4 barriles con un incremento de 0.25 barriles, se calculan las presiones de los forros y la relación gas/líquido.

5.3.5 Análisis de pozo para producir con “Plunger Lift”

- Trazar una línea horizontal según el GLR del pozo
- Trazar una línea horizontal según la $P_{c_{max}}$ que el pozo recupera
- Si entre ambas líneas horizontales se encuentran distintas posibilidades de producir XL (BBL) por ciclo el pozo será buen candidato (la línea de GLR del pozo debe quedar por encima de la línea $P_{c_{max}}$ del pozo)
- Seleccionar una de las opciones posibles de XL (BBL). Calcular luego la cantidad de ciclos por día necesario

$$n = \frac{\text{Producción (BBL / día)}}{\text{XL (BBL)}} \quad (\text{Ciclos / día}) \quad \dots\dots\dots (8)$$

- Calcular el tiempo que se tendría disponible para realizar cada ciclo

$$t_{\text{disp / ciclo}} = \frac{24 * 60}{n} \quad (\text{ minutos })$$

- Calcular el tiempo máximo de ascenso del pistón, utilizando $V = 600$ pies/minutos

$$t_{\text{submax}} = \frac{\text{Profundidad de tubería (pies)}}{V \text{ (pies/minutos)}} \quad (\text{ minutos}) \quad \dots\dots\dots (9)$$

Calcular el tiempo máximo que se podrá mantener el pozo cerrado

$$t_{\text{max}} = t_{\text{disp/ciclo}} - t_{\text{submax}}$$

Comparar con la gráfica de recuperación de presión en superficie, si el tiempo de pozo cerrado la presión de los forros alcanza el valor necesario de $P_{c_{max}}$ para elevar XL (BBL) seleccionado el paso 4

El tiempo que se pueda mantener el pozo cerrado para que este recupere la presión de forros necesaria, no podrá ser inferior al tiempo que la demanda al pistón su carrera de descenso

El tiempo que requiere el pistón para su descenso es el parámetro más complejo de evaluar, porque en primera instancia lo hace en una pseudo caída libre, ya que los sellos del pistón friccionan con las paredes de la tubería, pero en un momento va a encontrarse con el líquido que la formación aportó, el pistón debe pasar a través del líquido y quedar posicionado debajo del él.

Por este motivo, los fabricantes de pistones desarrollaron diversos modelos, como pistones con válvulas de derivación, con sellos retráctiles, etc.

Datos experimentales muestran que el tiempo de descenso del pistón puede estimarse en 3 o 4 veces el tiempo máximo de subida del pistón, para pistones con sello mecánicos accionados por resortes.

Método Simplificado

Pueden usarse bien fórmulas para el determinar la relación gas/líquido (GLR) requerido y la presión necesaria para arribar el pistón a superficie (Pc) a varias presiones en la cabeza del pozo

$$P_c = 1.05 * (5 + P_{wh} + P_f * L) * (1 + D/K)$$

$$MPC/Cy = C * D * P_c / 1000$$

$$GLR = MPC/Bls = \frac{MPC/Cy}{Bls / Cy}$$

Donde Pf , K y C son constantes para tamaños de tubería de producción:

Diámetro de Tubería (pulg.)	C	Pf (Psi)	K
2 3/8"	0.001934	165	33500
2 7/8"	0.002904	102	45000

Donde:

GLR = Relación gas-Líquido

MPC = Miles de pies cúbicos de gas

Bls = Barriles de fluido

- Pc = Presión necesaria a elevar el taco de líquido a superficie
- Pwh = Contrapresión de los forros en superficie
- L = Taco de líquido a elevar
- D = Profundidad del niple de asiento
- Pf = Gradiente y factor de fricción
- Cy = Ciclo

Se considera que estas ecuaciones son una función lineal directa y los valores para diferentes tubería de producción, taco de líquido a elevar y profundidades se detallan en tablas, la cual facilita la interpretación para determinar la cantidad de gas que se requiere para elevar el pistón a una presión medida en cabeza del pozo

Todas estas ecuaciones forman parte de un programa computarizado que facilita los cálculos manuales.

Características de la calidad de petróleo en el Lote III.

En el Lote III de los análisis de laboratorio se han obtenido los valores de la calidad de petróleo, tal como se indica a continuación:

Descripción	Promedio
Gravedad °API a 15.6 °C (60 °F)	34.50
Gravedad Especifica	0.8524
Densidad del petróleo (gr./cm ³)	0.8524
Viscosidad cinemática a 37.8 °C (100°F) (Centistokes)	6.50
Viscosidad cinemática a 37.8 °C (100°F) (SSU)	46.97
Viscosidad (Cp)	5.54

Características de la Calidad del Gas Natural en el Lote III.

En el Lote III de los análisis de laboratorio se han obtenido los valores de la calidad del gas natural, tal como se indica en el cuadro siguiente:

Pozo	8017	13024	13002	Batería 202
Fecha Muestreo	02-Oct-98	16-Nov-98	13-Sep-00	11-Oct-00
Analizado por:	Eepsa	Eepsa	Eepsa	Eepsa
Punto Muestreo	Boca pozo	Boca pozo	Boca pozo	Tratador
Composición (% MOL)				
Metano	95.033	96.771	96.522	95.066
Etano	2.604	1.633	1.918	2.498
Propano	0.886	0.593	0.554	0.809
i-Butano	0.296	0.158	0.190	0.291
n-Butano	0.373	0.235	0.235	0.411
i-Pentano	0.232	0.176	0.152	0.291
n-Pentano	0.215	0.101	0.092	0.183
Hexanos	0.247	0.196	0.029	0.056
Neopentano				
CO2	0.114	0.120	0.183	0.274
O2	0.000	0.000	0.000	0.000
N2	0.000	0.017	0.129	0.121
TOTAL	100.000	100.000	100.00	100.00
Propiedades				
BTU/PC Bruto	1079.6	1054.4	1047.62	1069.23
BTU/PC Neto	974.4	950.9	944.61	964.8
Gravedad Esp.	0.6017	0.5856	0.5838	0.599
Gal Liquido/MPC	0.721	0.470	0.388	0.642
Peso Molecular	17.394	16.392	16.868	17.312
Capacidad Calórico Mol	0.5202	0.5224	0.5218	0.5197

5.3.6 Elementos que integran un Equipo de “Plunger Lift”

- Controlador de cabeza de pozo.
- Lubricador.
- Válvulas motoras
- Conjunto de separación y regulación del gas de alimentación

- Panel Solar
- Válvula reguladora de flujo
- Resorte de fondo
- Pistón

5.3.6.1 Controlador de Cabeza de Pozo.

Generalmente electrónico computarizado, es el elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.

5.3.6.1.1 Tipos de Controladores

5.3.6.1.2 Controladores por Tiempos Fijos

Son controladores elementales que manejan una sola variable, el tiempo, el cual puede ser modificado únicamente por el operador.

5.3.6.1.3 Controladores por Presión

Son controladores elementales que operan sobre la válvula de producción abriéndola a una presión y cerrándola a otra, ambas fijas y modificadas por el operador.

5.3.6.1.4 Controladores por Combinación de Tiempo y Presiones

Son controladores que pueden ser programados utilizando tiempo y presiones en forma simultánea solucionando en gran medida los inconvenientes que se presentan cuando se utiliza una sola variable, sea esta la presión o el tiempo.

5.3.6.1.5 Controladores por Presión Diferencial Forros / Tubos

Estos controladores son capaces de reconocer la presión diferencial nombrada, presión que es la representación en superficie de la diferencia de niveles de líquido, hecho que permite 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 si y no un programa rígido impuesto.

5.3.6.1.6 Controladores por Tiempo Auto-Ajustable

Estos controladores operan sobre el tiempo de cierre de la válvula de producción o el tiempo de flujo de gas posterior al arribo del pistón a superficie, en función del tiempo que tarda 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.

5.3.6.2 Ventajas y Desventajas de los Controladores

Para definir las ventajas y desventajas de cada tipo de controlador, corresponde considerar independientemente los casos de pozos autónomos y los de pozos asistidos con inyección de gas exterior.

5.3.6.2.1 Pozos Autónomos

En estos casos, los controladores por tiempo auto-ajustable, los controladores por presiones y tiempos combinados y los diferenciales deberían comportarse, en general, de manera similar. No obstante, podemos señalar algunas ventajas y desventajas de uno respecto del otro en casos de características especiales de los pozos a operar y del nivel de capacitación de los operadores. Así para operadores de baja experiencia en el sistema de "Plunger Lift", sería ventajosa la utilización de controladores auto-ajustables, por el contrario, si se tratara de pozos con recuperación de presión muy lenta, con curvas de restauración de presión de forma achatada cercana a la asintótica los controladores por tiempo auto-ajustables no operan eficientemente ya que los ajustes de tiempo no se traducirían en aumentos equivalentes de presión, corriéndose el riesgo de ahogo del pozo por excesiva acumulación de líquido, al hacerse extremadamente largos los tiempo de cierre. En estos casos sería preferible el uso de controladores por presión diferencial o por presión y tiempo combinados. En general podemos decir que los controladores por tiempo auto-ajustables tienen la ventaja de la simplicidad de su operación, mientras que los controladores por presión diferencial o por presión y tiempo combinado se adecuan a una más amplia de gama de pozos.

5.3.6.2.2 Pozos Asistidos con Inyección de Gas Exterior

Para este caso debemos distinguir dos situaciones distintas.

Cuando la asistencia del gas se hace desde un sistema cuya presión es indiferente a las variaciones de carga.

Cuando la presión en el sistema de asistencia de gas varía con la carga.

En la primera de estas situaciones no habría diferencia importante en la utilización de ambos tipos de controladores, por el contrario en la segunda situación, los controladores por tiempo auto-ajustables no serían

utilizables, ya que por las variaciones de presión del sistema, a un mismo ajuste de tiempo no corresponderían los mismos caudales de inyección, y aunque el controlador en el ciclo siguiente cambiara el tiempo de inyección, al no ser estable la presión del sistema este ajuste resultaría inadecuado.

En cambio un controlador por presión y tiempos combinados, variará automáticamente el tiempo de inyección de cada ciclo en función de la presión del sistema para llevar al pozo a la presión óptima de trabajo.

Como caso extremo podemos analizar lo que ocurrirá con un controlador por tiempo auto-ajustable cuando se produce un corte total en el suministro de gas de inyección:

Se interrumpe el suministro de gas

A pesar de que durante el tiempo de apertura de la válvula de inyección no ingresa gas al pozo, el controlador igualmente abre la válvula de producción

Y el pistón no llega a la superficie por falta de gas de impulsión.

El controlador incrementa en tiempo de inyección. Como no ingresa gas, se repite el ciclo, y esto ocurre en forma indefinida hasta producirse el ahogo del pozo. En cambio el controlador por presiones y tiempos combinados, abrirá la válvula de inyección pero, al no alcanzar la presión de trabajo por falta de ingreso de gas, no abrirá la válvula de producción permaneciendo la tubería presurizado, minimizando el ingreso de líquido al mismo, con lo cual en la mayoría de los casos, el pozo arrancará en forma autónoma al restablecerse el suministro de gas al sistema de inyección.

Generalmente, el controlador electrónico computarizado es el elemento que controla las aperturas y cierres de la válvula de producción en función de parámetros predeterminados, tiempos, presiones o una combinación de ambos.

5.3.7 Lubricador.

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón a la superficie y que contiene el dispositivo de detección del mismo, permitiendo además atraparlo para inspección, cambio por necesidad de operación.

5.3.8 Válvulas Motoras.

Son válvulas de operación neumáticas que se utiliza para controlar la producción y la inyección en los pozos asistidos del pozo

5.3.9 Conjunto de Separación y Regulación de Gas de Alimentación.

Es el dispositivo que suministra el gas de operación de las válvulas motoras con la calidad apropiada y a la presión adecuada.

5.3.10 Panel Solar.

Mantiene la carga de la batería del controlador

5.3.11 Válvula Reguladora de Flujo.

Se utiliza en los pozos que así lo requieran, regulándose con esta el caudal de gas y líquido de producción limitando la velocidad de ascenso del pistón

5.3.12 Resorte del Fluido.

Es el elemento que amortigua la llegada del pistón al fondo del pozo, existiendo varios tipos dependiendo su utilización del anclaje disponible

5.3.13 Pistón.

Es el dispositivo viajero que constituye la interfase entre el gas impulsor y el líquido producido.

5.3.13.1 Tipos de Pistones

De la amplísima gama de pistones existente en el mercado, describiremos solo el más frecuente uso en el ámbito local.

5.3.13.1.1 Pistones Macizos con Sello Turbulento.

Se utilizan en pozos cuya producción de líquido no supere los 60 Bls/día, siendo la viscosidad del mismo de media a baja y la profundidad del pozo hasta 5000 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 su alta duración.

5.3.13.1.2 Pistones con Almohadillas

Se utilizan en pozos cuya parte interna de la tubería presenta irregularidades en el diámetro interior, en el cual el costo de intervención es elevado para el nivel de producción de los mismos o por las características propias del pozo. Los parámetros funcionales son similares a los del pistón macizo con sello turbulento.

5.3.13.1.3 Pistones con Válvulas de Derivación

Se utilizan en todo pozo que supere las condiciones de profundidad, viscosidad o producción del caso 1. Existen en las dos versiones descritas turbulento y con almohadillas. Su ventaja radica en la velocidad de descenso moverse mejor en los líquidos de alta viscosidad, permitiendo un mayor número de viajes y mejorando por esto los parámetros operativos del pozo. Es un pistón más caro y de menor duración por sus características constructivas y operativas.

De todos los elementos descritos precedentemente, los que en mayor medida influyen en el comportamiento de la instalación son el controlador y el pistón, por lo tanto, corresponde hacer un análisis de los distintos tipos de controladores y pistones que se ofrecen en el mercado para poder seleccionar los más adecuados a cada caso

5.4 Control de Hidratos y Parafina

Mucho dinero se gasta anualmente en remover parafina en un pozo de petróleo. El primer gasto es el costo del equipo de cable, pero esto está combinado por la pérdida de producción antes de la remoción y la pérdida de tiempo mientras se renueva.

La parafina comienza a formarse como una película microscópica por debajo de una temperatura aproximadamente de 100 °F (38 °C). Esto no va a representar un problema hasta que la deposición comience a engrosarse debido a la acumulación durante un período de tiempo.

Esto puede acelerarse por la expansión del gas en la tubería de producción con el resultante efecto de enfriamiento. Los pozos que tienen suficiente relación gas-líquido pueden utilizar el pistón como una simple solución a este problema.

La instalación de un freno y resorte en algún lugar por debajo de la línea de la parafina facilita la utilización de un pistón para limpiar la tubería de producción varias veces por día para prevenir la formación de la misma.

Los pistones no pueden cortar parafina, pero cuando están instalados en la tubería de producción limpia e impedirán la acumulación, debido a la virtud

de una acción limpiadora mecánica. La frecuencia del ciclado dependerá de la severidad del problema.

La formación en fondo del pozo de hidratos es otro problema que ha sido exitosamente dirigido con la aplicación de los pistones. Los hidratos forman como una función de la presión y la temperatura. Cuando más alta es la presión, más alta es la temperatura a la cual los hidratos se formarán.

Los pozos de gas de alta presión son particularmente propensos a este problema. El problema se agrava si hay en fondo del pozo una zona de agua dulce que crea una temperatura irregular. Este efecto de enfriamiento puede causar la formación de hidratos que pueden bloquear el flujo ascendente en la tubería de producción.

6 PREPARACION E INSTALACION DEL SISTEMA DE “PLUNGER LIFT”

Cuando se considera la aplicación de un sistema de “Plunger Lift”, es necesario preparar al pozo para una operación óptima, como se prepararía para cualquier sistema de elevación artificial.

Para el empleo del sistema de “Plunger Lift”, es necesario en la mayoría de los casos remover el empaque si el pozo lo tuviera y colocar un niple de asiento en el extremo final de la tubería.

El pasaje de las válvulas maestras que integran la cabeza del pozo debe ser igual que el diámetro interior de la tubería a efectos de que el pistón selle en la carrera de ascenso cuando pasa por las válvulas y no quede trabado en su carrera de descenso.

Si la cantidad de líquido acumulado en la tubería puesto en marcha, fuera excesiva y no podría ser elevada a superficie por el pistón, deberá aliviarse la columna mediante un trabajo de achique al pistón.

Por lo tanto, pueda que se requiera un equipo de servicio de pozos.

Esta es una ventaja principal en la utilización de sistemas de “Plunger Lift” ya que toda la energía es provista por el propio pozo, incluyendo el gas, si se trata de pozos autónomos.

En pozos asistidos debe considerarse el aporte del gas de una fuente externa.

En muchos casos se emplea gas a presión proveniente de otro pozo, en otros se obtiene de la batería, por tanto debe adicionarse el costo de compresión. No obstante la experiencia indica que los costos resultantes en estos casos resultan menores que para otros sistemas que utilicen gas como medio de elevación del líquido a la superficie.

6.1 Criterios para la Selección de los Pozos

Para la aplicación del sistema de “Plunger Lift” se seleccionaron los pozos bajo los siguientes criterios operativos:

- Pozos con alto GOR y de bajo aporte productivo, en los cuales el sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por tener baja sumergencia.
- Pozos con buena producción por achique al pistón y con alto GOR.
- GLR mayor de 500 pies³/bbl/1000 pies, además es muy importante que el pozo tenga la suficiente presión de gas para levantar el pistón y el líquido. (Ver Gráfico V).

- La restauración de presión en los forros sea de 250 psi en 3 horas.
- La contra presión de la línea de producción no debe ser alta porque disminuye la velocidad de flujo y por ende requerirá un mayor consumo de gas para elevar el pistón y el líquido a superficie.
- La tubería de producción debe tener una superficie interna pareja, con el fin de que la presión necesaria para mover el pistón sea tan sola que resulte de dividir el peso del pistón entre el área seccional de la tubería, el cual está en el orden de una presión diferencial de 3 a 7 psi.
- La presión de los forros menos la máxima presión en la línea durante un 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 pistón esté en el orden del 50 a 60% de la presión de los forros.
- Ejecutar programa de diseño por computadora para determinar si los parámetros de operación requeridos se ajustan a las características analizadas.
- Lo más importante para la instalación del "Plunger Lift" es la correcta selección del pozo, ya que para optimizar su producción se requiere de mucho tiempo de supervisión.

6.2 Pozos Seleccionados

De los pozos candidatos para instalar el sistema del "Plunger Lift" autónomos, se seleccionaron los pozos 8017, 13002 y 4703 que cumplieron las siguientes condiciones:

- 500 PC de gas / 1000 pies por barril de líquido producido para levantar el pistón desde el fondo del pozo hasta la superficie.
- Producciones de gas mayores de 60 MPCD
- Presión de forros en cabeza mayores de 80 psi / 1000 pies para tener la presión necesaria en el fondo del pozo a fin de levantar el pistón.
- Restauración de presión en forros de superficie no mayor de 2 ½ horas

Así mismo, como en el Lote III se tiene pozos de gas con alta presión tal como el pozo 13024 por tal motivo se seleccionó el pozo 13012 para instalar el sistema de "Plunger Lift" asistido.

En Julio de 1997 se realizó una cementación forzada en el intervalo 3954'-3944' con 7 bls de cemento, se rebaleó y se fracturó con 100 sacos de arena a un rate de 12 bpm de crudo en el intervalo 5000'-4988. Pozo quedó fluyendo y se asignó RPI: 8 x 3 x ST x ¼" x 24 x 16878

En Octubre de 1997 se realizó un lavado con ácido HCl al 7.5% y se reinstaló unidad de bombeo mecánico.

En Diciembre de 1998, se retiró la unidad de bombeo mecánico y se instaló el sistema de "Plunger Lift" autónomo.

6.2.1.3 Pozo 13012 – Portachuelo Oeste

El pozo 13012 fue completado en Noviembre de 1996 en la formación Salina Mogollón en el intervalo 5899.5'-4944' y se le asignó RPI: 348 x 86 x 24 x ST x 3/16" x 314

En Agosto de 1998 se Instaló Unidad de bombeo mecánico y se bajo bomba de subsuelo.

6.2.1.4 Pozo 4703 – Portachuelo

El 16 de Mayo de 1956, el pozo 4703 fue completado en la formación Mal Paso en el intervalo 5014' a 4720' y se efectuó fracturamiento con arena por los forros.

El 21 de Mayo de 1956 se baleó la formación Salina Mogollón en el intervalo 4143' a 3585' y se asignó RPI: 154 x 0 x 24 x ¼" x 9480 x 1600/1775.

El 01 de Agosto de 1956 se tomo registro de temperatura, obteniéndose posible entrada de gas el intervalo: 3971'-3963'.

El 27 de diciembre de 1956 se bajó tubería con empaque a 4121 pies y niple de asiento a 4986. Lavó pozo con 165 barriles de petróleo y el pozo quedó produciendo a batería con estrangulador de presión por tubos = 890 psi y presión por forros = 1360 psi. Se asignó RPR: 92 x 0 x 24 x ¼" x 250/1700.

En setiembre de 1997 se limpió pozo con broca y se rebaleó la formación Salina Mogollón en el intervalo 4876' a 3584' con 54 tiros y se realizó pruebas con empaques y el pozo se le instaló sistema de bombeo mecánico. Se asignó RPR

En Marzo del 2000 se sacó la bomba de subsuelo y la tubería. Se reinstaló la tubería con tubo perforado y el pozo quedó para producirlo por achique al pistón.

En Octubre del 2000 se sacó la sarta de tubería y se bajó tubería con extremo abierto con niple de asiento a 4901 pies. Se instaló sistema de "Plunger Lift" autónomo

6.3 Instalación del Sistema de "Plunger Lift"

6.3.1 Pozo 8017 - Mirador

Fecha: del 01 al 03 de Diciembre de 1998

USP Cavelcas 404 cuadró y armó equipo. Armó líneas de circulación. Bombeó 10 bls de crudo por tubos, mató pozo. Descargó y sacó tubos con empaque. Bajó la instalación siguiente: 02 tubos 2 3/8" x 30' E/A + NA + 121 tubos 2 3/8" x 30'. NA a 3914', PT a 3972'. Cortó parafina con barreno de 540' a 2000'. Realizó achique al pistón con forros cerrado NI a 2040' NF a 3087' Pistón a 3800'. Recuperó 23 BO x 18 BW. $P_{\text{tubos}} = 150$ psi y $P_{\text{forros}} = 150$ psi.

Se instaló sistema de "Plunger Lift". Pistón no retomó.

Desfogó pozo. Bajó calibrador no pasó a 550'. Sacó 17 tubos. Encontró tubo colapsado, bajó calibrador a 3380'. Bajó 28 tbs 2 3/8" x 30' y tomó fondo a 4335' con 135 tubos, sacó 2 tbs. NA a 4234' y PT a 4290'; realizó achique al pistón con forros cerrado NI a 3200' NF a 3166' Pistón a 4230', recuperó 29 bls de agua, $P_{\text{tubos}} = 120$ psi, $P_{\text{forros}} = 120$ psi

Instaló sistema de "Plunger Lift". Pozo quedó produciendo en medida especial.

6.3.2 Pozo: 13002 - Portachuelo

Fecha: del 04 al 05 de Diciembre de 1,998

USP Cavelcas 404 cuadró y armó equipo. Sacó varillas con bomba de subsuelo. Limpió parafina de 0' a 3800'. Agregó tubos y tomó fondo a 5123'. Sacó tubos 2 3/8" x 30' con ancla de gas.

Bajó la instalación siguiente: 01 Tubo 2 3/8" x 30' E/A + NA + 150 tubos 2 3/8" x 30' calibrados. NA a 4989' y PT a 4960'. Realizó achique al pistón con forros cerrado. NI a 2200', NF a 3800', Pistón a 4000', recuperó 13 bls de agua, pozo comenzó a fluir con 450 psi por tubos. $P_{\text{forros}} = 600$ psi

Instaló Equipo del Sistema de "Plunger Lift" Pozo quedo produciendo en medida especial

6.3.3 Pozo: 13012 – Portachuelo Oeste

Fecha: del 03 al 04 de Diciembre de 1998

USP Cavelcas 404. Cuadró y armó equipo. Sacó varillas con bomba de subsuelo. Agregó tubos y tomó fondo a 6000'. Sacó tubos con ancla de gas.

Bajo la instalación siguiente: 01 Tubo 2 3/8" x 30' E/A + NA + 185 tubos 2 3/8" x 30' calibrados. NA a 5800' y PT a 5830'. Realizó achique al pistón con forros cerrado. NI a 3770', NF fluye gas, Pistón a 5800', recuperó 17 BO x 15 BW x 4 horas, pozo comenzó a fluir con 275 psi por tubos. $P_{\text{forros}} = 330$ psi

Instaló Equipo del Sistema de "Plunger Lift" asistido y el Pozo quedó produciendo en medida especial.

Como el gas del pozo 13024 que asistía al pozo 13012 no era un gas seco y no se contaba con un equipo de separación de líquidos origino que los instrumentos del equipo de "Plunger Lift" se llenaran de líquido afectando su operación; además de ello, se originó el problema de tener más líquido entre la tubería de producción y forros que contribuyó a que el pozo tenga más líquido en el anular y por lo tanto el pistón no ascendió.

El 27 de Diciembre de 1998, se retiró el equipo de "Plunger Lift" y se reinstaló Equipo de Bombeo Mecánico

6.3.4 Pozo: 4703 - Portachuelo

Fecha: del 19 al 20 de Octubre del 2000

USP Cavelcas 404. Cuadró y armó equipo. Sacó varillas con bomba de subsuelo. Agregó tubos y tomó fondo a 5054'. Sacó tubos con tubo perforado.

Bajo la instalación siguiente: 01 Tubo 2 3/8" x 30' E/A + NA + 156 tubos 2 3/8" x 30' inspeccionados. NA a 4901' y PT a 4931'. Realizó achique al pistón con forros cerrado. NI a 3900', NF fluye gas, Pistón a 4900', recuperó 11 BO x 0 BW x 1.25 horas.

Instaló equipo del sistema de "Plunger Lift" autónomo. Pozo quedó produciendo en medida especial.

6.4 Mantenimiento de los Equipos de "Plunger Lift"

Es notable el bajo costo de mantenimiento que se obtiene empleando el sistema de "Plunger Lift". Usualmente la única parte que sufre desgaste es el pistón por ser la única parte en movimiento y dependiendo del material. Si éste es inspeccionado por lo menos cuatro veces al año (Operación que

demanda 20 minutos, ya que el pistón puede ser retenido en superficie por el receptor), el desgaste se evidencia y puede ser cambiado o reparado con un costo mínimo. La vida promedio de un pistón es de dos años y su costo puede variar de US \$ 250 a US \$ 1800 dependiendo del tipo de pistón.

Por las características de las instalaciones de fondo, el tiempo de vida útil es largo, porque normalmente no está sujeto a mucho deterioro, lo mismo sucede con equipo de superficie como son el lubricador y el receptor

Los controladores electrónicos, requieren muy poco mantenimiento, sus cajas están construidas herméticamente protegiendo los circuitos del agua y polvo,

El panel solar requiere ser limpiada periódicamente con la finalidad de mantener una adecuada acumulación de energía hacia la batería del controlador

6.5 Supervisión

La supervisión es mínima ya que los controladores están programados y esto reduce los costos de operación

6.6 Ventajas y Desventajas del Sistema de “Plunger Lift”

6.6.1 Ventajas

- Sencilla programación y su bajo costo de mantenimiento
- Se tiene un mejor aprovechamiento del gas del pozo
- Evita la deposición de la parafina en la tubería de producción, lo que implica un ahorro en las operaciones, disminuyendo el costo por tratamiento químico
- Eliminación de líquidos en pozos de gas
- El sistema de recuperación del equipo de “Plunger Lift” es ventajosa y puede trasladarse a otro pozo con un costo mínimo pues el equipo de subsuelo no requiere un equipo de servicio de pozos para su recuperación basta solo una unidad de achique al pistón.
- La velocidad del pistón se calcula midiendo el tiempo que dura en llegar a la superficie, detectado por un sensor magnético localizado en el lubricador, y la profundidad del pozo

6.6.2 Desventajas

Para arrancar el pozo se necesita un equipo de achique de pistón, costo adicional que en algunos casos puede ser importante, dependiendo del equipo y las horas de trabajo que demande

7 ANALISIS ECONOMICO

La ventaja principal de la utilización del sistema de "Plunger Lift" para producir un pozo es de tipo económico

El análisis económico para la instalación del sistema de "Plunger Lift" en el Lote III se detalla en el cuadro I.

Como se muestra en la Tabla I los pozos 8017, 13002 y 4703 retornaron la inversión en menos de un año por lo que se demuestra que es un sistema económico comparado con el sistema de Bombeo Mecánico, debido al bajo costo de sus componentes.

En tal sentido se recomendó la instalación de equipos de "Plunger Lift" autónomos en 06 pozos con GOR mayores a 2500 MPC/Bls. Ver cuadro II.

El análisis económico para estos 6 pozos se detalla en el cuadro III y IV respectivamente.

8 RESULTADOS

- El sistema de “Plunger Lift” autónomo es una alternativa de levantamiento de producción ventajoso comparado con el sistema de Bombeo Mecánico en aquellos pozos con alto GOR y buena recuperación de presión por los forros
- Menor costo de producción por el significativo ahorro en servicios de pozos, menor costo de mantenimiento de los equipos de superficie tales como: la unidad de bombeo mecánico y motor a gas. Así mismo la eliminación de la acumulación de parafina en la tubería de producción
- Evita la contaminación del suelo debido a los derrames ocasionados por la unidad de servicio de pozo durante el proceso de achique al pistón el pozo
- La producción de petróleo del pozo 8017 con sistema de “Plunger Lift Autónomo” de Diciembre de 1998 a Diciembre de 1999 fue de 5,673 barriles (14 BOPD), lo que significa que el retorno de la inversión fue de siete meses.
- La producción de petróleo del pozo 13002 con unidad de bombeo mecánico fue de 12 BOPD y su producción con “Plunger Lift Autónomo” desde Diciembre de 1998 a Diciembre de 1999, fue de 4,117 barriles (10 BOPD), lo que significa que el retorno de la inversión fue de cuatro meses.
- La producción de petróleo del pozo 4703 con unidad de bombeo mecánico fue de 4 bopd, motivo por el cual se retiró el equipo de bombeo por mostrar una producción antieconómica y el pozo quedó produciendo por achique de pistón a un promedio de 2 BOPD. Cuando se instaló el sistema de “Plunger Lift Autónomo”, la producción de Noviembre del 2000 a Noviembre del 2001 fue de 1,512 barriles (4 BOPD), lo que significa su optimización de producción a bajo costo con el sistema de “Plunger Lift Autónomo”.
- En el pozo 13012 se instaló sistema de “Plunger Lift asistido, pero el pozo 13024 que lo asistía con gas, producía gas húmedo lo cual ocasiono que al momento de inyectar gas por los forros, el líquido que se acumulaba en el anular impedía al gas impulsar el pistón hasta la superficie “ahogando” al pozo.

En tal sentido al no contar con equipo de producción tal como el separador de gas, se reinstaló el equipo de bombeo mecánico.

9 BIBLIOGRAFIA

- Ferguson Beauregard. "Extracción de petróleo mediante sistema de plunger lift".
- Ferguson Beauregard. "Introducción al sistema de plunger lift: Aplicaciones, ventajas y desventajas". Abril 24, 1981
- Ferguson Beauregard. " Will plunger lift work in my well?. April 27, 1983.
- Defining the characteristics and performance of gas lift-plunger lift. SPE 14344. Sep 25, 1985 by Ferguson Beauregard Inc
- Casing S.A. "Informe Técnico de características particulares del sistema de extracción de gas y petróleo "plunger lift" "
- Petróleos del Perú S.A. "Fundamentos del sistema artificial de extracción de petróleo por bombeo mecánico". Nov, 1985.
- Perupetro S.A. "Contrato de licencia para la explotación de Hidrocarburos entre Perupetro S.A. y Mercantile Perú Oil & Gas S.A., Propetsa-Visisa Serpet Asociados, Asociados Lote III".
- Petróleos del Perú S.A. "Evaluación geológica del Yacimiento Portachuelo" por Ing. Adrián Montoya. Abril 1980.
- Weatherford. "Plunger Lift Catalog".

10 MAPAS, FIGURAS, CUADROS, TABLAS, GRAFICOS Y ANEXOS

10.1 Mapas

10.1.1 Mapa 1: Mapa de ubicación del Lote III.

10.1.2 Mapa 2: Mapa de Lote III

10.1.3 Mapa 3: Mapa de ubicación de pozos productores Zona "C"

10.2 Figuras

10.2.1 Figura Nº 1: Equipo de "Plunger Lift" cerrado

10.2.2 Figura Nº 2: Equipo de "Plunger Lift " abierto

10.2.3 Figura Nº 3: Puente de producción del "Plunger Lift"

10.2.4 Figura Nº 4: Sistema de "Plunger Lift" autónomo. Pozo 8017

10.2.5 Figura Nº 5: Sistema de "Plunger Lift" autónomos

10.2.6 Figura Nº 6: Sistema de "Plunger Lift" autónomos

10.2.7 Figura Nº 7: Sistema de "Plunger Lift" autónomos

10.2.8 Figura Nº 8: Sistema de "Plunger Lift" autónomos

10.3 Cuadros

10.3.1 Cuadro II: Pozos candidatos para instalar "Plunger Lift" autónomos.

10.3.2 Cuadro III: Costo del equipamiento e instalación del sistema de "Plunger Lift" autónomo.

10.3.3 Cuadro IV: Evaluación económica para instalar 06 equipos de "Plunger Lift" autónomos en el Lote III.

10.4 Tablas

10.4.1 Tabla I: Producción con sistema de "Plunger Lift" autónomo "Pozo 8017"

10.4.2 Tabla II: Producción con sistema de "Plunger Lift" autónomo "Pozo 13002"

10.4.3 Tabla III: Producción con sistema de "Plunger Lift" autónomo "Pozo 4703"

10.4.4 Tabla IV: Producción con sistema de bombeo mecánico "Pozo 13012"

- 10.4.5 Tabla V: Evaluación del sistema de "Plunger Lift" pozos: 8017 y 13002
- 10.4.6 Tabla VI: Restauración de presión con sistema de "Plunger Lift" autónomo "Pozo 8017"
- 10.4.7 Tabla VII: Restauración de presión con sistema de "Plunger Lift" autónomo "Pozo 13002"
- 10.5 Gráficos
 - 10.5.1 Gráfico I: Curva de producción con sistema "Plunger Lift" "Pozo 8017"
 - 10.5.2 Gráfico II: Curva de producción con sistema "Plunger Lift" "Pozo 13002"
 - 10.5.3 Gráfico III: Curva de producción con sistema "Plunger Lift" "Pozo 4703"
 - 10.5.4 Gráfico IV: Curva de producción con Bombeo Mecánico "Pozo 13012"
 - 10.5.5 Gráfico V: Requisitos de Presión y de GLR para tubería de 2 3/8"
 - 10.5.6 Gráfico VI: $P_{C_{min}}$, $P_{C_{max}}$ Versus Taco de Líquido
- 10.6 Anexos
 - 10.6.1 Anexo I: Análisis del "Plunger Lift"
 - Pozo 8017- Mirador
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.
 - Pozo 13002- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

- Pozo 4703- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.
- Pozo 13012- Portachuelo Oeste
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

10.6.2 Anexo II: Pozos candidatos para instalar "Plunger Lift" autónomos

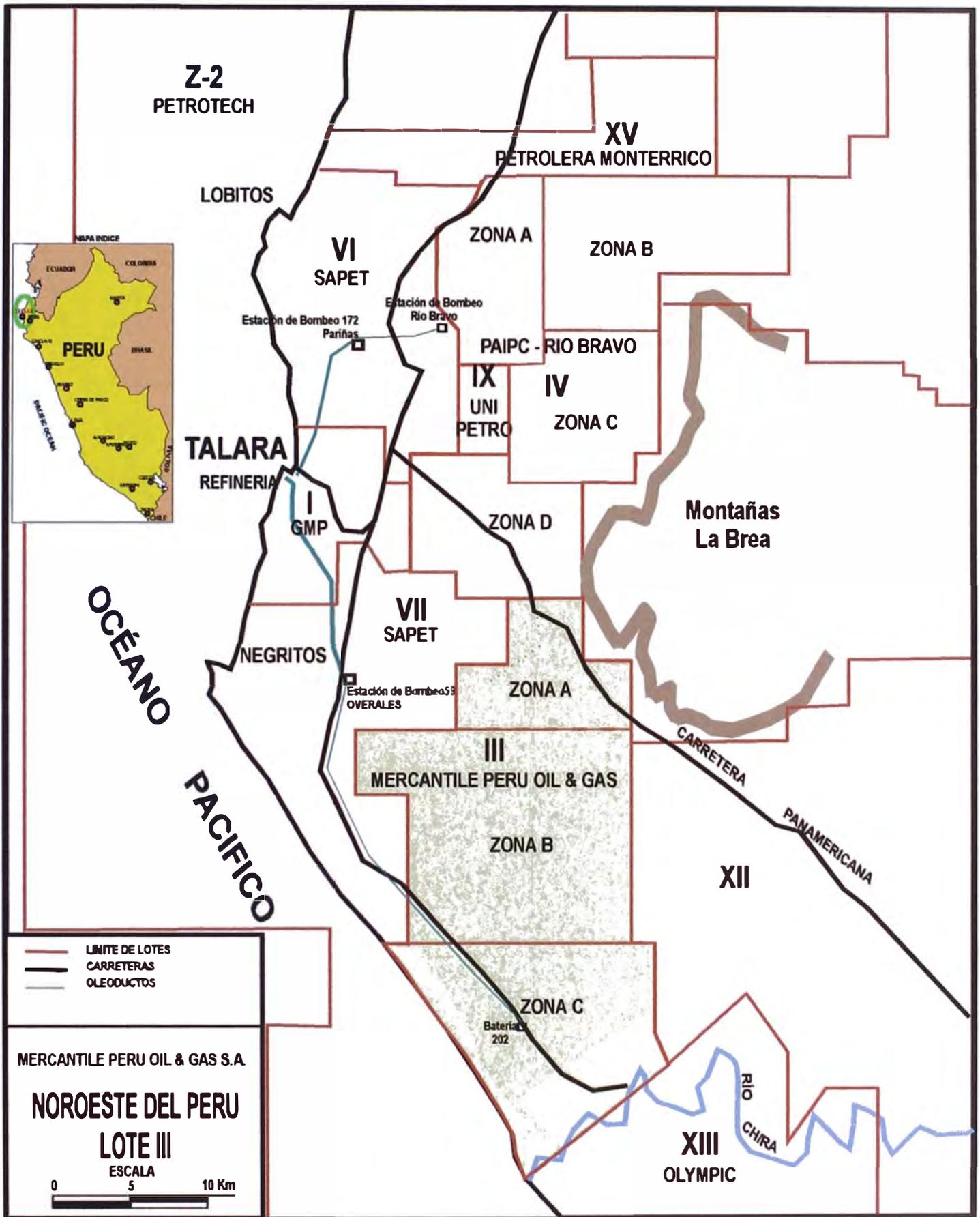
- Pozo 4582- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.
- Pozo 4804- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.
- Pozo 4831- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

- Pozo 6404- Portachuelo
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

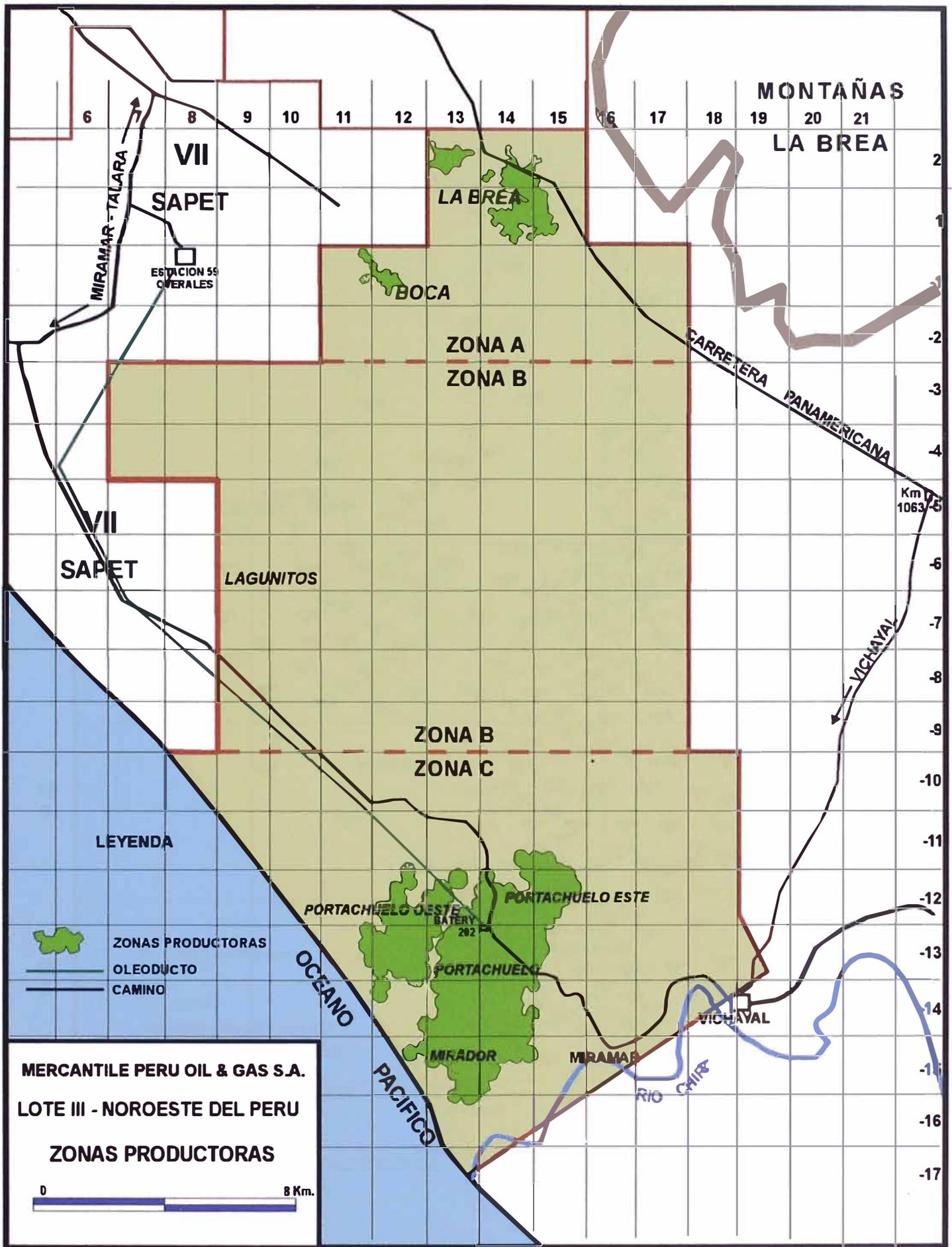
- Pozo 8014- Mirador
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

- Pozo 8031- Mirador
 - Restauración de presión por forros en superficie.
 - Análisis de aplicación del sistema de "Plunger Lift".
 - Resumen del historial del pozo.
 - Curva de producción.

