



Universidad de Matanzas
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

***Trabajo Final de Especialidad
Propuesta de mejoras en el sistema de
bombeo convencional de los pozos del
centro colector #10 del yacimiento
Varadero oeste.***

Tesis presentada como requisito parcial para optar
por el Título de Especialista en Perforación de Pozos
de Petróleo y Producción de Petróleo.
Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Reydel Armas González

Tutores: Esp. Didier Rivera Rizo

Finca "La Cachurra", Guásimas, Matanzas, Cuba

2011



Universidad de Matanzas
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

***Trabajo Final de Especialidad
Propuesta de mejoras en el sistema de
bombeo convencional de los pozos del centro
colector #10 del yacimiento Varadero oeste.***

Tesis presentada como requisito parcial para optar por el
Título de Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y
Producción de Petróleo.
Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Reydel Armas González

Tutor: Esp. Didier Rivera Rizo

Finca "La Cachurra", Guásimas, Matanzas, Cuba

2011

Dedicatoria

En primer lugar y muy especialmente quiero dedicarle esta tesis a mis padres **Nieves** y **Albeo**, por todo el sacrificio que han realizado para que yo pudiera alcanzar, paso a paso, cada una de las metas que me he propuesto en la vida y que sirva de acicate para seguir adelante.

A mi hermanoooo **Rendel** que a pesar de la distancia me ha apoyado en todo momento y eso para mi es suficiente.

A mi novia **Anel** por aguantar todas mis cosas, además de confiar en mí en todos los momentos. Eres chiquita de

tamaño, pero grande de corazón. Te
quiero.

A mis abuelos, tíos, primos y a mi
sobrino sepan que pienso en ustedes
donde quiera que esté.

Agradecimientos

A toda la familia de mi novia y en especial a **Mabel** y **Raúl** por apoyarme en este proyecto y por acogerme entre ellos como un hijo más.

A mi tutor **Didier** y todo su piquete del Centro 10 que contribuyeron con esta investigación y dedicaron parte de su tiempo, que no fue poco ¡verdad!

A todos mis compañeros del P-XIV **Maikel, Lay, Yanira, Sachie, Lázaro, Pedro, Maiker, Ariel** y **Milay** por el tiempo que compartimos, ustedes son también parte de esto.....

Muchas Gracias

RESUMEN

En vista a la problemática que presentan algunos pozos que tributan al Centro Colector #10; perteneciente a la EPEP- Centro; debido a la pérdida de fluidos en comparación con el potencial actual de los pozos y a la necesidad de obtener un mayor factor de recobros lo que se traduce en ganancias, es necesario realizar un estudio para determinar las principales causas que provocan esta situación. Por lo que se planteó un proyecto de investigación que respondiera a estas necesidades por medio de la formulación de un objetivo general, que se traduce en una propuesta de mejoras en el régimen tecnológico de los pozos que trabajan por bombeo convencional.

Para ello se conformó un estado del arte en el cual se caracterizan los métodos de levantamiento artificial existentes, así como los principales problemas que presentan los mismos en su funcionamiento. En el marco metodológico se definieron las 2 etapas por las que transitará la investigación para darle cumplimiento al objetivo general, así como la caracterización del objeto de estudio.

Finalmente apoyados en los resultados obtenidos con el software de diagnóstico Total Well Management, con un amplio uso a nivel mundial en la medición de parámetros que permiten la evaluación integral de estos sistemas, se realizó un análisis exhaustivo a partir de la adquisición de los datos de producción y mediciones dinámicas, los cuales se utilizaron en la elaboración del diagnóstico que permitió revelar la fuente de los problemas.

SUMMARY

In view of the issues that have some wells that tribute to the Collecting Center # 10, belonging to EPEP-Center, that results in profits due to loss of fluids compared with the actual potencial of these wells and the exigency to obtain a high factor of recoveries, is necessary to accomplish a study in order to determine the principal causes that provoke this situation. For that reason is propounded a project of investigation that bring out these necessities, through the formulation of a global goal, that results in a suggestion of improvements in the technological regimen of conventional pumping systems.

In order to accomplish with this mission was conformed a theoretical mark, in where was explained all facts that concern with the existent methods of artificial uprising, as well as the principal problems they presents. The 2 stages this investigation will transit and the characterization of the object of study was defined in the methodological mark, in order to accomplish with the general objective.