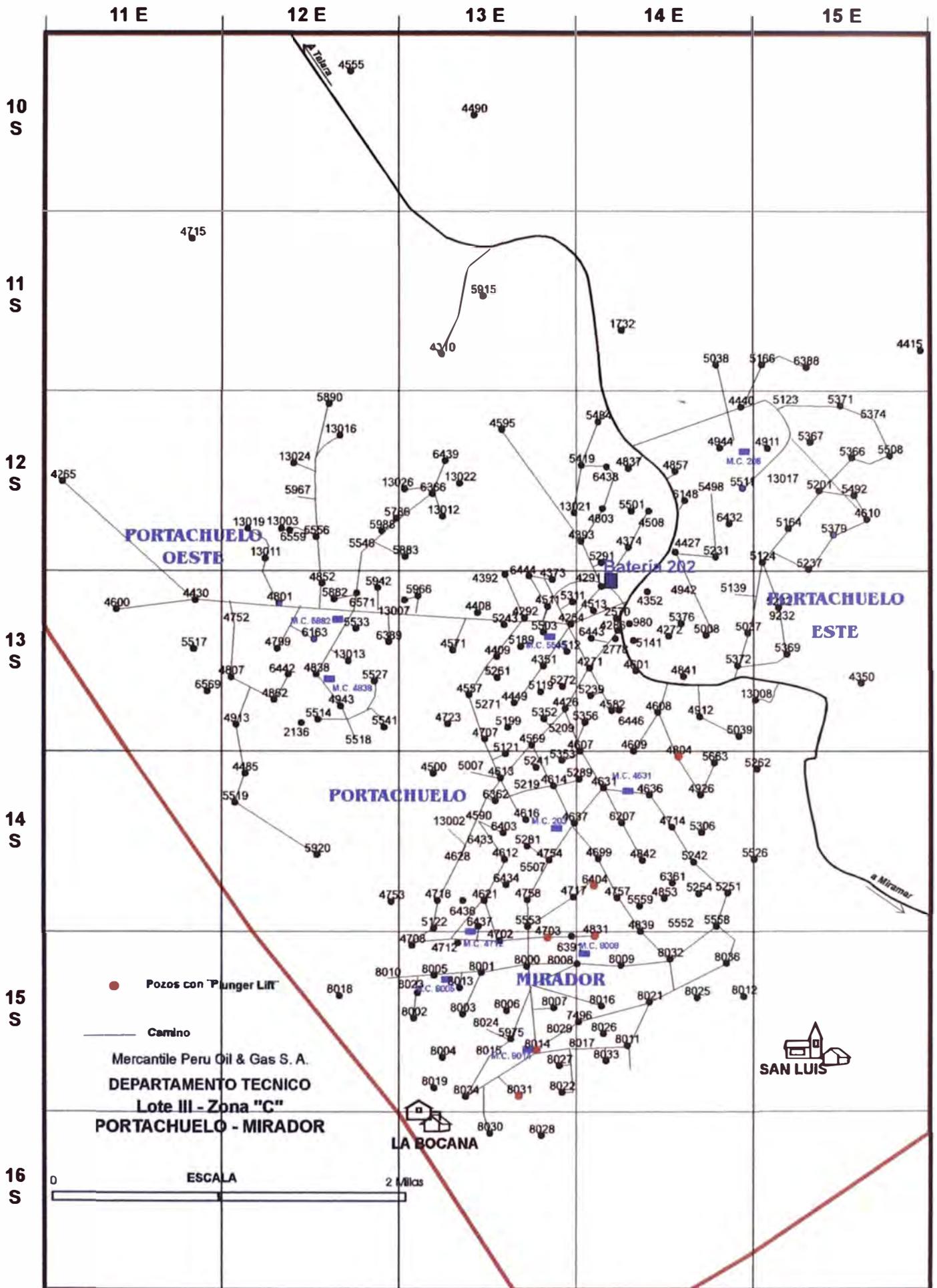
10.1 MAPAS



MAPA 1



MAPA 2



MAPA 3

10.2 FIGURAS

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

POZO CERRADO

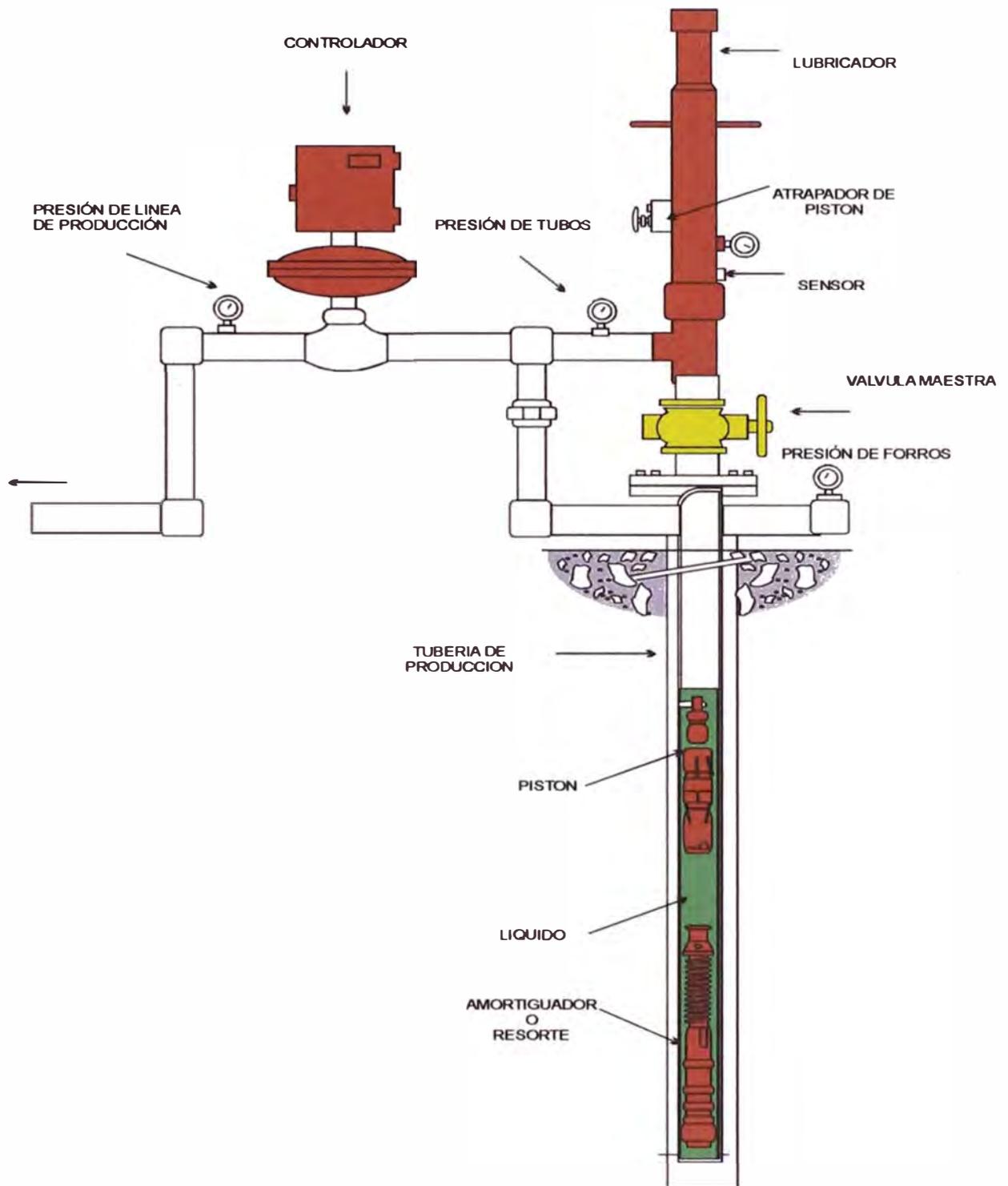


FIGURA N° 1

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

POZO ABIERTO

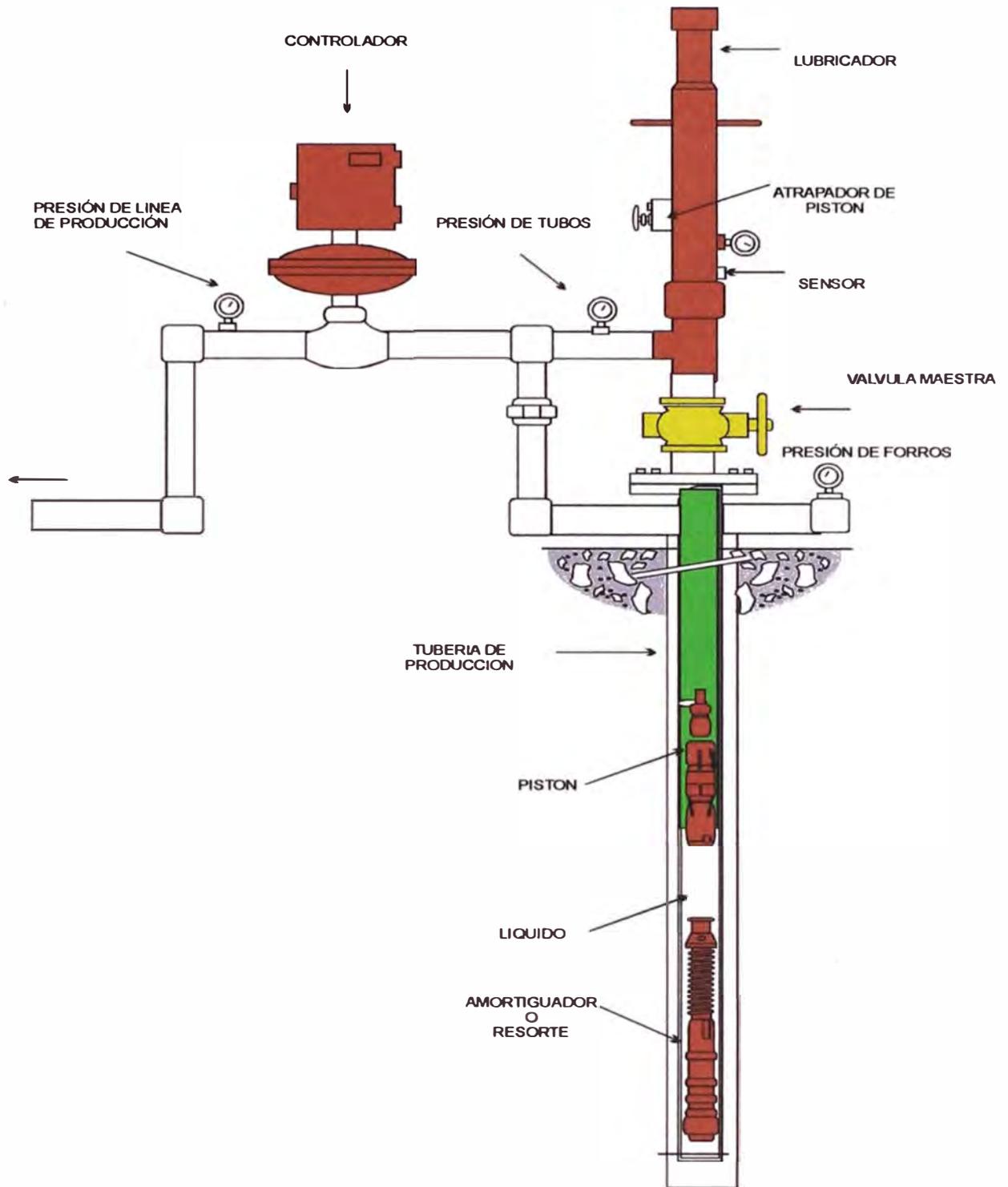


FIGURA Nº 2

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

PUENTE DE PRODUCCION

Instalación para pozos con gas suficiente de formación.-

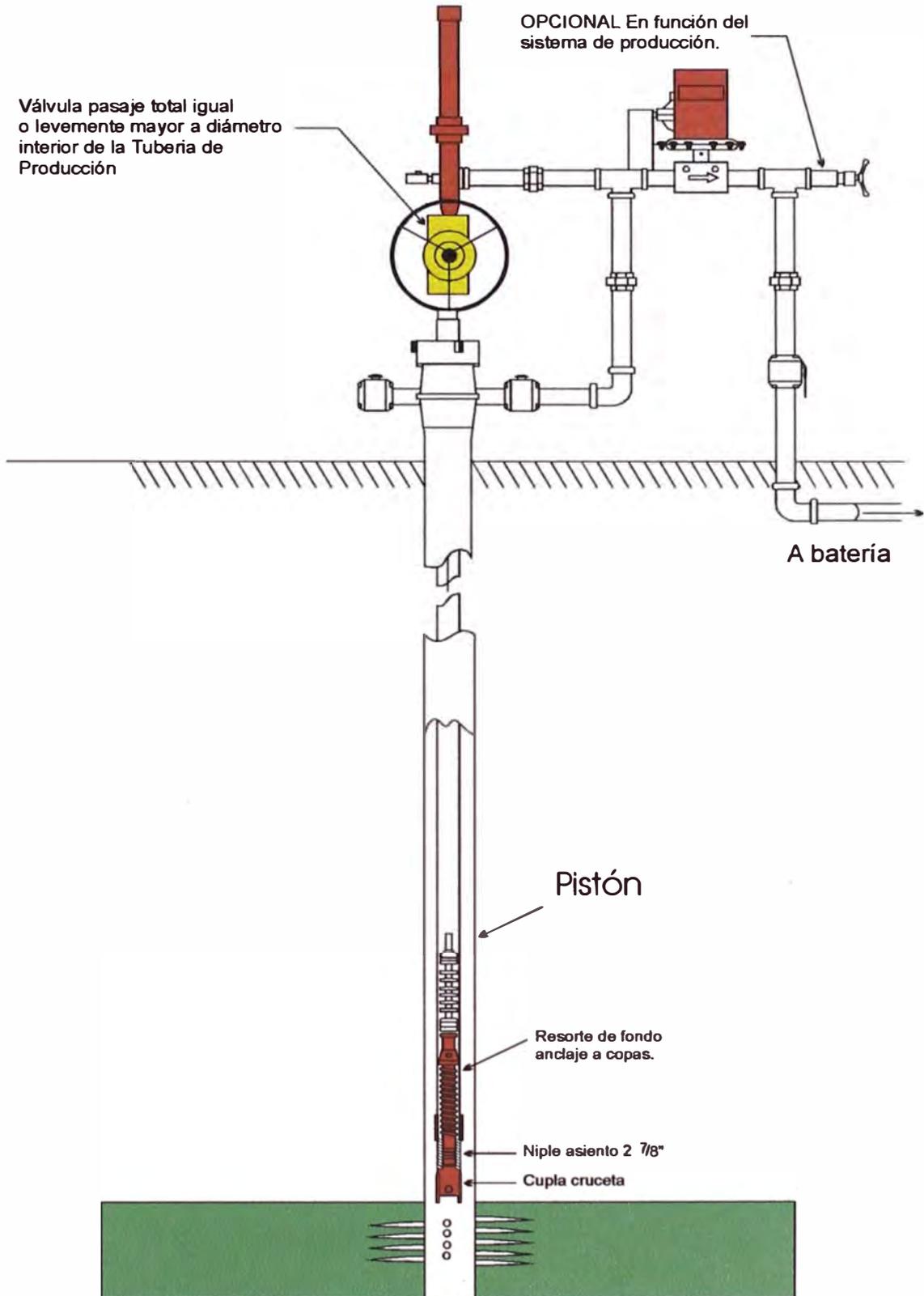


FIGURA N° 3

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO
POZO 8017 - MIRADOR



FIGURA N° 4

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

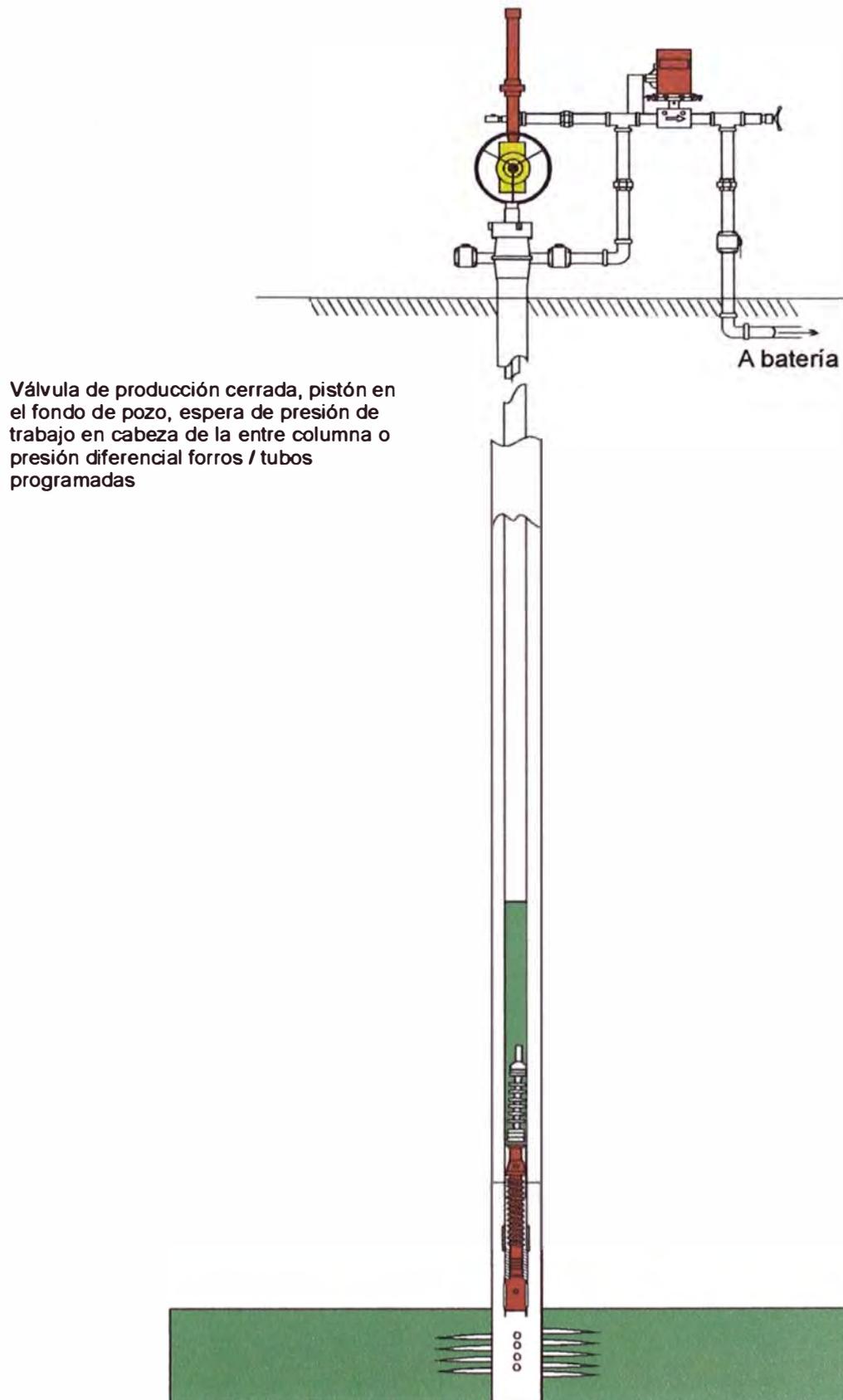


FIGURA Nº 5

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

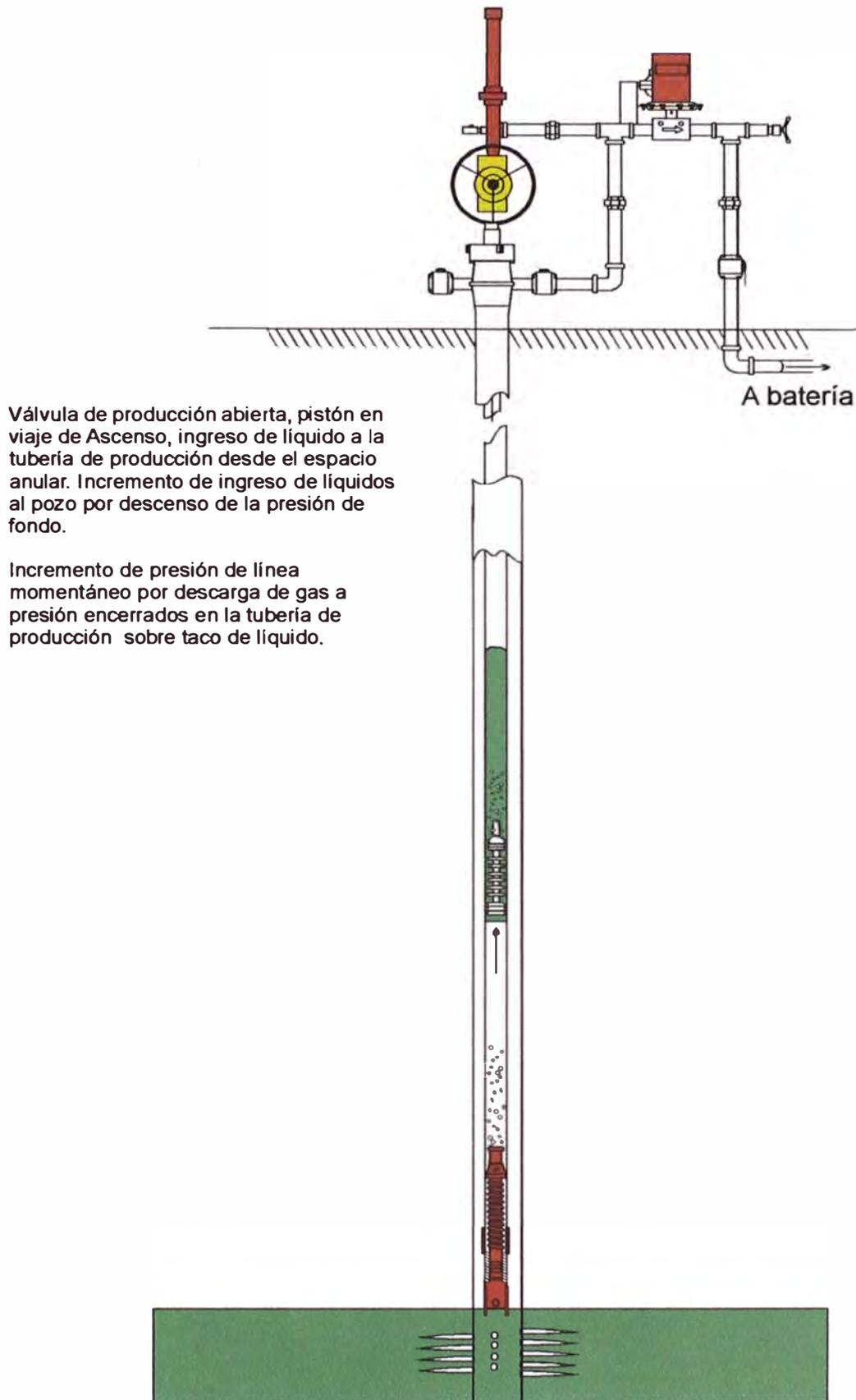


FIGURA N° 6

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

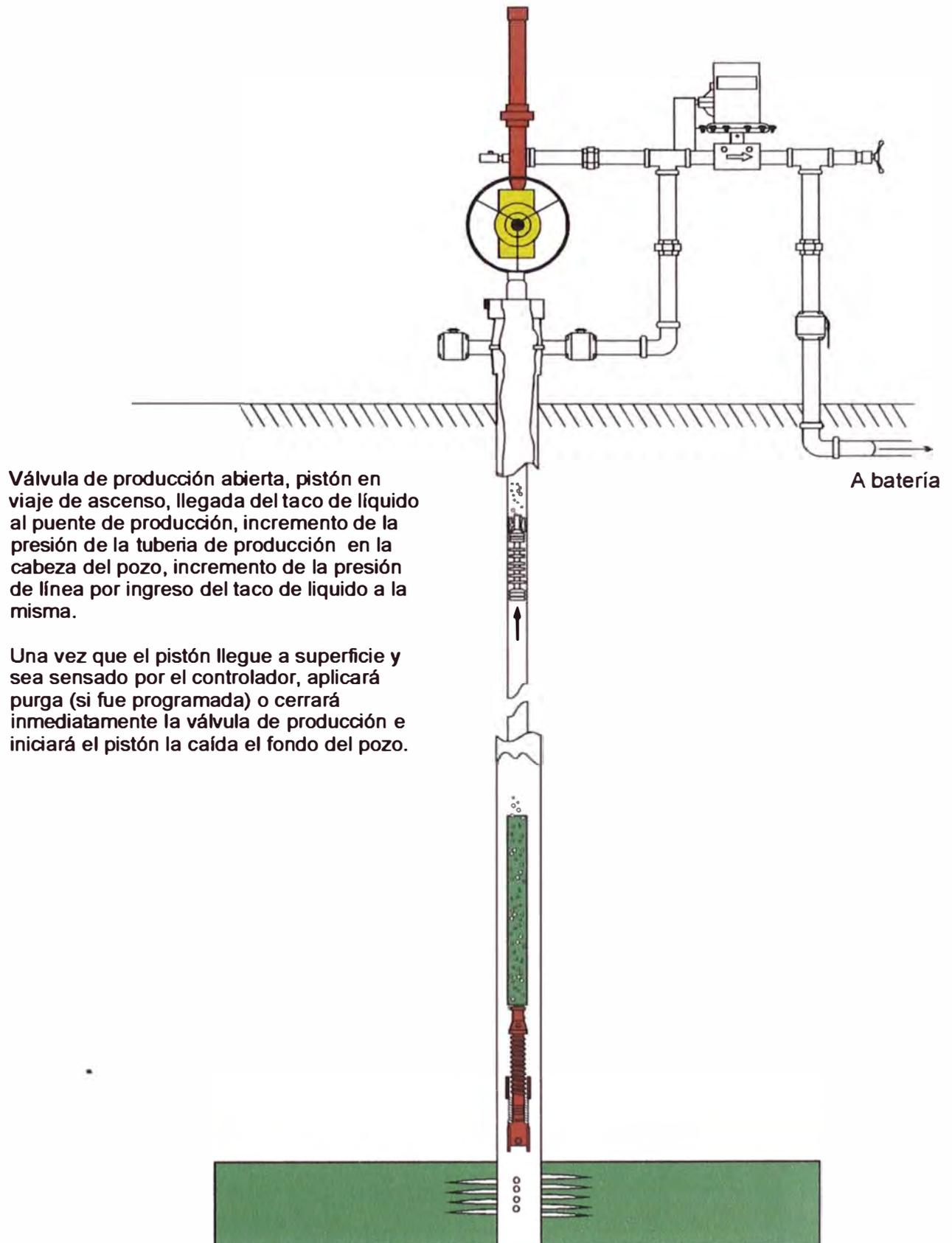


FIGURA N° 7

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

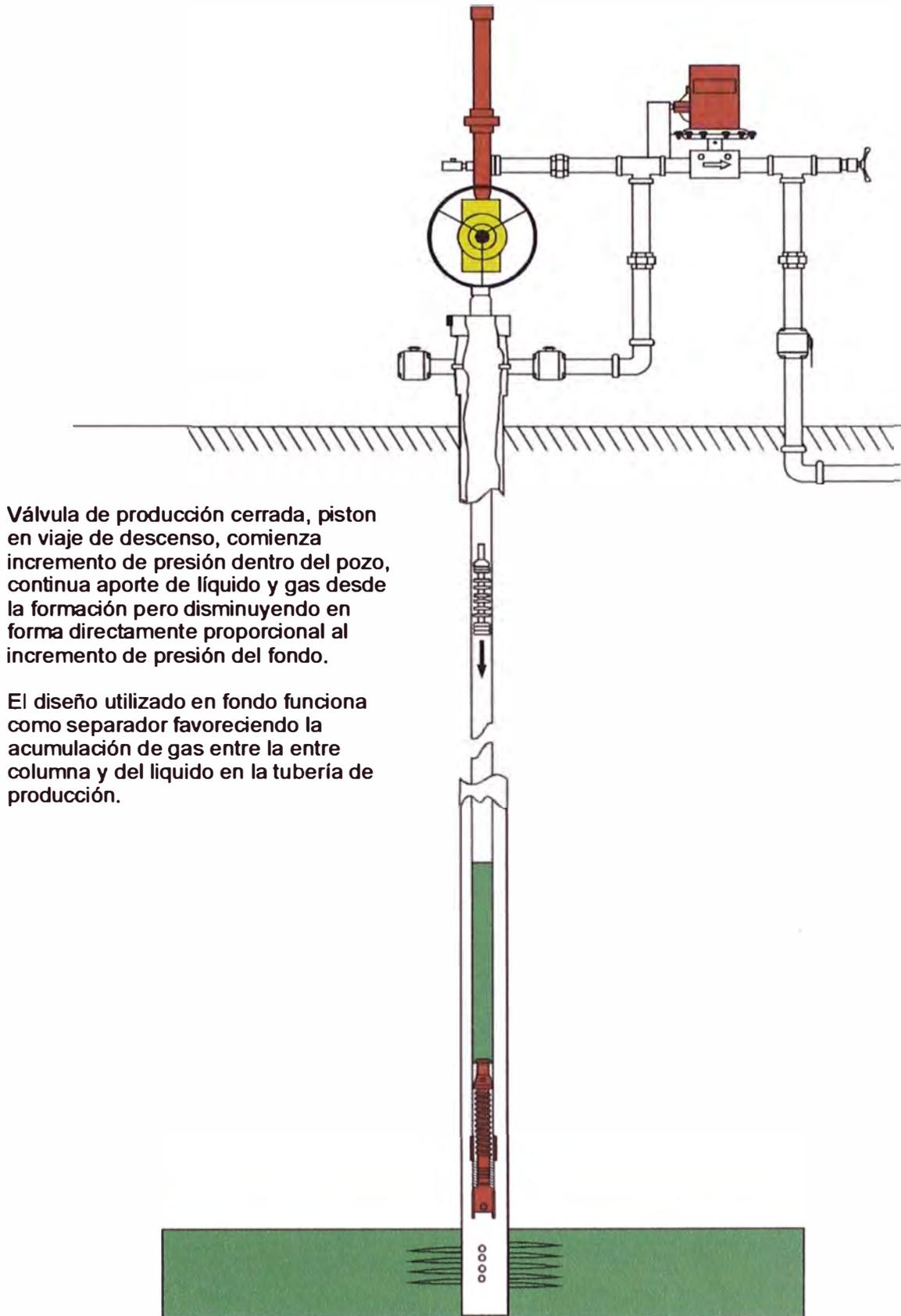


FIGURA N° 8

10.3 CUADROS

CUADRO I

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS POR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECANICO V/S LEVANTAMIENTO MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT"

Descripción	Pozo-8017		Pozo-13012		Pozo-13002		Pozo-4703	
	Bombeo Mecánico	Pistón "Plunger Lift"						
Unidad de Bombeo Mecánico	8,025.50	0.00	16,307.80	0.00	12,588.12	0.00	8,025.50	0.00
Equipo de levantamiento mediante pistón "Plunger Lift" Autonomo	0.00	7,491.10	0.00	0.00	0.00	7,491.10	0.00	5,289.00
Equipo de levantamiento mediante pistón "Plunger Lift" Asistido	0.00	0.00	0.00	8,693.10	0.00	0.00	0.00	0.00
Motor a Gas	8,064.00	0.00	10,026.51	0.00	8,064.00	0.00	8,064.00	0.00
Bomba de subsuelo	1,250.00	0.00	1,600.00	0.00	1,600.00	0.00	1,250.00	0.00
tubos 2 3/8 (US \$ 2.1 / pie)	8,505.00	8,505.00	12,043.50	0.00	9,765.00	0.00	10,155.60	0.00
Varillas de subsuelo (US \$ 1.6 / pie)	6,771.20	0.00	9,280.00	0.00	10,416.00	0.00	10,416.00	0.00
Varillón pulido de 1 1/4" x 22'	204.10	0.00	204.10	0.00	204.10	0.00	204.10	0.00
Prensa estopas + Grampa de varillón pulido	498.50	0.00	468.50	0.00	468.50	0.00	468.50	0.00
Línea de producción de 2" x 21'	3,276.00	3,276.00	3,822.00	0.00	4,914.00	0.00	2,730.00	0.00
Línea de gas de 2" x 21'	3,276.00	0.00	3,822.00	0.00	4,914.00	0.00	2,730.00	0.00
Servicio de pozos	6,028.75	5,005.00	9,733.75	3,565.00	4,680.00	2,306.25	2,400.00	1,734.50
Cuadro Producción	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00	1,200.00

Costo total US \$	47,099.05	25,477.10	68,508.16	13,458.10	58,813.72	10,997.35	47,643.70	8,223.50
-------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	----------

Descripción	Bombeo Mecánico	Pistón "Plunger Lift"						
Inversión (US \$)	47,099.05	25,477.10	68,508.16	13,458.10	58,813.72	10,997.35	47,643.70	8,223.50
Precio del Crudo (US \$ / BI)	18	18	18	18	18	18	18	18
Regalías	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%
Producción BOPD	15	14	18	15	12	10	5	4
Tiempo (Dias)	363	211	441	104	567	127	1,103	238
Tiempo (Meses)	12	7	15	3	19	4	37	8

CUADRO II

Pozos candidatos para instalar Levantamiento mediante pistón "Plunger lift" Autónomo

No.	Pozo	Petróleo BPD	Agua BPD	Gas MPCD	GLR PC/BI	Presión Final por Forros (Psi)	Condición del Pozo	
							Antes	Actual
1	4582	9	1	120	13,444	350	Desfogue	Desfogue
2	4804	7	1	50	7,286	820	Bombeo Mecánico	Achique al pistón
3	4831	8	1	60	7,625	440	Desfogue	Desfogue
4	6404	8	1	80	10,125	525	Bombeo Mecánico	Achique al pistón
5	8014	9	1	75	8,444	570	Bombeo Mecánico	Achique al pistón
6	8031	9	1	80	9,000	540	Bombeo Mecánico	Achique al pistón

CUADRO III

COSTO DEL EQUIPAMIENTO E INSTALACION DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

1.- Equipos de levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomos

No.	Descripcion	Cantidad	P. Unit US \$	Total US \$
1	Controlador Modelo CEO II A-B	6	1,337.00	8,022.00
2	Lubricador de flujo dual 2 3/8"	6	1,162.10	6,972.60
3	Válvula motora "Kimray" de 2" N/C	6	855.30	5,131.80
4	Conjunto depurador de líquidos y regulador de gas e instrumentos	6	303.30	1,819.80
5	Pistón sin válvula sólido espiral 2 3/8"	6	294.60	1,767.60
6	Panel Solar	6	366.60	2,199.60
7	Resorte de Fondo con válvula estacionaria 2 3/8"	6	531.50	3,189.00
8	Filtro de gas	6	43.80	262.80
9	Sensor de aribo	6	394.80	2,368.80

Costo Total US \$ 31,734.00

2.- Instalación

No.	Descripcion	Cantidad	P. Unit US \$	Total US \$
1	Servicio de pozos (22 horas a 110 US\$/Hora)	6	2,420.00	14,520.00
2	Cuadro de producción	6	800.00	4,800.00
3	Instrumentación	6	100.00	600.00
4	Gasfiteria	6	250.00	1,500.00

Costo Total US \$ 21,420.00

Costo Total US \$ 53,154.00

3.- Gastos Operativos

No.	Descripcion	Cantidad	P. Unit US \$	Total US \$/Bbl
1	Costo fijo			2.25
2	Costo variable			1.10

Costo Total US \$/Bbl 3.35

CUADRO IV
EVALUACION ECONOMICA

I. BASES PARA CALCULO

AÑOS	1	2	3	4	5
PRODUCCION(BPD)	50				
PRODUCCION(BPM)	1,500				
PRODUCCION ANUAL	18,250	15,513	13,496	12,146	10,932
IMPUESTO A LA RENTA (%)	2				

DATOS ECONOMICOS

PRECIO DE CRUDO(\$/BI)	20	COSTO DE EQUIPOS	31,734.00
REGALIAS	50.00%	DEPRECIACION (5 AÑOS)	6,346.80
COSTO OPERATIVO (US\$/BB)	3.35	TASA DE INTERES	15%
INVERSION (US\$)	53,154.00		

II. ANALISIS ECONOMICO

PERIODO	INVERSION	PRODUCCION ANUAL	INGRESOS	REGALIAS	COSTOS OPERATIV.	I.A.D.I.	I.D.I.	F.C.S.D.	F.D.	F.C.N.
0	53,154.00							-53,154.00	1.0000	-53,154.00
1		18,250.00	365,000.00	182,500.00	61,137.50	121,362.50	118,935.25	125,282.05	0.8696	108,940.91
2		15,512.50	310,250.00	155,125.00	51,966.88	103,158.13	101,094.96	107,441.76	0.7561	81,241.41
3		13,495.88	269,917.50	134,958.75	45,211.18	89,747.57	87,952.62	94,299.42	0.6575	62,003.40
4		12,146.29	242,925.75	121,462.88	40,690.06	80,772.81	79,157.36	85,504.16	0.5718	48,887.28
5		10,931.66	218,633.18	109,316.59	36,621.06	72,695.53	71,241.62	77,588.42	0.4972	38,575.16

PAYOUT (Meses)	5.09
VAN (US \$)	286,494.15
TIR	180%

10.4 TABLAS

TABLA I

POZO 8017 - MIRADOR

PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

Fecha	Tiempo		Produccion Mensual			Produccion promedio dias calendario		
	Calendario (Dias)	Producido (Dias)	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC
Sep-98	30	10	431	19	5070	14.4	0.6	169.0
Oct-98	31	6	79	1	1200	2.5	0.0	38.7
Nov-98	30	6	102	0	2348	3.4	0.0	78.3
Dec-98	31	26	301	2	3,300	9.7	0.1	106.5
Jan-99	31	31	1,028	41	9,748	33.2	1.3	314.5
Feb-99	28	23	439	19	5,100	15.7	0.7	182.1
Mar-99	31	31	363	12	5,727	11.7	0.4	184.7
Apr-99	30	30	327	0	4,525	10.9	0.0	150.8
May-99	31	31	323	0	3209	10.4	0.0	103.5
Jun-99	30	30	330	0	3150	11.0	0.0	105.0
Jul-99	31	20	260	5	3000	8.4	0.2	96.8
Aug-99	31	31	690	0	7217	22.3	0.0	232.8
Sep-99	30	30	541	0	7230	18.0	0.0	241.0
Oct-99	31	31	497	0	5502	16.0	0.0	177.5
Nov-99	30	30	464	0	6792	15.5	0.0	226.4
Dec-99	31	7	110	1	1045	3.5	0.0	33.7

TABLA II**POZO 13002 - PORTACHUELO****PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO**

Fecha	Tiempo		Produccion Mensual			Produccion promedio dias calendario		
	Calendario (Dias)	Producido (Dias)	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC
Ene-98	31	16	127	130	436	4.1	4.2	14.1
Feb-98	28	22	233	114	0	8.3	4.1	0.0
Mar-98	31	31	336	132	0	10.8	4.3	0.0
Abr-98	30	27	341	66	7994	11.4	2.2	266.5
May-98	31	31	371	195	8082	12.0	6.3	260.7
Jun-98	30	24	281	128	2565	9.4	4.3	85.5
Jul-98	31	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
Ago-98	31	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
Sep-98	30	9	113	79	2450	3.8	2.6	81.7
Oct-98	31	31	623	57	10740	20.1	1.8	346.5
Nov-98	30	30	542	53	8099	18.1	1.8	270.0
Dic-98	31	30	389	62	5020	12.5	2.0	161.9
Ene-99	31	31	385	57	7037	12.4	1.8	227.0
Feb-99	28	28	446	58	6122	15.9	2.1	218.6
Mar-99	31	31	451	66	6133	14.5	2.1	197.8
Abr-99	30	30	328	51	8083	10.9	1.7	269.4
May-99	31	31	232	59	7903	7.5	1.9	254.9
Jun-99	30	30	220	42	6655	7.3	1.4	221.8
Jul-99	31	31	227	25	6169	7.3	0.8	199.0
Ago-99	31	31	274	31	6400	8.8	1.0	206.5
Sep-99	30	30	335	31	6843	11.2	1.0	228.1
Oct-99	31	31	304	32	5137	9.8	1.0	165.7
Nov-99	30	30	268	40	4446	8.9	1.3	148.2
Dic-99	31	31	258	31	4336	8.3	1.0	139.9
Ene-00	31	31	283	31	3781	9.1	1.0	122.0
Feb-00	28	29	265	26	3288	9.5	0.9	117.4
Mar-00	31	31	278	31	3276	9.0	1.0	105.7
Abr-00	30	30	264	30	2428	8.8	1.0	80.9
May-00	31	31	268	31	3566	8.6	1.0	115.0
Jun-00	30	30	242	30	4682	8.1	1.0	156.1
Jul-00	31	25	234	33	4593	7.5	1.1	148.2
Ago-00	31	28	201	27	2323	6.5	0.9	74.9

TABLA III

POZO 4703 - PORTACHUELO

PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

Fecha	Tiempo		Produccion Mensual			Produccion promedio dias calendario		
	Calendario (Dias)	Producido (Dias)	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC
Nov-00	30	29	117	7	1593	3.9	0.2	53.1
Dec-00	31	31	90	7	1740	2.9	0.2	56.1
Jan-01	31	31	150	0	3649	4.8	0.0	117.7
Feb-01	28	26	118	3	4868	4.2	0.1	173.9
Mar-01	31	31	138	0	2502	4.5	0.0	80.7
Apr-01	30	30	138	0	804	4.6	0.0	26.8
May-01	31	31	119	0	910	3.8	0.0	29.4
Jun-01	30	30	105	1	1064	3.5	0.0	35.5
Jul-01	31	28	113	1	1029	3.6	0.0	33.2
Aug-01	31	31	115	0	537	3.7	0.0	17.3
Sep-01	30	28	110	0	507	3.7	0.0	16.9
Oct-01	31	28	105	3	698	3.4	0.1	22.5
Nov-01	30	23	94	2	900	3.1	0.1	30.0

TABLA IV

POZO 13012 - PORTACHUELO

PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT" AUTONOMO

	Tiempo		Produccion Mensual			Produccion prom.dias calendario		
	Calendario (Dias)	Producido (Dias)	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC	Petróleo (Barriles)	Agua (Barriles)	Gas MPC
Nov-96	30	26	4869	198	0	162.3	6.6	0.0
Dic-96	31	28	5966	1333	0	192.5	43.0	0.0
Ene-97	31	31	4158	145	0	134.1	4.7	0.0
Feb-97	28	28	3782	121	2120	135.1	4.3	75.7
Mar-97	31	31	2994	122	3500	96.6	3.9	112.9
Abr-97	30	30	2278	155	7000	75.9	5.2	233.3
May-97	31	31	2114	145	10320	68.2	4.7	332.9
Jun-97	30	30	1698	76	7804	56.6	2.5	260.1
Jul-97	31	31	1838	90	6641	59.3	2.9	214.2
Ago-97	31	31	1721	97	6682	55.5	3.1	215.5
Sep-97	30	30	1645	82	6682	54.8	2.7	222.7
Oct-97	31	31	1650	144	0	53.2	4.6	0.0
Nov-97	30	30	1499	118	0	50.0	3.9	0.0
Dic-97	31	31	1441	140	0	46.5	4.5	0.0
Ene-98	31	31	1034	101	0	33.4	3.3	0.0
Feb-98	28	28	981	115	554	35.0	4.1	19.8
Mar-98	31	31	647	79	3609	20.9	2.5	116.4
Abr-98	30	30	662	146	3104	22.1	4.9	103.5
May-98	31	31	744	117	3139	24.0	3.8	101.3
Jun-98	30	30	451	41	1282	15.0	1.4	42.7
Jul-98	31	31	528	88	631	17.0	2.8	20.4
Ago-98	31	6	47	6	42	1.5	0.2	1.4
Sep-98	30	25	1140	309	1832	38.0	10.3	61.1
Oct-98	31	31	1807	389	3708	58.3	12.5	119.6
Nov-98	30	30	1211	456	3129	40.4	15.2	104.3
Dic-98	31	12	214	151	620	6.9	4.9	20.0
Ene-99	31	31	949	246	3592	30.6	7.9	115.9
Feb-99	28	28	1290	213	3741	46.1	7.6	133.6
Mar-99	31	31	1754	87	3417	56.6	2.8	110.2
Abr-99	30	30	1441	78	3055	48.0	2.6	101.8
May-99	31	31	1187	102	2503	38.3	3.3	80.7
Jun-99	30	28	1075	184	2183	35.8	6.1	72.8
Jul-99	31	31	824	137	3282	26.6	4.4	105.9
Ago-99	31	31	737	238	2465	23.8	7.7	79.5
Sep-99	30	30	485	70	2138	16.2	2.3	71.3
Oct-99	31	31	800	96	1248	25.8	3.1	40.3
Nov-99	30	29	729	176	910	24.3	5.9	30.3
Dic-99	31	31	480	117	467	15.5	3.8	15.1
Ene-00	31	31	476	105	185	15.4	3.4	6.0
Feb-00	28	29	493	97	429	17.6	3.5	15.3
Mar-00	31	31	701	134	697	22.6	4.3	22.5
Abr-00	30	30	581	80	739	19.4	2.7	24.6
May-00	31	31	845	228	867	27.3	7.4	28.0
Jun-00	30	30	562	85	821	18.7	2.8	27.4
Jul-00	31	31	457	386	805	14.7	12.5	26.0
Ago-00	31	31	632	81	913	20.4	2.6	29.5
Sep-00	30	30	580	157	680	19.3	5.2	22.7
Oct-00	31	26	517	131	690	16.7	4.2	22.3
Nov-00	30	30	433	65	765	14.4	2.2	25.5
Dic-00	31	31	490	48	878	15.8	1.5	28.3

TABLA V**Evaluación del Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" Pozo-13002**

Fecha	Presión de Trabajo Psi	Descenso del Piston			Ascenso del Piston			Tiempo (Minutos)					Tiempo Total del Ciclo (Minutos)
		P _{forros} Psi	P _{tubos} Psi	P _{diferencial} Psi	P _{forros} Psi	P _{tubos} Psi	P _{diferencial} Psi	Progr. Descenso	prog.Apert. de Valvula	Llegada del Gas	Llegada del Liquido	Purga	
08/12/1998	450	436	290	146	540	431	109	0:17:00	0:12:00	0:03:14	0:00:09	0:06:00	00:26:23
11/12/1998	450	422	240	182	524	430	94	0:17:00	0:14:00	0:03:13	0:00:14	0:07:00	00:27:27
12/12/1998	450	412	235	177	514	422	92	0:17:00	0:12:00	0:03:17	0:00:12	0:07:00	00:27:29
13/12/1998	450	390	215	175	494	398	96	0:17:00	0:14:00	0:03:19	0:00:15	0:08:30	00:29:04
14/12/1998	430	421	300	121	523	404	119	0:16:00	0:16:00	0:03:10	0:00:06	0:08:00	00:27:16
08/01/1999	360	340	175	165	443	360	83	0:17:00	0:25:00	0:02:47	0:00:05	0:15:00	00:34:52
11/01/1999	360	277	125	152	386	295	91	0:17:00	0:30:00	0:02:53	0:00:08	0:20:00	00:40:01
12/01/1999	340	305	150	155	420	350	70	0:19:00	0:30:00	0:02:55	0:00:07	0:10:00	00:32:02
13/01/1999	340	276	150	126	392	352	40	0:20:00	0:30:00	0:03:00	0:00:12	0:08:00	00:31:12
14/01/1999	340	309	180	129	425	392	33	0:20:00	0:30:00	0:02:42	0:00:06	0:08:00	00:30:48
16/01/1999	340	248	126	122	369	325	44	0:18:00	0:30:00	0:02:57	0:00:07	0:15:00	00:36:04
18/01/1999	340	247	125	122	357	310	47	0:18:00	0:30:00	0:03:05	0:00:11	0:15:00	00:36:16

Evaluación del Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" Pozo-8017

Fecha	Presión de Trabajo Psi	Descenso del Piston			Ascenso del Piston			Tiempo (Minutos)					Tiempo Total del Ciclo (Minutos)
		P _{forros} Psi	P _{tubos} Psi	P _{diferencial} Psi	P _{forros} Psi	P _{tubos} Psi	P _{diferencial} Psi	Progr. Descenso	prog.Apert. de Valvula	Llegada del Gas	Llegada del Liquido	Purga	
13/12/1998	300	255	182	73	338	319	19	0:14:00	0:12:00	0:02:36	0:00:20	0:07:00	00:23:56
11/12/1998	300	257	188	69	340	320	20	0:14:00	0:10:00	0:02:36	0:00:23	0:06:00	00:22:59
12/12/1998	300	256	190	66	338	320	18	0:14:00	0:10:00	0:02:36	0:00:19	0:06:00	00:22:55
08/01/1999	290	243	155	88	318	290	28	0:14:00	0:16:00	0:02:48	0:00:30	0:10:00	00:27:18
11/01/1999	290	241	150	91	315	290	25	0:14:00	0:16:00	0:02:43	0:00:28	0:10:00	00:27:11
18/01/1999	290	237	145	92	305	276	29	0:14:00	0:16:00	0:02:53	0:00:24	0:10:00	00:27:17

TABLA VI

Pozo-13002 **RESTAURACION DE PRESION** **EN BOCA DEL POZO**

Parámetros de Operación

Presion de Forros (psi)	340
Tiempo de caida del pistón (minutos)	18
Tiempo de Apertura Vál. de Prod. (minutos)	30
Tiempo de Purga (minutos)	15

Tiempo de Caída Minutos	Presiones		
	Forros Psi	Tubos Psi	Diferencial Psi
00	247	125	122
01	248	228	20
02	253	238	15
03	260	246	14
04	266	250	16
05	272	255	17
06	279	258	21
07	286	261	25
08	293	267	26
09	299	270	29
10	307	273	34
11	312	278	34
12	319	282	37
13	326	286	40
14	332	290	42
15	338	295	43
16	344	300	44
17	351	305	46
18	357	310	47



TABLA VII

Pozo-8017 **RESTAURACION DE PRESION** **EN BOCA DEL POZO**

Parámetros de Operación

Presion de Forros (psi)	275
Tiempo de caida del pistón (minutos)	14
Tiempo de Apertura Vál. de Prod. (minutos)	16
Tiempo de Purga (minutos)	10

Tiempo de Caída Minutos	Presiones		
	Forros Psi	Tubos Psi	Diferencial Psi
00	215	175	40
01	220	180	40
02	232	210	22
03	241	212	29
04	249	218	31
05	256	220	36
06	262	222	40
07	266	225	41
08	269	226	43
09	272	227	45
10	273	258	15
11	274	228	46
12	275	229	46
13	276	229	47
14	277	229	48



10.5 GRAFICOS

GRAFICO I

CURVA DE PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT"
POZO 8017- MIRADOR

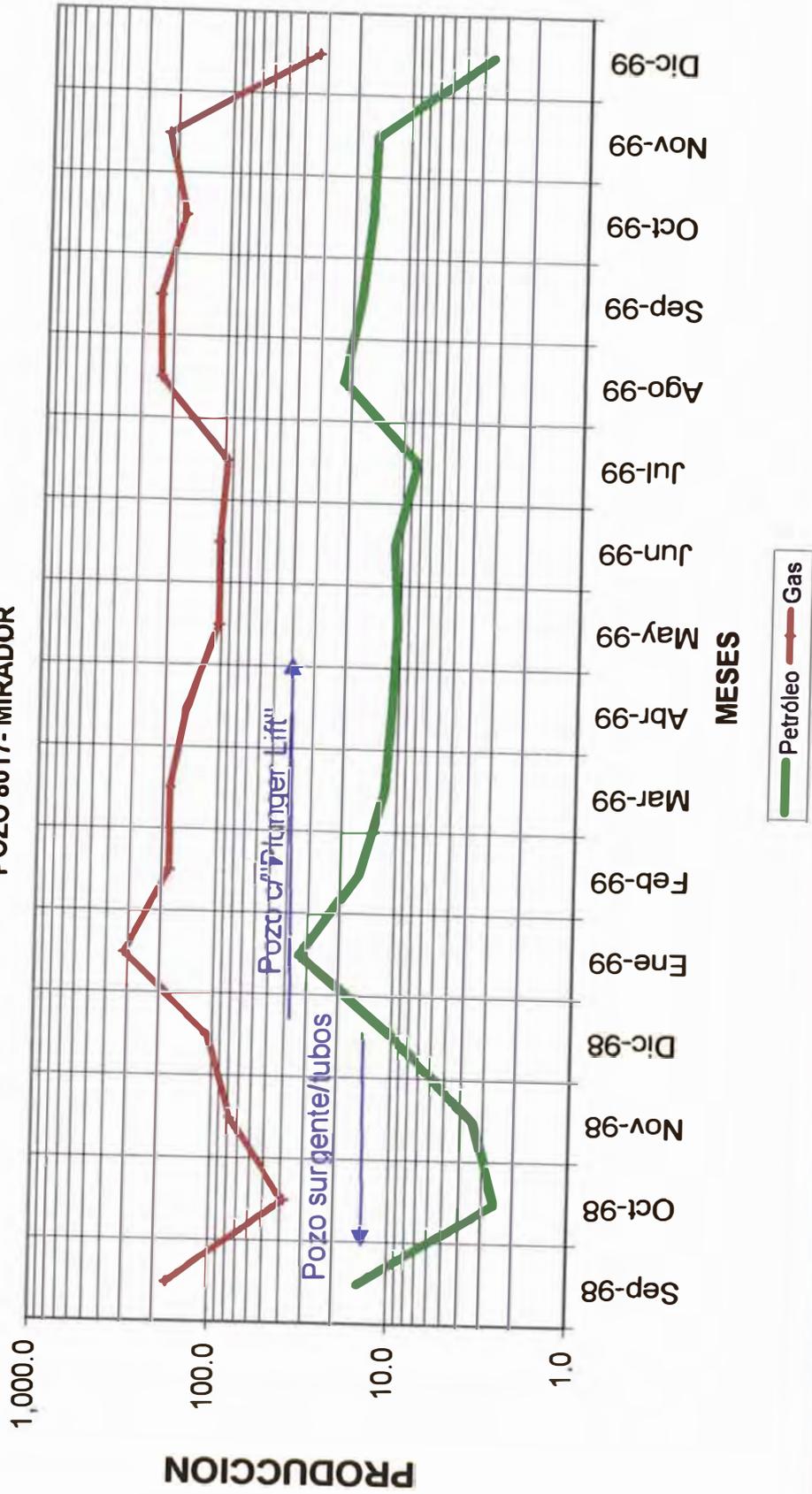


GRAFICO II

CURVA DE PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT"
POZO 13002- PORTACHUELO

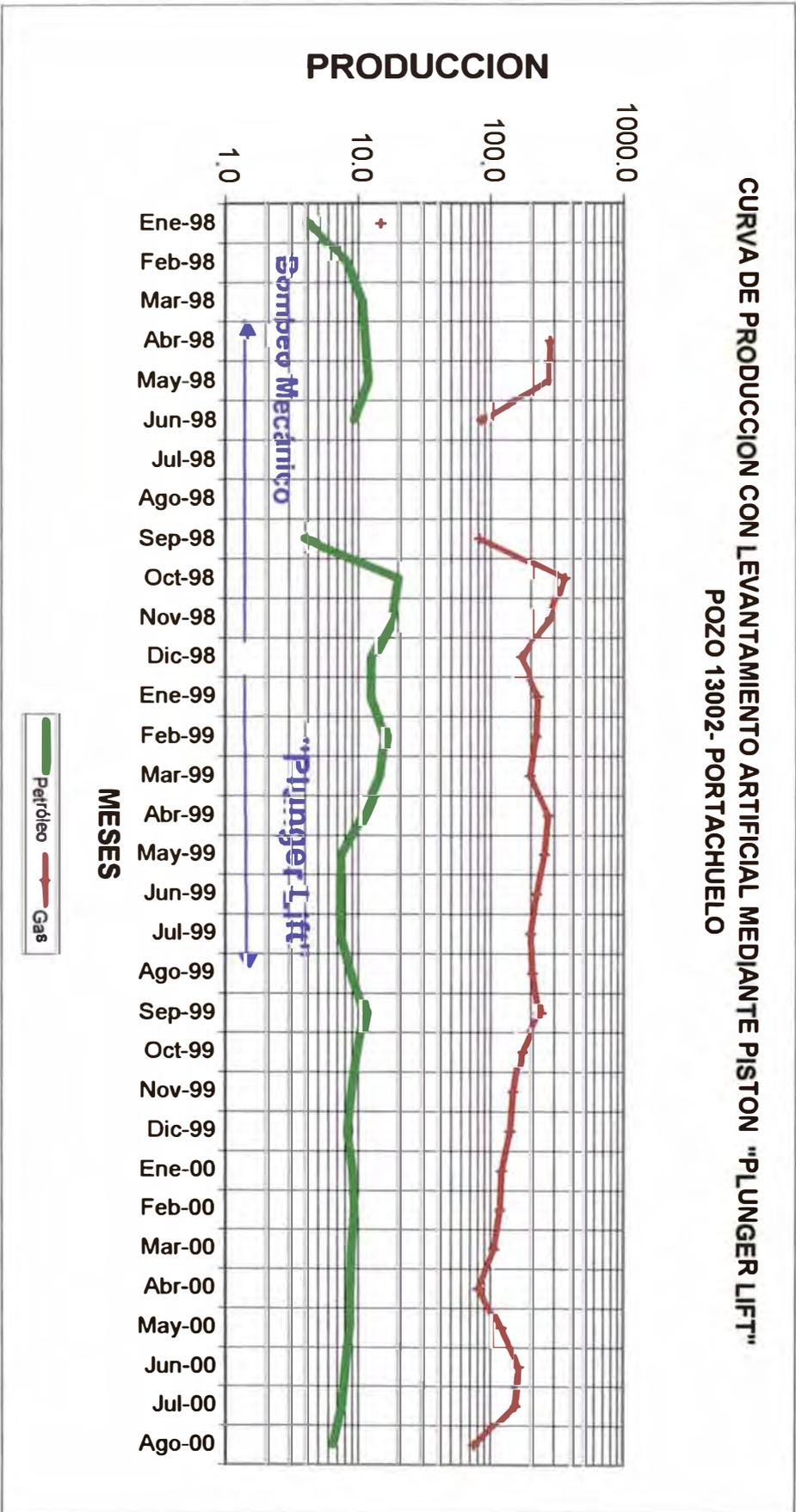


GRAFICO III

**CURVA DE PRODUCCION CON LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON "PLUNGER LIFT"
POZO 4703- PORTACHUELO**

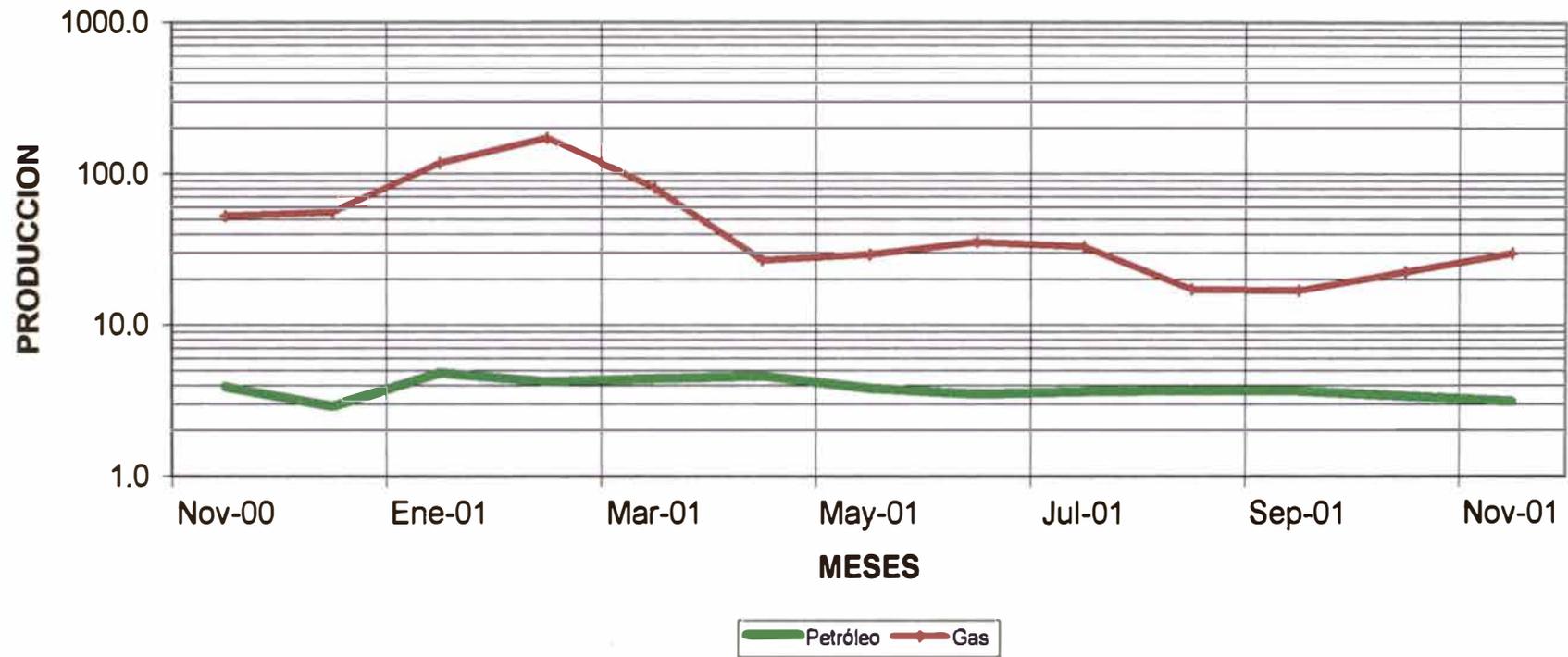


GRAFICO IV

CURVA DE PRODUCCION CON SISTEMA DE BOMBEO MECANICO POZO 13012 PORTACHUELO

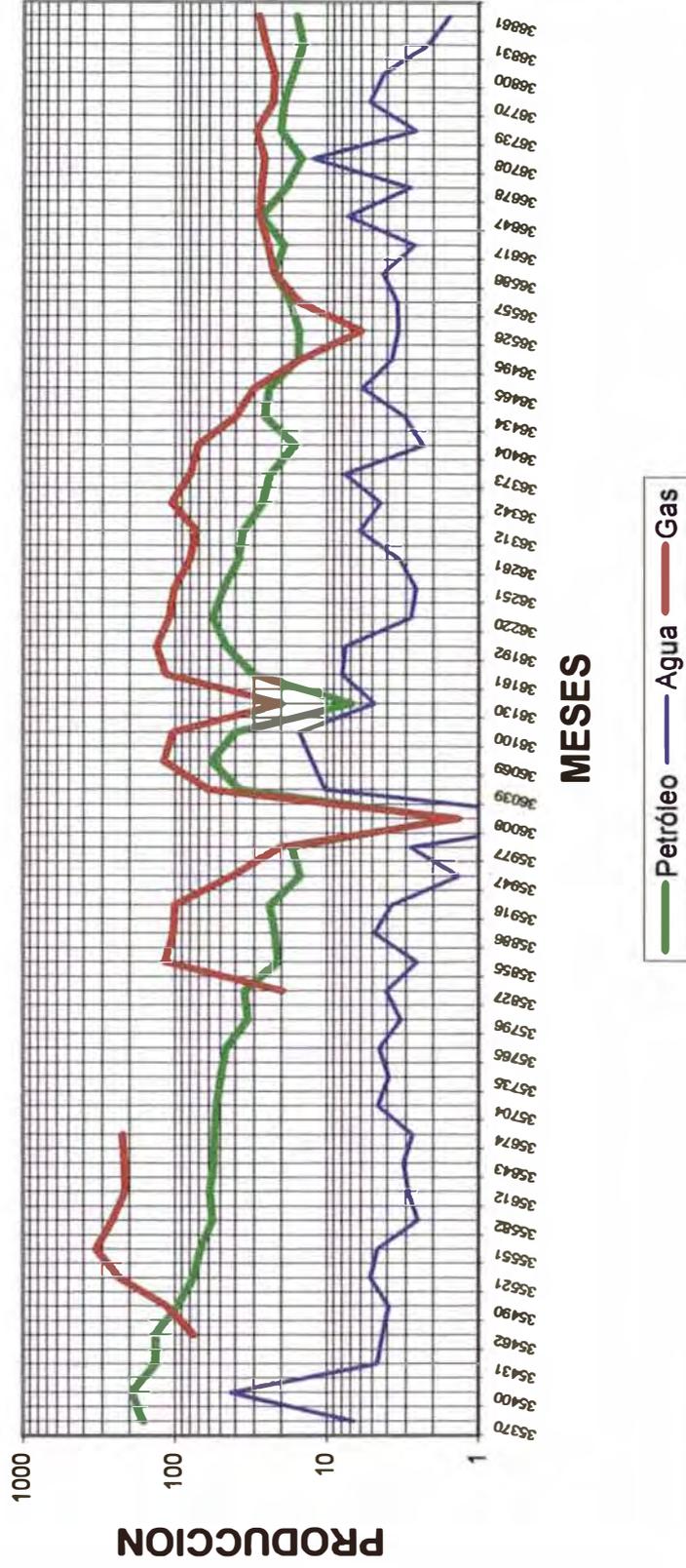


GRAFICO V

Requisitos de Gas y Presión - Tubería de 2 pulgadas

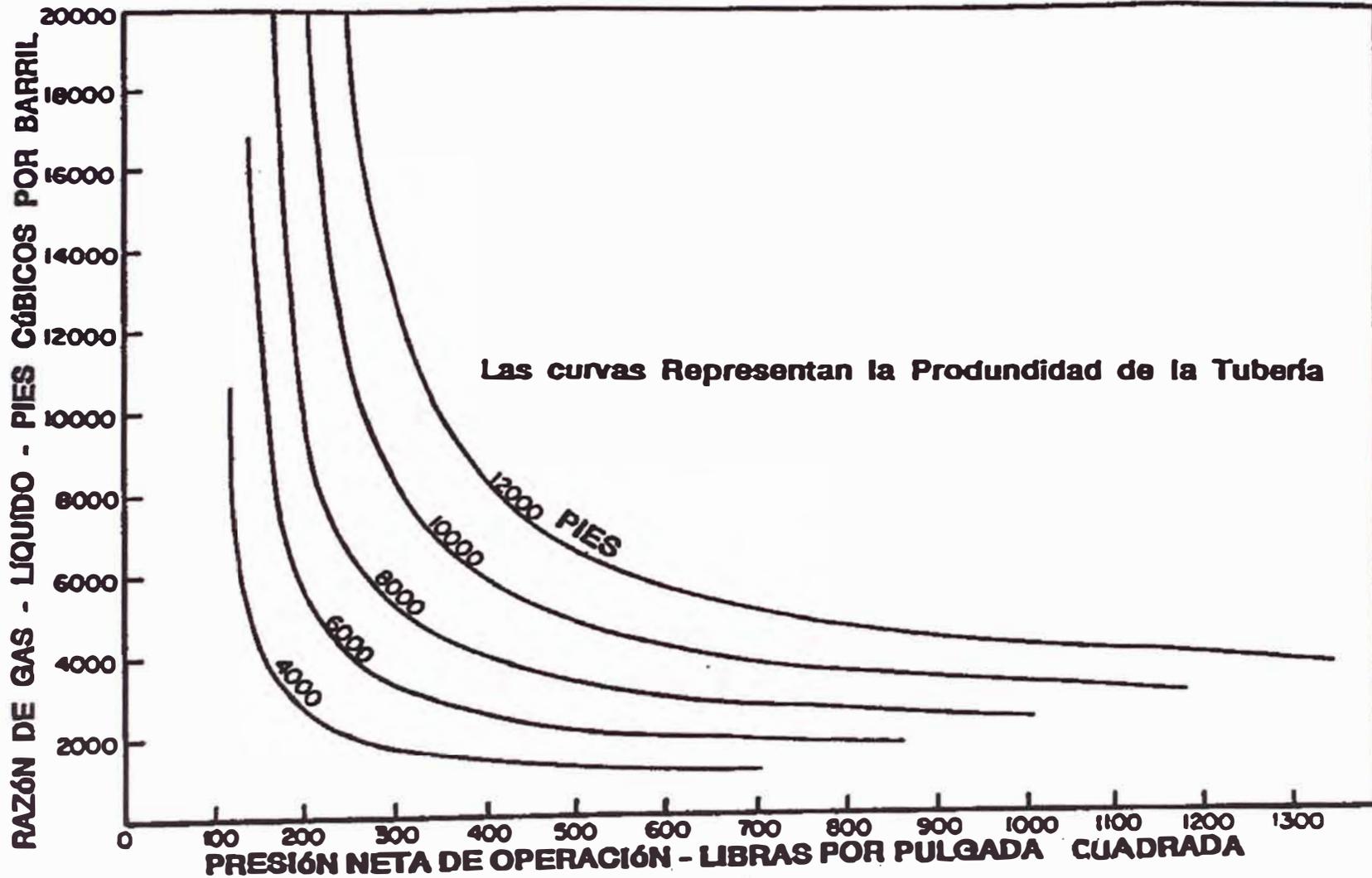
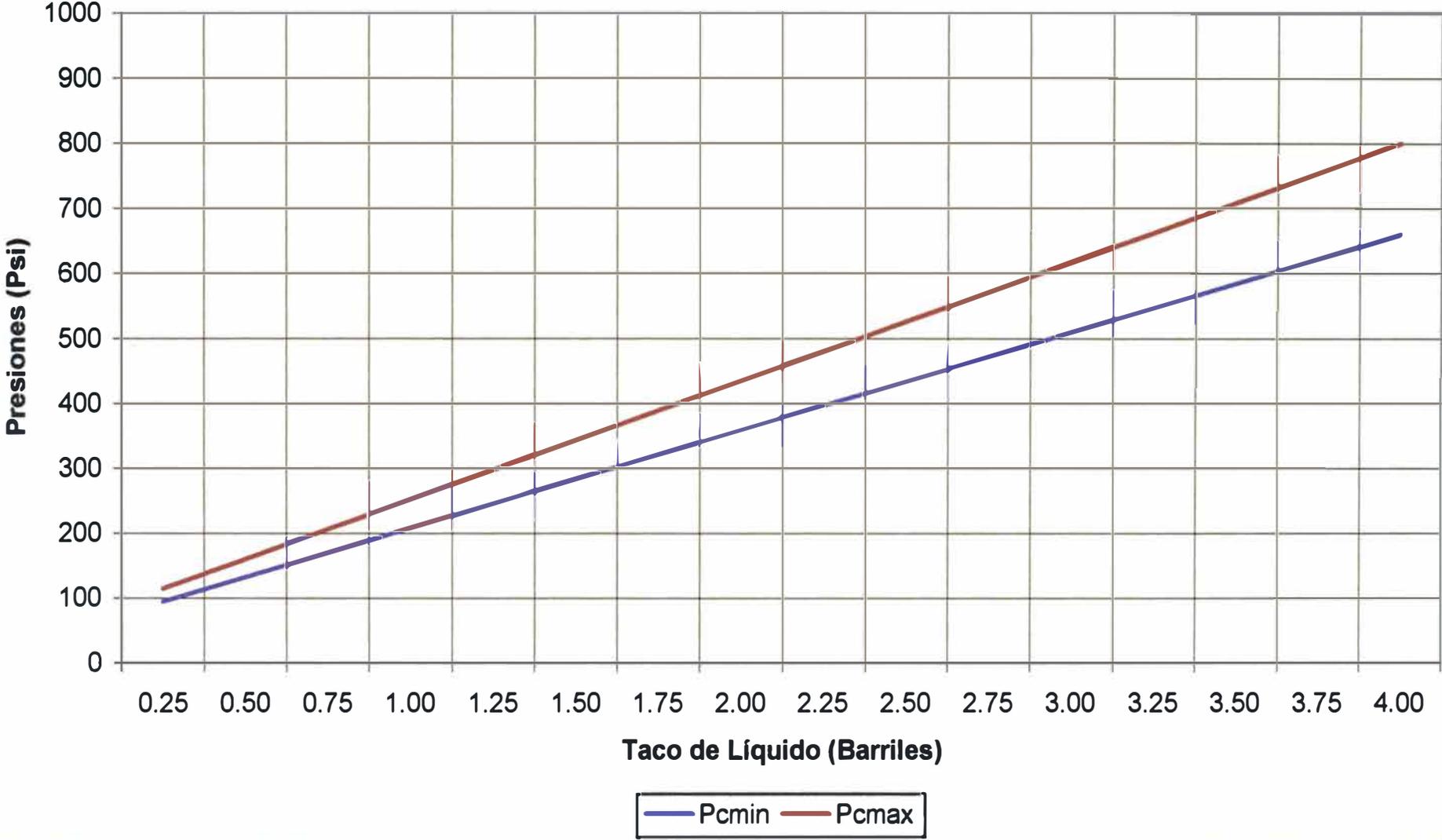


GRAFICO VI

Pcmax v/s Pcmin



10.6 ANEXOS

ANEXO I

Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 8017 - Mirador

POZO :	8017	M.C. :	8008	ESTADO:	Surgente por tubos	Presión Inicial :	247 psi
FECHA :	30 de Noviembre del 1998				Presión Final :	565 psi	

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	215
5	256
10	273
15	278
20	290
25	295
30	305
45	320
60	340
90	362
120	385
150	400



Notas : Pozo fuè parado por 2 1/2 horas para medir presión por forros

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

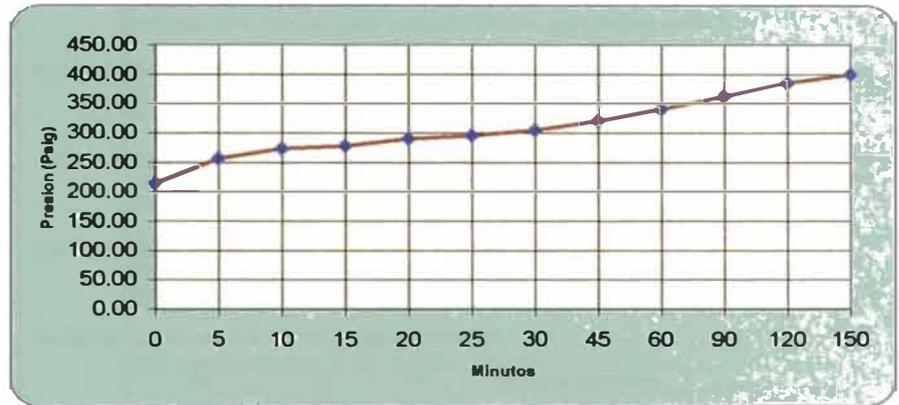
POZO: 8017

DATOS DEL POZO

FECHA	15/11/1998	COMPAÑÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Mirador		
FORROS DE SUPERFICIE		5 1/2	Pulgadas
TUBERIA DE PRODUCCION		2 3/8	Pulgadas
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR		1,308	Metros
PUNZADOS	1,061	1,316	metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS		20.00	Bbls/día
PORCENTAJE DE AGUA		2	%
PRODUCCION DE GAS		225	Mcf
DENSIDAD DEL PETROLEO		0.852	Kg/Litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO		35.00	Psig
VISCOSIDAD DEL PETROLEO		45	S.S.U.
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD			Metros

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS 6 TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	215.00
5	256.00
10	273.00
15	278.00
20	290.00
25	295.00
30	305.00
45	320.00
60	340.00
90	362.00
120	385.00
150	400.00



RESULTADOS

	Pistón con valvula integral	Pistón sin valvula integral
Número de ciclos máximos posibles	160	73
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	76 Psig	103 Psig
Caudal de gas necesario para la Operación	88.99 Mcfd	59.27 Mcfd
Carga del líquido por ciclo	0.13 Barriles	0.27 Barriles
Volumen del gas necesario para un ciclo	697 Mcf	812 Mcf
Ciclos determinados por el operador	40	
Presión de Trabajo promedio	147 Psig	10 Kg/cm ²
Caudal de gas necesario para la Operación	46.44 Mcfd	1,315 m ³ /día
Carga del líquido por ciclo	0.50 Barriles	79.50 Litros
Volumen del gas necesario para un ciclo	1,161 Mcf	32.9 m ³

Comentario :

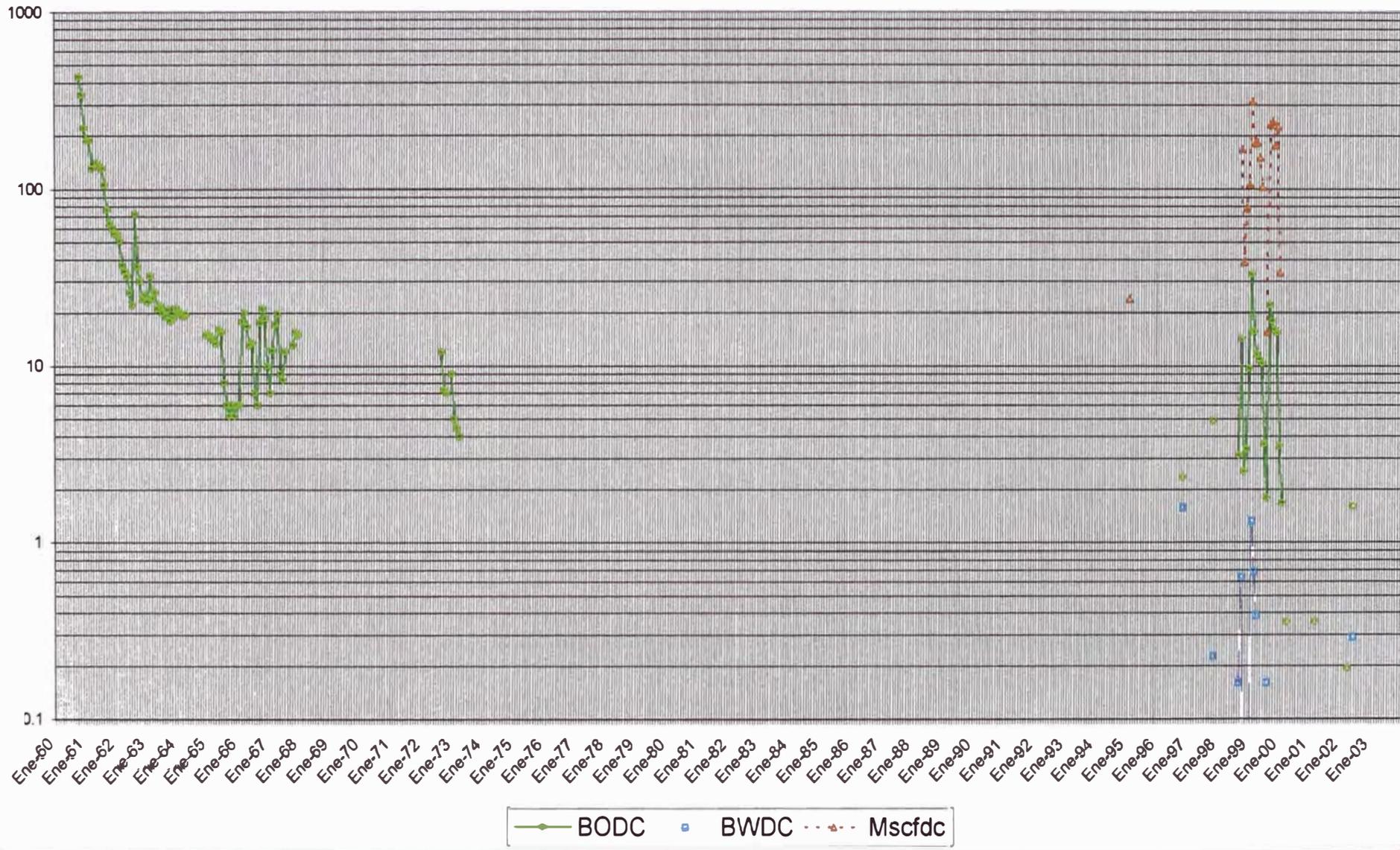
La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

RESUMEN DEL POZO 8017 - MIRADOR

Pozo: 8017	Yacimiento: Mirador	Fecha	15/12/1998																																																																																
DIAGRAMA	Fecha	Resumen																																																																																	
<p>CHF: 12.7' THF: 11.30'</p> <p>9 5/8" H-40 32.3 lb/ft</p> <p>Tope Cmto= NR</p> <p style="text-align: right;">GS = 596.76'</p> <p>3480'</p> <p>3486'</p> <p>3555'</p> <p>3584'</p> <p>3584'</p> <p>3682/3662'</p> <p>3684'</p> <p>3752'</p> <p>3788'</p> <p>3821'</p> <p>3889'</p> <p>3942'</p> <p>4318'</p> <p>Forros 5 1/2" J-55, 15.5 Lb/pie</p> <p style="text-align: right;">GS = 4450'</p> <p style="text-align: right;">TD = 5356'</p>	<p>Ubicación</p> <p>Milla cuadrada 15 - S - 14. Tiene una elevación GL = 8.25'.</p> <p>Se sacaron 24 Muestras de agua: 23 en Salina Mogollón y 1 en Balcones.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Formación</th> <th>Tope</th> <th>Base</th> <th>Espesor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Allivium</td> <td>0</td> <td>240</td> <td>240</td> </tr> <tr> <td>Chira - Verdún</td> <td>240</td> <td>2856</td> <td>2616</td> </tr> <tr> <td>Talara</td> <td>2856</td> <td>3057</td> <td>201</td> </tr> <tr> <td>Palegreda</td> <td>3057</td> <td>3431</td> <td>374</td> </tr> <tr> <td>Salina Mogollón</td> <td>3431</td> <td>4320</td> <td>889</td> </tr> <tr> <td>Balcones</td> <td>4320</td> <td>4971</td> <td>651</td> </tr> <tr> <td>Redondo</td> <td>4971</td> <td>5356</td> <td>385</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: right;">TD=5356'</p> <p>El pozo fué completado con el siguiente revestimiento:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Diametro.</th> <th>Grado</th> <th>Lbs/Pie</th> <th>Total (pies)</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Zapato Flotador</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superficie</td> <td>9 5/8"</td> <td>H-40</td> <td>32.3</td> <td>4450.0</td> <td>597'</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Producción</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55</td> <td>15.5</td> <td></td> <td>4450'</td> <td>4414'</td> </tr> </tbody> </table> <p>03-Aug-60 Baleó Fm. Salina Mogollón 4318' - 3661' con 344 tiros a 2 tiros/pie. Cementación forzada en el intervalo 3684' - 3661' por ser arenas de gas RPI = 486 x 0 x 24 x Surgente</p> <p>01-Sep-60 Baleó Fm. Salina Mogollón 3646' - 3584' con 69 tiros a 2 tiros/pie.</p> <p>22-Apr-64 Baleó Fm. Salina Mogollón 3564' - 3481' con 48 tiros (Zona de Gas) a 2 tiros/pie. En este trabajo se rebaleó los intervalos que fueron cementados (3684' - 3661')</p> <p>04-Oct-96 Desfogó pozo presión cero, sacó trompo y pozo fluyó con: 83 x 0 x 800 psi. Circuló con dificultad, bombeó 120 BbIs de agua de formación con 500 psi, retornando suciedad para controlar pozo agregó 70 BbIs de agua tratada con KCL.</p> <p>05-Oct-96 Sacó tubería + Empaque + NA. Bajó broca 4 3/4" + canasta 4 1/2" + 3 botellas. Tomó tope a 4258'. Inyectó 50 BIs de agua formación de tubos/forros. Rotó y circuló de 4258' a 4280', duro por carbonato</p> <p>08-Oct-96 Bajó rima de 5 1/2", PT= 4318', Nivel de fluido a 100'. Cla. Halliburton Inyectó 830 galones de HCL 15% y desplazó con 21 Barriles de agua. Pistoneó 45 BIs de agua formación, NF = 2150'. Comió registro: CNL-GR-CCL de 4358' a 3278'.</p> <p>07-Oct-96 Baleó Fm Salina Mogollón 4314' - 3555', con 164 tiros. Pozo fluyó con mucha presión de gas en la 1ra. bajada de un total de cinco bajadas. Pozo se quedó en gas con 700 psi.</p> <p>08-Oct-96 Mató pozo con 140 BIs de agua Tratada KCL. Bajó y sentó empaque 5 1/2" a 4020', NA a 4016'.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>NI</th> <th>NF</th> <th>PP</th> <th>Achique al pistón</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>lleno</td> <td>seco</td> <td>4016</td> <td>14 x 2 x 4 1/2</td> </tr> </tbody> </table> <p>Descargó y resentó empaque 5 1/2" a 3907'. NA a 3904'.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>1900</td> <td>fluyó</td> <td>3400</td> <td>3.35 x 8.65</td> </tr> </tbody> </table> <p>Desfogó pozo, controló y sacó empaque.</p> <p>09-Oct-96 Bajó tapón recuperable RBP 5 1/2" + Pescante + 01 tubo corto + empaque 5 1/2" tapón recuperable RBP=3916', empaque=3806', NA=3802', PT=3813'</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>1900</td> <td>3500</td> <td>3800</td> <td>10.53 x 11.11 x 2</td> </tr> </tbody> </table> <p>descargó empaque y circuló 40 BIs de agua. Pescó tapón recuperable RBP. Tapón RBP=3806', Empaque=3496'</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>2200</td> <td>2200</td> <td>3490</td> <td>8 x 0</td> </tr> </tbody> </table> <p>Pistoneó a 2200', Pozo acumuló presión. Se recuperó 12.76 BO de cámara y no hay aporte de fluido. En el momento de sacar cable de Pistoneo, pozo votó cable + Varillón. Agregó 40 BbIs de agua de fm. presurizó con 800 psi. Descargó Empaque + tapón RBP. Bajó sarta de tubería, NA = 4257', PT= 4287'.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>300</td> <td>1800</td> <td>2500</td> <td>4.4 x 15.32 x 1 1/2</td> </tr> <tr> <td>2500</td> <td>4000</td> <td>4500</td> <td>0 x 47.41 x 3 1/2</td> </tr> </tbody> </table> <p>RPR: 100% Gas</p> <p>Oct-97 Pozo recuperó: 154 BIs de crudo por desfogue.</p> <p>29-Dec-97 Pozo con línea de gas para alimentar motores de unidades de bombeo mecánico.</p>	Formación	Tope	Base	Espesor	Allivium	0	240	240	Chira - Verdún	240	2856	2616	Talara	2856	3057	201	Palegreda	3057	3431	374	Salina Mogollón	3431	4320	889	Balcones	4320	4971	651	Redondo	4971	5356	385	Forros	Diametro.	Grado	Lbs/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Zapato Flotador	Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	4450.0	597'	-	Producción	5 1/2"	J-55	15.5		4450'	4414'	NI	NF	PP	Achique al pistón	lleno	seco	4016	14 x 2 x 4 1/2	1900	fluyó	3400	3.35 x 8.65	1900	3500	3800	10.53 x 11.11 x 2	2200	2200	3490	8 x 0	300	1800	2500	4.4 x 15.32 x 1 1/2	2500	4000	4500	0 x 47.41 x 3 1/2	<p style="text-align: right;">Cementacion forzada después se rebaleó por gas</p> <p style="text-align: right;">NA = 4232'</p> <p style="text-align: right;">PT = 4290'</p> <p style="text-align: right;">Tope = 4335' (2 Dic'98)</p> <p style="text-align: right;">FC = 4414'</p>
Formación	Tope	Base	Espesor																																																																																
Allivium	0	240	240																																																																																
Chira - Verdún	240	2856	2616																																																																																
Talara	2856	3057	201																																																																																
Palegreda	3057	3431	374																																																																																
Salina Mogollón	3431	4320	889																																																																																
Balcones	4320	4971	651																																																																																
Redondo	4971	5356	385																																																																																
Forros	Diametro.	Grado	Lbs/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Zapato Flotador																																																																													
Superficie	9 5/8"	H-40	32.3	4450.0	597'	-																																																																													
Producción	5 1/2"	J-55	15.5		4450'	4414'																																																																													
NI	NF	PP	Achique al pistón																																																																																
lleno	seco	4016	14 x 2 x 4 1/2																																																																																
1900	fluyó	3400	3.35 x 8.65																																																																																
1900	3500	3800	10.53 x 11.11 x 2																																																																																
2200	2200	3490	8 x 0																																																																																
300	1800	2500	4.4 x 15.32 x 1 1/2																																																																																
2500	4000	4500	0 x 47.41 x 3 1/2																																																																																