Finally backed up in the results obtained with the software of diagnosis Total Well Managment, which has a worldwide use in the measurement of parameters that permit the comprehensive evaluation of these systems, came true an exhaustive analysis from the acquisition of the production data and metric cards, which were used in the elaboration of the diagnosis that made possible to reveal the source of the problems.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	5
1.1 Generalidades de la zona de estudio	5
1.1.1 Características del petróleo existente en la zona de estudio.	5
1.1.2 Características geológicas de la región.....	5
1.2 Características físicas del petróleo.....	6
1.2.1 Color.....	6
1.2.2 Densidad	6
1.2.3 Olor	7
1.2.4 Viscosidad	8
1.2.5 Relación de Gas - Petróleo	8
1.3 Métodos de extracción de petróleo.....	9
1.3.1 Surgencia natural	9
1.3.2 Elevación artificial.....	9
1.4 Unidades de bombeo mecánico.....	10
1.4.1 Unidad convencional balanceada con la manivela.....	11
1.4.2 Unidad balanceada con brazo de contrapeso	12
1.4.3 Unidades de bombeo con geometría especial (Mark II).....	12
1.4.4 Unidad de bombeo balanceada por aire.	13
1.5 Tipo de unidades de bombeo más utilizadas en Varadero oeste.....	13
1.5.1 Unidad convencional balanceada con la manivela.....	13
1.5.2 Partes componentes de las unidades de bombeo.....	13
1.5.3 Principales problemas que afectan a las unidades de bombeo.	15
1.6 Elemento de transmisión de energía	16
1.6.1 Diseño de la sarta de varillas	16
1.6.2 Principales problemas que afectan el estado físico de las varillas.....	18
1.7 Bombas de subsuelo.....	18
1.7.1 Bombas dinámicas	19
1.7.2 Bombas de desplazamiento positivo	20
1.8 Tipos de bombas de subsuelo.....	22
1.8.1 Partes componentes de las bombas de subsuelo.....	23
1.8.2 Principales problemas que se presentan en las bombas de subsuelo.	26

1.9 Análisis de cargas a partir de registros dinamográficos.	27
1.9.1 Carta dinamográfica de superficie	27
1.9.2 Carta dinamográfica de fondo	27
1.10 Tensión en la sarta de varillas.	27
1.10.1 Diagrama modificado de Goodman.....	28
1.10.2 Factor de servicio.....	29
1.10.3 Ecuación de análisis del coeficiente de tensión de las varillas.....	29
1.11 Comportamiento de producción	30
Conclusiones parciales	31
CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO	32
2.1 Descripción del objeto de estudio	32
2.2 Analizador de pozos Echometer (TWM)	33
2.3 Procedimiento metodológico	37
2.4 Criterios de análisis de los resultados.	50
Conclusiones parciales	51
CAPITULO III: ANALISIS DE LOS RESULTADOS	52
3.1 Descripción de la situación actual de los parámetros de producción de los pozos del Centro colector #10.	52
3.2 Selección de los pozos para realizar el estudio.	55
3.2.1 Análisis del índice de productividad de los pozos seleccionados.....	57
3.3 Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo en los pozos seleccionados.	58
3.3.1 Comportamiento de la sarta de varillas mediante el método Goodman. ...	58
3.3.2 Análisis del recorrido efectivo del pistón y cargas en la bomba a partir del cálculo de las cartas dinamográficas de fondo.	64
3.3.3 Descripción de la operación de las válvulas viajera y fija.	68
3.4 Principales deficiencias detectadas y propuesta de mejoras a los pozos analizados.	71
CONCLUSIONES	74
RECOMENDACIONES	75
BIBLIOGRAFÍA	76
ANEXOS	79

INTRODUCCIÓN

El petróleo ocupa un lugar cimero como base energética en la mayoría de los procesos productivos, por ello con el agotamiento paulatino de las reservas extraíbles de petróleo ligero, se han creado nuevos métodos capaces, no solo de explotar aquellos yacimientos saturados de crudos pesados, sino también de aumentar la entrega de las capas que se explotaban y se explotan por métodos convencionales.

En la actualidad el incremento de la producción del petróleo crudo cubano, que desempeña ya un papel importante como combustible en la generación de energía eléctrica y otras producciones básicas, así como, el descubrimiento de nuevos yacimientos en la provincia petrolera norte de Cuba, están entre los objetivos fundamentales de la política económica del país, para alcanzar una futura independencia energética.

Concientes de ello, se redoblan esfuerzos en la búsqueda y aplicación de nuevos métodos eficaces que permitan aumentar la producción de hidrocarburos de nuestros yacimientos, por lo que se han dado pasos positivos relacionados con la explotación racional de los depósitos cubanos.

Uno de los depósitos mejores estudiados en el país por los niveles de producción actuales y por los años que ha estado en explotación, es el yacimiento Varadero, el cual desde el punto de vista estratigráfico y estructural tiene un alto grado de complejidad y está caracterizado por la presencia de mantos carbonatados sobrecorridos en dirección NW-SE.