DIAGRAMA	Fecha	Resumen																																																																																																																																																							
<p>CHF: 12.7' THF: 11.30'</p> <p>9 5/8" H-40 32.3 lb/ft</p> <p>GS = 596.76'</p> <p>Tope Cmto. = NR</p> <p>3480'</p> <p>3486'</p> <p>3555'</p> <p>3564'</p> <p>3584'</p> <p>3682'/3682'</p> <p>3684'</p> <p>3752'</p> <p>3788'</p> <p>3821'</p> <p>3889'</p> <p>3942'</p> <p>4318'</p> <p>Forros 5 1/2" J-55, 15.5 Lb/pie</p> <p>TD = 5356'</p> <p style="text-align: right;">cimentacion forzada, después se rebaleó por gas</p> <p style="text-align: right;">NA = 4232' PT = 4290'</p> <p style="text-align: right;">Tope = 4335' (2 Dic'98) FC = 4414'</p> <p style="text-align: right;">GS = 4450'</p>	<p>15-Sep-98</p> <p>16-Sep-98</p> <p>17-Sep-98</p> <p>21-Sep-98</p> <p>10-Oct-98</p> <p>02-Oct-98</p> <p>30-Nov-98</p> <p>01-Dec-98</p> <p>02-Dec-98</p> <p>03-Dec-98</p> <p>12-Dec-98</p> <p>13-Dec-98</p> <p>14-Dec-98</p> <p>15-Dec-98</p>	<p>Proyecto Gas.</p> <p>Desfogueó con 450 psi / 550 psi, gas seco, luego desfogueó 13 BO a tina. Sacó 112 tubos en simples y pozo molestando, continuó desfogueando gas. Bajo línea de Cable "Entry Guide" 2 7/8" x 0.66' + tubo corto 2 7/8" x 11.80' + reducción x 0.49' + tubo corto R 2 3/8" x 0.98' + reducción x 0.49' + tubo corto 2 7/8" perforado x 11.80' + reducción x 0.49' + Empaque "J - Lock" 2 3/8" x 3.74' + niple de cierre F 2 3/8" x 1.51' + 105 tubos 2 3/8" x 30'. Empaque a 3424', PT = 3453'. Probó Empaque por Forros con 800 psi. Positivo. Tomó Nivel Fluido = 1200'.</p> <p>Baleó Fm. Salina Mogollón 3986' - 3480' con 62 Tiros de 1 11/16", a través de tubos. Pozo reaccionó con 100 psi, desfogueó 2.76 BO. Gas con 200 psi. Recuperó 1.3 BO. chequeó extrangulador y se encontró obstruido lleno de restos de baleo. Pistoneó: 21BO x 12 BW x 3 hrs, NI =2580', NF=2580, PP =3300', de las cuales pozo aportó: 3 BO x 2 BW.</p> <p>8 BO x 1 BW x 1.5 Hrs x 1/4" x Desfogueó x 100 psi / Empaque Armó Líneas y Separador, reguló extrangulador a 3/8". Probó separador, Positivo Cía. SPC armó equipo de cable, bajó y colgó Registrador de Presión a 3429' en el tubo corto R. Realizó Prueba Isochronal de Flujo y Cierre en el Niple "F" a 3422'.</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Flujos</th> <th>Hrs</th> <th>BO x BW</th> <th>MSCF</th> <th>Extrangulador</th> <th>Tubos</th> <th>Forros</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1er Flujo</td> <td>5</td> <td>19,5 x 0</td> <td>39</td> <td>3/8"</td> <td>50</td> <td>Empaque</td> </tr> <tr> <td>1er Cierre</td> <td>5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>480</td> <td>Empaque</td> </tr> <tr> <td>2do Flujo</td> <td>6</td> <td>26 x 0</td> <td>55.65</td> <td>30/64"</td> <td>55</td> <td>Empaque</td> </tr> <tr> <td>2do Cierre</td> <td>72</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>300</td> <td>Empaque</td> </tr> </tbody> </table> <p>RPR 24 40 x1 572 3/8" 170 Empaque</p> <p>Análisis Cromatográfico de Gases y Líquidos:</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Hrs</th> <th>BO x BW</th> <th>MSCF</th> <th>Extrangulador</th> <th>Tubos</th> <th>Forros</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Metano</td> <td>95.033</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>BTU/PC Bruto 1079.6</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>2.604</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>BTU/PC Neto 974.4</td> </tr> <tr> <td>Propano</td> <td>0.886</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Gravedad Especifica 0.6017</td> </tr> <tr> <td>i-Butano</td> <td>0.296</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Gal Liquido/MPC 0.721</td> </tr> <tr> <td>n-Butano</td> <td>0.373</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Peso Molecular 17.394</td> </tr> <tr> <td>i-Pentano</td> <td>0.232</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Capacidad Calórica Mol 0.5202</td> </tr> <tr> <td>n-Pentano</td> <td>0.215</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Hexanos</td> <td>0.247</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>CO2</td> <td>0.114</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Petróleo: API= 37.59° (21 Ago' 98)</td> </tr> <tr> <td>O2</td> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Sp-gr= 0.84</td> </tr> <tr> <td>N2</td> <td>0</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>p= 6.97</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>100.000</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>BSW= 0.29</td> </tr> </tbody> </table> <p>Transportó y armó equipo auxiliar. Desfogueó pozo: 2.76 x 0 x 2.5 hrs Presión Inicial Tubos/Forros = 240 psi / 35 psi, Presión Final= 80 psi / 0 psi.</p> <p>Bombeó 10 BO y mató pozo. Descargó y sacó Empaque "J-Lock" 5 1/2" + 105 tubos. Bajo 2 tubos de cola + 121 tubos, quedando NA =3913.79', PT =3972.34'. Retiró controles y líneas de circulación, colocó Control de flujo y empaquetó pozo. Colocó brida compañera para armar instalación de superficie y de producción. Limpió Parafina de 540' hasta 2000'.</p> <p>Pistoneó, NI=2040', NF=3087', PP=3800' : 23.2 x 18.1 x 4.75 Hrs (PForros=160 psi), pozo con presión de gas Tubos =150 psi, Forros=150 psi. Armó líneas de producción. Bajó Levantamiento Artificial mediante pistón "Plunger Lift" y no pasó a 550', bajó calibrador y no pasó a 550'. Sacó 17 Tubos 2 3/8" y cambió Tbs colapsado, bajó Tubería tomo tope = 4335'. Sacó 02 Tbs, quedando PT=4290.29', NA=4231.74'. Al bajar calibrador a 1000' pozo reaccionó con 80 psi, agregó 10 Barriles de agua. Pistoneó, NI=3200', NF=3166', recuperó 28.98 Bbls de agua, (PT=120 psi, PF=120 psi)</p> <p>Armó puente de producción, realizó 2 pruebas. Pozo quedó produciendo a batería con levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomo</p> <table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Hrs</th> <th>Petróleo</th> <th>Agua</th> <th>MPC</th> <th>Método</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>24</td> <td>13</td> <td>0</td> <td>178</td> <td>PL</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>7</td> <td>0</td> <td>188</td> <td>PL</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>16</td> <td>0</td> <td>188</td> <td>PL</td> </tr> <tr> <td>24</td> <td>9</td> <td>0</td> <td>182</td> <td>PL</td> </tr> </tbody> </table>	Flujos	Hrs	BO x BW	MSCF	Extrangulador	Tubos	Forros	1er Flujo	5	19,5 x 0	39	3/8"	50	Empaque	1er Cierre	5				480	Empaque	2do Flujo	6	26 x 0	55.65	30/64"	55	Empaque	2do Cierre	72				300	Empaque	Componente	Hrs	BO x BW	MSCF	Extrangulador	Tubos	Forros	Metano	95.033					BTU/PC Bruto 1079.6	Etano	2.604					BTU/PC Neto 974.4	Propano	0.886					Gravedad Especifica 0.6017	i-Butano	0.296					Gal Liquido/MPC 0.721	n-Butano	0.373					Peso Molecular 17.394	i-Pentano	0.232					Capacidad Calórica Mol 0.5202	n-Pentano	0.215						Hexanos	0.247						CO2	0.114					Petróleo: API= 37.59° (21 Ago' 98)	O2	0					Sp-gr= 0.84	N2	0					p= 6.97	Total	100.000					BSW= 0.29	Hrs	Petróleo	Agua	MPC	Método	24	13	0	178	PL	24	7	0	188	PL	24	16	0	188	PL	24	9	0	182	PL
Flujos	Hrs	BO x BW	MSCF	Extrangulador	Tubos	Forros																																																																																																																																																			
1er Flujo	5	19,5 x 0	39	3/8"	50	Empaque																																																																																																																																																			
1er Cierre	5				480	Empaque																																																																																																																																																			
2do Flujo	6	26 x 0	55.65	30/64"	55	Empaque																																																																																																																																																			
2do Cierre	72				300	Empaque																																																																																																																																																			
Componente	Hrs	BO x BW	MSCF	Extrangulador	Tubos	Forros																																																																																																																																																			
Metano	95.033					BTU/PC Bruto 1079.6																																																																																																																																																			
Etano	2.604					BTU/PC Neto 974.4																																																																																																																																																			
Propano	0.886					Gravedad Especifica 0.6017																																																																																																																																																			
i-Butano	0.296					Gal Liquido/MPC 0.721																																																																																																																																																			
n-Butano	0.373					Peso Molecular 17.394																																																																																																																																																			
i-Pentano	0.232					Capacidad Calórica Mol 0.5202																																																																																																																																																			
n-Pentano	0.215																																																																																																																																																								
Hexanos	0.247																																																																																																																																																								
CO2	0.114					Petróleo: API= 37.59° (21 Ago' 98)																																																																																																																																																			
O2	0					Sp-gr= 0.84																																																																																																																																																			
N2	0					p= 6.97																																																																																																																																																			
Total	100.000					BSW= 0.29																																																																																																																																																			
Hrs	Petróleo	Agua	MPC	Método																																																																																																																																																					
24	13	0	178	PL																																																																																																																																																					
24	7	0	188	PL																																																																																																																																																					
24	16	0	188	PL																																																																																																																																																					
24	9	0	182	PL																																																																																																																																																					

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 8017- MIRADOR

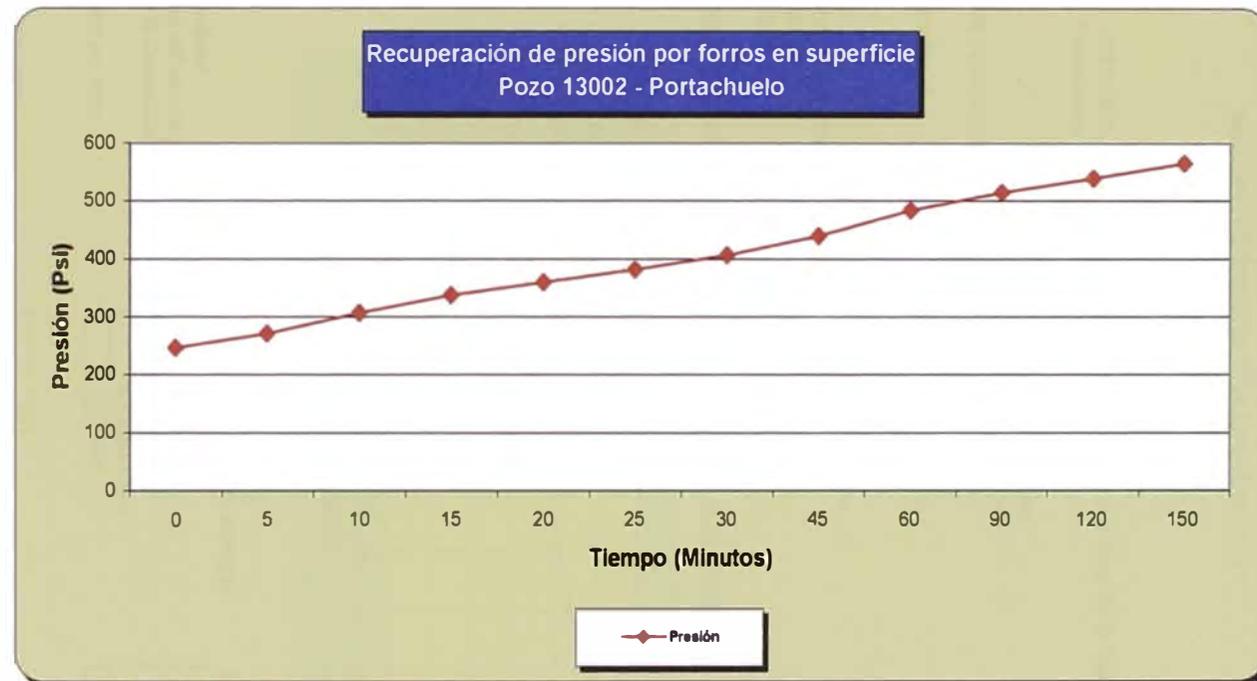


Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 13002 - Portachuelo

POZO : 13002	M.C. : 203	ESTADO: Bombeo Mecánico	Presión Inicial : 247 psi
FECHA : 28 de Noviembre del 1998			Presión Final : 565 psi

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	247
5	272
10	307
15	338
20	360
25	382
30	407
45	440
60	485
90	515
120	540
150	565



Notas : Pozo fuè parado por 2 1/2 horas para medir presión por forros

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

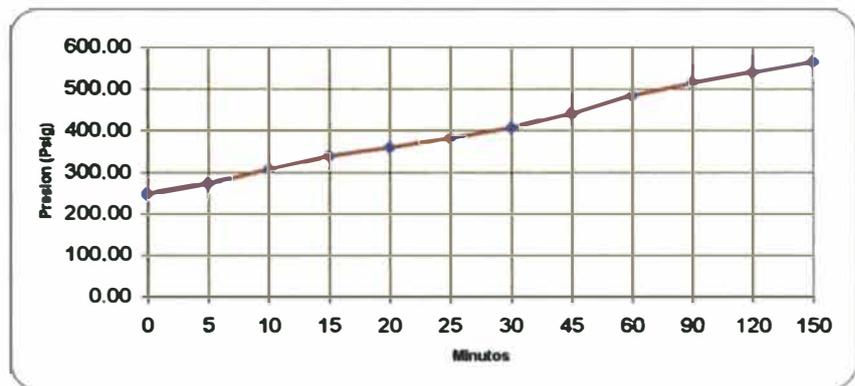
POZO: 13002

DATOS DEL POZO

FECHA	15/11/1998	COMPAÑÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE		5 1/2	Pulgadas
TUBERIA DE PRODUCCION		2 3/8	Pulgadas
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR		1,521	Metros
PUNZADOS	1,309	1,562	metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS		12.00	Bbls/dla
PORCENTAJE DE AGUA		2	%
PRODUCCION DE GAS		260	Mcf
DENSIDAD DEL PETROLEO		0.852	Kg/Litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO		35.00	Psig
VISCOSIDAD DEL PETROLEO		45	S.S.U.
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD			Metros

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	247.00
5	272.00
10	307.00
15	338.00
20	360.00
25	382.00
30	407.00
45	440.00
60	485.00
90	515.00
120	540.00
150	565.00



RESULTADOS

	Pistón con valvula integral	Pistón sin valvula integral
Número de ciclos máximos posibles	130	66
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	69 Psig	87 Psig
Caudal de gas necesario para la Operación	82.13 Mcfd	51.78 Mcfd
Carga del líquido por ciclo	0.09 Barriles	0.18 Barriles
Volumen del gas necesario para un ciclo	632 Mcf	797 Mcf
Ciclos determinados por el operador	40	
Presión de Trabajo promedio	110 Psig	8 Kg/cm ²
Caudal de gas necesario para la Operación	40.42 Mcfd	1,145 m ³ /día
Carga del líquido por ciclo	0.30 Barriles	47.70 Litros
Volumen del gas necesario para un ciclo	1,010 Mcf	28.6 m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomo

RESUMEN DEL POZO 13002 - PORTACHUELO

POZO: 13002	Yacimiento: Portachuelo	Fecha:	20 de Diciembre de 1,998
DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION	
	20-Oct-96	Tomó fondo a 4510'. PF a 5240'. Bajó broca 4 3/4"+ sarta para limpiar con agua de formación	
	21-Oct-96	Desplazó lodo con agua de formación, halló tope por "puente" a 4510', limpió llegando a 5227'. F.C = 5240'. Sacó sarta de tubos con broca Colocó válvula de baleo y probó con 1500 psi.	
	22-Oct-96	Cía. Halliburton tomó RREE de cementación. Bajó tubería con rima y limpió hasta 5227' (FC= 5240'). Desplazó agua de completación con 97 bbls de crudo.Sacó rima. Bajó tubería con empaque RTTS 5 1/2" Halliburton.	
	23-Oct-96	Efectuó prueba de hermeticidad en Sn Inferior, no hubo circulación. Se sentó empaque a 5013'. probó tubos con 2500 psi. Positivo Pistoneó y dejó nivel de fluido a 3800' .Sacó tbs + Empaque.	
	24-Oct-96	Baleó Fm Sn. Mogollón inferior de 5123' a 4799' con 156 tiros de 1/2" Sacando escopeta, pozo comenzó a fluir con 150 psi. Recuperó 48 barriles de crudo. Cía Halliburton bajó sarta DCIP y sentó Empaque a 4952' y tapón RBP a 5024' . Prueba de Zona Media Cerró pozo para prueba DCIP. (Cerrado en el fondo)	
	25-Oct-96	Tomó prueba DICP por 10 hrs. A las 18:00 hrs. abrió pozo Sacó sarta DCIP. En el último tubo encima del empaque se encontró fluido 50% oil y 50% agua. Se bajó tapón RBP y empaque juntos y se sentó tapón RBP a 5140' y empaque a 5081', P.T. = 5119' Pistoneó y recuperó 1.73 Bo x 6.96 Bw x 1 1/2 horas. Ultimas corridas aportó 100% agua	
	26-Oct-96	Se descargó tapón RBP y empaque, se resentó tapón RBP a 5014'. Resentó empaque a 4948' ; PT = 4986' ; NA = 4986'. Pozo fluyó por 7 horas. Pozo devolvió 60 bbls de crudo Pozo muerto.Colocó BOP .Desancló tapón RBP y empaque. Sacó tubería con tapón RBP + pescante de RBP + Niple de Pescante se quedó en el pozo. Bajó otro tapón RBP y sentó @ 4930'. Empaque a 4886' NA = 4883' P.T = 4924' . Pistoneó pozo. Recuperó 14.5 barriles de crudo neto	
	27-Oct-96	Resentó tapón RBP a 5140', Empaque a 5081' NA = 5078', PT = 5119'. Pistoneó : 6.9 BF x 1.5 hrs ultimas 2 corridas no recuperó nada. Cerró pozo por 2 hrs(P = 30 resentó tapón RBP a 4530'. Probó BOP y Válvula Baleo. Baleó II y III etapa : 4340 a /4338', 4318/4314, 4300/4294, 3986/3982, 3954/3944 y 3846/3838 pozo reaccionó y se recuperó 100 Bbls.utilizados en la completación pozo qued'o 100% gas. empezó con una presión de 600 psi	
	28-Oct-96	Tomó registro de temperatura, se identifico zona productora de gas a 3954' / 3944'. Se bombeó 130 bbls de agua tratada con KCl al 4%.Bajó 4 tubos, pozo reaccionó y devolvió fluido inyectado. Sacó tubos.Se preparó mezcla de 150 bbls de al 10%. Mató pozo con 150 bls. Bajo pescante tapón RBP + 72 tubos 2-3/8"x30'. Pozo se vino por por forros y tubos. Bombeo por tubos 60 bbls de agua tratada.	
	29-Oct-96	Continuó bajando tubos con pescante de tapón RBP, tomó tope de tapón RBP a 4530'. Descargó tapón RBP. Sacó 72 tubos, pozo se vino. Mató pozo. Sacó tapón RBP. Bombeó 100 bls de agua de formación a una presión de 150 psi y 5 BPM para matar pozo; negativo. Cerró pozo, presión 1500 psi desfogó pozo. Cerró pozo con presión 1400 psi	
30-Oct-96	Bombeó 46 bls de agua de formación. Presión de 1300 @ 1360 psi Continuó bombeando 110 bls de agua de formación + KCl gradualmente de 20 en 20 bls, desfogando y observanco pozo Mezcló 125 bls de agua de formación + 25 sacos de baritina + 1 Sacos de WG-1 y bombeó mezcla a un caudal de 4 bls/min con presión de 1080 a 1000 psi. Desfogando gradualmente hasta presión cero. Bajó tapón RBP + empaque RTTS + tubos. Sentó tapón RBP a 3970'. Pozo fluyó con 300 psi. Desfogó gas inyectando presión a 1100 psi para matar y sentar empaque RTTS.		

POZO: 13002		Yacimiento: Portachuelo	Fecha:	20 de Noviembre de 1,998
DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION		
	31-Oct-96	<p>Mató pozo con 14 bbls de agua formación + KCL con 1600 psi. Bombeo 14 bbls de agua con 3800 psi, pozo no admite, desfogó pozo, recuperó 14 bbls de agua. Pozo con gas a 400 psi hasta 800 psi. Gas seco. Pozo muerto Desancló Empaque tomó fondo a 3966', rotando liberó 4' sobre tapón RBP. Circulando de tubos a forros con 69 bbls agua de formación, despues de 15 min de circulación, pozo fluyendo gas, continuó circulando hasta desplazar gas Cerro pozo con 300 psi.</p>		
	01-Nov-96	<p>Desfogó pozo a una presión de 600-700 psi. Bombeó 50 bbls de agua tratada a 800 psi. Desfogó pozo hasta una presión de 800 psi. Circuló de forros a tubos, presión por tubos incrementó a 1900 psi. Desfogó a presión 1500 psi. Abrió válvula de circular de empaque y bombeo 14 bls de agua tratada por tubos a presión de 1200 psi. Igualizó presión por forros y tubos a 700 psi. Cerró valvula de circular del empaque y la presión incrementó a 1800 psi. Desfogó pozo presión quedó a 1600 psi. Descargó empaque. Desfogó con 1600 psi por forros y tubos. Preparó mezcla y bombeó 5 bbls de gel + 5 bbls de lodo + 2 bls de agua + 5 bls de lodo peso de mezcla de 13.7 lbs/gln. Presión por tubos 0 psi y presión por forros 300 psi. Sacó 2 tubos, desplazó lodo. Resentó empaque a 3890'. Cerró pozo. presión por tubos 1300 psi. bombeo 10 bls de agua de formación. Presión por tubos 1600 psi. Desfogó pozo.</p>		
	02-Nov-96	<p>Desfogo pozo con presión de 1800 psi. Armó líneas a tanque Desfogando pozo a una presión de 600-700 psi. con extrangulador de 1/4". Pozo produjo fluyendo 10x2x8 hrs (gas condensado) Desmonto equipo. Regresó a su base por problemas mecanicos. llegó otra unidad de servicio de pozos</p>		
	08-Nov-96	<p>Prueba : 22 x04 x 24 x1/4" x T x 610 Pt = 40 PSI, Pf = 0 PSI. Armó equipo. Descargó empaque y bajó hasta el tope del tapón RBP, abrió válvula del tapón RBP; pozo reaccionó con presión de gas, desfogó a tanque, se recuperó 6 bls de fluido en 0.5 hrs. Sento empaque RTTS a 3960'. Presión inicial 60 psi incrementó a 120 psi</p>		
	09-Nov-96	<p>Continuó desfogando pozo hasta que la presión bajó a 20 psi. Liberó empaque y pescó tapón RBP. Presion Tbs a 50 psi y Presión forros 100 psi. Sacó 78 tubos. Pts 50 psi y Pforros 20 psi. Desfogó pozo hasta que las presiones por forros y tubos bajaron a 20 psi. Resentó tapón RBP a 1404' y en 3 minutos la presión subió por tubos a 370 psi y por forros a 120 psi, esta presión se resgistró cuando se abrió la válvula circular del tapón RBP. Desfogó pozo hasta que las presiones por forros y tubos bajaron a 20 psi.</p>		
	10-Nov-96	<p>Bombeó 40 bls de agua de formación para matar pozo presión subió hasta 600 psi y devolvió los 40 bbls de agua inyectada. Desfogó pozo con presión de 100 - 80 psi.</p>		
	11-Nov-96	<p>Rotando y circulando de 4843' a 4919'. Rompió tapón DVT, circuló pozo por 2 horas. Continuó bajando tubos hasta 5429' Desplazando el lodo con agua de formación, circuló pozo por una hora Sacó 128 tubos 2 7/8". Pozo fluyó, recuperó 97 bbls de fluido con 8.7 Lb/gln- Pozo quedó con 0 psi. Sacó 10 tubos 2 7/8", pozo fluyó 18 bbls de fluido con 10 psi. con 7% de lodo, 30% de agua y 61 % petróleo. Presión cero. Sacó tubos con broca 4 3/4" Bajó rima + 2 botellas + 44 tbs 2 7/8". Pozo fluyó con 30 psi, recuperó 9 bls de fluido con 0.5 % agua + 0.01% de lodo y 99.49% de petróleo. Cerró pozo.</p>		
	02-Dec-96	<p>Transportó y armó Unidad de Servicio de Pozos. Colocó control BOP</p>		
	03-Dec-96	<p>Realizó prueba de circulación. Resentó tapón RBP a 1413' y empaque a 1408'. Inyectó 6 bls de agua. Realizó prueba de hermeticidad con 1000 psi. Positivo Liberó empaque, pozo se vino con presión de gas, desfogó con presión de 180 a 200 psi. Probó tapón RBP, Resentó tapón RBP a 1408'. Probó, tiene comunicación de gas. Colocó control BOP Probó con 1200 psi. negativo.</p>		

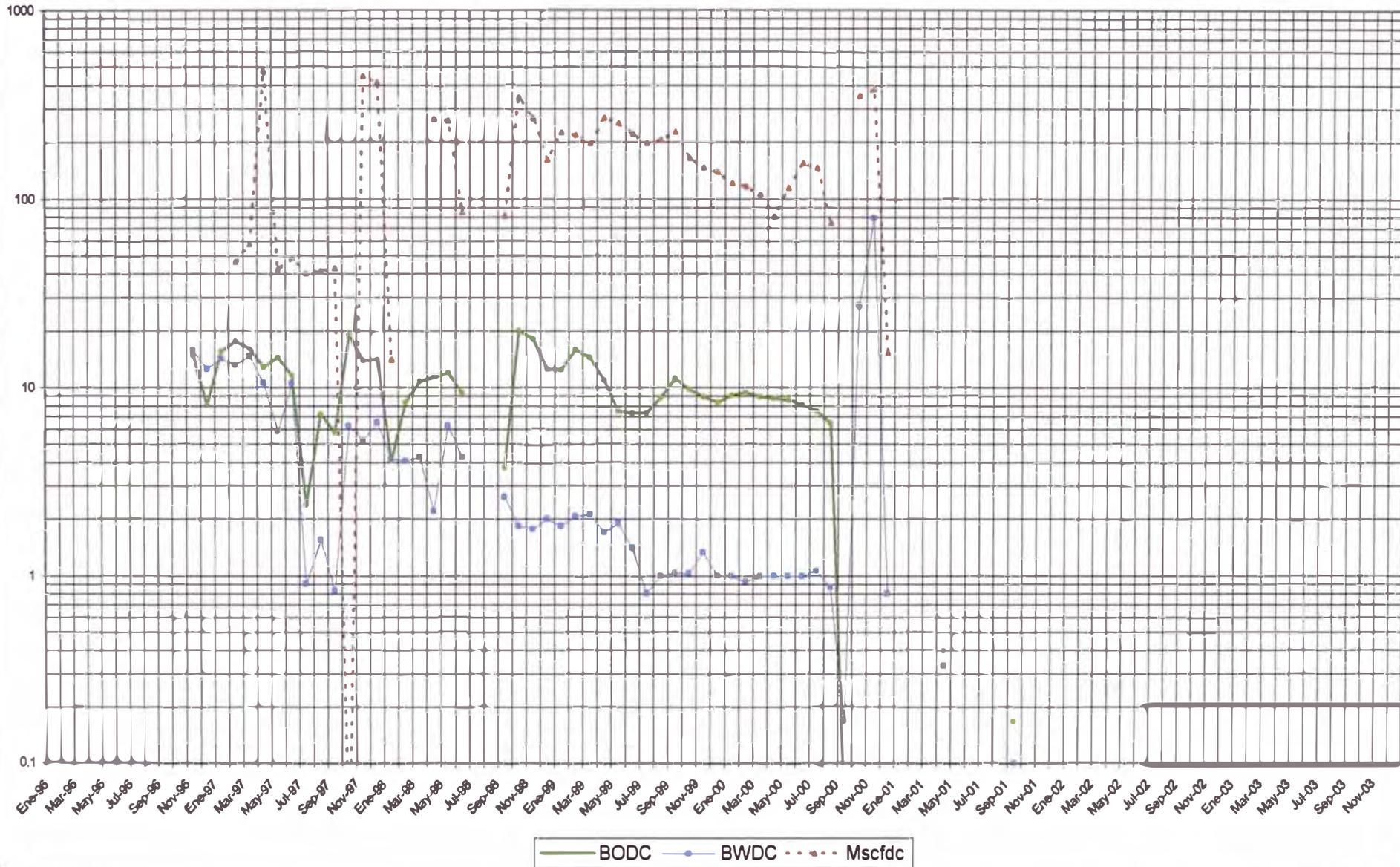
POZO: 13002		Yacimiento: Portachuelo	Fecha:	20 de Noviembre de 1988
DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION		
	04-Dec-96	<p>Bombé por tubos 7 bls de agua de fm. Arreó válvula de retención Desplazó con 7.2 bls de mezcla de fluido de 10.9 Lb/Gln. Probó tubos con 600 psi. Positivo. Bajó 14 tubos y resentó tapón RBP a 1852'. bombeo 7 bls de fluido de completación, probó tubos con 500 psi. Positivo Descargó empaque y tapón RBP. bajó 100 tbs 2 3/8". Tomó tope a 5203' probó tubos con 500 psi. Positivo. Bajó pescante y recuperó válvula de retención Circuló pozo de tubos a forros con 12 bls de fluido de completación. Pozo muerto</p>		
	05-Dec-96	<p>Sacó tubos de 2 3/8" con empaque y tapón RBP. Bajó pescante de tapón RBP con tubos 2 3/8", pescó RBP a 5193'. Sacó tapón RBP con tubos 2 3/8".</p>		
	06-Dec-96	<p>Sentó tapón RBP a 4040', Empaque a 4015'. Realizó prueba de hermeticidad con 200 psi. Positivo. Descargó Empaque y con el empaque colgado a 4004', realizo prueba de inyectividad con fluido limpio a 2.5 BPM y 1100 psi Circuló pozo con fluido de completación. Pozo muerto Con el Empaque a 4000', vació 2 Sacos de arena encima del tapón RBP.</p>		
	07-Dec-96	<p>Sentó Empaque RTTS a 3961'. Cla Halliburton realizó cementación forzada intervalo 3986' - 3982' con 10 bls de cemento. Descargó Empaque y colgado a 3930', realizó reversa Chequeó presión por tubos con 7.2 bls de fluido pesado. No levantó presión y se verificó que el 3954'-3944' no se habla cementado. Esperó que frague el cemento. Sentó empaque RTTS a 3916'. Realizó prueba de inyectividad de 1200 a a 1500 psi, pozo no admite. Descargó y sacó empaque RTTS y bajó otro empaque RTTS y dejó colgado a 3916'.</p>		
	08-Dec-96	<p>Sentó empaque a 3916'. Realizó prueba de inyectividad con 1500 psi en el intervalo 3954-3944 se habla cementado cuando se realizó la reversa de la cementación forzada del intervalo 3986-3982. Descargó y sentó empaque a 3823', realizó prueba de inyectividad con 7.8 bpm, pozo admite, Inyectó 10 bls de mezcla de cemento al intervalo 3846'-3838'. Desplazó con 22 bls de fluido con 700 psi y 0.25 bpm. Descargó empaque y realizó la reversa desplazando del cemento de de forros a tubos. Sacó tubos 2 7/8" con empaque. Bajó 20 tbs E/A, empaquetó pozo.</p>		
	09-Dec-96	<p>Esperó que frague el cemento. Sacó tubos 2 7/8". Bajó broca de 4 3/4" + 4 botellas + Tbs 2 7/8" tope del cemento a 3681'</p>		
	10-Dec-96	<p>Rotó y molió cemento de 3681' @ 3792' (falta 248' al tapón RBP).</p>		
	11-Dec-96	<p>Continuó rotando y moliendo cemento de 3792' a 4025'. Limpió y y circuló a 4040'. Sacó tbs + 4 botellas + broca 4 3/4". Bajó pescante 2 7/8" + tapón RBP + empaque RTTS + tbs 2 7/8". Sentó empaque RTTS a 4015'. Realizó prueba de hermiticidad con 1000 / 725 psi. Descargó empaque RTTS, bajó circuló, pescó y descargó tapón RBP.</p>		
	12-Dec-96	<p>Circuló de tubos a forros. Sacó 120 tbs de 2 7/8". Pozo fluyó por tubos. Circuló y desplazó gas. Observó pozo. Bajó PT a 5127'.</p>		
	13-Dec-96	<p>Circuló de forros a tubos, desplazó gas con fluido de completación de 9.6 Lb/gln. Pozo muerto. Faltando 10 tubos de 2 7/8" para recuperar empaque y tapón RBP, pozo fluyó por forros y tubos, circuló de tubos a forros, pozo no muere y el fluido de completación se contaminó. Cambió fluido de completación de 9.8 Lb/gln y circuló de tubos a forros con resultados negativos.</p>		
	14-Dec-96	<p>circuló de tubos a forros con fluido pesado de 9.5 Lb/gl. Sacó tapón RBP. Bajó 1 Tb 2 3/8" E/A + NA + 29 tubos 2 3/8" + empaque BOC + tubos 2 3/8" , con empaque BOC colgado a 4200', el pozo reaccionó por tubos y forros, circuló. Pozo muerto</p>		
	15-Dec-96	<p>Sentó empaque BOC a 4170' NA = 5129' PT = 5162'. Pistoneó pozo recuperó 63.5 bls de fluido en 5.25 hrs. Durante el pistoneo el pozo reaccionó fluyendo por 1/2 hrs, recuperó 3 bbls de fluido. En las dos ultimas hrs de pistoneo , recuperó 10 bls (70% de crudo). Total recuperado 7 bbls de crudo + 59.5 bbls de agua + fluido de completación.</p>		

DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION
	16-Dec-96	Pistoneó pozo, recuperó en total 48.33 bls de fluido (21.15 bbls de crudo + 24.47 bls de agua 2.71 bbls de emulsión con lodo) en 8 hrs y y 4 hrs recuperando nivel.
	17-Dec-96	Pistoneó NI = 4800 NF = 4800 recuperó 11.2 Bw x 1 hora. Inyectó 23 bls de fluido con KCL, descargó y sacó empaque BOC. Bajó tapón RBP + Pescante + empaque RTTS + tbs 2 3/8" Sentó tapón RBP a 5160' Circuló pozo, maniobró y liberó pescante. Sacó 3 tbs 2 3/8", trató de sentar empaque RTTS a 5060'. Negativo. Maniobró varias veces con resultados negativos. Sacó tbs. 2 3/8" , no salió empaque RTTS.
	18-Dec-96	Pescó empaque RTTS .Descargó tapón RBP y resentó a 5160, levantó punta y sentó empaque RTTS a 5060'. Con válvula circular abierta del empaque RTTS, desplazó agua con 20 bls crudo Realizó con 42 bls de crudo Flush a a 0.5 BPM y 2000 psi de presión en cabeza. Cerró pozo por una hora. Abrió pozo con 100 psi, recuperó 6 bls de crudo en 1/2 hrs. Pistoneó pozo, recuperó 18.3 x 0 por 4 horas. Pozo se secó.
	19-Dec-96	Continuó el pistoneo NI=4600' NF= seco , recuperó 1.6 bbls 100% crudo Descargó y resentó tapón RBP a 5060' y empaque a 4965'. Pistoneó NI = 700' , NF =seco, en 2 horas. Recuperó 14.4 bls de fluido, 100 % agua
	20-Dec-96	Desfegó pozo con 150 psi por tubos. Pistoneó pozo, NI = 3700' , NF=seco; recuperó 3.6 bls de fluido (90 % agua) en 1 1/4 hrs. y 3 3/4 hrs cerrado Descargó y resentó tapón RBP a 4960' y empaque RTTS a 4860'. Pistoneó a NI=3900', NF = seco, recuperó 20.38 bls de agua en 1.5 hrs
	21-Dec-96	Continuó pistoneando. NI = 4700' NF Seco , recuperó 0.88 bls de fluido en 1.5 horas y 2 horas recuperando nivel. Bombeó 17 bls de fluido de completación por tubos. Descargó empaque RTTS, pescó tapón RBP y resentó tapón RBP a 4860', empaque RTTS a a 4770'. Pistoneó pozo, NI = 500 NF = seco recuperó 16.5 bls de crudo en 2 1/2 horas y 3 horas en reposo. Bombeó 17 bls de fluido por tubos, descargó empaque RTTS y y pescó tapón RBP. Sacó tbs con empaque RTTS y tapón RBP. Bajó instalación 1 tb 2 3/8 + 1 ancla de gas + 1 tbo 2 3/8" + NA + Tubos 2 3/8" Tomó fondo = 5203'. (F:C = 5240'). Circuló pozo de tbs a forros.
	22-Dec-96	Probó tubos con 500 psi. Positivo. NA = 5031' PT = 5119' Pistoneó pozo, NI = Lleno NF = 4500' , recuperó 4 x 125 x 11 x SB
	27-Dec-96	Pistoneó pozo NI = 1500' NF = 4000' , recuperó 4 x 24 x 2 hrs Bajó bomba de subsuelo con sarta de varillas. NA = 5005', probó bomba con 500 psi. Pozo quedó produciendo con bombeo mecánico
	30-Jun-97	Sacó bomba y varillas. Sacó 152 tubos 2 3/8" + N.A. + 1 tubo 2 3/8" + ancla de gas 3 x 22' + 1 tubo 2 3/8" C/T. Bajó RBP 5 1/2" con 15 tubos 2 3/8" y sentó a 500', llenó pozo con 11 barriles de agua de formación por forros. Probó tapón RBP . Positivo Bajó para pescar tapón RBP, pozo reaccionó y sacó sarta de tubos salieron dos tubos quedaron doblados.
	01-Jul-97	Probó líneas y tapón RBP. Positivo. Bajó tapón RBP 5 1/2" + N.A.+ 127 tubos 2 3/8", sacó 6 tubos y sentó tapón RBP a 4000. Circuló pozo de F/T para desplazar gas con agua de formación quedó dentro del pozo 48.62 bls. Vacío 25 Sacos de arena x tubos lentamente, desplazó c/ 15 bls de agua, retomó agua por forros, pozo lleno. Bajó 1 tubo, tope de arena @ 3985', sacó 2 tubos 2 3/8". Bajó 1 tubo 2 3/8"x23', quedó 119 tubos 2 3/8"x30' + 1 tubo 2 3/8"x23. Armó líneas para prueba de inyección. Realizó prueba de inyección por tubos, admitió 2.019 bls.
02-Jul-97	Circuló pozo c/14 bls de agua de formación. Tomó tope con 26' de tubos Bombeo p/ tubos 240 gls de HCl 15% c/60 gls de PARAGON con , presión maxima de 400 psi, desplazó con 5 bls de agua de formación Realizó cementación forzada. Bombeó 7 bls de cemento y desplazó con 14 bls de agua fresca, pozo admitió 1.5 bls de cemento, realizó reversa con 25 bls de agua de formación. Presurizó pozo por etapas : 1era. 1100 psi c/5.236 bbls agua, desfegó pozo retomó 4.92 bbls de agua. 2da. 100 psi c/4.92 bbls agua, pozo quedó fraguando cemento por 12 hrs.	

DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION
	<p>03-Jul-97</p> <p>04-Jul-97</p> <p>05-Jul-97</p> <p>06-Jul-97</p> <p>08-Jul-97</p> <p>09-Jul-97</p> <p>10-Jul-97</p> <p>11-Jul-97</p> <p>12-Jul-97</p> <p>13-Jul-97</p> <p>14-Jul-97</p> <p>21-Jul-97</p> <p>02-Oct-97</p> <p>03-Oct-97</p>	<p>Sacó tubos 2 3/8" a torre. Bajó broca 4 5/8" + 6 Botellas 4" + tubos 2 3/8" tope a 3594' por limpiar 406' de cemento.</p> <p>Rotando de 3594' hasta 3990' , limpió hasta el tope de tapón RBP @ 4000'. Prueba de hermeticidad por forros de 0 a 2000 psi . Pozo admite + / - 1 galón x minuto a 1800 psi. Sacó sarta con broca. Bajó pescante para pescar tapón RBP. Desplazó con 90 bbls de crudo hasta el tope del tapón RBP y maniobró para liberarlo.</p> <p>Pescó tapón RBP y no pudo liberar (hasta 65 MLbs). Sacó tubos. Bajo nuevamente pescante de tapón RBP con martillo hidráulico de 4 1/2" y 3 botellas de 4". Tope del tapón RBP a 4000'.Libero tapón RBP y sacó con tubos 2 7/8".</p> <p>Rebaleó Salina Mogollón de 5000' a 4988' con 36 tiros. solo se manifiesta con ligeros soplos de gas. Bajó y sentó tapón RBP a 5020' y empaque RTTS a 4975'. Pistoneó y recuperó solo el fluido de camara. Pozo reposó 3 hrs. Pozo seco.</p> <p>Sacó tubos c/empaque RTTS . Bajó sarta DCIP + empaque RTTS + registradores + tubos 2 3/8". Pozo soplo x forros c/40 psi, recuperó 28.6 bls de crudo. Bajó tubos 2 7/8".Sentó empaque @ 4967'. Realizó primer cierre por 15 min. abrió pozo a las 15 hr,25 min: 23 psi.Cerró pozo dos hrs. Abrió sarta DCIP , a las 18 hr. 45 min. : 19 psi. Bajó pistón : NF : seco , NA a 4945'. Pozo en reposo.</p> <p>Desfegó pozo. Pres. Tubos : 0, Pres. Forros : 100psi. Fluyó 5 Bbls de crudo con 70 psi, descargo empaque y sacó sarta DST con tubos 2 7/8". Durante el retiro de la sarta el pozo fluyó por forros 10 bbls de crudo. Bajó pescante de tapón RBP con NA + 162 tubos 2 7/8". Tomó nivel de fluido a 2300'. Llenó 35 Bbls de fluido (15 x 20) antes de pescar tapón RBP. Desancló y retiró tapón RBP. Sacó 26 tubos y pozo fluyó 20 Bbls de crudo con con 50 psi, bajó a cero. Continué sacando tubería, pozo fluye 6 x 4.</p> <p>Sacó tubos + tapón RBP. Hubo manifestación de gas seco x tubos. Se baleó Salina Mogollón en <5123'-4496'> con 93 tiros.</p> <p>Cerró pozo, P=0psi. sacó BOP.Pozo reaccionó con 40 psi, recuperó 27 Bbls de fluido. Pozo quedo con 0psi y con extrangulador de 1/4". Bajó 1 tubo 2 3/8" E/A + NA + 161 tubos 2 7/8" x 30, NA a 5020', Pistoneó y recuperó 62 Bbls de fluido, pozo en reposo intermitente.</p> <p>Sacó tubos 2 7/8" + NA. Bajó tapón RBP + empaque con 161 Tbos. Fijó tapón RBP a 5020', empaque a 5017. Probó con 2000 psi.Positivo desplazo el fluido del pozo con 110 bls de crudo limpio. Resentó empaque a 4956'</p> <p>Fracturó Salina Mogollón en 5000' / 4982'. Presión Ruptura : 3200psi, Presión de parada =3950' presión inyección 5200 - 4200 psi, Pres.Final 4900psi, Presión Promedia: 4200 psi, Presión Maxima: 5200 psi. caudal de inyección = 12 bpm .Usó 200 bbls de crudo y 100 Sacos de arena 20/40. Abrió pozo despues de 5 horas con 950 psi y extrangulador de 1/4"</p> <p>Pozo fluyendo con 110 psi y c/extrangulador de 1/4", Total recuperado 160 bls de crudo, Debe 34 bls.</p> <p>Pozo fluyendo por tubos con bean de 1/4". Cerró pozo cambió bean 1/4" a 3/8". Retiró conexiones. Pozo en producción.</p> <p>Asigno RPI : 8 x 3 x F x 24 x 16878</p> <p>Desfegó pozo, recuperó 2 x 4 x 1 hra. Bombeó 20 bbls de agua de formación por tubos. Maniobró y desancló empaque, agregó 1 tbo y tomó tope a 4990'. Circuló de forros a tubos, limpió hasta tope de tapón RBP de 5020' Maniobró, pescó y descargó tapón RBP.Sacó tbs 2 7/8' + empaque + tapón RBP.</p> <p>Bajó 1 tbo 2 3/8" C/T + Ancla Gas 3 1/2" x 22' + 1 tbo 2 3/8" + NA + tbs 2 3/8" NA = 4754' , PT = 4842'.Pistoneó NI =lleno ,NF = 2500' , PP= 3500' : 6 x 8 en una hora. Pozo quedó con 350 psi en forros. Desmontó equipo.</p>

DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION																																																	
	06-Oct-97	Desfegó pozo, recupera 18 x 0 x 2.25 hrs. Agregó 11 tbs 2 3/8" x 30', tomó tope a 5181'. Sacó 2 tbs, dejó Punta Tubos a 5079', NA = 4997'. Probó y bajó bomba 20 - 125 - RWAC - 16 - 4 - 0, N°1203 con 91 v 5/8" x 25' + 61 v 3/4" x 25' + 47 v 7/8" x 25' + 1 nipple 7/8" x 6'+ varillón. Probó con 6 bbls de agua y 500 psi, positivo																																																	
	18-Oct-98	Templó y desclavó bomba. Sacó varillas con bomba de subsuelo varillas salieron con parafina dura. Últimas varillas presentan carbonato sacó tubos con ancha de gas																																																	
	19-Oct-98	Bajó rima 5 1/2' con broca + NA + 158 tbs 2 3/8" x 30', tope a 5153' hay 87' sucios, levantó PT a 5122', NA = 5116'. Pistoneó, NI = 3000', NF = 4500', PP = 5100' : 4 x 15. Cla "BJ" agregó HCL al 7.5 (200 glns OSAM 15% + tolueno +750 glns de HCl 7.5%, desplazó con 17 bls de agua de formación. Cerró pozo por 2 hrs, Desfegó pozo. Pistoneó, NI = 2200', NF = 4400', PP = 5100' : 44.4 bls agua más ácido gastado. Sacó 157 tbs 2 3/8" x 30' + rima 5 1/2" con broca, pozo fluye por tubos agua + gas																																																	
	20-Oct-98	Bajó 1 Niple 2 3/8" x 2' + Ancla Gas 3 1/2" x 22' + 1 tbo 2 3/8" x 30' + NA + 156 tubos 2 3/8". Agrega 40' y tope a 5153'. Levantó PT a 5112', NA a 5057'. Probó tubos con 500 psi, positivo Bajó bomba de subsuelo 20 - 125 - RWAC - 16 - 4 - 0, N°1406 91 v 5/8" x 25' + 61 v 3/4" x 25' + 49 v 7/8" x 25' + varillón. probó bomba con 500 psi, positivo																																																	
	21-Oct-98	Desfegó pozo. Tensionó bomba, sacó bomba + varillas.. Cambió bomba 20 - 125 - RWTC - 16, N° 3002 Llenó con 3 BW x 450 psi.																																																	
	05-Dec-98	Levantamiento artificial mediante piston "PLUNGER LIFT" autónomo Desfegó pozo. Sacó sarta de varillas con bomba de subsuelo Bajó barreno por etapas hasta 3800'. Pistoneó, NI = 4280', NF = 4380', PP = 5040' : 8 x NR x 1 hora. Bajó calibrador de tubos, sentó a 2360'. Sacó calibrador. Tomó tope a 5153. Sacó tubería + NA + Ancla Gas + Niple C/T. Bajó 1 Tubo 2 3/8" x 30' E/A + NA + 151 tbs 2 3/8" x 30'; NA = 4960'. Arrojó resorte. Pistoneó, NI = 2200', PP = 4000', recuperó 13.87 x NR, Pozo fluye por tubos con 420 psi y por forros 950 psi. Arrojó pistón del plunger, realizó pruebas, Positivo																																																	
	06-Dec-98	Pistoneó : 12 x 7																																																	
	07-Dec-98	Instaló levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomo.																																																	
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Bbbs de petroleo</th> <th>Bbbs de agua</th> <th>MSCF</th> <th>Hrs</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>12</td><td>2</td><td>186</td><td>24</td></tr> <tr><td>13</td><td>1</td><td>171</td><td>24</td></tr> <tr><td>12</td><td>1</td><td>161</td><td>24</td></tr> <tr><td>12</td><td>2</td><td>258</td><td>24</td></tr> <tr><td>12</td><td>2</td><td>254</td><td>24</td></tr> <tr><td>13</td><td>1</td><td>258</td><td>24</td></tr> <tr><td>14</td><td>2</td><td>249</td><td>24</td></tr> <tr><td>15</td><td>2</td><td>244</td><td>24</td></tr> <tr><td>16</td><td>2</td><td>244</td><td>24</td></tr> <tr><td>17</td><td>2</td><td>244</td><td>24</td></tr> <tr><td>18</td><td>2</td><td>273</td><td>24</td></tr> </tbody> </table>	Bbbs de petroleo	Bbbs de agua	MSCF	Hrs	12	2	186	24	13	1	171	24	12	1	161	24	12	2	258	24	12	2	254	24	13	1	258	24	14	2	249	24	15	2	244	24	16	2	244	24	17	2	244	24	18	2	273	24
	Bbbs de petroleo	Bbbs de agua	MSCF	Hrs																																															
	12	2	186	24																																															
	13	1	171	24																																															
	12	1	161	24																																															
	12	2	258	24																																															
	12	2	254	24																																															
	13	1	258	24																																															
	14	2	249	24																																															
	15	2	244	24																																															
16	2	244	24																																																
17	2	244	24																																																
18	2	273	24																																																
08-Dec-98																																																			
09-Dec-98																																																			
10-Dec-98																																																			
11-Dec-98																																																			
12-Dec-98																																																			
13-Dec-98																																																			
14-Dec-98																																																			
15-Dec-98																																																			
16-Dec-98																																																			
17-Dec-98																																																			
18-Dec-98																																																			

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 13002- PORTACHUELO

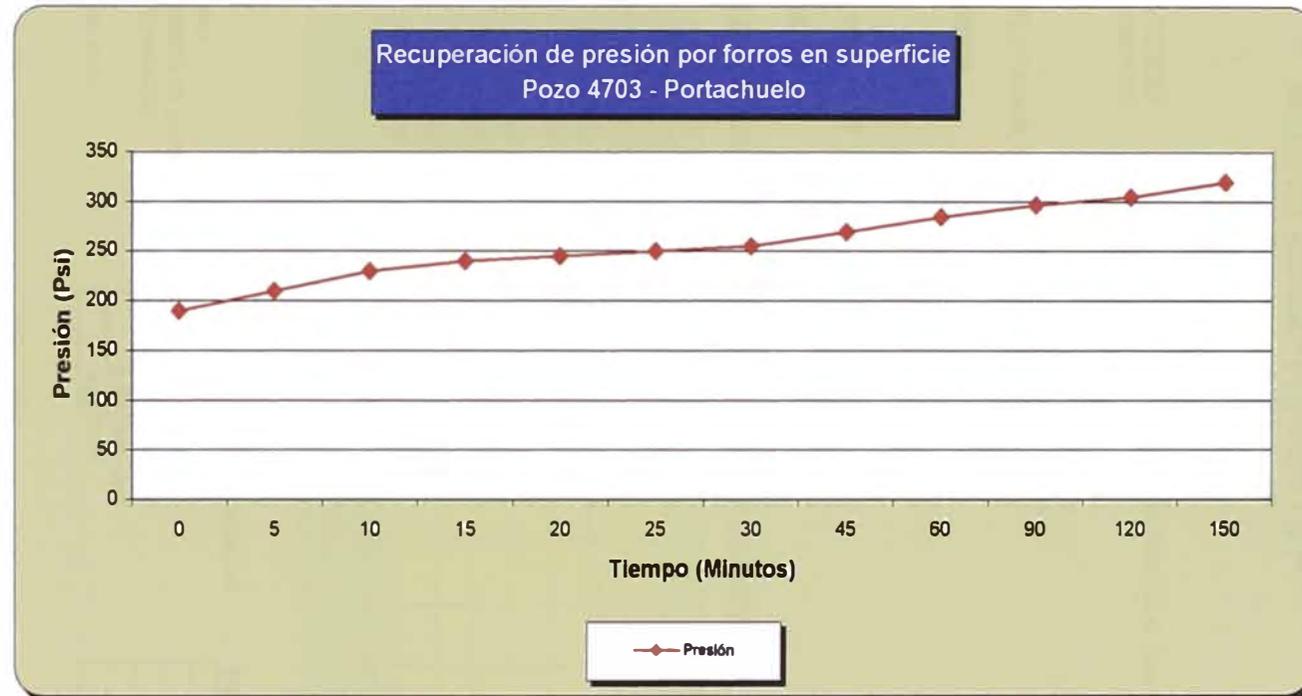


Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 4703 - Portachuelo

POZO : 4703	M.C. : 8008	ESTADO: Achique al pistón	Presión Inicial : 190 psi
FECHA : 25 de Setiembre del 2000			Presión Final : 320 psi

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	190
5	210
10	230
15	240
20	245
25	250
30	255
45	270
60	285
90	297
120	305
150	320



Notas : Se tomó presión por forros en 2 1/2 horas en boca del pozo

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

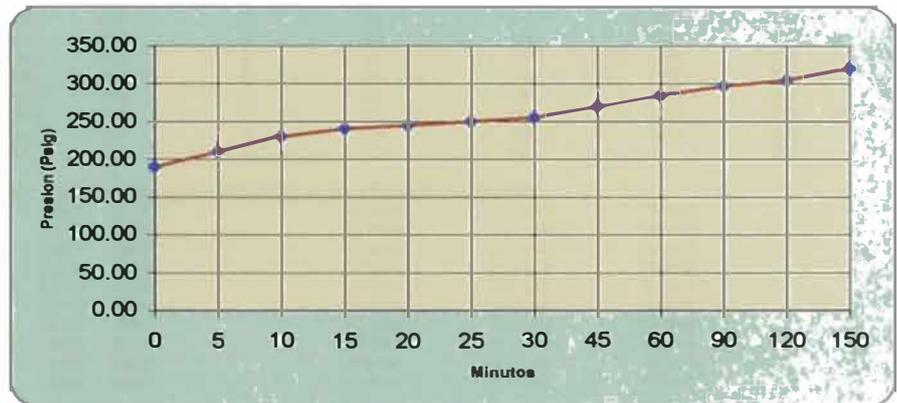
POZO: 4703

DATOS DEL POZO

FECHA	15/12/2000	COMPAÑÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE	5 1/2	Pulgadas	
TUBERIA DE PRODUCCION	2 3/8	Pulgadas	
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR	1,494	Metros	
PUNZADOS	1,093	metros	
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	6.00	Bbls/día	
PORCENTAJE DE AGUA	2	%	
PRODUCCION DE GAS	120	Mcf	
DENSIDAD DEL PETROLEO	0.852	Kg/Litro	
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO	35.00	Psig	
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	45	S.S.U.	
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD		Metros	

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	190.00
5	210.00
10	230.00
15	240.00
20	245.00
25	250.00
30	255.00
45	270.00
60	285.00
90	297.00
120	305.00
150	320.00



RESULTADOS

	Pistón con valvula integral	Pistón sin valvula integral
Número de ciclos máximos posibles	134	69
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo	69 Psig	68 Psig
Caudal de gas necesario para la Operación	71.11 Mcfd	42.07 Mcfd
Carga del líquido por ciclo	0.04 Barriles	0.09 Barriles
Volumen del gas necesario para un ciclo	635 Mcf	610 Mcf
Ciclos determinados por el operador	40	
Presión de Trabajo promedio	80 Psig	6 Kg/cm ²
Caudal de gas necesario para la Operación	28.9 Mcfd	818 m ³ /día
Carga del líquido por ciclo	0.15 Barriles	23.85 Litros
Volumen del gas necesario para un ciclo	722 Mcf	20.5 m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomo

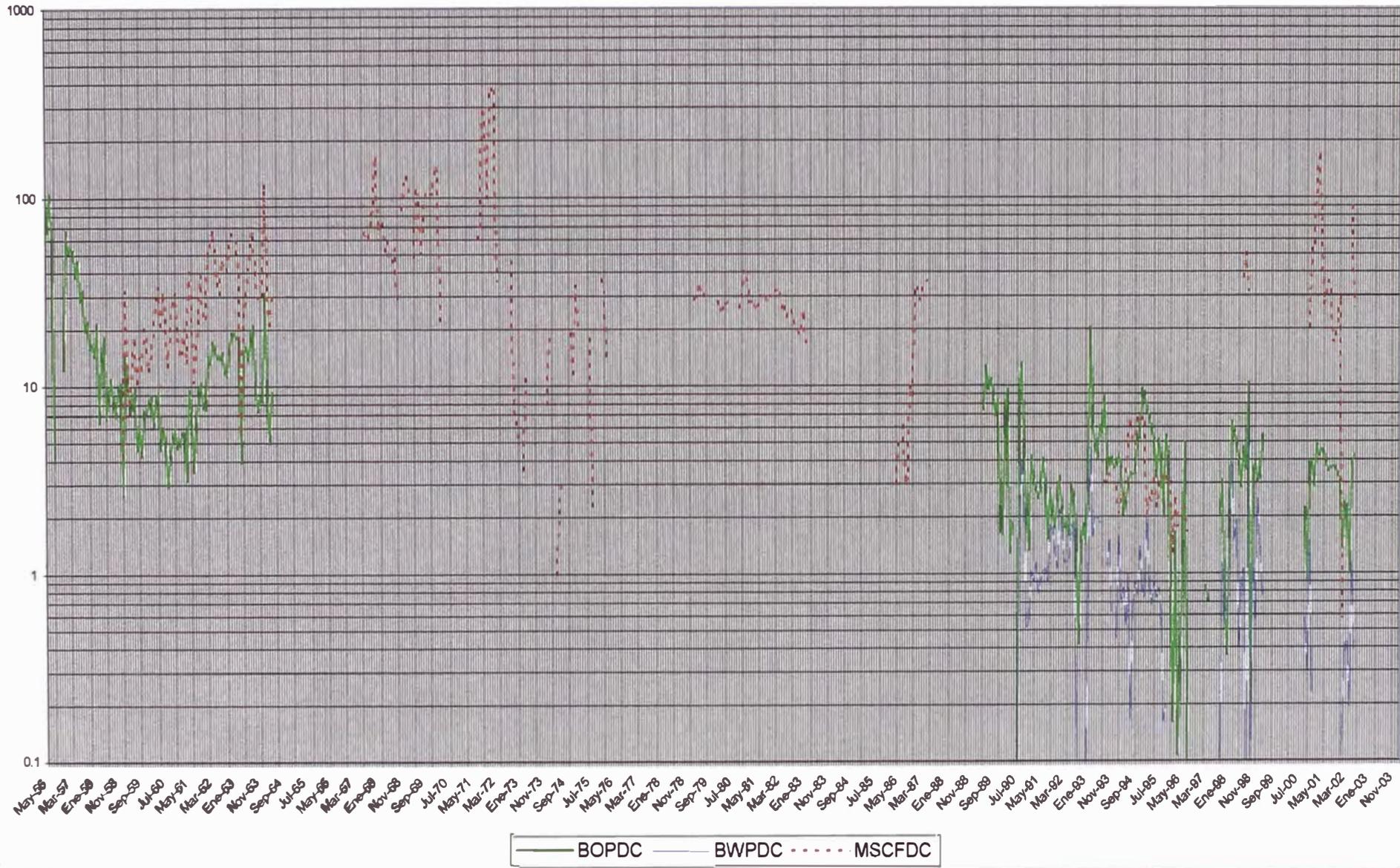
RESUMEN DEL POZO 4703-PORTACHUELO

Pozo: 4703	Yacimiento: Portachuelo	Fecha	05/10/2000																																																	
DIAGRAMA	FECHA	RESUMEN																																																		
		<p>Este pozo se encuentra en la milla cuadrada 15 - S - 13 y está ubicado en un bloque estructural de 5 pozos</p> <p>Este pozo fué perforado a la profundidad de 5164'. Tiene como pozos vecinos : 5553 , 8000 , 8008, 8009, 6391 . Se muestra la siguiente información :</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Pozo</th> <th>RPI</th> <th>Acumulado - Dic '99</th> <th>Formación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8000</td> <td>3 x 0 x 684M x ST</td> <td>6100 x 0 x 0</td> <td>Salina Mogollón</td> </tr> <tr> <td>8008</td> <td>40 x NR x 5850 x S</td> <td>70030 x 1892 x 207781</td> <td>Balc.-Sn Mogollón</td> </tr> <tr> <td>8009</td> <td>71 x NR x 173 x S</td> <td>68567 x 2207 x 275936</td> <td>Balc.-Sn Mogollón</td> </tr> <tr> <td>5553</td> <td>0 x 0 x 1/4" x 2112 MCF - / 14</td> <td>678 x 133 x 633000</td> <td>Salina Mogollón</td> </tr> <tr> <td>6391</td> <td>65 x 0 x 1/4" - / 160</td> <td>53583 x 5854 x 210753</td> <td>Arnotape - Sn Mog</td> </tr> <tr> <td>4703</td> <td>154 x 0 x 1/4" x 9480 SCF/STB</td> <td>58097 x 3156 x 273232</td> <td>Mal Paso - Sn Mog</td> </tr> </tbody> </table> <p>El pozo fue completado con el siguiente revestimiento :</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Diam.</th> <th>Grado</th> <th>Peso/Pie</th> <th>Total (pies)</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Ccllar Flotador</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superficie</td> <td>10 3/4"</td> <td>J-55</td> <td>30.1</td> <td>302.5</td> <td>319.0</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Producción</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55</td> <td>15.5</td> <td>5085.0</td> <td>5100.0</td> <td>5058.0</td> </tr> </tbody> </table>		Pozo	RPI	Acumulado - Dic '99	Formación	8000	3 x 0 x 684M x ST	6100 x 0 x 0	Salina Mogollón	8008	40 x NR x 5850 x S	70030 x 1892 x 207781	Balc.-Sn Mogollón	8009	71 x NR x 173 x S	68567 x 2207 x 275936	Balc.-Sn Mogollón	5553	0 x 0 x 1/4" x 2112 MCF - / 14	678 x 133 x 633000	Salina Mogollón	6391	65 x 0 x 1/4" - / 160	53583 x 5854 x 210753	Arnotape - Sn Mog	4703	154 x 0 x 1/4" x 9480 SCF/STB	58097 x 3156 x 273232	Mal Paso - Sn Mog	Forros	Diam.	Grado	Peso/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Ccllar Flotador	Superficie	10 3/4"	J-55	30.1	302.5	319.0	-	Producción	5 1/2"	J-55	15.5	5085.0	5100.0	5058.0
	Pozo	RPI	Acumulado - Dic '99	Formación																																																
	8000	3 x 0 x 684M x ST	6100 x 0 x 0	Salina Mogollón																																																
	8008	40 x NR x 5850 x S	70030 x 1892 x 207781	Balc.-Sn Mogollón																																																
	8009	71 x NR x 173 x S	68567 x 2207 x 275936	Balc.-Sn Mogollón																																																
	5553	0 x 0 x 1/4" x 2112 MCF - / 14	678 x 133 x 633000	Salina Mogollón																																																
	6391	65 x 0 x 1/4" - / 160	53583 x 5854 x 210753	Arnotape - Sn Mog																																																
	4703	154 x 0 x 1/4" x 9480 SCF/STB	58097 x 3156 x 273232	Mal Paso - Sn Mog																																																
	Forros	Diam.	Grado	Peso/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Ccllar Flotador																																													
	Superficie	10 3/4"	J-55	30.1	302.5	319.0	-																																													
	Producción	5 1/2"	J-55	15.5	5085.0	5100.0	5058.0																																													
	16-May-56	El Pozo fué completado en Mal Paso con tubería de revestimiento de 5 1/2' .																																																		
	19-May-56	<p>Baleó Fm. Mal Paso en los intervalos siguientes:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Intervalo</th> <th>Tiros</th> <th>Grado</th> <th>Peso/Pie</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>5014' - 4972'</td> <td>85</td> <td>2 t / pie</td> <td>10 mm</td> </tr> <tr> <td>4898' - 4856'</td> <td>85</td> <td>2 t / pie</td> <td>10 mm</td> </tr> <tr> <td>4853' - 4779'</td> <td>149</td> <td>2 t / pie</td> <td>10 mm</td> </tr> <tr> <td>4775' - 4755'</td> <td>41</td> <td>2 t / pie</td> <td>10 mm</td> </tr> <tr> <td>4725' - 4720'</td> <td>11</td> <td>2 t / pie</td> <td>10 mm</td> </tr> </tbody> </table>		Intervalo	Tiros	Grado	Peso/Pie	5014' - 4972'	85	2 t / pie	10 mm	4898' - 4856'	85	2 t / pie	10 mm	4853' - 4779'	149	2 t / pie	10 mm	4775' - 4755'	41	2 t / pie	10 mm	4725' - 4720'	11	2 t / pie	10 mm																									
	Intervalo	Tiros	Grado	Peso/Pie																																																
	5014' - 4972'	85	2 t / pie	10 mm																																																
4898' - 4856'	85	2 t / pie	10 mm																																																	
4853' - 4779'	149	2 t / pie	10 mm																																																	
4775' - 4755'	41	2 t / pie	10 mm																																																	
4725' - 4720'	11	2 t / pie	10 mm																																																	
21-May-56	Se efectuó Arena de Frac por forros a un caudal de 9.8 BPM: 50 bbls O. S.189Sacos arena en 300 bls EPI, desplazó con 170 bbls de crudo, cementación forzada 2050 / 2625 psi , Presion de parada 2000 psi																																																			
22-May-56	Bls de petróleo	Bls de agua	Horas	Extranguador	GOR	PTubos	Pforros																																													
23-May-56	167	0	23	1/4		800	1350																																													
24-May-56	448	0	24	1/4	929	750	1250																																													
25-May-56	303	0	21	1/4	1132	525	1100																																													
26-May-56	273	0	24	1/4	780	500	900																																													
27-May-56	233	0	24	1/4	1232	400	800																																													
28-May-56	204	0	24	1/4	1240	350	750																																													
29-May-56	200	0	24	1/4	1140	300	725																																													
30-May-56	196	0	24	1/4	1158	300	700																																													
31-May-56	179	0	24	1/4	1223	275	700																																													
01-Jun-56	161	0	24	1/4	1373	300	725																																													
	122	0	17	1/4		275	725																																													
02-Jun-56	Se baleó Fm. Salina Mogollón en los intervalos siguientes:																																																			
	4143' - 4138'	11 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	4133' - 4122'	23 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3971' - 3963'	17 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3894' - 3888'	17 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3746' - 3738'	17 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3712' - 3701'	23 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3681' - 3658'	47 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3639' - 3627'	25 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3612' - 3608'	9 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
	3590' - 3585'	11 tiros	2 t / pie	10 mm																																																
04-Jun-56	Bls de petróleo	Bls de agua	Horas	Extranguador	GOR	PTubos	Pforros																																													
05-Jun-56	103	0	18	1/4	12010	1675	1800																																													
06-Jun-56	155	0	24	1/4	8355	1625	1775																																													
07-Jun-56	158	0	24	1/4	9291	1600	1775																																													
IPR	150	0	24	1/4	9793	1600	1775																																													
	154	0	24	1/4	9480	1600	1775																																													
15-Jun-56	Presión de Fondo (BHP)																																																			
	Ps	Pf	Prof	Pwc	Pwt	IP																																														
	2340	1985	4960	1730	1625	0.403																																														
01-Ago-56	Tubos cerrados ,surgente por forros ,tomó registro de temperatura , posible entrada de gas: 3963' - 3971'.																																																			
27-Dic-56	Bajó tubería con empaque 5 1/2" BOC. Sentó empaque a 4221.33' NA = 4986'. Lavó pozo con 165 BO. Pozo quedó produciendo a batería con extranguador de 1/4" . Tubos=890 psi; Forros=1360 psi.																																																			

Pozo: 4703		Yacimiento: Portachuelo		Fecha	05/10/2000				
DIAGRAMA		FECHA	RESUMEN						
THF: 15.0' CHF: 0-3/4" J-55 30.1Lb/pie GS=319' T.C. @ 3585' Sal-Mog 4143' 4720' Mal Paso NA = 4901' PT = 4931' 5014' F.C. @ 5058' G.S. @ 5100' T.D. @ 5164' Forros de Producción : 5 1/2" 15.5Lb/pie			Bls de petróleo 90 85 101 90 95 RPR 92	Bls de agua 0 0 0 0 0 0 0	Horas 24 24 24 24 24 24	Extrangulador 1/4" 1/4" 1/4" 1/4" 1/4" 1/4"	GOR NR 400 NR NR NR NR	Ptubos 300 280 280 260 250 250	Pforros 1780 1760 1740 1740 1700 1700
		03-Jul-57	Cortó parafina de 0' a 700'. Corrió pistón a 1000'. Recuperó 11x 0. Tubos= 300 psi. Forros=1400 psi. Pozo quedó surgente						
		07-Jul-57	Corrió pistón a 3200'. Recuperó 5 x 0. Tubos=300 psi. Pozo surgente						
		20-Mar-63	Cortó parafina de 0' a 1500'. Corrió pistón a 1800'. Recuperó 14 x 0. Tubos= 550 psi. Forros= 1250 psi.						
		25-Sep-94	40 varillas con parafina, y 30 tubos con parafina. Tomó fondo a 5027'. Pistoneó 06 x 02						
		01-Sep-97	Transportó y armó equipo. Desfegó pozo. Bombeó 20 bbl de agua para controlar pozo. Agregó tubos y tomó fondo a 5051.9'. Sacó tubos (ultimos tubos presentan carbonato) Bajó rima 5 1/2 con tubos						
		02-Sep-97	Terminó de bajar tbs. 2 3/8"x 30', total 155 tubos. Tomó fondo con rima 5 1/2" a 5031' PT a 4910'. NA a 4879'. Collar flotador a 5058'. Pistoneó: NI=2800'; NF= seco; PP= 4860'. Recuperó 81x NR x 9.75 hrs. Cerró pozo por 2 1/4 hr. Para recuperar nivel. Pistoneó: NI= 4506'; NF= 4883'; PP= 4860'. Recuperó 7 x NR x 2 hrs.						
		03-Sep-97	Sacó 154 Tbs. 2 3/8" x 30' + NA +1 tbs. 2 3/8" x 30' + rima 5 1/2". Bajo 1 tbs. 2 3/8" Ext. Abierto +1 tb perforado +1 tbs 2 3/8"+NA +154 tbs. Dejo NA= 4893' PT= 4985'. Desmontó equipo.						
		09-Sep-97	Transportó y armó equipo. Sacó 154 tubos. 2 3/8" x 30'+ NA+ 1 tubos. 2 3/8" x 30' + Perforado+ 1 tubos. 2 3/8"x 30' E/A. Bombeó 25 bbl de agua de formación por forros Dejó Nivel de Fluido a 2500'. Según recomendación Cia Halliburton tomó registro CNL - GR - CCL. Desde el fondo 4700' a 3394.9'. Baleó de 4876' a 3584' con 54 tiros en 2 bajadas. Pozo levantó presión a 100 psi. Desfegó a 0 psi						
		10-Sep-97	Bajó 1 tubo 2 3/8" x 30' E/A. + NA+ 156 tubos. 2 3/8" x 30'. NA= 4870'; PT= 4900' Pistoneó. NI= 3750'; NF= 4400'; PP= 4850'. Recuperó 35 x NR x 5 1/2 hrs. Cerró pozo por 2 hrs para recuperar nivel. Pistoneó NI= 4500'; NF= 4550'; PP= 4850'. Recuperó 7 x NR x 2 hrs. Pozo tomó presión por tubos 50 psi. Desfegó pozo. Cerró pozo por 4 horas. Presión por tubos 120 psi. por forros 420 psi. Pistoneó. NI= 4100'; NF = 4700', PP = 4870', recuperó 3 x NR x 1/4 hr. Presión por tubos= 30 psi. Desfegó pozo. Pistoneó. NI=4400'; NF=4550'; PP= 4850'. Recuperó 7 x NR x 2 hrs. Desfegó pozo por tubos 20 psi. Recuperó 3 x NR x 2 hrs. Cerró pozo por 2 hrs. Por tubos =60 psi , por forros = 260 psi.						
		11-Sep-97	Desfegó pozo. Recuperó 3 x NR x 2 hrs. Cerró pozo. Desmonto equipo.						
		12-Sep-97	Desfegando pozo a tina con extrangulador regulable x tubos 50 psi a 60 psi.						
		16-Sep-97	Transportó y armó equipo. Desfegó pozo con 150 psi por forros. Puro gas luego fluido, recuperó 5 x NR x 4 3/4 hrs. Bombeó 20 bbls de agua de formación para desplazar el gas. Sacó 157 tbs 2 3/8" x 30' + NA+ 1 tbs. 2 3/8" x 30' E/A. Bajó tapón RBP 5 1/2" + pescante + empaque RTTS 5 1/2" + 139 tbs 2 3/8" x 30'. Sentó empaque a 4410' y tapón RBP colgado. Pistoneó NI=3400', NF = 4227', Recuperó 22 x NR x 3 1/4 hrs. Reposó 2 hrs. Pistoneó NI=3871', NF = seco , se recuperó 3 x NR x 1 hr. PP=4405'. Descargó empaque. Cargó tapón RBP a 4350' con 136 tbs , empaque RTTS a 4050' con 127 tubos. NA= 4045'; PT= 4050'. Pistoneó NI= 3100'; NF= seco; PP = 4045 , recuperó 9 x NR x 3 1/4 hora. Reposó por 2 hrs. Pistoneó NI=3691'; NF=Seco; PP=4045', recuperó 6 x NR x 2 hrs. Reposó por 2 hrs. Pistoneó NI=4045'; NF=4045'; PP=4045', recuperó 3 x NR x 1 hr.						
		17-Sep-97	Descargó empaque RTTS y tapón RBP. Cargó tapón RBP a 4050' con 127 tubos y empaque RTTS a 3542' con 111 tbs Pozo fluye por tbg Recuperó 9xNRx6 hrs al final puro gas, cierra pozo por 5 minutos, presión sube a a 100 psi, continua desfegando pozo, puro gas.						
		18-Sep-97	Descargó empaque RTTS y tapón RBP. Sacó tubería con tapón RBP y empaque RTTS (pozo molestando al momento de sacar, se bombeó 22 bbls de agua de formación por tbs). Bajó tapón RBP + empaque RTTS + 127 tbs. Cargó tapón RBP a 4050', empaque RTTS a 3615' con 113 tbs. Pozo fluye por tbs, recuperó 8 x NR x 1 1/2 Hr. Cerró pozo por 1/2 hr acumuló 300 psi. Desfegó pozo puro gas. Descargó empaque RTTS. Bajó 1 tubo. Cargó empaque RTTS a 3650'. Pistoneó NI=2800'; NF=2880' ; PP = 3600'. Recuperó 3xNRx1/4 hr. Pozo fluye 10xNRx3 hrs. Descargó empaque RTTS. Bajó 1 tbo + niple , cargó empaque RTTS a 3690'. Pozo fluye por tbg recuperó 8 x NR x 4 hrs. Gas no permite pistonear.						

Pozo: 4703		Yacimiento: Portachuelo		Fecha	05/10/2000																	
DIAGRAMA		FECHA	RESUMEN																			
<p>THF:15.0' CHF:</p> <p>0-3/4" J-55 30.1Lb/pie</p> <p>GS=319'</p> <p>T.C @</p> <p>3585'</p> <p>Sal-Mog</p> <p>4143'</p> <p>4720'</p> <p>Mal Paso</p> <p>5014'</p> <p>F.C. @ 5058'</p> <p>G.S. @ 5100'</p> <p>T.D. @ 5164'</p> <p>Forros de Producción : 5 1/2" 15.5Lb/pie</p>	19-Sep-97	Descargó empaque RTTS y tapón RBP. Sacó Tubería + empaque RTTS + tapón RBP. Bajó 1 tubo con tapón + perforado + NA + 155 tbs 2 3/8". NA= 4925'; PT = 4987'.																				
	21-Dic-97	Transportó y armó equipo. Pistoneó NI=2850';NF=3000';PP=4900'. Recuperó 6xNRx1h Bajó bomba. 20-125-RWAC-16-4-0 N° 1221 c/st+134 v/b 3/4"x 25'+65 v/b 7/8"x 25'+ 3 nipples 8'+6'+4"x7/8"+ Varillon 1 1/4" x 22' x 7/8". Llenó pozo con 8 bbl x 300psi. Positivo.																				
	26-Feb-99	Pozo NP.																				
	14-Mar-00	Armó equipo. Tomó presión de forros = 20 psi, tubos = 0 psi. Sacó varillas + bomba 20 - 125 - RWAC - 16" N°1221 .NA = 4932'. Bomba salió con carrera pegada hacia fuera. Varillas con parafina de 0' a 1500', no carbonato. Desfogó a sistema por forros con 20 psi : GAS. Adición 2 tbs y tomó fondo a 5054' (FC =5058').																				
	15-Mar-00	Sacó 60 tbs 2 3/8" parafinados + 95 tbs 2 3/8" + NA + tbo perf. 2 3/8" x 30' + 1 tbo 2 3/8" x 30' C/T. Se encontró 90' de tubería de la Punta hacia arriba con una fina capa de 1/16" de carbonato, tubo de cola limpio. Retiró control. Colocó trompo. Aseguró pozo. Pozo reacciona (cabecea) de 15 a 20 psi ; desfoga a sistema y recupera 3 BO. Bajó 1 tubo perf. 2 3/8" x 30' C/T + NA + 60 tubos 2 3/8" inspeccionados + 98 tubos del pozo. Tope a 5054' (FC=5058'). Levantó PT a 5036', NA = 5005' con 158 tbs. Pozo reacciona por forros de 15 a 20 psi. Desfoga a sistema, recupera 3 BO. Retiró control BOP. Empaquetó pozo con Control de flujo con brida S-900. Pistoneó; NI = 3218', NF = 3802', PP = 5000' : 5.01 x 22.94 x 2 hrs.																				
	20-Mar-00	<table border="1"> <thead> <tr> <th>PI forros</th> <th>Pf forros</th> <th>PI tubos</th> <th>Pf Tubos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>275</td> <td>160</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	PI forros	Pf forros	PI tubos	Pf Tubos	275	160	0	0	Pistoneó; NI = 3300', NF = 5000', PP = 5000' : 26 x 4 x 2.5 hrs. Instaló Registrador de Presión para evaluar Restauración de Presión: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Fecha</th> <th>Tiempo</th> <th>P forros</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>20-Mar-00</td> <td>12:00</td> <td>160</td> </tr> <tr> <td>21-Mar-00</td> <td>05:00</td> <td>250</td> </tr> </tbody> </table>			Fecha	Tiempo	P forros	20-Mar-00	12:00	160	21-Mar-00	05:00	250
	PI forros	Pf forros	PI tubos	Pf Tubos																		
	275	160	0	0																		
	Fecha	Tiempo	P forros																			
	20-Mar-00	12:00	160																			
21-Mar-00	05:00	250																				
03-Aug-00	Pistoneó; NI = 2800', NF = 4980', PP = 5000' : 48 x 4 x 4.0 hrs.																					
18-Aug-00	Pistoneó; NI = 3400', NF = 4985', PP = 5000' : 32 x 4 x 2.8 hrs.			Tbs = 0/0 psi Forr=250/250 psi																		
08-Sep-00	Pistoneó; NI = 3700', NF = 4990', PP = 5000' : 35 x 2 x 2.75 hrs.			Tbs = 0/0 psi Forr=50/0 psi																		
19-Oct-00	Desempaquetó pozo. Colocó válvula de baleo y control BOP. Agregó 1 tubo , tomó tope a 5054' con 18'. Sacó 158 tubos 2 3/8" x 30' + NA + 1 tubo perforado 2 3/8" x 30' C/T. Bajó tubería banda amarilla inspeccionada: 1 tubo 2 3/8" x 30' E/A + NA nuevo + 156 tubos 2 3/8" x 30'. Retiró control BOP y Válvula de Baleo. Sentó tubería en Trompo. PT = 4931', NA = 4901'. Colocó Brida Serie 600 con Tubo corto 5 1/2" x 3' + Cabezal "Hinderlter" 5 1/2" con uñas 2 3/8". Colocó Válvulas Laterales. Empaquetó Pozo. Pistoneó, NI = 3900', NF = 4300', PP = 4900' : 11 BO x 1.25 hrs.																					