A partir del año 1999, se realiza un programa de desarrollo de pozos a perforar hacia el extremo más oeste del yacimiento con el objetivo de incrementar y evaluar las reservas existentes en el área. A raíz de este programa de desarrollo comienza la perforación de nuevos pozos en este sector denominado Varadero oeste, que no es más que la continuación del apilado Varadero.

En los últimos años la producción ha sufrido un descenso en sus niveles productivos debido a la caída de las depresiones bajo las cuales se explota el yacimiento, por lo que en la actualidad muchos pozos que se encontraban surgentes, están siendo explotados con los sistemas de bombeo convencional.

El presente trabajo surge por la necesidad de mejorar la producción de dichos pozos mediante la evaluación de los sistemas de bombeo convencional, permitiendo así un incremento de los niveles productivos y de la eficiencia en las instalaciones dedicadas a la extracción y manejo de crudo.

Antecedentes de la investigación.

Los antecedentes de la investigación brindan información relevante sobre el tema en estudio. Los autores que abordaron el tema arribaron a conclusiones que constituyen la base de la actual investigación.

Con el título “Análisis del fondo de pozos explotado por levantamiento artificial en la EPEP Centro. Posibilidades de optimización. Perspectivas”, (González, Lantigua, J y Sayas, Macías, D, 2003) realizaron un estudio sobre la eficiencia en los 153 sistemas de bombeo convencional instalados en los diferentes yacimientos de la EPEP-centro, introduciendo mejoras en el referido sistema, que garantizó un incremento en los niveles productivos de la empresa. El análisis también incluye una valoración económica de las medidas que se proponen para mejorar la producción, así como una evaluación del impacto ecológico de las mismas.

Basándose en este estudio se pudo concluir que:

- La inyección de diluyente aumenta la eficiencia volumétrica en los sistemas de levantamiento artificial, disminuye la potencia requerida y las cargas aplicadas a los equipos de bombeo.
- El método de bombeo mecánico presenta limitaciones en la velocidad de la bomba por la presencia del fenómeno de flotación de cabillas.
- La utilización de Prensa estopas de fondo (Cabillas lubricadas) puede disminuir las excesivas cargas en los sistemas de bombeo.
- La inyección de diluyente favorece la separación del gas libre en el fondo del pozo, reduciendo la cantidad de gas a la entrada de la bomba.

Este es un tema recurrente ya que la mayoría de la bibliografía consultada considera que un elevado por ciento de las pérdidas en la eficiencia de las bombas de subsuelo es causada por la entrada de gas y por el índice de escurrimiento existente entre el pistón y el barril de la bomba. Por concepto de este último no son grandes las

pérdidas en los yacimientos cubanos, debido a que el alto grado de viscosidad (API) no favorece los grandes escurrimientos, pero sí incrementan las fuerzas de rozamiento entre ambos mecanismos.

Con esa óptica, en la actualidad se desarrolla una prueba para la instalación de un dispositivo VRS, con el fin de disminuir la entrada de gas en la succión de la bomba.

Así mismo en la investigación realizada por el Ing. Henry Hernández Lescaye en el 2005 y con el título “Análisis de las complejidades tecnológicas en la elevación artificial de pozos desviados en Cuba”, centra su estudio en los sistemas de levantamiento artificial instalados en la EPEP- Centro, así como en las complejidades de los mismos y en las causas que lo provocan, arribando a las siguientes conclusiones:

- La viscosidad del fluido es un aspecto importante en las bajas producciones de los pozos del yacimiento Varadero.
- El levantamiento artificial con bombas electro-sumergibles solo es aplicable a pozos con bajos cortes de agua y bajas producciones de gas en formación, así como, con un alto índice de productividad.

Una vez aclarados los aspectos fundamentales a tener en cuenta para la realización de la investigación se está en condiciones de, partiendo de la situación problemática abordar el problema científico.

Problema Científico:

¿Cómo elevar la producción de petróleo en los pozos que trabajan con bombeo convencional del Centro Colector #10 perteneciente a la EPEP- Centro?

Hipótesis:

Si se proponen mejoras en el sistema de bombeo convencional se podrán incrementar los niveles de producción en el Centro Colector 10.

De ahí que el *objetivo principal* de este trabajo sea; proponer mejoras en el régimen tecnológico de los pozos que trabajan por bombeo convencional.

Tareas específicas:

1. Conformación del marco teórico con la caracterización de los métodos de levantamiento artificial existentes, así como una breve descripción de los principales problemas en el bombeo.
2. Establecer criterios de selección a los pozos con mayores posibilidades de mejoras en el Centro Colector #10.
 - Análisis de los principales parámetros de producción de los pozos.
 - Selección de los pozos para realizar el estudio.
3. Evaluación del estado actual de los indicadores de eficiencia en el bombeo de los pozos seleccionados.
 - Verificar el comportamiento de la sarta de varillas mediante el análisis de tensión con el método modificado de Goodman.
 - Examinar el recorrido efectivo del pistón y cargas en la bomba a partir del cálculo de las cartas dinamográficas.
 - Describir la operación de las válvulas viajera y fija.
4. Propuesta de mejoras en los sistemas de bombeo de los pozos seleccionados.