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 4703 - PORTACHUELO



RESUMEN DEL POZO 13012 - PORTACHUELO

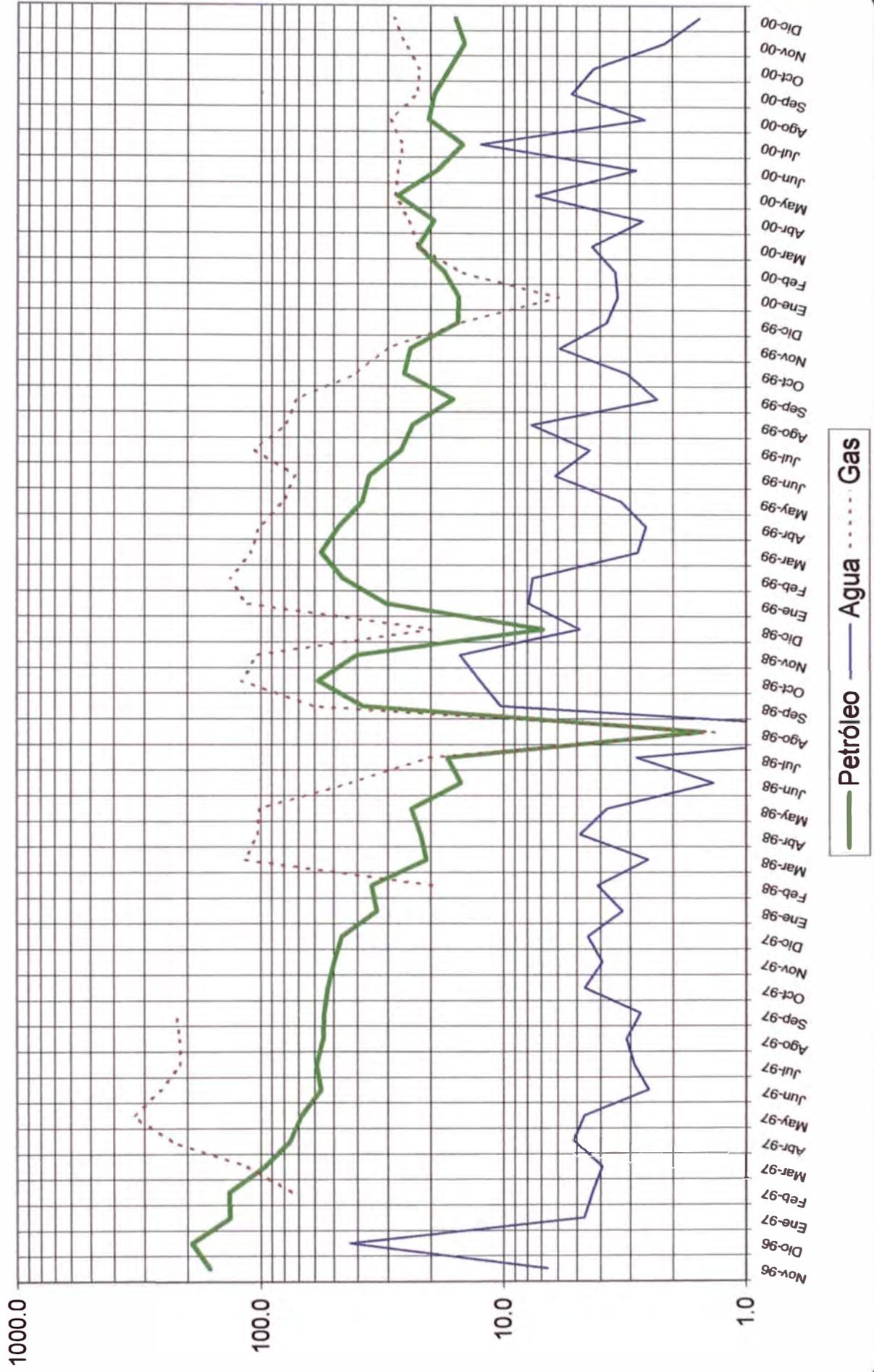
POZO: 13012	Yacimiento: Portachuelo Oeste	Fecha	20/07/2001																																																																																	
<p>DIAGRAMA</p> <p>Forros prod. 5 1/2", J-55, 17 Lb/pie (0' - 3203.78') Forros prod. 5 1/2", J-55, 15.5 Lb/pie (3203.78' - 6080')</p>	<p>Fecha</p> <p>12-Oct-96 23-Oct-96 30-Oct-96 31-Oct-96 01-Nov-96 14-Nov-96 15-Nov-96 16-Nov-96 18-Nov-96 19-Nov-96 20-Nov-96 21-Nov-96 22-Nov-96 23-Nov-96 24-Nov-96 11-Dic-96 12-Dic-96</p>	<p>RESUMEN</p> <p>Ubicado en la Milla Cuadrada 12 - S - 13 Elevación de 31 pies sobre nivel el mar. Punto cero = 48.3' (MR). Inició perforación. Terminó perforación a TD = 6100' en Balcones.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Tope</th> <th>Base</th> <th>Espesor</th> <th>Fm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>1225</td> <td>1225</td> <td>Mirador</td> </tr> <tr> <td>1225</td> <td>3760</td> <td>2535</td> <td>Chira-Verd</td> </tr> <tr> <td>3760</td> <td>3920</td> <td>160</td> <td>Talara</td> </tr> <tr> <td>3920</td> <td>4865</td> <td>945</td> <td>Palegreda</td> </tr> <tr> <td>4865</td> <td>5990</td> <td>1125</td> <td>Sn Mog</td> </tr> <tr> <td>5990</td> <td>6100</td> <td>110</td> <td>Balcones</td> </tr> </tbody> </table> <table style="width: 100%; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>Hueco</th> <th>De</th> <th>A</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>12 1/4"</td> <td>0'</td> <td>399'</td> </tr> <tr> <td>8 1/2"</td> <td>399'</td> <td>6100'</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Diam</th> <th>Lb/ple</th> <th>Longitud</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Collar Flotador</th> <th>Tope Cmto</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superf</td> <td>9 5/8"</td> <td>H-40/32.3</td> <td>399'</td> <td>399'</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Produc</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55/17</td> <td>3203.78'</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Produc</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55/15.5</td> <td>2876.22'</td> <td>6080'</td> <td>6042'</td> <td>3917'</td> </tr> </tbody> </table> <p>Tiene dos tubos cortos a 5090' y 4818'.</p> <p>30-Oct-96 Cuadró y armó equipo. Armó líneas de circulación. Bajó tubos 2 7/8" x 30'. Tomó fondo a 6040'. Instaló Control BOP. Armó líneas de circulación . Bajó broca 4 3/4" + rima 5 1/2" + 2 botellas + 160 tubos 2 7/8".</p> <p>31-Oct-96 Continuó bajando 25 tubos 2 7/8". Tope con 192 tubos a 6031'. Bombeó de F/T con 150 bbls crudo. Pistoneó : NI : lleno , NF : 4750', recuperó 107 bbls de crudo. Sacó 192 tubos 2 7/8" + 2 botellas + rima 5 1/2". Cía Halliburton tomó registro GR-CCL de 5992'-4700'. Bajó 1 tubo 2 7/8" E/A + Empaque R-4 con 174 tubos 2 7/8". Instaló Control de flujo, maniobró, sentó Empaque R-4 =5387', PT = 5418'. Inyectó 76 bbls por forros. Probó con 1000 psi. Inyectó por tubos 26 bbls. Probó con 2000 psi , Positivo.</p> <p>01-Nov-96 Pistoneó : NI : lleno , NF : 3200', recuperó 28.8 bbls de crudo. Baleó Fm. Sn Mogollón 5899.5' - 5491.5' con 273 tiros. Pozo surgente Desfegó pozo, recuperó 43.2 bbls , pozo fluye , recuperó 116 bbls de crudo con extranguador de 1/2", presión = 45 psi. Pozo fluyendo</p> <p>14-Nov-96 Armó equipo. Retiró líneas de superficie. Descargó Empaque R-4. Pozo se vino con gas. Recuperó 16.07 bbls fluido. Armó líneas circulación. Bombeó 17 bbls. Sacó 173 tubos 2 7/8" + Empaque R-4 + 1 tubo E/A . Bajó 157 tubos 2 7/8". Colocó control de flujo. Armó líneas de circulación. Baleó Fm. Salina Mogollón de 5269' - 5223' con 66 tiros. Pozo con presión de 1000 psi por forros, recuperó 110 bbls de crudo.</p> <p>15-Nov-96 Baleó Fm. Salina Mogollón de 5060' - 4944' con 63 tiros. Pozo reaccionó con presión por tubos de 1600 a 1400 psi. Desfegó, recup. 78 bbls de crudo. Cerró pozo. Desfegó a Tanque recuperó 156 bbls crudo, presión 1700 a 1500 psi.</p> <p>16-Nov-96 Pozo fluyendo a Tk. recuperó 118 bbls de crudo con presión por tubos de 1500 a 1300 psi. Cerró pozo, retiró líneas de circulación y desmontó equipo.</p> <table style="width: 100%; margin-top: 10px;"> <tbody> <tr> <td>443 x 106 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">1700/- psi</td> </tr> <tr> <td>292 x 56 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">1700/- psi</td> </tr> <tr> <td>449 x 148 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">1500/- psi</td> </tr> <tr> <td>319 x 66 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">1650/- psi</td> </tr> <tr> <td>265 x 57 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">-/- psi</td> </tr> <tr> <td>323 x 91 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">-/- psi</td> </tr> <tr> <td>344 x 78 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">314/316 psi</td> </tr> <tr> <td>RPI = 348 x 86 x 24 x ST x 3/16" x NR</td> <td style="text-align: right;">314/316 psi</td> </tr> </tbody> </table> <p>11-Dic-96 Se mezcló química para fluido de completación(KCL y CL-2) en 186 bbls de agua. Circula pozo de tubos a forros, dio vuelta con 90 bbls. Saca Control de flujo. Sacó tubería 2 7/8".</p> <p>12-Dic-96 Bajó 1 tubo 2 3/8" x 30' + NA + 20 tubos 2 3/8" x 30' + empaque R-4 + 155 tubos 2 3/8". Cargó empaque R-4. Pistoneó, pozo fluye crudo. Coloca bean 3/16" , desfoga a piletta con 1100 psi. Desmontó equipo de Servicio de Pozos.</p>		Tope	Base	Espesor	Fm	0	1225	1225	Mirador	1225	3760	2535	Chira-Verd	3760	3920	160	Talara	3920	4865	945	Palegreda	4865	5990	1125	Sn Mog	5990	6100	110	Balcones	Hueco	De	A	12 1/4"	0'	399'	8 1/2"	399'	6100'	Forros	Diam	Lb/ple	Longitud	Zapato Guia	Collar Flotador	Tope Cmto	Superf	9 5/8"	H-40/32.3	399'	399'			Produc	5 1/2"	J-55/17	3203.78'				Produc	5 1/2"	J-55/15.5	2876.22'	6080'	6042'	3917'	443 x 106 x 24 x ST x 3/16" x NR	1700/- psi	292 x 56 x 24 x ST x 3/16" x NR	1700/- psi	449 x 148 x 24 x ST x 3/16" x NR	1500/- psi	319 x 66 x 24 x ST x 3/16" x NR	1650/- psi	265 x 57 x 24 x ST x 3/16" x NR	-/- psi	323 x 91 x 24 x ST x 3/16" x NR	-/- psi	344 x 78 x 24 x ST x 3/16" x NR	314/316 psi	RPI = 348 x 86 x 24 x ST x 3/16" x NR	314/316 psi
Tope	Base	Espesor	Fm																																																																																	
0	1225	1225	Mirador																																																																																	
1225	3760	2535	Chira-Verd																																																																																	
3760	3920	160	Talara																																																																																	
3920	4865	945	Palegreda																																																																																	
4865	5990	1125	Sn Mog																																																																																	
5990	6100	110	Balcones																																																																																	
Hueco	De	A																																																																																		
12 1/4"	0'	399'																																																																																		
8 1/2"	399'	6100'																																																																																		
Forros	Diam	Lb/ple	Longitud	Zapato Guia	Collar Flotador	Tope Cmto																																																																														
Superf	9 5/8"	H-40/32.3	399'	399'																																																																																
Produc	5 1/2"	J-55/17	3203.78'																																																																																	
Produc	5 1/2"	J-55/15.5	2876.22'	6080'	6042'	3917'																																																																														
443 x 106 x 24 x ST x 3/16" x NR	1700/- psi																																																																																			
292 x 56 x 24 x ST x 3/16" x NR	1700/- psi																																																																																			
449 x 148 x 24 x ST x 3/16" x NR	1500/- psi																																																																																			
319 x 66 x 24 x ST x 3/16" x NR	1650/- psi																																																																																			
265 x 57 x 24 x ST x 3/16" x NR	-/- psi																																																																																			
323 x 91 x 24 x ST x 3/16" x NR	-/- psi																																																																																			
344 x 78 x 24 x ST x 3/16" x NR	314/316 psi																																																																																			
RPI = 348 x 86 x 24 x ST x 3/16" x NR	314/316 psi																																																																																			

DIAGRAMA	Fecha	RESUMEN
	30-Ago-98	<p>Maniobró y descargó empaque; pozo con gas por tubos y forros con 50 psi. Sacó 88 tubos (70 tbs parafinados); pozo fluye por tubos con 60 psi, se recupera 3 BO x 7 BW; pozo quedó en GAS por tubos y forros. Se bombeó 10 bbls agua de formación por tubos y 15 bbls agua de formación por forros.</p>
	31-Ago-98	<p>Sacando tubos + empaque R-4 (sentado a 4879')+ 20 tbs + NA + 1 tubo Tubería presenta carbonato 1/8" espesor de 5289' a 5529'. Bajó rima 5 1/2" + broca 4 3/4" + NA + Tbs 2 3/8", tope a 6001'. Sacó tbs + broca + rima. Rima salió con parafina. Bajó 1 tbo C/T + Ancla Gas + 1 tbo 2 3/8" + NA+ 188 tbs, tope a 6001'. Levantó punta tubos , PT = 5945' , NA = 5860' con 186 tbs. Bombeó crudo de tubos a forros, con 66 bls dio vuelta; recuperó 67 bbls agua de formación. Se circuló pozo hasta retomar crudo.Pozo lleno con crudo. Pozo reaccionó por tubos con 30 psi, forros 0 psi : 5.52 BO. Pistoneó , NI = 500' , NF = 600' , PP = 2000' : 12.66 BO.</p>
	01-Sep-98	<p>Continuó pistoneo. NI = 800' , NF =424' , PP = 5850' : 115 BO x 14 BW x 17 hrs</p>
	02-Sep-98	<p>Pozo incrementó gas por forros(500 psi), desfogando por tubos de 50 psi a 0 psi. Bajó pistoneo, nivel de fluido a 4400', NF =4603' : 4.83 BO, tbs 0 psi, Forros =700 psi. Pistoneó , NI = 3420' , NF = 4430' , PP = 5850' : 12.42 BO.Forros =740 psi Pozo fluye por tubos con válvula 1/2" abierta: 5.52 BO. Desfegó por tubos y forros. Cía Halliburton lavado con ácido. Bbombeó por tubos 280 glns PAD + 650 glns HCL 10%; desplazó con 20 bls de crudo. Cerró pozo 2 hrs. Abrió pozo, tubos 0 psi, forros 60 psi.</p>
	03-Sep-98	<p>Pistoneó , NI = 3770' , NF = 4780' , PP = 5850' : 10 BO x 8 BW x 2 hrs Pozo quedó fluyendo.</p>
	06-Sep-98	<p>Probó bomba en superficie. Bajó bomba 20 - 125 - RWBC - 18' , N ° 0057 162 V 3/4" x 25' + 71 V 7/8" x 25' + 1 varillón 1 1/4" x 22' x 7/8" Sentó bomba y espació. NA = 5860'. Realizó prueba manométrica, Positivo Armó puente de producción. Desmontó equipo.</p>
	03-Dic-98	<p>Desfoga pozo con 50 psi por forros. Desclavó bomba.Sacó varillón + varillas + bomba. Varillas con parafina suave de 0' a 1850'.Tomó fondo con tubos a 6000'. Sacó 65 tbs parafinados.Sacó resto de tubería, encontró tubos con carbonato. Bajó tubería. Nivel de fluido a 3800'.</p>
	05-Dic-98	<p>Pistoneó , NI = 4570' , NF = 5600' , PP = 5870' , NA = 5880' : 9.5 BF.</p>
	06-Dic-98	<p>Bajó pescante wire line con cable pistoneó, tope a 5880'. Sacó pescante, no salió el pistón. Recuperó pescante con pistón Presión por forros 379 - 380 psi. Bajó copa , nivel a 4750', realizó 1 corrida, copa salió rota. Desmontó equipo de pistoneo Cuadró y armó de servicio de pozos Retiró líneas de superficie, instrumentos de levantamiento artificial mediante pistón " Plunger Lift". Desfegó GAS , forros 400 psi, tubos 0 psi. Colocó controles y sacó 186 tbs 2 3/8" x 30' + NA con valvula estacionaria + 1 tbo 2 3/8" + Ancla Gas 3 1/2" x 22' + 1 tbo 2 3/8" x 30' C/T. Bajó 1 tbo 2 3/8" E/A + NA con valvula estacionaria + 185 tbs 2 3/8". Empaquetó pozo. PT = 5832' , NA = 5802'. Pistoneó , NI = 3770' , NF = Fluye Gas , PP = 5800' : 17 BO x 15 BW x 4 hrs Pozo arrancó con 275 psi tubos y 330 psi forros.</p>
	07-Dic-98	<p>Armó línea de producción. Desfegó pozo. Pistoneó, NI = 4500' , NF = 5400' , PP = 5800' : 0 BO x 8.5 BW x 0.5 hrs Pozo arrancó con 40 psi tubos y 330 psi forros. Desfegó a sistema para limpiar tubos. Bajó pistón viajero. Probó pozo; tubos 225 psi , forros 230 psi; Positivo. Desmontó equipo de servicio de pozos</p>
14-Dic-98	<p>Desfegó pozo Bajó pescante de pistón con cable de pistoneo, tope a 5870'. Recuperó levantamiento artificial mediante piston plunger.Pistoneó, NI=4300',NF=4900', PP=5800': 11BF</p>	

Forros prod. 5 1/2", J-55, 17 Lb/pie (0' - 3203.78')
Forros prod. 5 1/2", J-55, 15.5 Lb/pie (3203.78' - 6080')

DIAGRAMA	Fecha	RESUMEN
<p>9 5/8" H-40 32.3 Lb/pie</p> <p>GS=399'</p> <p>Tope Cmnto</p> <p>a 3917' (RT)</p> <p>4944'</p> <p>NA = 5800' PT = 5830'</p> <p>5899.5'</p> <p>Luz = 171'</p> <p>Tope = 6001'</p> <p>FC=6042'</p> <p>GS=6080'</p> <p>TD = 6100'</p> <p>Forros prod. 5 1/2", J-55, 17 Lb/pie (0' - 3203.78') Forros prod. 5 1/2", J-55, 15.5 Lb/pie (3203.78' - 6080')</p>	<p>15-Dic-98</p>	<p>Pistoneó, NI=4200',NF=4400',PP=5830': 0 BO x 18 BW x 3 hrs. Pozo fluyó 0 BO x 2 BW x 0.5 hrs, quedó en GAS con 40 psi. Arrearon el Plunger con resultados negativos. Reparó válvula del sistema. Pescó y recuperó levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift". Pistoneó y recuperó 8 Bbls de fluido. Reparó válvula del sistema. Pistoneó y recuperó 6 Bbls de fluido. Pozo fluye gas + agua, recuperó 2 bls a TK. Dejó pozo produciendo con Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift".</p>
	<p>26-Dic-98</p>	<p>Pistoneó, NI=3700',NF=4090',PP=5000': 0 BO x 4 BW x 1.5 hrs. Instrumentista revisando Controlador de Presión(plunger lift).</p>
	<p>27-Dic-98</p>	<p>Desfegó pozo por forros a TK, puro GAS. Desarmó conexiones de Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift". Sacó válvula maestra. Bajó pescante con cable de swab a 5800', pescó y sacó levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift". Pistoneó, NI=4050',NF=5420',PP=5800': 0 BO x 18 BW x 2 hrs. Bajó bomba 20 - 125 - RWAC - 16- 4 - 0 ; N°1407 161 V 3/4" x 25' + 70 V 7/8" x 25' + varillón 1 1/4" x 22' x 7/8". Realizó prueba manométrica, Positivo.</p>

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 13012 PORTACHUELO



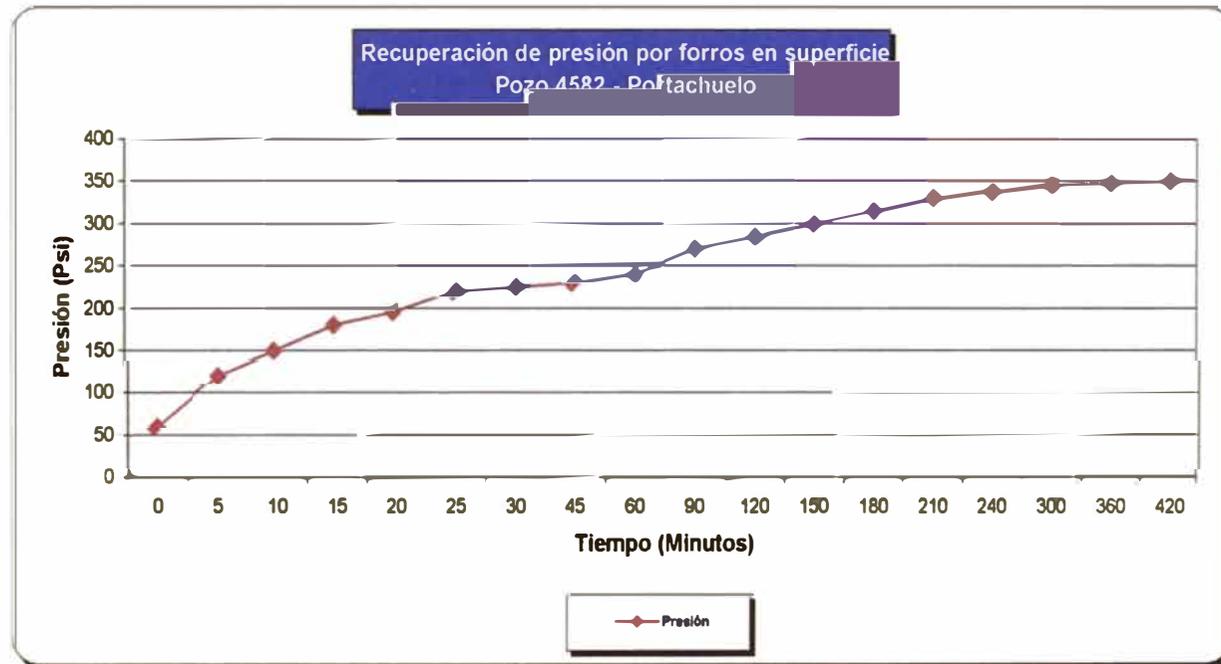
ANEXO II

Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 4582 - Portachuelo

POZO :	4582	M.C. :	202	ESTADO :	Achique al pistón	Presión Inicial :	60 psi
FECHA :	Del 18 al 29 de Noviembre del 2001				Presión Final :	350 psi	

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	60
5	120
10	150
15	180
20	195
25	220
30	225
45	230
60	240
90	270
120	285
150	300
180	315
210	330
240	338
300	345
360	348
420	350



Notas : La presión se estabilizó a las 7 horas de prueba llegando hasta una presión de 350 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

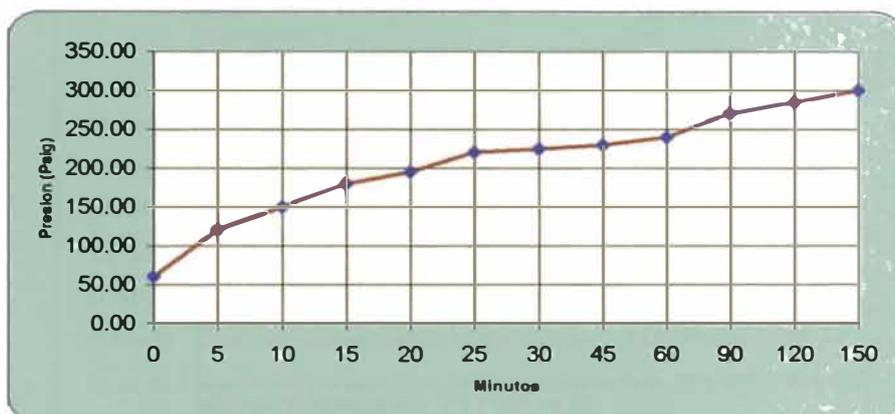
**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"
POZO: 4582**

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPañÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE	5 1/2	Pulgadas	
TUBERIA DE PRODUCCION	2 3/8	Pulgadas	
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR	1,330	Metros	
PUNZADOS	1,117	metros	
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	9.00	Bbls/día	
PORCENTAJE DE AGUA	1	%	
PRODUCCION DE GAS	120	Mcf	
DENSIDAD DEL PETROLEO	0.852	Kg/Litro	
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO	35.00	Psig	
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	45	S.S.U.	
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD		Metros	

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	60.00
5	120.00
10	150.00
15	180.00
20	195.00
25	220.00
30	225.00
45	230.00
60	240.00
90	270.00
120	285.00
150	300.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
Caudal de gas necesario para la Operación
Carga del líquido por ciclo
Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula integral

150
62 Psig
73.5 Mcfd
0.06 Barriles
493 Mcf

Pistón sin valvula integral

76
73 Psig
44.36 Mcfd
0.12 Barriles
584 Mcf

Ciclos determinados por el operador
Presión de Trabajo promedio
Caudal de gas necesario para la Operación
Carga del líquido por ciclo
Volumen del gas necesario para un ciclo

40
94 Psig
30.07 Mcfd
0.23 Barriles
752 Mcf

7
7 Kg/cm ²
851 m ³ /día
35.78 Litros
21.3 m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

RESUMEN DEL POZO 4582 - PORTACHUELO

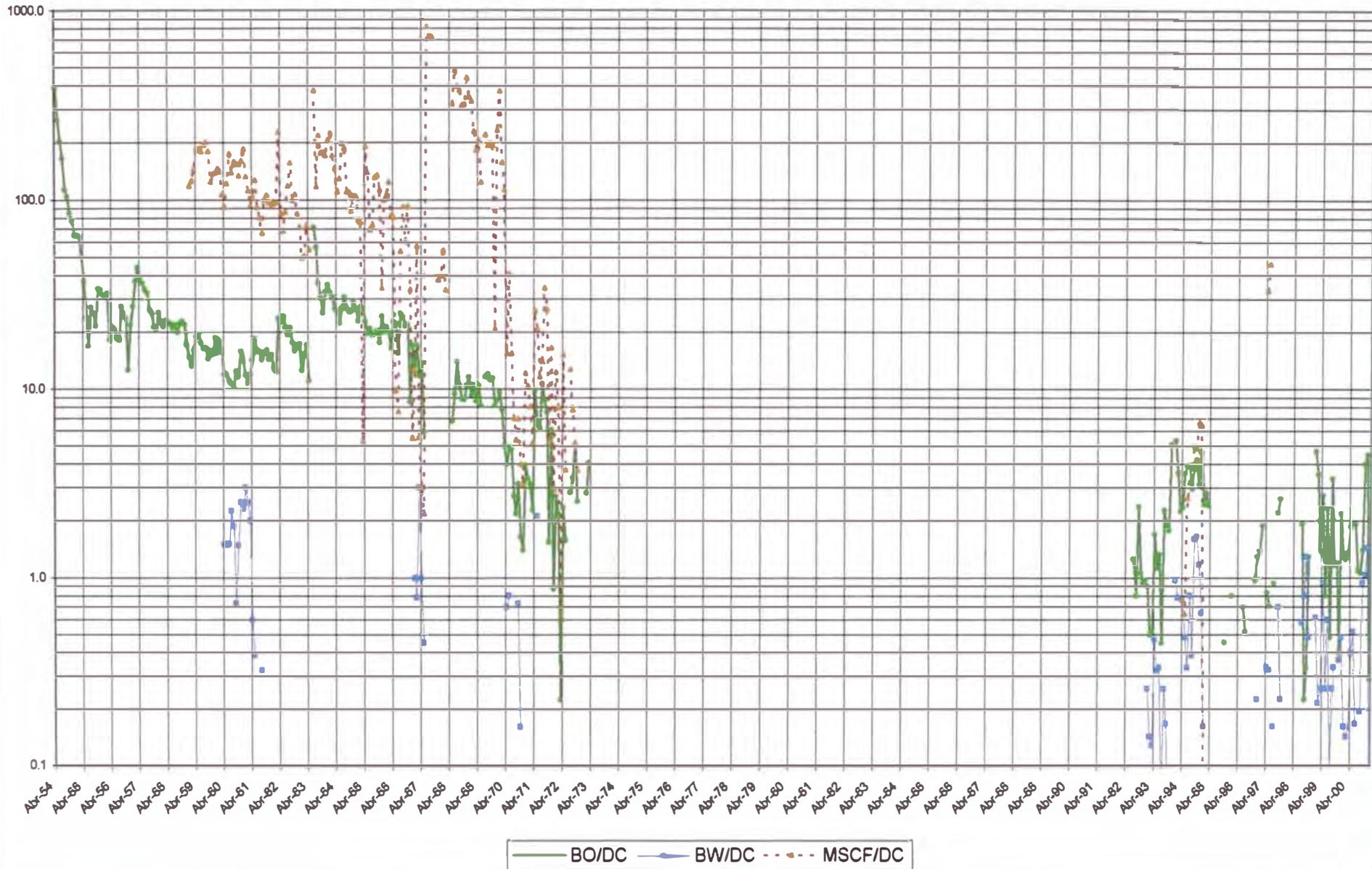
POZO:	4582	Yacimiento:	Portachuelo	Fecha:	24/08/2000
<div style="text-align: center;"> DIAGRAMA </div> <p style="text-align: right;">Hueco de 17"</p> <p style="text-align: right;">Z.G. = 331'</p> <p style="text-align: right;">T.C. = 2890'</p> <p style="text-align: right;">NA = 4352'</p> <p style="text-align: right;">PT = 4450' ?</p> <p style="text-align: right;">F.C. = 4479'</p> <p style="text-align: right;">Z.G. = 4520'</p> <p style="text-align: center;">T.D. = 4817'</p> <p>Hueco de 8 1/2".</p> <p>Forros de Produccion: 5 1/2", J-55, 15.5 Lb/pie(43'-4520')</p> <p> I Baleo 01 Abril 1954. II Baleo 27 Febrero 1962. III Baleo 16 Mayo 1967. </p>					

POZO:	4582	Yacimiento:	Portachuelo	Fecha:	24/08/2000
--------------	-------------	--------------------	--------------------	---------------	-------------------

DIAGRAMA		FECHA	DESCRIPCION
THF = 10.5'		08-Aug-60	Sacó bomba de subsuelo 2" x 1 1/16"x 12' . Marcó parafina suave, cortó 1200' de parafina. Bajó bomba de subsuelo 2" x 1 1/16" x 12' .
13 3/8" J-55 54Lb/pie	Hueco de 17" Z.G.=331'	17-Apr-61	Sacó bomba de subsuelo de 2" x 1 1/16"x 12' copa gastadas obstruidas por parafina. Bajó bomba de subsuelo de 2" x 1 1/16" x 12' , cortó 400' de parafina.
T.C.=2890'		16-Jan-62	Sacó bomba de subsuelo con bastante parafina, copas, bolas y asientos malos. Bajó bomba de subsuelo 2" x 1 1/16" x 8' , cortó 700' de parafina.
		26-Feb-62	Sacó bomba de subsuelo. Tomó tope a 4445'. Limpió con rima hasta 4445'.
		27-Feb-62	Tomó registro Neutron de 4479' a 2550' y de perforaciones antiguas. Baleó Fm. Sn Mogollon el intervalo 4292' - 3824' con 59 tiros 15/32" a 1 tiro/pie
3740/3666' GAS	III	11-Mar-62	Asigno RPR : 31 x 0 x 24 x 1/4" x CF x 6753 GOR x - / 280 psi (Antes : 13 x 0 x 24 x Bombeo Mecánico x 7055 x -/ -).
		24-Ago-63	Reinstaló sarta de tubos PT a 4434' NA a 4411'. Bomba de subsuelo 20-125-RWTC-12'-4'-0'
3809/3779'	I	03-Mar-63	Sacó bomba de subsuelo, marcó parafina y agua, copas malas. Se bajó la misma bomba reparada.
3845/3824'	II	29-May-63	Sacó tubos y encontró reducción de 2 1/2" a 2" floja. Reinstaló tubería , dejó PT = 4444' , NA = 4421'. Bajó de bomba de subsuelo 20-125-RWTC-12'-4'-0'
3901/3872'	I	19-Ago-63	Sacó bomba de subsuelo, marcó arena y parafina, copas y asientos malos. Bajó bomba de subsuelo 20-125-RWTC 12'-4'-4'. Se cortó 400' de parafina.
3965/3918'	II	01-Jun-64	Pesca de varilla. Sacó bomba de subsuelo con bastante parafina, copas malas. Bajó bomba de subsuelo 20-125-RWTC-12'-4'-0'. Cortó 450' parafina
4064/3990'	I	05-Ene-65	Nivel de fluido a 3162' . Sumergencia a 1250'. Niple de Asiento a 4412'. Bomba de subsuelo 1 1/4"; N = 16 spm ; S = 35" . Pforros = 38 psi.
4292/4080'	II	15-Jun-65	Sacó bomba de subsuelo, marcó parafina, copas y asientos malos. Bajó bomba de subsuelo 20-125 RWBC 8'-2'-4'. Cortó 1600' de parafina.
4448/4406'	I	27-May-66	Nivel de fluido a 4092'. Sumergencia a 320' . Bomba de subsuelo de 1 1/4" ; N = 16 spm ; S = 35" ; Pforros = 37 psi.
	NA = 4352'	16-May-67	Sacó equipo de bombeo y tubos. Llenó pozo con 62 bbls de aceite. Abrió Fm. Salina Mogollon intervalo 3740' - 3666' con 45 tiros a 1 tpp de 15/32" Bajó tubos a 4412' con NA a 4360'. Pistoneó y el pozo empezó a fluir
	PT = 4450' ?	20-May-67	RPR : POZO DE GAS (Antes : 14 x 1 x 24 x PU x NR).
	F.C.=4479'	04-Ene-96	Desfegó : 40 x 0
	Z.G.=4520'	04-Jun-96	Desfegó : 11 x 0
T.D.=4817'		25-Jun-96	Desfegó : 33 x 0
Hueco de 8 1/2".		04-Jul-96	Desfegó : 4 x 0
Forros de Produccion: 5 1/2", J-55 , 15.5 Lb/pie(43'-4520')		12-Jul-96	Desfegó : 13 x 0
		21-Jul-96	Desfegó : 6 x 0
I Baleo 01 Abril 1954. II Baleo 27 Febrero 1962. III Baleo 16 Mayo 1967.		12-Oct-98	Sacó varillón + varillas + bomba de subsuelo. Varillas salieron limpias (sacó 1 a 1 al suelo). Bomba de subsuelo salió con carrera pegada hacia fuera y con lodo. Desfegó a cisterna : 22 Bbls de petroleo x 2 hrs; pozo quedó en GAS.

POZO:	4582	Yacimiento:	Portachuelo	Fecha:	24/08/2000
DIAGRAMA		FECHA	DESCRIPCION		
<p>THF = 10,5'</p> <p>13 3/8" J-55 54Lb/pie</p> <p>Hueco de 17"</p> <p>Z.G.=331'</p> <p>T. C. =2890'</p> <p>3740/3666' GAS</p> <p>3809/3779'</p> <p>3845/3824'</p> <p>3901/3872'</p> <p>3965/3918'</p> <p>4064/3990'</p> <p>4292/4080'</p> <p>4448/4406'</p> <p>NA = 4352'</p> <p>PT = 4450' ?</p> <p>F.C.=4479'</p> <p>Z.G.=4520'</p> <p>T.D.=4817'</p> <p>Hueco de 8 1/2".</p> <p>Forros de Produccion: 5 1/2", J-55 , 15.5 Lb/pie(43'-4520')</p> <p>I Baleo 01 Abril 1954. II Baleo 27 Febrero 1962. III Baleo 16 Mayo 1967.</p>		13-Oct-98	Limpio cantina para descubrir brida. Tomó fondo con 54". NA =4352', luz= 22'. Pistoneó : NI = 1900' , NF = 2700' , PP = 3500' ; 16 BO x 3 BW x 2 hrs. Probó tubos con 4 barriles de agua a 500 psi. Pistoneó : NI = 2700' , NF = 4000' , PP = 4340' ; 13 BO x 15 BW x 3,5 hrs		
		04-Nov-98	Cía. FLOW PETROL, tomó gradiente estática: Nivel de fluido a 120 pies. Gradiente del crudo = 0,355 psi/pie. Presión de Fondo = 1580 psi. Presión de Superficie = 40 psi.		
		10-Ene-99	Desfegó pozo y recuperó 24 BO x 1 BW x 1 hra. Gradiente de Fondo = 0.357 psi / pie Pistoneó: NI=Lleno , NF = 2000' , PP = 3000' ; 20 BO x 0 BW x 2.25 hrs		
		11-Ene-99	Pistoneó: NI =1500' , NF = 4300' , PP = 4320' ; 49 BO x 0 BW x 5.25 hrs Al inicio pozo con 0 psi por tubos y 200 psi por forros. Pozo quedó en GAS con 40 psi por tubos, luego 0 psi.		
		29-Ene-99	Pistoneó : NI = 1600' , NF = gas , PP = 4000' ; 54 BO x 0 BW x 2,75 hrs. Al final de cada corrida pozo fluye de 20 a 10 psi por 3 minutos. Pozo quedó en GAS con 210 psi por tubos.		
		Feb-Dic 99	Pozo de desfogue, Presión por forros = 420 psi		
		08-Feb-00	Pistoneó a 4320'. Recuperó 21 de fluido en 1.5 horas Pozo quedó en GAS.		
		27-Feb-00	Desfegó pozo por tubos : 24 Bbls de petróleo x 4 Bbls de agua x 1 hora P tbs = 150 psi, P forros = 220 psi. Pozo quedó en GAS.		
		17-Mar-00	P tbs = 80 psi, P forros = 0 psi. Pistoneó a 4320'. Recuperó 20 BO x 5 BW en 2 horas Pozo quedó en GAS.		

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 4582 PORTACHUELO

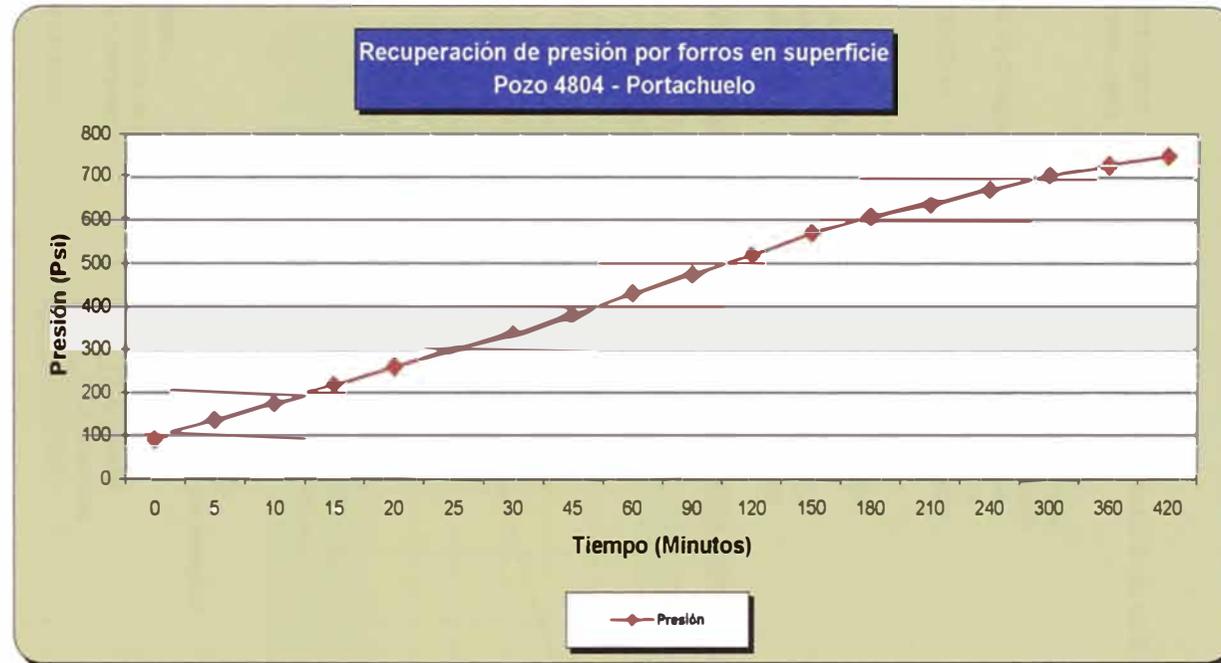


Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 4804 - Portachuelo

POZO :	4804	M.C. :	4631	ESTADO:	Achique al pistón	Presión Inicial :	60 psi
FECHA :	Del 18 al 29 de Noviembre 2001				Presión Final :	820 psi	

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	90
5	135
10	180
15	220
20	260
25	300
30	335
45	380
60	430
90	475
120	520
150	570
180	610
210	640
240	675
300	710
360	730
420	750



Notas : La presión se estabilizó a las 12 horas de prueba llegando hasta una presión de 820 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

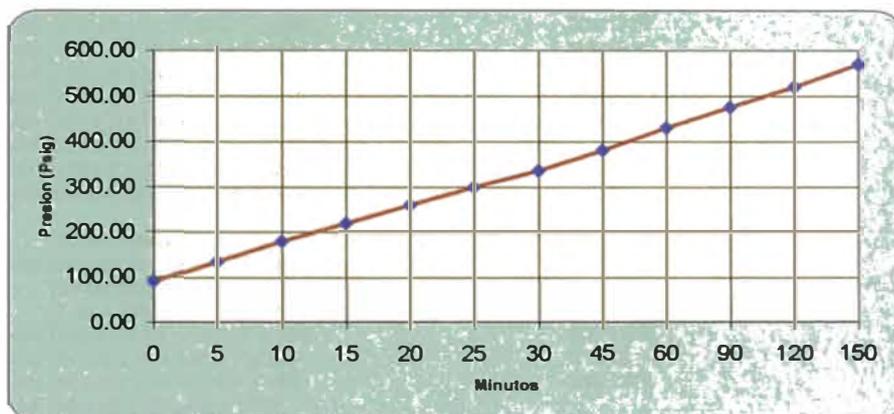
POZO: 4804

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPAÑÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE	5 1/2	Pulgadas	
TUBERIA DE PRODUCCION	2 3/8	Pulgadas	
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR	1,330	Metros	
PUNZADOS	1,117	metros	
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	9.00	Bbls/día	
PORCENTAJE DE AGUA	1	%	
PRODUCCION DE GAS	120	Mcf	
DENSIDAD DEL PETROLEO	0.852	Kg/Litro	
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO	35.00	Psig	
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	45	S.S.U.	
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD		Metros	

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	90.00
5	135.00
10	180.00
15	220.00
20	260.00
25	300.00
30	335.00
45	380.00
60	430.00
90	475.00
120	520.00
150	570.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
 Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula integral	
119	
65	Psig
77.42	Mcf
0.07	Barriles
651	Mcf

Pistón sin valvula integral	
61	
78	Psig
47.54	Mcf
0.13	Barriles
779	Mcf

Ciclos determinados por el operador
 Presión de Trabajo promedio
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

40	
92	Psig
36.79	Mcf
0.20	Barriles
920	Mcf

6	Kg/cm ²
1,042	m ³ /día
31.80	Litros
26	m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
 Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

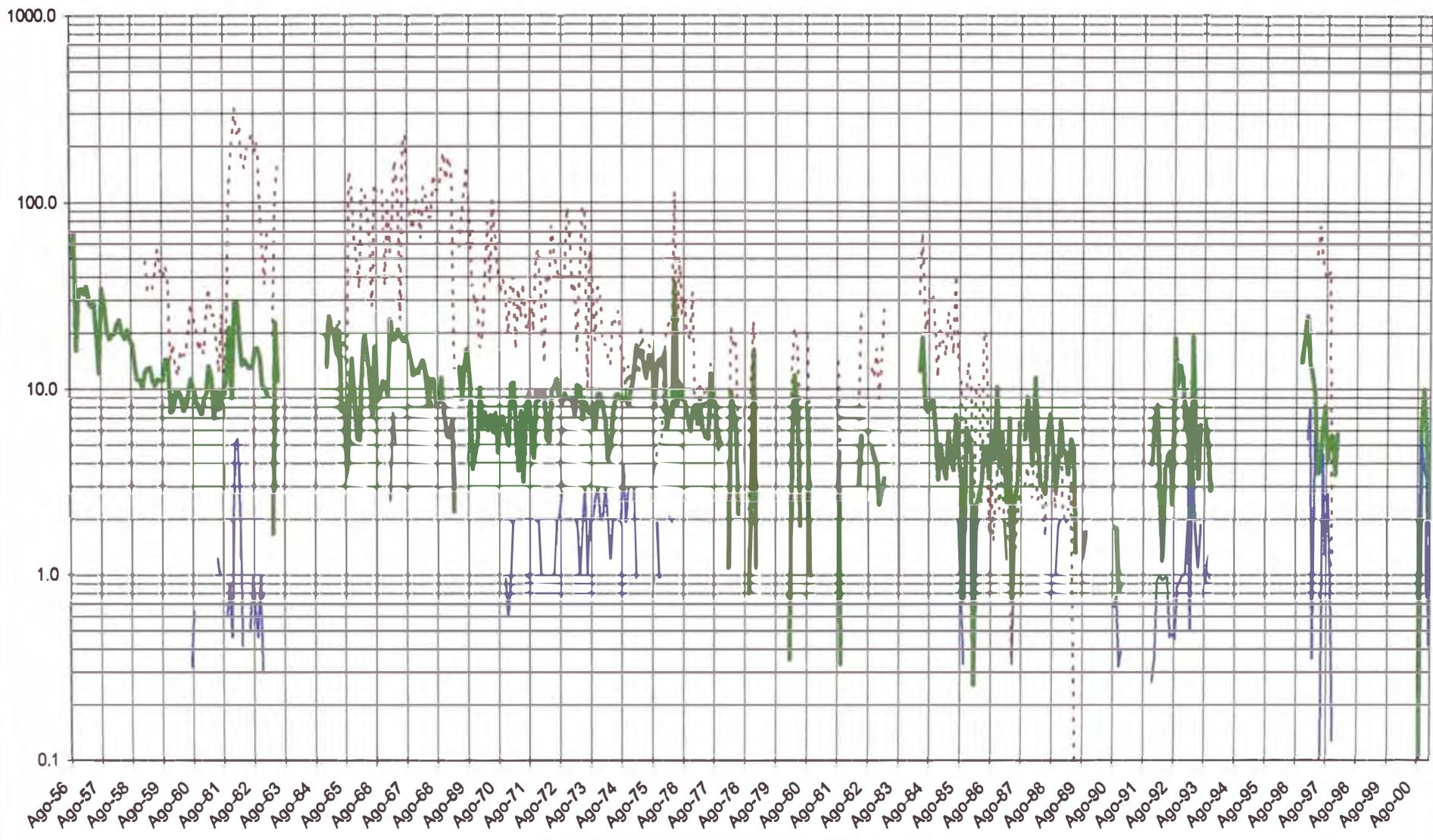
RESUMEN DEL POZO 4804 - PORTACHUELO

POZO : 4804	Yacimiento	Portachuelo	Fecha	08/06/2000																																																																											
<p>DIAGRAMA</p> <p>CHF = ?? THF = 13.0'</p> <p>9 5/8" J-55 36 Lb/pie</p> <p>GS ε 307'</p> <p>Tope Cmto = 3600'</p> <p>4064'</p> <p>Sn Mog PerfPac</p> <p>4778'</p> <p>4975'</p> <p>Amotap Sand Fr Stratafr</p> <p>5085'</p> <p>Laina Perf 5 1/2"</p> <p>TD = 6226'</p>	<p>FECHA</p> <p>09-Ago-56</p> <p>14-Ago-56</p> <p>15-Ago-56</p> <p>16-Ago-56</p> <p>17-Ago-56</p> <p>19-Ago-56</p> <p>20-Ago-56</p> <p>21-Ago-56</p> <p>22-Ago-56</p> <p>23-Ago-56</p> <p>09-Sep-56</p> <p>10-Sep-56</p> <p>15-Sep-56</p> <p>22-Sep-56</p> <p>24-Sep-56</p> <p>25-Sep-56</p> <p>26-Sep-56</p> <p>30-Sep-56</p> <p>09-Nov-56</p> <p>10-Nov-56</p> <p>11-Nov-56</p> <p>12-Nov-56</p> <p>13-Nov-56</p> <p>14-Nov-56</p> <p>11-Oct-61</p> <p>13-Oct-61</p> <p>14-Oct-61</p> <p>15-Oct-61</p> <p>16-Oct-61</p> <p>18-Oct-61</p> <p>24-Oct-61</p> <p>26-Oct-61</p> <p>12-Nov-61</p>	<p>RESUMEN</p> <p>El pozo se encuentra ubicado en la milla cuadrada 14 - S - 14. Elevación del terreno 105'</p> <p>Este pozo fue perforado hasta la profundidad total de 6226' en Amotape. El pozo fue completado con el siguiente revestimiento fe superficie :</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Diámetro</th> <th>Grado</th> <th>Lb/Pie</th> <th>Total (pies)</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Collar Flotador</th> <th>T.C.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superficie</td> <td>9 5/8"</td> <td>J-55</td> <td>36</td> <td>298</td> <td>315</td> <td>-</td> <td>Superficie</td> </tr> <tr> <td>Producción</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55</td> <td>15.5</td> <td>5147</td> <td>Fondo</td> <td>Tope</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Laina Perf</td> <td>5 1/2"</td> <td>J-55</td> <td></td> <td>1008</td> <td>6213</td> <td>4970</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Tope</th> <th>Fondo</th> <th>Ples</th> <th>Formación</th> <th>Observaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>2440</td> <td>2440</td> <td></td> <td>Sin muestras</td> </tr> <tr> <td>2440</td> <td>3114</td> <td>674</td> <td>Chira/Verd</td> <td>Seccion incompleta</td> </tr> <tr> <td>3114</td> <td>3417</td> <td>303</td> <td>Lutita Talara</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3417</td> <td>3878</td> <td>461</td> <td>Palegreda</td> <td></td> </tr> <tr> <td>3878</td> <td>4425</td> <td>547</td> <td>Salina</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4425</td> <td>4710</td> <td>285</td> <td>Balcones</td> <td></td> </tr> <tr> <td>4710</td> <td>4946</td> <td>236</td> <td>Redondo</td> <td>Seccion incompleta</td> </tr> <tr> <td>4946</td> <td>6226</td> <td>1280</td> <td>Paleozoico</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>0/500</p> <p>100/1200</p> <p>0/1625</p> <p>Arena de fracturamiento en Paleozoico: 50 bbls OS + 189 sacos de arena + 300 bbls EPI + 245 bls de crudo desplazamiento. P sq = 2400/3650 psi , Pfinal= 3250 psi, P de parada=2625 psi, caudal = 11.0 bpm.</p> <p>375/1775</p> <p>575/1525</p> <p>375/1900</p> <p>300/900</p> <p>500/1500</p> <p>179 x 0 x 24 x 5/16" x F x 1430</p> <p>118 x 0 x 24 x 5/16" x F x 975</p> <p>Estableció circulación con lodo a 5065'.</p> <p>Baleó Paleozoico 4975' - 5085' con 185 tiros, 10 mm , 2 tiros / pie.</p> <p>22-Sep-56 Estrato de Fracturamiento Paleozoico: 50 bls crudo + 126 sx arena + 200 bls mezcla "Stratafrac" + 270 bls crudo de desplazamiento P sq = 1050/3150 psi , Pfinal= 2975 psi, P de parada=2550 psi, caudal = 10.2 bpm.</p> <p>500/1100</p> <p>0/1575</p> <p>250/1375</p> <p>GS = 4970'</p> <p>69 x 7 x 24 x PU x 783</p> <p>73 x 2 x 24 x PU</p> <p>61 x 1 x 24 x PU</p> <p>57 x 1 x 24 x PU x 1018</p> <p>58 x 1 x 24 x PU x 948</p> <p>61 x 1 x 24 x PU</p> <p>RPI = 59 x 1 x 24 x PU x 983 28.8 * API</p> <p>11-Oct-61 Sacó bomba de subsuelo + tubería. Corrió registro NL. Baleó en crudo Fm. Salina Mogollón de 4778' - 4064' con 133 tiros de 15/32" a 1 tiro / pie.</p> <p>-/330</p> <p>-/310</p> <p>-/300</p> <p>-/290</p> <p>-/170</p> <p>NA = 5473'</p> <p>PT = 5504'</p> <p>GS = 6213'</p> <p>Sentó tapón RBP a 4800'.</p> <p>PERFPAC ("Humblefrac") en Fm. Salina Mogollón 350 bls crudo transportador + 139 glns "Humblefrac" + 139 sacos de arena + 122 bolas + 130 bls crudo desplazamiento. Caudal = 17.1 bpm , a 2400 / 3000 psi.</p> <p>450/620 psi</p>	Forros	Diámetro	Grado	Lb/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Collar Flotador	T.C.	Superficie	9 5/8"	J-55	36	298	315	-	Superficie	Producción	5 1/2"	J-55	15.5	5147	Fondo	Tope		Laina Perf	5 1/2"	J-55		1008	6213	4970		Tope	Fondo	Ples	Formación	Observaciones	0	2440	2440		Sin muestras	2440	3114	674	Chira/Verd	Seccion incompleta	3114	3417	303	Lutita Talara		3417	3878	461	Palegreda		3878	4425	547	Salina		4425	4710	285	Balcones		4710	4946	236	Redondo	Seccion incompleta	4946	6226	1280	Paleozoico	
Forros	Diámetro	Grado	Lb/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Collar Flotador	T.C.																																																																								
Superficie	9 5/8"	J-55	36	298	315	-	Superficie																																																																								
Producción	5 1/2"	J-55	15.5	5147	Fondo	Tope																																																																									
Laina Perf	5 1/2"	J-55		1008	6213	4970																																																																									
Tope	Fondo	Ples	Formación	Observaciones																																																																											
0	2440	2440		Sin muestras																																																																											
2440	3114	674	Chira/Verd	Seccion incompleta																																																																											
3114	3417	303	Lutita Talara																																																																												
3417	3878	461	Palegreda																																																																												
3878	4425	547	Salina																																																																												
4425	4710	285	Balcones																																																																												
4710	4946	236	Redondo	Seccion incompleta																																																																											
4946	6226	1280	Paleozoico																																																																												

POZO : 4804		Yacimiento	Portachuelo	Fecha	08/06/2000
DIAGRAMA		FECHA	RESUMEN		
CHF = ??	THF = 13.0'	13-Nov-61	30 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 12200 420/600 psi		
		14-Nov-61	14 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 28071 400/530 psi		
9 5/8"		15-Nov-61	18 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 20389 360/500 psi		
J-55		16-Nov-61	16 x 0 x 24 x 1/4" x ST x 25500 370/500 psi		
36 Lb/pie		17-Nov-61	16 x 0 x 24 x 1/4" x ST x NR 360/500 psi		
	GS = 307'	11-Dic-61	Recuperó Tapón RBP. Bajó tubería y equipo de bomba.		
		12-Dic-61	52 x 30 x 24 x Bombeo Mecánico x 14,115		
	Tope Cmto =360'	13-Dic-61	70 x 10 x 24 x Bombeo Mecánico x 8,986		
		14-Dic-61	68 x 9 x 22 x Bombeo Mecánico		
		17-Dic-61	50 x 5 x 24 x Bombeo Mecánico x 7,100		
		18-Dic-61	46 x 4 x 24 x Bombeo Mecánico x NR		
		03-Ene-62	RPR = 45 x 5 x 24 x Bombeo Mecánico x 7,100 (antes 18 x 1 x 24 x Bombeo Mecánico x 1771)		
		26-Ene-67	ACIDIFICACION PALEOZOICO: Sacó equipo de bomba. Bajó rima 5 1/2" a 5000'. Sacó rima. Bajó tapón R-3 y sentó a 4703' para producir de abajo, punta tubos a 5257', niple asiento a 5227', acidificó con 150 bls HCL al 20%.		
		29-Ene-67	Sacó tapón R-3 .		
		04-Feb-67	Reinstaló equipo de bomba de subsuelo		
		08-Sep-67	33 x 5 x 24 x Bombeo Mecánico x 3394		
		09-Feb-67	25 x 2 x 24 x Bombeo Mecánico x NR RPR = 31 x 6 x 24 x Bombeo Mecánico		
		10-Oct-96	Bajó sarta de tubos con broca + botellas , tomó tope a 6111'.		
		11-Oct-96	Rotó y reciprocó, tope a 5710' , avanzó hasta 6016'. Inyectó 6 bbls de agua, pozo fluyó por forros.Bajó hasta 6046' , recuperó 60 bbls crudo espeso + 40 bls agua. Rotando y circulando hasta 6113'.		
4064'		12-Oct-96	Sacó broca + botellas + tubería. Rimó hasta 6113' , levantó PT a 6050'. Pistoneó , NI = 2316' , NF = 4300' : 5 BO x 40 BW. Acidificación : Cía Halliburton: 31 bbls HCL 15%, desplazó con 15 bbls agua. Cerró por 1 hora. Recuperó HCL gastado circulando. Pistoneó , NI = 500' , NF = 3500' , PP = 5500 : 53 BO x 97 BW.		
Sn Mog PerfPac		13-Oct-96	Al sacar tubos , se quedó como pescado rima + tubos.		
4778'		14-Oct-96	Recuperó pescado. Bajó instalación de subsuelo, NA = 5984' , PT = 6066'. Probó tubos, Positivo. RPR = 38 x 7 x 24 x Bombeo Mecánico		
	GS = 4970'	03-Jun-97	Desfoga pozo. Retiró cabeza de Bombeo Mecánico Sacó varillas + bomba 20 - 125 RWBC 16'-4'-0' Varillas con parafina de 0' a 1900'. Tomó fondo con tubos a 6146'. Sacó tubería + Ancla Gas + tubo cola.		
4975'		04-Jun-97	Bajó tubería con molino concavo 4 3/4" , PT = 5241' , NA = 5210'. Con cable de suab tomó nivel de fluido a 4950'. Cía BJ Services acidificó 160 glns HCL 15% + 40 glns aditivos + 850 glns HCL 10% + aditivos químicos Reciprocó tubería con válvula de forros y tubos cerrado. Bombeó por tubos 95 bbls agua de formación para desplazar ácido gastado, no hubo retorno; se bombeó 25 bbls agua fm con 500 psi, no hubo retorno. Pistoneó , NI = 4600' , NF = 5100' , PP = 5200' : 0 BO x 12 BW sin ácido. Pozo con bajo nivel y gas. Bajó punta tubos, PT = 5932' , NA = 5901'. Pistoneó , NI = 5100' , NF = 5600' , PP = 5900' : 0 BO x 68 BW con ácido gastado.		
Amotap Sand Fr Stratafr					
5085'					
Laina Perf 5 1/2"	NA = 5473' PT = 5504' GS = 6213'				
TD = 6226'					

DIAGRAMA	FECHA	RESUMEN															
<p>CHF = ?? THF = 13.0'</p> <p>9 5/8" J-55 36 Lb/pie</p> <p>GS = 307'</p> <p>Topo Cmto = 3600'</p> <p>4064'</p> <p>Sn Mog PerfPac</p> <p>4778'</p> <p>4975'</p> <p>Amotap Sand Fr Stratafr</p> <p>5085'</p> <p>Laina Perf 5 1/2"</p> <p>TD = 6226'</p>	<p>25-Jul-97</p> <p>14-Dic-97</p> <p>15-Dic-97</p> <p>GS = 4970'</p> <p>NA = 5473'</p> <p>PT = 5504'</p> <p>GS = 6213'</p>	<p>Sacó tubería + molino. Bajó 1 tbo 2 3/8" x 30' C/T + Ancla Gas 3 1/2" x 22' + 1 tbo 2 3/8" x 30' + NA + 193 lbs 2 3/8" x 30' ; PT = 6098' , NA = 6016'. Bajó bomba + varillas. Realizó prueba manométrica, Positivo.</p> <p>Cambió bomba de subsuelo.</p> <p>Desfoga pozo. Retiró cabeza de Bombeo Mecánico. Sacó varillas en simples a caballete: 1 varillón 1 1/4" x 22' x 7/8" + 2 niples V 7/8" x (2' + 2') + 2 V 7/8" x 30' + 67 V 7/8" x 25' + 37 V 3/4" x 30' + 124 V 3/4" x 25' + bomba 20 - 125 - RWBC - 16 - 4 - 0 , N°0061. Bomba salió con carrera pegada hacia afuera marcando parafina; copas 2 regulares y una rota.</p> <p>Limpió parafina de 0' a 2600'. Tomó nivel fluido con cable de pistoneo a 5450'. Desmontó equipo. Pozo quedó para ser producido por achique de pistón</p> <p>Notas Adicionales:</p> <ol style="list-style-type: none"> Pozo productor de Paleozoico y Salina Mogollón. En Octubre 1961 se balea y realiza Perfpac en Fm. Salina Mogollón, el rate de gas incrementa de un promedio de 20 MPCD a 250 MPCD En Enero 1967 se acidificó Paleozoico con 150 bbls de HCL 20%. En Octubre 1996 se limpió pozo y se realizó lavado con Acido en Paleozoico y Salina Mogollón con 31 bls HCL 15%. En Junio 1997 se realizó lavado con Acido con 25 bbls HCL 10%. El 14 Diciembre 1997 se sacó varillas y bomba, pozo quedó para pistoneo. El aporte por suab es muy bueno, en Octubre 2000: 10 BOPD. El acumulado de fluidos es como sigue: 114,221 BO x 8,140 BW x 402,456 MSCF Posibles arenas de gas abiertas de 4134' a 4064'. Existen arenas no abiertas con fluorescencia en los intervalos: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Intervalo</th> <th>SP</th> <th>Resist</th> <th>Sw %</th> <th>Ø %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4011-4001</td> <td>Bueno</td> <td>12.5</td> <td>48</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>3982-3958</td> <td>Bueno</td> <td>14</td> <td>50.5</td> <td>21.5</td> </tr> </tbody> </table>	Intervalo	SP	Resist	Sw %	Ø %	4011-4001	Bueno	12.5	48	24	3982-3958	Bueno	14	50.5	21.5
Intervalo	SP	Resist	Sw %	Ø %													
4011-4001	Bueno	12.5	48	24													
3982-3958	Bueno	14	50.5	21.5													

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 4804 PORTACHUELO



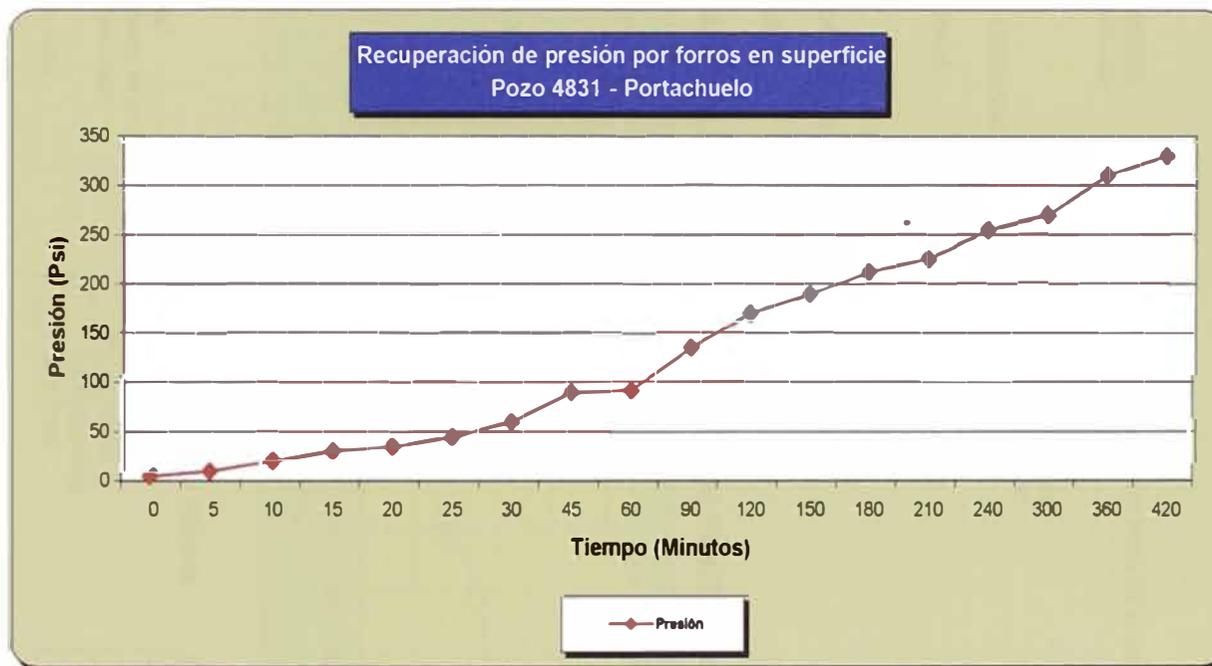
— Petróleo — Agua - - - Gas

Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 4831 - Portachuelo

POZO : 4831	M.C. : 8008	ESTADO: Achique al pistón	Presión Inicial : 05 psi
FECHA : Del 18 al 20 de Noviembre del 2001			Presión Final : 440 psi

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	5
5	10
10	20
15	30
20	35
25	45
30	60
45	90
60	92
90	135
120	170
150	190
180	212
210	225
240	255
300	270
360	310
420	330



Notas : La presión se estabilizó a las 13 horas de prueba llegando hasta una presión de 440 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

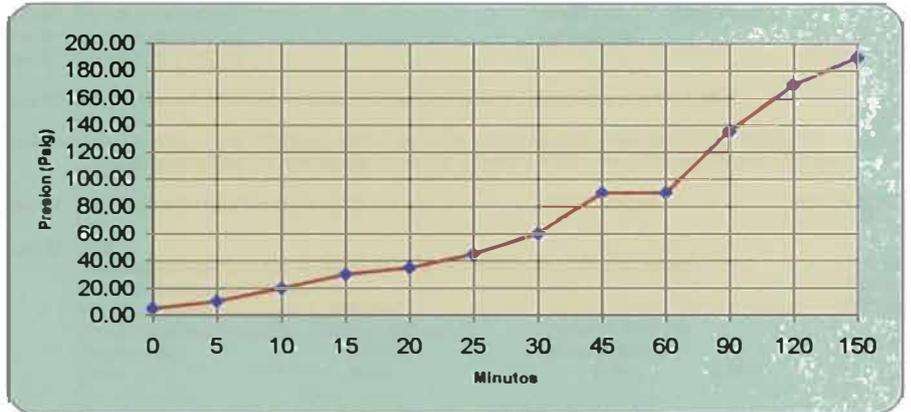
POZO: 4831

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPañIA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE		6 5/8	Pulgadas
TUBERIA DE PRODUCCION		2 3/8	Pulgadas
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR		1,495	Metros
PUNZADOS	1,099	1,518	metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS		9.00	Bbls/dia
PORCENTAJE DE AGUA		1	%
PRODUCCION DE GAS		60	Mcf
DENSIDAD DEL PETROLEO		0.852	Kg/Litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO		35.00	Psig
VISCOSIDAD DEL PETROLEO		45	S.S.U.
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD			Metros

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO [FORROS 6 TUBERIA CON EMPAQUE]

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	5.00
5	10.00
10	20.00
15	30.00
20	35.00
25	45.00
30	60.00
45	90.00
60	90.00
90	135.00
120	170.00
150	190.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
 Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula integral

133
64 Psig
76.58 Mcfd
0.07 Barriles
576 Mcf

Pistón sin valvula integral

68
77 Psig
46.34 Mcfd
0.13 Barriles
692 Mcf

Ciclos determinados por el operador
 Presión de Trabajo promedio
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

40
95 Psig
34.28 Mcfd
0.23 Barriles
857 Mcf

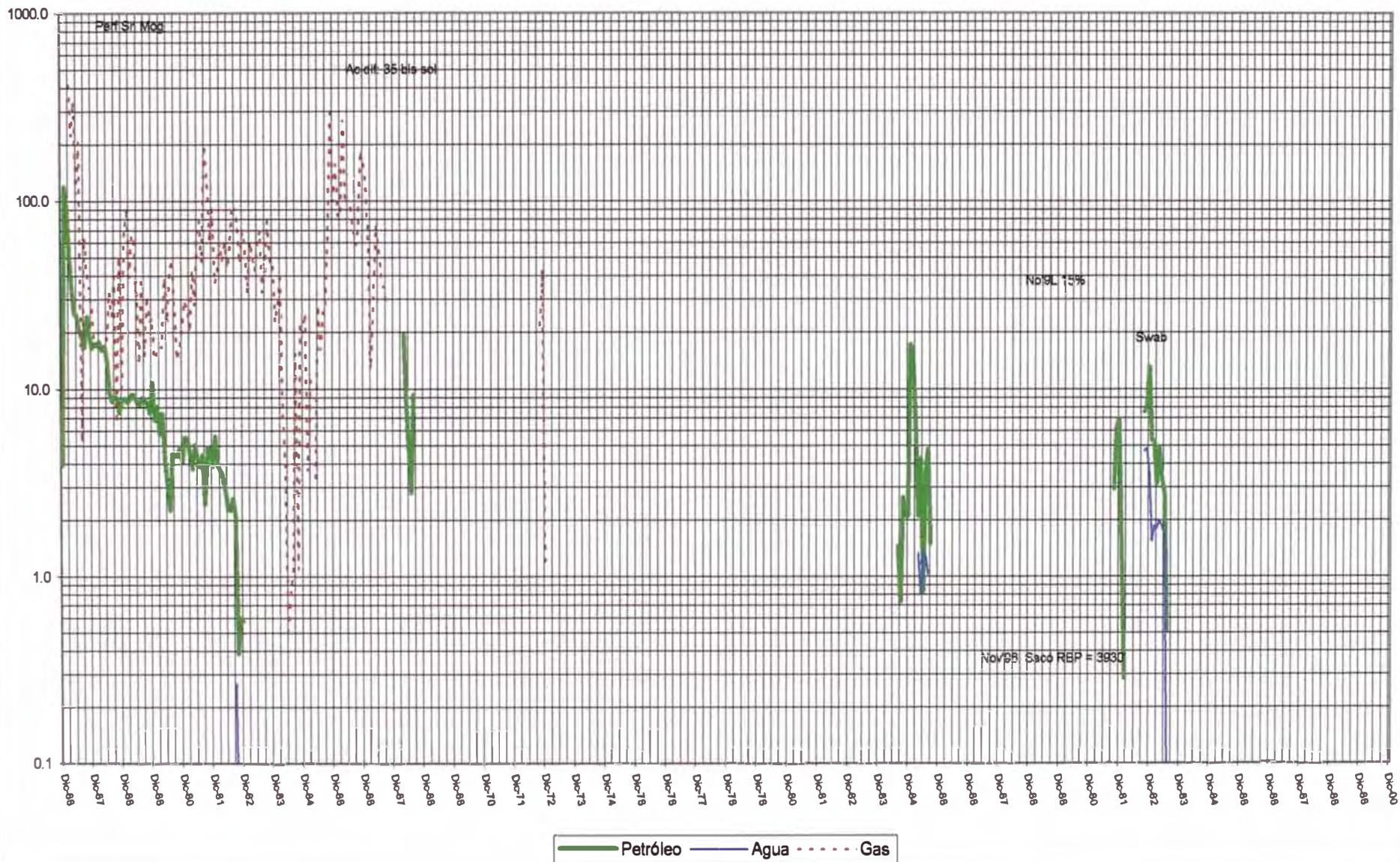
7 Kg/cm ²
971 m ³ /día
35.78 Litros
24.3 m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
 Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

POZO: 4831	Yacimiento: Portachuelo	Fecha	19/10/2001
DIAGRAMA	FECHA	DESCRIPCION	
<p>THF=13 CHF = ?</p> <p>10 3/4" J-55 32.75 Lb/pie</p> <p>GS a 321'</p> <p>Tope de cmto. a 2800'</p> <p>3605'</p> <p>3835'</p> <p>3870'/3862' GAS 3904'</p> <p>3963'</p> <p>3988/3983'</p> <p>4112/4055'</p> <p>4150/4147'</p> <p>4230'</p> <p>GAS 4256' 4289'</p> <p>4439'</p> <p>4605'</p> <p>Balcones</p> <p>4978'</p> <p>NA = 4884' PT = 4947'</p> <p>Forros 6 5/8" J - 55 , 20#</p> <p>FC = 5086'</p> <p>GS = 5127'</p> <p>TD a 5848' Hueco 9 5/8"</p> <p>I Baleo & Frac (20 Dic' 56) II Baleo (3 Ene' 57) III Baleo (16 Set' 68)</p> <p>Salina Mog</p>		<p>INFORMACION ADICIONAL</p> <ol style="list-style-type: none"> -En la evaluación de registros se indicaba arenas de GAS en el intervalo 4215' - 4260'. -El mayor aporte productivo es de la formación Salina Mogollón -Desde el inicio de la vida productiva, el pozo produjo con HGOR. -En Setiembre de 1968, cuando se balea arenas adicionales, el pozo quedó en GAS. -El pozo fue productor de gas en forma intermitente de Set' 68 hasta Mar' 89. -En Octubre 1992 el pozo es reactivado y produce como máximo 12 BOPD y declina inmediatamente a menos de 1 BOPD en Julio 1993 en que el pozo es cerrado. -Los intervalos productores de gas son: 4259' - 4228' baleado en Setiembre de 1968. 3870' - 3862' baleado en Enero de 1957. 	

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 4831 PORTACHUELO

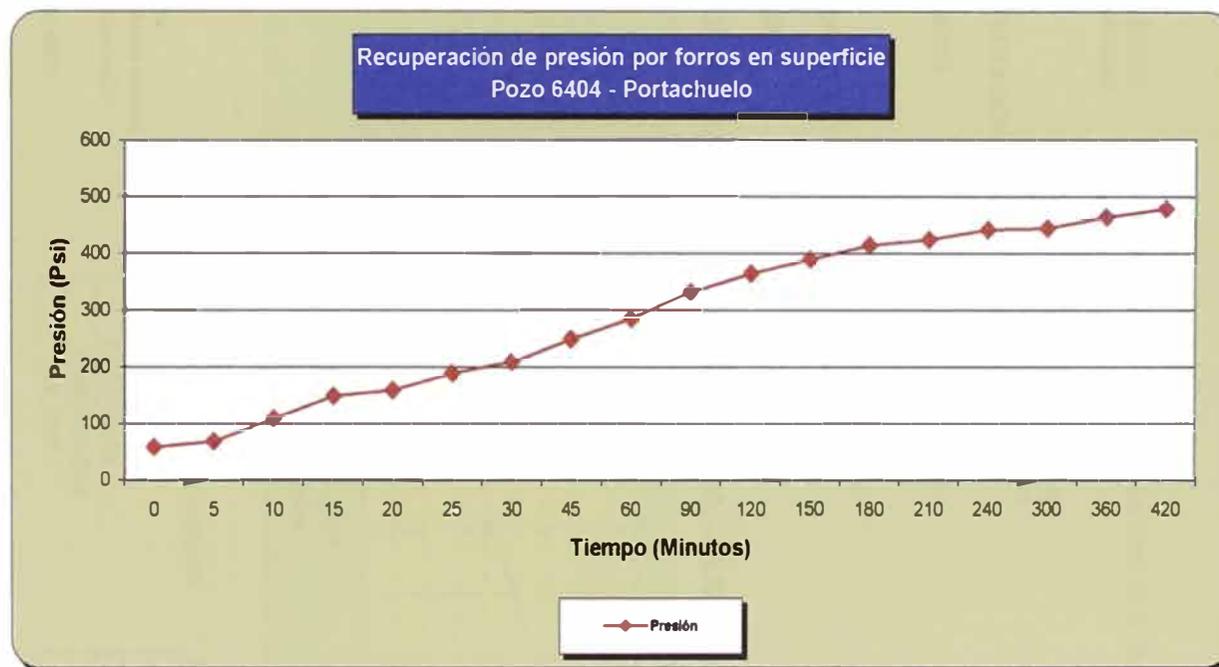


Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 6404 - Portachuelo

POZO :	6404	M.C. :	203	ESTADO:	Achique al pistón	Presión Inicial :	60 psi
FECHA :	Del 06 al 07 de Setiembre del 2001				Presión Final :	525 psi	

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	60
5	70
10	110
15	150
20	160
25	190
30	210
45	250
60	285
90	332
120	365
150	390
180	415
210	425
240	442
300	445
360	465
420	480



Notas : La presión se estabilizó a las 14 horas de prueba llegando hasta una presión de 525 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"**

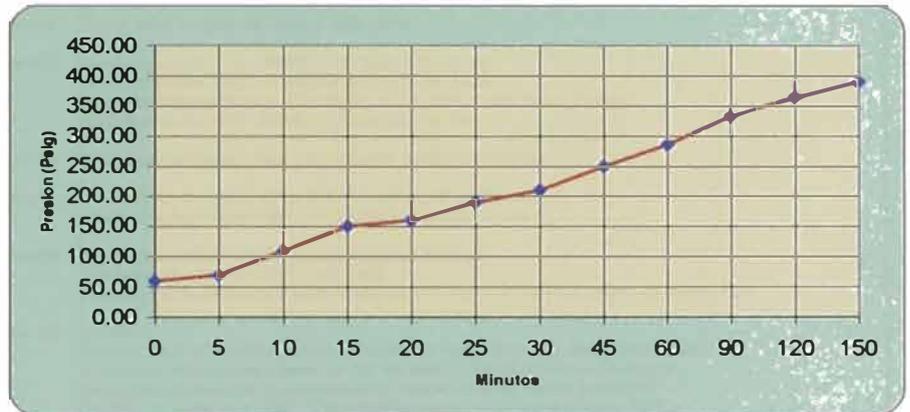
POZO: 6404

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPañIA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Portachuelo		
FORROS DE SUPERFICIE		5 1/2	Pulgadas
TUBERIA DE PRODUCCION		2 3/8	Pulgadas
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR		1,361	Metros
PUNZADOS	1,071	1,379	metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS		9.00	Bbls/día
PORCENTAJE DE AGUA		1	%
PRODUCCION DE GAS		80	Mcf/d
DENSIDAD DEL PETROLEO		0.852	Kg/Litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO		35.00	Psig
VISCOSIDAD DEL PETROLEO		45	S.S.U.
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD			Metros

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS 6 TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	60.00
5	70.00
10	110.00
15	150.00
20	160.00
25	190.00
30	210.00
45	250.00
60	285.00
90	332.00
120	365.00
150	390.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
Caudal de gas necesario para la Operación
Carga del líquido por ciclo
Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula Integral

146
62 Psig
74.23 Mcfd
0.06 Barriles
508 Mcf

Pistón sin valvula Integral

75
74 Psig
44.65 Mcfd
0.12 Barriles
603 Mcf

Ciclos determinados por el operador
Presión de Trabajo promedio
Caudal de gas necesario para la Operación
Carga del líquido por ciclo
Volumen del gas necesario para un ciclo

40
94 Psig
30.85 Mcfd
0.23 Barriles
771 Mcf

7 Kg/cm ²
874 m ³ /día
35.78 Litros
21.8 m ³

Comentario :

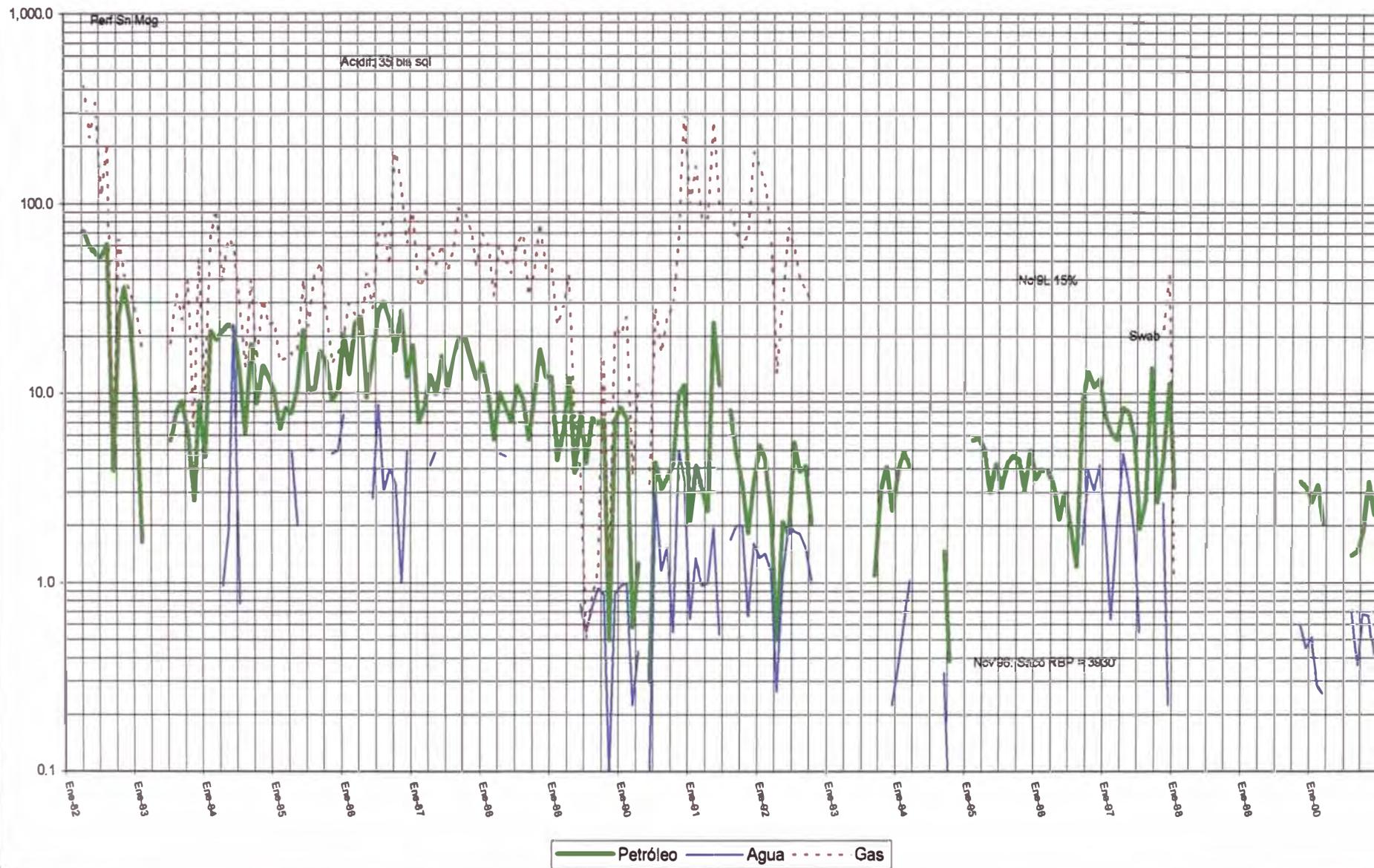
La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

RESUMEN DEL POZO 6404 - PORTACHUELO

POZO: 6404	Yacimiento	Portachuelo	Fecha	20/08/2001																																																																																
<p>DIAGRAMA</p> <p>Huesco 12 1/4"</p> <p>GS a 323'</p> <p>Topo de cemento 50' (RT)</p> <p>Huesco 7 7/8"</p> <p>T.D. = 4839'</p> <p>NA = 4487 Perforado PT = 4547</p> <p>Topo = 4562 FC = 4580 ZG = 4618'</p> <p>Salina Mogollón</p> <p>I Baleo Abrif 1982.</p> <p>II Baleo 20 Set 1996.</p>	<p>FECHA</p> <p>Ubicación</p> <p>Perforación</p> <p>Vecinos</p> <p>Estructura</p> <p>16-Mar-82</p> <p>16-Mar-82</p> <p>Revestimiento</p> <p>17-Mar-82</p> <p>03-Abr-82</p> <p>05-Abr-82</p> <p>06-Abr-82</p> <p>10-Abr-82</p> <p>11-May-86</p> <p>17-Jun-86</p> <p>18-Jun-86</p> <p>19-Jun-86</p> <p>20-Jun-86</p> <p>21-Jun-86</p> <p>22-Jun-86</p> <p>25-Jun-86</p> <p>04-Jul-86</p> <p>05-Jul-86</p> <p>06-Jul-86</p> <p>07-Jul-86</p>	<p>DESCRIPCION</p> <p>Ubicado en la milla cuadrada 14 - S - 14 y está ubicado en el mismo bloque estructural que el pozo 4757 para la arena 13 de Salina Mogollón</p> <p>Este pozo se perforó hasta TD = 4839' y tiene como pozos vecinos al 4699, 4717, 4557. Empezó el 7 Marzo 1982. Terminó el 17 Marzo de 1982.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>POZO</th> <th>RPI</th> <th>Acum. al 31 Ago' 99</th> <th>Formación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4717</td> <td>224 x 0 x 24 x ST</td> <td>50,952 x 6,663 x 196,151</td> <td>Amotape-Balcones-Sn Mogollón</td> </tr> <tr> <td>4757</td> <td>198 x 3 x 24 x ST</td> <td>149,691 x 7,231 x 431,539</td> <td>Balcones-Sn Mogollón</td> </tr> <tr> <td>4699</td> <td>363 x 0 x 24 x ST</td> <td>115,836 x 3,804 x 150,750</td> <td>Salina Mogollón</td> </tr> <tr> <td>5404</td> <td>154 x 1 x 24 x SF</td> <td>53,318 x 6,485 x 221,314</td> <td>Salina Mogollón</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Topo</th> <th>Fondo</th> <th>Espesor</th> <th>Formación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0</td> <td>344</td> <td>344</td> <td>Mirador</td> </tr> <tr> <td>344</td> <td>3056</td> <td>2712</td> <td>Chlra - Verdón</td> </tr> <tr> <td>3056</td> <td>3203</td> <td>147</td> <td>Lutita Talara</td> </tr> <tr> <td>3203</td> <td>3493</td> <td>290</td> <td>Palegreda</td> </tr> <tr> <td>3493</td> <td>4360</td> <td>867</td> <td>Salina Mogollón</td> </tr> <tr> <td>4360</td> <td>4839</td> <td>479</td> <td>Balcones</td> </tr> <tr> <td>4839</td> <td></td> <td></td> <td>T. D.</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se tomó Inducción - GR 4839/323' y Densidad 4839/3450'</p> <p>Se tomó 16 Muestras de aguas de 24 programadas.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Diam</th> <th>Grado</th> <th>Peso/Pie</th> <th>Total (pies)</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Zapato Flotador</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Superficie</td> <td>9 5/8"</td> <td>H - 40</td> <td></td> <td></td> <td>323'</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Producción</td> <td>5 1/2"</td> <td>J - 55</td> <td>17</td> <td>501.19'</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Producción</td> <td>5 1/2"</td> <td>J - 55</td> <td>15.5</td> <td>4104.68'</td> <td>4616.17'</td> <td>4580.20'</td> </tr> </tbody> </table> <p>Se tomó Topo de cemento con registro de temperatura a 50 pies.</p> <p>Bajó tubos con rima. Rimó hasta 4580'. Desplazó agua con 125 bbls de crudo.</p> <p>Instaló Válvula de baleo. Tomó registros GR - CCL de 4580' a 3450'.</p> <p>Baleó Fm. Salina Mogollón 4524' / 3514' con 58 tiros de 1/2".</p> <p>RPI = 154 x 1 x 24 x 1/4" x SF x 1458 GOR</p> <p>Sacó bomba 20 - 125 - RWTC - 12'. Sacó tubos 2 3/8". Tomó fondo con Bela mecánica a 4620' (fondo limpio). Bajó tubos con perforado, PT = 4450', NA = 4405'. Probó tubos, Positivo Bajó bomba 20 - 125 - RWTC - 12' con tubo de aire.</p> <p>Sacó bomba. Agregó tubos y tomó fondo a 4550'. Sacó tubos.</p> <p>Bajó tubos con rima 5 1/2" a 4540' y bombeó 35 bis de solvente. Sacó rima. Bajó tapón RBP y empaque RTTS, probó tubos.</p> <p>Sentó tapón RBP a 4548', probó tubos con 3000 psi. Pistoneó: 35 x 0, PP = 3450', NI = 800'. Levantó Punta de Tubos y sentó empaque RTTS a 4170'. Realizó prueba de Inyectividad.</p> <p>Acidificó: Etapa I : 33.3 bbls ácido, desplazó con con 12.4 bbls de crudo, utilizó 25000 pies cubicos de Nitrógeno y 8 bolas de 7/8" de baja densidad. Abrió pozo a tanque recuperando crudo de desplazamiento. Conectó líneas al campo y pistoneó 25 bbls de ácido, NI = 1000'. Descargó Empaque RTTS y pescó tapón RBP. Etapa II : Resentó tapón RBP a 4168' y empaque RTTS a 3765', prueba de inyectividad con 3 bbls ácido y 24 bbls de crudo. Acidificó con 85.7 bbls de ácido, desplazó con 11.2 bbls de crudo, usó 200 SCF/BI de Nitrógeno y 18 bolas 7/8" de baja densidad. Abrió pozo a tanque recuperando 12 bis de crudo, conectó líneas al campo. Pistoneó 86 bis de ácido NI = 500', NF = 3500'. Etapa III : Resentó tapón RBP a 3750' y empaque RTTS a 3486'. Acidificó con 61.9 barriles de ácido desplazó con 10.5 bbls de agua, usó 300 SCF/BI de Nitrógeno y 12 bolas de baja densidad. Abrió pozo al campo.</p> <p>Pistoneó 70 bbls de ácido. Descargó empaque RTTS, pescó y descargó tapón RBP. Resentó tapón RBP a 4169' y empaque RTTS a 3486'. Pistoneó pozo. Sacó empaque RTTS Bajó tubo cola C/T + perforado+NA +tbs. PT = 3800', NA = 3740'.</p> <p>Pistoneó pozo y bajó bomba 20 - 125 - RWAC - 12'. Pozo Quedó produciendo 25 x 0 x 20 x Bombeo Mecánico</p> <p>Sacó bomba. Pistoneó varias veces a seco. Pozo seco.</p> <p>Sacó y bajó tubos con pescante RBP. Pescó, desancló y sacó tubos + tapón RBP.</p> <p>Bajó tubos E/A, PT = 4193', NA = 4163'. Pistoneó : 40 x 0 x 3 hrs; NI = 1800', NF = Fluyendo. PP = 3500'. 40 x 0 x 10 x ST</p> <p>35 x NR x 24 x 1 1/8" x ST</p> <p>30 x 0 x 24 x 1 1/8" x ST</p>	POZO	RPI	Acum. al 31 Ago' 99	Formación	4717	224 x 0 x 24 x ST	50,952 x 6,663 x 196,151	Amotape-Balcones-Sn Mogollón	4757	198 x 3 x 24 x ST	149,691 x 7,231 x 431,539	Balcones-Sn Mogollón	4699	363 x 0 x 24 x ST	115,836 x 3,804 x 150,750	Salina Mogollón	5404	154 x 1 x 24 x SF	53,318 x 6,485 x 221,314	Salina Mogollón	Topo	Fondo	Espesor	Formación	0	344	344	Mirador	344	3056	2712	Chlra - Verdón	3056	3203	147	Lutita Talara	3203	3493	290	Palegreda	3493	4360	867	Salina Mogollón	4360	4839	479	Balcones	4839			T. D.	Forros	Diam	Grado	Peso/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Zapato Flotador	Superficie	9 5/8"	H - 40			323'		Producción	5 1/2"	J - 55	17	501.19'			Producción	5 1/2"	J - 55	15.5	4104.68'	4616.17'	4580.20'		
POZO	RPI	Acum. al 31 Ago' 99	Formación																																																																																	
4717	224 x 0 x 24 x ST	50,952 x 6,663 x 196,151	Amotape-Balcones-Sn Mogollón																																																																																	
4757	198 x 3 x 24 x ST	149,691 x 7,231 x 431,539	Balcones-Sn Mogollón																																																																																	
4699	363 x 0 x 24 x ST	115,836 x 3,804 x 150,750	Salina Mogollón																																																																																	
5404	154 x 1 x 24 x SF	53,318 x 6,485 x 221,314	Salina Mogollón																																																																																	
Topo	Fondo	Espesor	Formación																																																																																	
0	344	344	Mirador																																																																																	
344	3056	2712	Chlra - Verdón																																																																																	
3056	3203	147	Lutita Talara																																																																																	
3203	3493	290	Palegreda																																																																																	
3493	4360	867	Salina Mogollón																																																																																	
4360	4839	479	Balcones																																																																																	
4839			T. D.																																																																																	
Forros	Diam	Grado	Peso/Pie	Total (pies)	Zapato Guia	Zapato Flotador																																																																														
Superficie	9 5/8"	H - 40			323'																																																																															
Producción	5 1/2"	J - 55	17	501.19'																																																																																
Producción	5 1/2"	J - 55	15.5	4104.68'	4616.17'	4580.20'																																																																														

POZO: 6404		Vacimiento	Portachuelo	Fecha	20/06/2001
DIAGRAMA		FECHA	DESCRIPCION		
EBT : 10.3' EBF : 11.3' 9 5/8" H-40 Hueco 12 1/4" 32.3 Lb/pie GS a 323' Topo de cemento 50' (RT)		08-Jul-86	20 x 0 x 24 x 1 1/8" x ST		
		09-Jul-86	20 x 0 x 24 x 1 1/8" x ST x 6167 gor		
		10-Jul-86	20 x 0 x 24 x 1 1/8" x ST x 9000 gor		
		11-Jul-86	20 x 0 x 18 x 1 1/8" x ST x 5750 gor		
		12-Jul-86	Sacó tubos E/A. Bajó instalación de producción, PT = 4466', NA = 4444'. Bajó bomba 20 - 125 - RWTC - 12'. Quedó bombeando a batería.		
		14-Jul-86	18 x 42 x 24 x Bombeo Mecánico x 6167 gor		
		15-Jul-86	30 x 20 x 24 x Bombeo Mecánico x NR gor		
		17-Jul-86	49 x 1 x 24 x Bombeo Mecánico x NR gor		
		18-Jul-86	57 x 3 x 24 x Bombeo Mecánico x 2929 gor		
		19-Jul-86	45 x 5 x 24 x Bombeo Mecánico x 3600 gor		
		26-Jul-86	RPR = 58 x 7 x 24 x Bombeo Mecánico x 4569 GOR		
		19-Sep-96	Prueba Inyectividad. Baleo Desfegó con presión de gas 12 BO x 0 BW. Bajó broca, tope duro a 4436'. Inyectó 90 bis de crudo, no avanza, sacó tubos. Bajó rima 5 1/2", rimó hasta 4220'.		
		20-Sep-96	Bajó tubería con tapón RBP + empaque RTTS. Sentó tapón RBP a 4130' y empaque a 3765'. Prueba de Inyectividad con 14.5 bbls de crudo con 500 psi; pozo admite. Pistoneó : NF = 1500', NF = 2000' : 19 BO x 0 BW x 2.5 hrs Bajó pistón a 3750', tubería con pequeña capa de CARBONATO. Descargó empaque y tapón RBP. Sacó tbs + empaque + tapón RBP porque no pudo resentar. Bajó tbs + empaque + tapón RBP. Sentó tapón RBP a 3750', empaque a 3490'. Inyecta ,pero con 500 psi, no admite. Descargó empaque y tapón RBP. Resentó tapón RBP a 4010' y empaque a 3900'. Pozo admite con 500 psi. Descargó empaque y tapón RBP. Resentó tapón RBP 3930' Pozo no admite con 500 psi Descargó empaque. Tomó nivel de fluido a 1800'. Sacó tubería con empaque. Cia Halliburton tomó registros GR - CNL - CCL de 3940 a 3344= Baleo Fm. Salina Mogollón 3906 / 3566' con 66 tiros. Pozo se vino con presión de gas y crudo, recuperó 42 Bbls de crudo.		
		21-Sep-96	Retiró válvula de baleo. Bajó tubería E/A, NA = 3898'. Pistoneó : NI = 1600', NF = 3600', PP = 3698' : 45,6 BO x 0 BW x 7 hrs Pistoneó : NI = 3508', NF = 3600', PP = 3698' : 1.5 BO x 0 BW x 1 hrs Sacó tubería E/A Bajó instalación de producción con Ancla de Gas. probó tubos. Pt a 3877= Desarmó equipo Pozo esperando Bombeo Mecánico.		
		24-Sep-96	Pistoneó : NI = 2500', NF = 3200', PP = 3600' : 27 BO x 0 BW x 2 hrs Bajó bomba 20 - 125 - RWBC - 12'. Quedó bombeando a batería.		
		11-Oct-96	Sacó parts de varillas. Varilla con cople roto. Tope de pesca a 3376'. Pescó y sacó varillas y bomba. Limpió parafina de 0' a 1100'. Pistoneó : NI = 2300', NF = 3000', PP = 3760' : 5 BO x 2 BW x 1 hrs Bajó bomba 20 - 125 - RWTC - 12'. Quedó bombeando a batería.		
		18-Oct-96	Sacó varillas + bomba Copas rotas Adicionó tubos y tomó tope a 3928' tapón (RBP). Sacó instalación de producción. Bajó 1 Tbo 2 3/8" C/T + Ancla Gas + NA + Tbs 2 3/8".		
		19-Oct-96	PT = 3838', NA = 3786'. Pistoneó : NI = 3100', NF = 3300', PP = 3750' : 4 BO x 3 BW x 1 hrs Bajó bomba 20 - 125 - RWBC - 12'. Quedó bombeando a batería.		
		18-Nov-96	Desfegó pozo. Realizó desensaque de sarta de varillas. Sacó tubería. Encontró punta de varillas. Sacó tubos + varillas por etapas. Bombeó 90 BO F/T, no hubo circulación. Cambió circulación T/F, retornó con 7.2 bis. Pescó y desancló tapón RBP. Bombeó por forros 7 BO. Sacó tubería + tapón RBP. Bajó 1 Tbo 2 3/8" C/T + Ancla Gas + 1 Tbo 2 3/8" + NA + 137 Tbs 2 3/8". Pistoneó : NI = 1000', NF = 1200', PP = 3000' : 5.4 BO x 0 BW x 1 hrs Bajó bomba 20 - 125 - RWBC - 12'. NA = 4183'. Quedó bombeando a batería.		
		28-Nov-96	RPR = 14 x 4 x 24 x Bombeo Mecánico		
		03-Nov-97	Desfegó pozo. Desarmó líneas de superficie y retiró cabeza de unidad de bombeo Correteando hasta 18,000 psi, despegó bomba. Sacó varillas + bomba. Varillas salieron con parafina de 0 a 1650 pies. Desfegó pozo por forros, GAS con crudo pulverizado, hasta quedar 0 psi. Adicionó tubos y tomó tope a 4556'. Sacó tubería con parafina de 0' a 1500'.		
		04-Nov-97	Bajó rima + tubos hasta tope de 4350'. Correteó y trató de circular, negativo. Sacó tubería + rima. Bajó broca 4 3/4" + rima 5 1/2" + tubos, tope a 4350'. Bombeó 123 bbls agua formación, pozo dio vuelta, en retorno obtuvo 4 Bbls de crudo. armó equipo de rotar. Rotando y circulando de 4350' a 4482'. Durante rotación pozo Tomó 201 bbls agua formación. Bombeo 300 glns OSAM (15% HCL) ja 0.5 bpm, desplazó con 17 bbls de agua de formación. Retiró equipo de rotar. Reciproco tubería. Sacó tubos + rima + broca.		
3514' 3566' 3906' 4524' Hueco 7 7/8" T.D. = 4839' NA = 4487' Perforado PT = 4547' Tope = 4562' FC = 4580' ZG = 4816' 5 1/2" J-55; 17Lb/pie; (10.3' - 512'). 5 1/2" J-55; 15.5Lb/pie; (512' - 4816'). 1 Npie corto 34' a 3402', J-55, 17Lb/pie. I Baleo Abril 1982. II Baleo 20 Set 1996.					

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 6404 PORTACHUELO

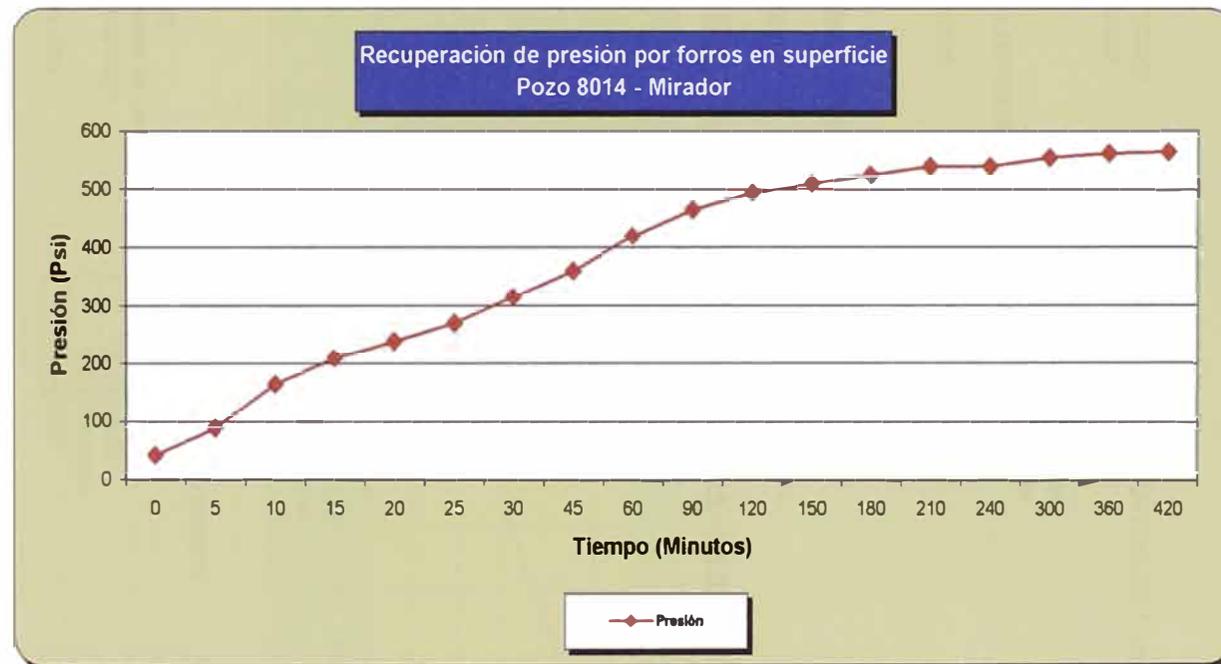


Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 8014 - Mirador

POZO : 8014	M.C. : 8014	ESTADO: Achique al pistón	Presión Inicial : 45 psi
FECHA : Del 17 al 18 de Setiembre del 2001			Presión Final : 570 psi

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	45
5	90
10	165
15	210
20	240
25	270
30	315
45	360
60	420
90	465
120	495
150	510
180	525
210	540
240	540
300	555
360	562
420	565



Notas : La presión se estabilizó a las 8 horas de prueba llegando hasta una presión de 570 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"

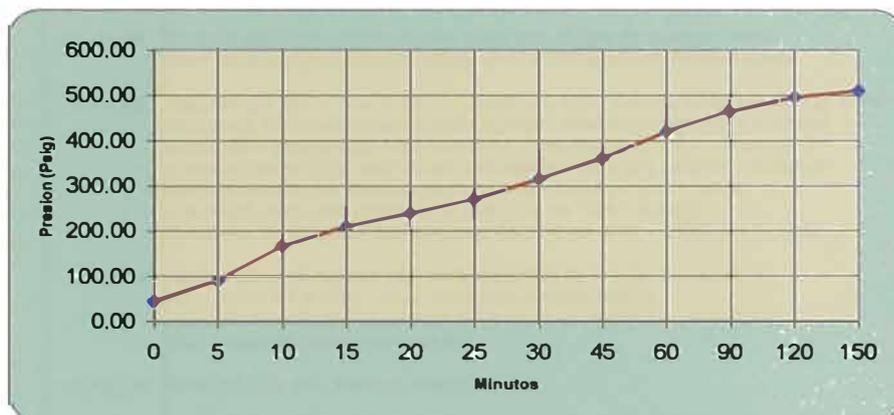
POZO: 8014

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPañIA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Mirador		
FORROS DE SUPERFICIE	5 1/2	Pulgadas	
TUBERIA DE PRODUCCION	2 3/8	Pulgadas	
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR	1,190	Metros	
PUNZADOS	1,063	metros	
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS	10.00	Bbls/día	
PORCENTAJE DE AGUA	1	%	
PRODUCCION DE GAS	75	Mcf	
DENSIDAD DEL PETROLEO	0.852	Kg/Litro	
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO	35.00	Psig	
VISCOSIDAD DEL PETROLEO	45	S.S.U.	
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD		Metros	

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	45.00
5	90.00
10	165.00
15	210.00
20	240.00
25	270.00
30	315.00
45	360.00
60	420.00
90	465.00
120	495.00
150	510.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
 Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula integral

167
61 Psig
72.32 Mcfd
0.06 Barriles
438 Mcf

Pistón sin valvula integral

85
72 Psig
43.33 Mcfd
0.12 Barriles
516 Mcf

Ciclos determinados por el operador
 Presión de Trabajo promedio
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

40
98 Psig
27.96 Mcfd
0.25 Barriles
699 Mcf

7 Kg/cm ²
792 m ³ /día
39.75 Litros
19.8 m ³

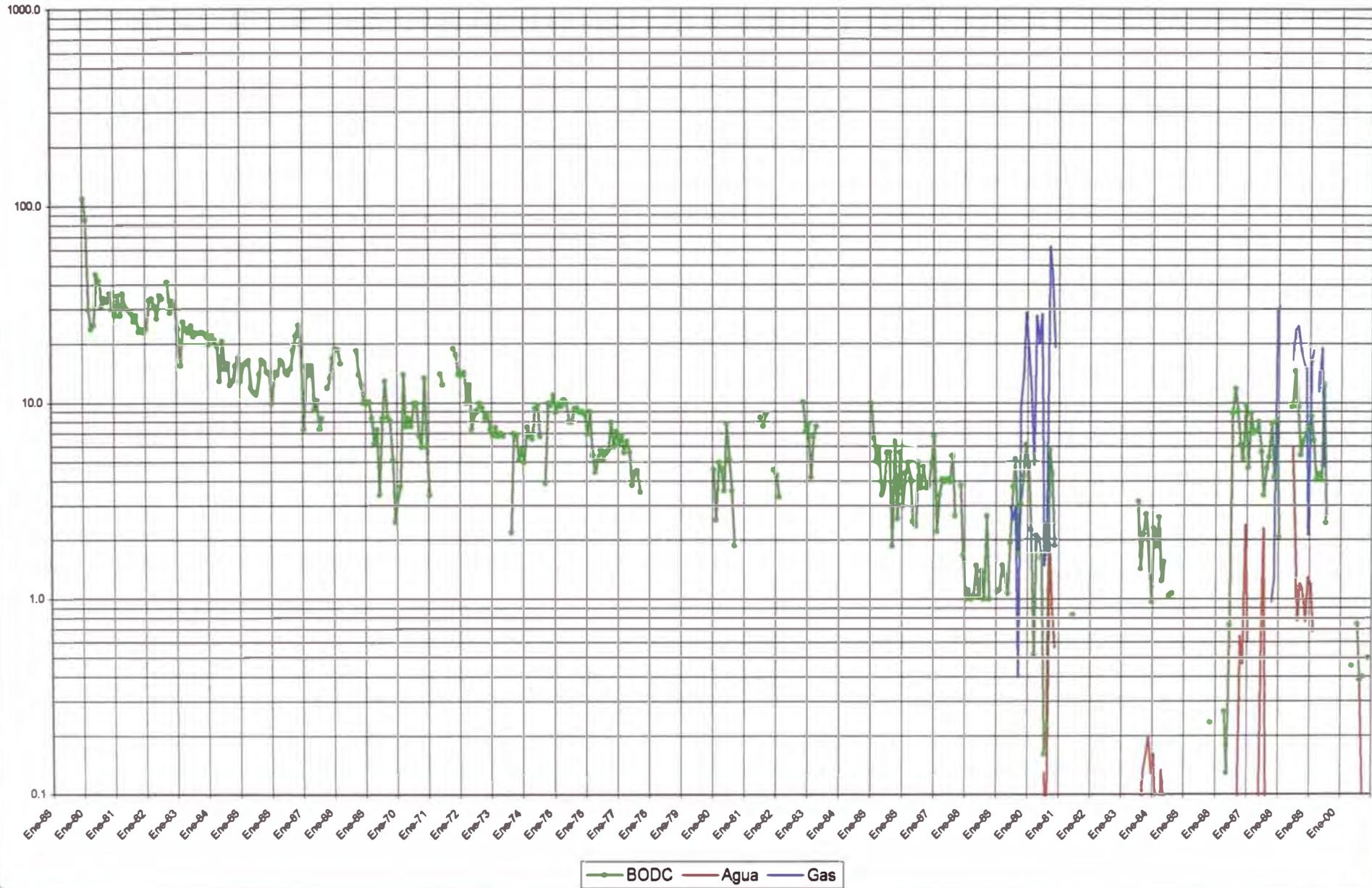
Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
 Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autónomo

RESUMEN DEL POZO 8014 - MIRADOR

Pozo: 8014	Yacimiento: Mirador	Fecha:	Julio 24, 2000																																																
<p style="text-align: center;">DIAGRAMA</p> <p style="font-size: small;">Forros Producción 5 1/2": J-55, 15.5 Lb / pie (0' a 4800').</p>	<p style="text-align: center;">Fecha</p>	<p style="text-align: center;">Resumen</p>																																																	
	<p>12-May-60</p>	<p>Inició Perforación Realizó las siguientes Pruebas DST:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; font-size: x-small;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">DST</th> <th style="width: 25%;">N° 1</th> <th style="width: 25%;">N° 2</th> <th style="width: 35%;">N° 3</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Intervalo</td> <td><5474' - 5365'></td> <td><5574' - 5472'></td> <td><5674' - 5574'></td> </tr> <tr> <td>Válvula abierta</td> <td>2 Hrs</td> <td>2 Hrs</td> <td>2 Hrs</td> </tr> <tr> <td>Válvula cerrada</td> <td>1 Hrs</td> <td>1 1/2 Hrs</td> <td>2 Hrs</td> </tr> <tr> <td>Ø Extrangulador</td> <td>3/8"</td> <td>3/8"</td> <td>3/8"</td> </tr> <tr> <td>Recuperó</td> <td>150' gas cortado con petróleo</td> <td>80' gas cortado con trazas de petróleo</td> <td>120' gas cortado con agua</td> </tr> <tr> <td>IHH (lb)</td> <td>3745</td> <td>3900</td> <td>3885</td> </tr> <tr> <td>IFP (lb)</td> <td>125</td> <td>100</td> <td>150</td> </tr> <tr> <td>FFP (lb)</td> <td>160</td> <td>145</td> <td>125</td> </tr> <tr> <td>FBHSIPb/mln</td> <td>1635/60</td> <td>2500/90</td> <td>2250/120</td> </tr> <tr> <td>FHH (lb)</td> <td>3730</td> <td>3900</td> <td>3865</td> </tr> <tr> <td>T (°F)</td> <td>120</td> <td>120</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		DST	N° 1	N° 2	N° 3	Intervalo	<5474' - 5365'>	<5574' - 5472'>	<5674' - 5574'>	Válvula abierta	2 Hrs	2 Hrs	2 Hrs	Válvula cerrada	1 Hrs	1 1/2 Hrs	2 Hrs	Ø Extrangulador	3/8"	3/8"	3/8"	Recuperó	150' gas cortado con petróleo	80' gas cortado con trazas de petróleo	120' gas cortado con agua	IHH (lb)	3745	3900	3885	IFP (lb)	125	100	150	FFP (lb)	160	145	125	FBHSIPb/mln	1635/60	2500/90	2250/120	FHH (lb)	3730	3900	3865	T (°F)	120	120	
DST	N° 1	N° 2	N° 3																																																
Intervalo	<5474' - 5365'>	<5574' - 5472'>	<5674' - 5574'>																																																
Válvula abierta	2 Hrs	2 Hrs	2 Hrs																																																
Válvula cerrada	1 Hrs	1 1/2 Hrs	2 Hrs																																																
Ø Extrangulador	3/8"	3/8"	3/8"																																																
Recuperó	150' gas cortado con petróleo	80' gas cortado con trazas de petróleo	120' gas cortado con agua																																																
IHH (lb)	3745	3900	3885																																																
IFP (lb)	125	100	150																																																
FFP (lb)	160	145	125																																																
FBHSIPb/mln	1635/60	2500/90	2250/120																																																
FHH (lb)	3730	3900	3865																																																
T (°F)	120	120																																																	
	<p>09-May-60</p>	<p>Pozo completado, TD: 5674', FC: 4768', ZG: 4800'</p>																																																	
	<p>05-Jun-60</p>	<p>Baleó Fm. Salina Mogollón de 4450' - 3636' con 172 Tiros.</p>																																																	
	<p>30-Jun-60</p>	<p>RPI: 151 x 0 x 24 x S x NR</p>																																																	
	<p>31-Oct-60</p>	<p>Instaló sistema neumático</p>																																																	
	<p>17-Jun-64</p>	<p>Baleó Fm. Salina Mogollón de 3919' - 3904' con 18 Tiros.</p>																																																	
	<p>19-Jun-64</p>	<p>Instaló sistema neumático a 4011'.</p>																																																	
	<p>09-Jul-93</p>	<p>Pozo con producción por pistoneo.</p>																																																	
	<p>07-Jul-96</p>	<p>Desfogó pozo con presión de gas, mató con 25 bbls de crudo x Forros. Sacó sarta de tubería de los cuales, de 0' a 500' salió con parafina suave.</p>																																																	
	<p>08-Jul-96</p>	<p>Bajó broca 4 3/4" + rima 5 1/2" + 2 botellas 3 1/2" + tubería. Chequeó tope @ 4514'. Circuló de T/F con 30 bbls de crudo logrando establecer circulación y avanzó hasta 4543' encontrando tope muy duro. Armó equipo de rotar, circuló de T/F y avanzó hasta 4638', retomando carbonatos + arenilla y continuó circulando hasta retorno limpio. Sacó sarta de tubería + botella + rima + broca. Cía. Halliburton tomó registro CNL-GR-CCL de 4664' a 3400'. Baleó Fm. Sn Mogollón con escopeta de 3 5/8 de 4021' - 3508' con 35 Tiros.</p>																																																	
	<p>11-Jul-96</p>	<p>Retiró válvula de baleo y bajó instalación final de tubería, quedando el NA a 4217', PT a 4302'. Llenó con 8 bbls y probó 500 Lb. Pistoneó: NI a 1200', NF a 1500', PP a 2500', recuperó 16 bbls de crudo. Bajó equipo de Bomba de subsuelo</p>																																																	
	<p>18-Aug-96</p>	<p>RPR: 16 x 0 x 24 x Bombeo Mecánico</p>																																																	
	<p>05-Jun-98</p>	<p>Sacó bomba de subsuelo con sarta de varillas. Parafina dura de 0' a 1745' Últimas varillas 5/8" (225') con película de carbonato. Tomó tope con tubos a 4612'. Sacó tubería con Ancla de Gas. Cola salió con película de carbonato. Desfogó gas a sistema : 0.5 BO x 0.5 BW. Bajó rima de 5 1/2" a 4660', levantó PT a 4040', NA = 4034'. Pistoneó, NI = 3050', NF = 3790', PP = 4040' : 11.5 BO x 9.5 BW x 2.25 hrs Nivel se mantiene a 3790'.</p>																																																	
	<p>06-Jun-98</p>	<p>Cía. Halliburton bombeó 200 glns PAD + 350 glns HCL al 10%, desplazó con 17 bbls de de agua. Cerro pozo por 2 horas Abrió pozo sin presión. Circuló con agua de formación hasta fluido limpio. Sacó sarta de tubos con rima Bajó tubería con Ancla de Gas, tope 4660', PT = 4624', NA = 4567'. Bajó bomba 20 -125 - RWAC - 12'-4'-0'</p>																																																	

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 8014 - MIRADOR



Recuperación de presión por forros en superficie

Pozo 8031 - Mirador

POZO :	8031	M.C. :	8014	ESTADO	Achique al pistón	Presión Inicial :	60 psi
FECHA :	Del 01 al 02 de Octubre del 2001				Presión Final :	540 psi	

TIEMPO (min)	PRESION (psi)
0	60
5	75
10	105
15	140
20	160
25	180
30	200
45	245
60	300
90	370
120	420
150	450
180	465
210	510
240	525
300	537
360	540
420	540



Notas : La presión se estabilizó a las 8 horas de prueba llegando hasta una presión de 570 psi.

* Es un buen candidato para producir por levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift"

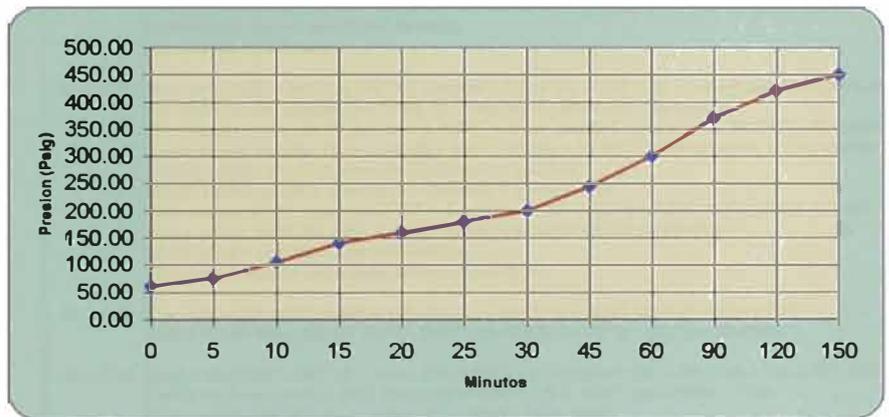
**ANALISIS PARA APLICACIÓN DEL SISTEMA LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
MEDIANTE PISTON " PLUNGER LIFT"
POZO: 8031**

DATOS DEL POZO

FECHA	18/12/2001	COMPAÑÍA :	Mercantile Perú Oil & Gas S.A.
YACIMIENTO	Mirador		
FORROS DE SUPERFICIE		5 1/2	Pulgadas
TUBERIA DE PRODUCCION		2 3/8	Pulgadas
PROFUNDIDAD DEL COLLAR FLOTADOR		1,195	Metros
PUNZADOS	1,067	1,268	metros
PRODUCCION TOTAL DE LIQUIDOS		10.00	Bbls/día
PORCENTAJE DE AGUA		1	%
PRODUCCION DE GAS		80	Mcf
DENSIDAD DEL PETROLEO		0.852	Kg/Litro
PRESION DE LINEA EN BOCA DEL POZO		35.00	Psig
VISCOSIDAD DEL PETROLEO		45	S.S.U.
EMPAQUE (SI) (NO) PROFUNDIDAD			Metros

RECUPERACION DE PRESION EN BOCA DEL POZO (FORROS ó TUBERIA CON EMPAQUE)

TIEMPO (Minutos)	PRESION (Psig)
0	60.00
5	75.00
10	105.00
15	140.00
20	160.00
25	180.00
30	200.00
45	245.00
60	300.00
90	370.00
120	420.00
150	450.00



RESULTADOS

Número de ciclos máximos posibles
 Presión de trabajo promedio en cabeza de pozo
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

Pistón con valvula integral

166
61 Psig
72.71 Mcfd
0.06 Barriles
438 Mcf

Pistón sin valvula Integral

85
72 Psig
43.59 Mcfd
0.12 Barriles
519 Mcf

Ciclos determinados por el operador
 Presión de Trabajo promedio
 Caudal de gas necesario para la Operación
 Carga del líquido por ciclo
 Volumen del gas necesario para un ciclo

40
98 Psig
28.09 Mcfd
0.25 Barriles
702 Mcf

7 Kg/cm ²
795 m ³ /día
39.75 Litros
19.9 m ³

Comentario :

La cantidad de gas requerido es menor que la producción de gas por día
 Levantamiento artificial mediante pistón "Plunger Lift" autonomo

RESUMEN DEL POZO 8031 - MIRADOR

Pozo: 8031	Yacimiento: Mirador	Fecha: 14/02/2001																																																											
<p style="text-align: center;">DIAGRAMA</p> <p style="text-align: center;">Forros Producción 5 1/2": J-55, 15.5 Lb / pie (0' a 4250').</p>	<p style="text-align: center;">Fecha</p> <p>Ubicación : Milla Cuadrada 15-S-13, elevación 4.1' G.L. ; 11.5' D.F.</p> <p>17-Dec-60 26-Dec-60</p> <p>Inicio de Perforación. Termino de Perforación. T.D. = 4380' en Fm- Mal Paso.</p> <p style="text-align: center;">Estratigrafía</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Formación</th> <th>Tope(pies)</th> <th>Fondo(pies)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Aluvial</td><td>0</td><td>280</td></tr> <tr><td>Chira/Verdún</td><td>280</td><td>2758</td></tr> <tr><td>Lutitas Talara</td><td>2758</td><td>2938</td></tr> <tr><td>Palegreda</td><td>2938</td><td>3394</td></tr> <tr><td>Salina Mog.</td><td>3394</td><td>4171</td></tr> <tr><td>Mal Paso</td><td>4171</td><td>4380</td></tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Revestimiento</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Forros</th> <th>Grado / Peso</th> <th>Longitud</th> <th>Zapato Guia</th> <th>Zapato Flotador</th> <th>Tope Cemento Superficie</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>9 5/8"</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>5 1/2"</td> <td>J-55 / 15.5 Lb/pie</td> <td></td> <td>4260'</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">Lecturas Gas</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>De</th> <th>A</th> <th>Fluorescencia</th> <th>De</th> <th>A</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2660</td> <td>2960</td> <td></td> <td>3708</td> <td>3900</td> </tr> <tr> <td>3500</td> <td>3600</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3710</td> <td>4020</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Formación	Tope(pies)	Fondo(pies)	Aluvial	0	280	Chira/Verdún	280	2758	Lutitas Talara	2758	2938	Palegreda	2938	3394	Salina Mog.	3394	4171	Mal Paso	4171	4380	Forros	Grado / Peso	Longitud	Zapato Guia	Zapato Flotador	Tope Cemento Superficie	9 5/8"						5 1/2"	J-55 / 15.5 Lb/pie		4260'			De	A	Fluorescencia	De	A	2660	2960		3708	3900	3500	3600				3710	4020				<p style="text-align: center;">Resumen</p> <p>03-Jan-81 Baled Fm. Salina Mogollón de 4180' - 3718' con 176 tiros a 2 tpp, referidos al registro Neutron. Producción promedio primer mes = 62 BOPD</p> <p>02-May-84 Baled Salina Fm. Salina Mogollón de 3711' - 3502' con 33 tiros a 2 tpp</p> <p>06-Jul-96 Transportó, Cuadró y Armó Equipo de Servicio de Pozos. Armó líneas de circulación. Desfogó forros con fuerte presión de gas y crudo : 5 BO. Se encontró los tubos tapados; se sacó suciedad de los tubos (piedras/arena), hilos corroidos. Trató de pescar , negativo, arregló hilos, enroscó reducción . Trompo agarrado, tensionó con 45,000 lbs, logró despegar. Colocó control BOP , probó , positivo.Pozo molestando por tubos y forros con gas y crudo pulverizado; aplastó con 20 bls de crudo. Sacó tubos en simples.</p> <p>07-Jul-96 Bajó rima 5 1/2" + broca 4 3/4" + 4 botellas 3 1/2" + tbs 2 3/8" x 30' ; pozo molestando por tubos con gas y crudo, aplastó con 15 bls de crudo; tope a 4044' con 128 tubos. Armó para circular de T/F de 4044' a 4064' , retomó parafina y arena a los 35 bbls bombeados. Armó equipo de rotar. Rota y circula a 4064' , retoma a los 30 bbls bombeados, no hay avance por tope duro ; en el retomo sale partículas de parafina. Retiró equipo de rotar, sacó tubos + botellas + broca + rima. Bajó molino 4 3/4" + canasta 3 1/2" + 4 botellas 3 1/2" + 128 tbs 2 3/8", armó equipo de rotar rota y circula de t/F de 4064' a 4067', retomó partículas de fierro y parafina Sacó tubos + botellas + canasta + molino. Desarmó líneas de circulación. Retiró control BOP.</p> <p>08-Jul-96 Cía Halliburton tomó registros GR-CNL-CCL de 4110' a 3250'. Nivel de fluido a 615'. Baled Fm.Sn Mogollon de 4078' - 3501' con 66 jets de 1/2" a 1 tiro / pie selectivo.</p> <p>10-Jul-96 Bajó 1 tbo 2 3/8" x 30' C/T + ancla Gas 3 1/2" x 22' + 1 tubo 2 3/8" x 30' + NA + Tbs 2 3/8" x 30' Tomó nivel con pistón a 600', Pistoneó NI = 600', NF = 1000' , pp = 2000' : 12 BF. Probó tubos con 500 psi, Positivo. PT = 3946' , NA = 3862'.</p> <p>22-Jul-96 Desfoga pozo. Pistoneó , NI =1200' , NF = 3000' , PP = 3840' : recuperó 7 BO x 20 BW Bajó + varillas. Realiza prueba manométrica con 450 psi, Positivo.</p> <p>18-Aug-96 RPR = 13 x 0 x 24 x Bombeo Mecánico</p> <p>02-Nov-96 Desfogó pozo. Retiró líneas. Sacó cabeza de Bombeo Mecánico Correteó y desclava bomba, sacó lo siguiente: varillón 1 1/4" x 22' x 7/8" + 35 V 7/8" x 25' + 118 V 3/4" x 25' + bomba 20 - 125 RHAC 12'-4'-0 Pistoneó , NI =3200' , NF = 3400' , PP = 3800' : recuperó 10 BO x 0 BW Bajó bomba 20 - 125 - RHAC 10'-3'-0' + 118 V 5/8" x 25' + 35 V 3/4" x 25' + varillón 1 1/4" x 22' x 7/8" . NA = 3841'. Espació bomba. Llenó pozo con 14 bbls de crudo; realizó prueba manométrica con 500 psi, Positivo.</p> <p>10-Nov-96 Desfogó pozo. Retiró líneas. Sacó cabeza de Bombeo Mecánico. Cambié bomba, bomba salió con carrera libre y copas buenas. Sacó bomba 20 - 125 RHAC 10'-3'-0' + 118 V 5/8" x 25' + 35 V 3/4" x 25' + varillón Bajó bomba 20 - 125 RWAC 10'-3'-0' + 118 V 5/8" x 25' + 35 V 3/4" x 25' + niple 7/8" x 4' y varillón 1 1/4" x 16" x 7/8" . NA = 3849'.</p> <p>13-Dec-97 Cuadra y monta equipo. Retiró conexiones de cabeza de Bombeo Mecánico. Correteó y desclava bomba, sacó lo siguiente: varillón 1 1/4" x 22' x 7/8" + Niple V 7/8" x 4' +35 V 7/8" x 25' + 118 V 3/4" x 25' + bomba 20 - 125 RWAC 12'-4'-0' bomba salió con carrera pegada hacia afuera con carbonato y parafina. 35 V 7/8" + 35 V 3/4" marcan capa de parafina semidura de 0' a 1750' Cortó parafina con barrenos por etapas de 0' hasta 2000', Bajó pistón a 3800', tomó nivel de fluido a 3800', recuperó 0.60 bls de crudo sucio. pozo quedo para producir por achique de pistón</p>
Formación	Tope(pies)	Fondo(pies)																																																											
Aluvial	0	280																																																											
Chira/Verdún	280	2758																																																											
Lutitas Talara	2758	2938																																																											
Palegreda	2938	3394																																																											
Salina Mog.	3394	4171																																																											
Mal Paso	4171	4380																																																											
Forros	Grado / Peso	Longitud	Zapato Guia	Zapato Flotador	Tope Cemento Superficie																																																								
9 5/8"																																																													
5 1/2"	J-55 / 15.5 Lb/pie		4260'																																																										
De	A	Fluorescencia	De	A																																																									
2660	2960		3708	3900																																																									
3500	3600																																																												
3710	4020																																																												

DIAGRAMA	Fecha	Resumen																																																																																																																																																		
<p>CHF : ? THF : 11.50'</p> <p>9 5/8"</p> <p>GS =</p> <p>Tope Cemento a ?</p> <p>3501'</p> <p>3509'</p> <p>3536'</p> <p>3574'</p> <p>3706'</p> <p>3728'</p> <p>3786'</p> <p>Arena nueva - Jul98</p> <p>3788'</p> <p>3822'</p> <p>Arena nueva - Jul98</p> <p>3823'</p> <p>3835'</p> <p>3844'</p> <p>3851'</p> <p>3870'</p> <p>3884'</p> <p>124 tbs 2 3/8" x 30' encima del NA</p> <p>3935'</p> <p>NA = 3862' PT = 3946' C/T (10 Jul98)</p> <p>4070'</p> <p>Tope 4087' (Jul1998)</p> <p>4078'</p> <p>4147'</p> <p>4180'</p> <p>FC = 4240'</p> <p>T.D. : 4380' GS = 4250'</p> <p>Forros Producción 5 1/2": J-55 , 15.5 Lb / pie (0' a 4250').</p>	<p>13-Jan-99</p> <p>Cuadró y armó equipo. Armó conexiones de pistoneo a sistema. Bajó barreno y cortó parafina a 1550' hasta limpiar tubería.</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>NI</th> <th>NF</th> <th>PP</th> <th>Bbbs de petroleo</th> <th>Bbbs de agua</th> <th>Presiones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14-Jan-99</td> <td>1700</td> <td>3650</td> <td>3840</td> <td>62</td> <td>0</td> <td>Pbs= NR0 , Pn=NR140</td> </tr> <tr> <td>31-Jan-99</td> <td>1200</td> <td>Seco</td> <td>3800</td> <td>24</td> <td>0</td> <td>Pbs= 00 , Pn=660/250</td> </tr> <tr> <td>09-Oct-99</td> <td>2800</td> <td>Gas</td> <td>3849</td> <td>35</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>21-Oct-99</td> <td>2150</td> <td>3800</td> <td>3850</td> <td>24</td> <td>7</td> <td></td> </tr> <tr> <td>20-Nov-99</td> <td>2,000</td> <td>3,750</td> <td>3,820</td> <td>39</td> <td>4</td> <td></td> </tr> <tr> <td>11-Dec-99</td> <td>2,378</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>28</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>28-Dec-99</td> <td>2,640</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>17</td> <td>5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>18-Jan-00</td> <td>1,800</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>31</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>16-Feb-00</td> <td>3,150</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>10</td> <td>4</td> <td></td> </tr> <tr> <td>03-Mar-00</td> <td>2,700</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>20</td> <td>1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>08-Mar-00</td> <td>2,500</td> <td>3,849</td> <td>3,849</td> <td>13</td> <td>5</td> <td></td> </tr> <tr> <td>14-Mar-00</td> <td>2,500</td> <td>gas</td> <td>3,849</td> <td>19</td> <td>8</td> <td></td> </tr> <tr> <td>25-Jul-00</td> <td>1,500</td> <td>GAS</td> <td>3,847</td> <td>20</td> <td>NR</td> <td>Pbs= 350 , Pn= 00 psi</td> </tr> <tr> <td>17-Aug-00</td> <td>3,050</td> <td>3,770</td> <td>3,775</td> <td>18</td> <td>3</td> <td>Tbs=00 , Pn=00 psi</td> </tr> <tr> <td>05-Sep-00</td> <td>3,400</td> <td>3,770</td> <td>3,775</td> <td>10</td> <td>0</td> <td>Pbs= 2000 , Pn=300/300</td> </tr> <tr> <td>14-Nov-00</td> <td>2,600</td> <td>3,840</td> <td>3,845</td> <td>37</td> <td>3</td> <td></td> </tr> <tr> <td>06-Dec-00</td> <td>3,100</td> <td>3,840</td> <td>3,845</td> <td>15</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>16-Dec-00</td> <td>3,200</td> <td>3,830</td> <td>3,840</td> <td>15</td> <td>0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>22-Dec-00</td> <td>3,200</td> <td>3,830</td> <td>3,840</td> <td>14</td> <td>3</td> <td></td> </tr> <tr> <td>30-Dec-00</td> <td>3,100</td> <td>3,830</td> <td>3,840</td> <td>17</td> <td>3</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	NI	NF	PP	Bbbs de petroleo	Bbbs de agua	Presiones	14-Jan-99	1700	3650	3840	62	0	Pbs= NR0 , Pn=NR140	31-Jan-99	1200	Seco	3800	24	0	Pbs= 00 , Pn=660/250	09-Oct-99	2800	Gas	3849	35	1		21-Oct-99	2150	3800	3850	24	7		20-Nov-99	2,000	3,750	3,820	39	4		11-Dec-99	2,378	3,849	3,849	28	1		28-Dec-99	2,640	3,849	3,849	17	5		18-Jan-00	1,800	3,849	3,849	31	0		16-Feb-00	3,150	3,849	3,849	10	4		03-Mar-00	2,700	3,849	3,849	20	1		08-Mar-00	2,500	3,849	3,849	13	5		14-Mar-00	2,500	gas	3,849	19	8		25-Jul-00	1,500	GAS	3,847	20	NR	Pbs= 350 , Pn= 00 psi	17-Aug-00	3,050	3,770	3,775	18	3	Tbs=00 , Pn=00 psi	05-Sep-00	3,400	3,770	3,775	10	0	Pbs= 2000 , Pn=300/300	14-Nov-00	2,600	3,840	3,845	37	3		06-Dec-00	3,100	3,840	3,845	15	0		16-Dec-00	3,200	3,830	3,840	15	0		22-Dec-00	3,200	3,830	3,840	14	3		30-Dec-00	3,100	3,830	3,840	17	3	
NI	NF	PP	Bbbs de petroleo	Bbbs de agua	Presiones																																																																																																																																															
14-Jan-99	1700	3650	3840	62	0	Pbs= NR0 , Pn=NR140																																																																																																																																														
31-Jan-99	1200	Seco	3800	24	0	Pbs= 00 , Pn=660/250																																																																																																																																														
09-Oct-99	2800	Gas	3849	35	1																																																																																																																																															
21-Oct-99	2150	3800	3850	24	7																																																																																																																																															
20-Nov-99	2,000	3,750	3,820	39	4																																																																																																																																															
11-Dec-99	2,378	3,849	3,849	28	1																																																																																																																																															
28-Dec-99	2,640	3,849	3,849	17	5																																																																																																																																															
18-Jan-00	1,800	3,849	3,849	31	0																																																																																																																																															
16-Feb-00	3,150	3,849	3,849	10	4																																																																																																																																															
03-Mar-00	2,700	3,849	3,849	20	1																																																																																																																																															
08-Mar-00	2,500	3,849	3,849	13	5																																																																																																																																															
14-Mar-00	2,500	gas	3,849	19	8																																																																																																																																															
25-Jul-00	1,500	GAS	3,847	20	NR	Pbs= 350 , Pn= 00 psi																																																																																																																																														
17-Aug-00	3,050	3,770	3,775	18	3	Tbs=00 , Pn=00 psi																																																																																																																																														
05-Sep-00	3,400	3,770	3,775	10	0	Pbs= 2000 , Pn=300/300																																																																																																																																														
14-Nov-00	2,600	3,840	3,845	37	3																																																																																																																																															
06-Dec-00	3,100	3,840	3,845	15	0																																																																																																																																															
16-Dec-00	3,200	3,830	3,840	15	0																																																																																																																																															
22-Dec-00	3,200	3,830	3,840	14	3																																																																																																																																															
30-Dec-00	3,100	3,830	3,840	17	3																																																																																																																																															

HISTORIAL PRODUCTIVO POZO 8031 - MIRADOR