CAPITULO I. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 Generalidades de la zona de estudio

La producción del centro colector diez del yacimiento Varadero oeste (**ver anexo #1**), representa el 30% de la producción total de petróleo de la Empresa de perforación y producción del Centro. Dicho centro tiene un total de 36 pozos en explotación de los cuales 15 se encuentran en estado de conservación debido a las características de producción de cada uno de ellos, en los cuales predominan grandes volúmenes de gas disuelto en los fluidos que producen. El tipo de método de levantamiento artificial que predomina en la zona, en la que se encuentra enclavado el centro es el bombeo convencional.

1.1.1 Características del petróleo existente en la zona de estudio.

- Grado API (desde 9 ° hasta 12 °)
- Alta viscosidad (desde 1800 cp hasta 20000cp) en superficie.
- Alta relación gas–petróleo (promedio 1500 m³ gas/ m³petróleo) y en algunos casos entre 3000 y 5000 m³ gas/ m³petróleo, lo cual obliga en muchos casos a la inyección de fluidos diluentes y colocación de Packer para eliminar zonas gasíferas.
- Alto contenido de azufre en el crudo (hasta un 4%)
- Alto contenido de H₂S disuelto en el gas (hasta un 12%) **(29)**

1.1.2 Características geológicas de la región.

Los depósitos petroleros de la región de Varadero y en general de toda la provincia petrolera norte del país están constituidos por estructuras en forma de pliegues fuertemente falladas, sirviéndole como sello arcillas y calizas no permeables. **(12)**

Estos yacimientos comprenden múltiples pliegues apilados unos con otros debido a la cantidad de movimientos tectónicos que los han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre las más jóvenes.

Cada uno de ellos, fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte, que a su vez formó un fuerte sistema compresivo que favoreció la acumulación de hidrocarburos. **(11)**

1.2 Características físicas del petróleo

1.2.1 Color

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro, Sin embargo, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche al bajar bastante la temperatura tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando arrecia el sol, muestran cierto hervor en el tanque. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda. (2)

1.2.2 Densidad

Existen una gran variedad de tipos de petróleos, que según su densidad, las normas API (American Petroleum Institute) los clasifica de la siguiente forma:

- **Livianos** (30° API y más)
- **Medianos** (22 a 29.9° API)
- **Pesados** (menos de 21.9° API)
- **Extrapesados** (menos de 16° API)

La industria petrolera internacional adoptó hace ya más de setenta años la fórmula elaborada por el API el 4 de mayo de 1922, la cual denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua y consiste en la modificación de las dos fórmulas que llevan el nombre del químico francés Antoine Baumé usadas para comparar la densidad de líquidos más livianos o más pesados que el agua. (2)

Las dos fórmulas Baumé son:

$$Ge = \frac{140}{130 + n} \quad (1.1)$$

$$Ge = \frac{145}{145 - n} \quad (1.2)$$

Donde:

Ge: gravedad específica.

n: lectura en grados indicada por el hidrómetro Baumé inmerso en el líquido, a una temperatura de 15,5 °C.

Un ejemplo para ilustrar el modo en que se desarrollan ambas fórmulas es sustituyendo **n= 10** en la primera fórmula, obteniéndose la gravedad específica del agua, mientras que en la segunda fórmula se obtiene una gravedad específica de 1.07, mayor que la del agua.

La ecuación general API se obtiene del siguiente despeje:

$$Ge = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ} API} \quad (\text{a una temperatura de } 60^{\circ}F \text{ ó } 15.5^{\circ}C) \quad (1.3)$$

$$API = \frac{141.5}{Ge} - 131.5 \quad (1.4)$$

El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua.

1.2.3 Olor

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, el querosén y otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante, como huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. **(3)**

Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común en la industria designarlos como **dulces** o **agrios**. Esta clasificación tiene un significado determinante entre petroleros vendedores y compradores de crudos porque inmediatamente enfoca ciertas características fundamentales del tipo de petróleo. **(2)**

1.2.4 Viscosidad

Se puede pensar que la viscosidad es la “**pegajosidad**” interna de un fluido, pero técnicamente se puede decir que, es la medida de resistencia de los fluidos a los esfuerzos tangenciales o rozantes. La misma se puede medir por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. La unidad de medida que caracteriza a esta propiedad de los fluidos se le denomina **poise** o **centipoise** (0.01 poise) y se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de 1cm^2 de área sobre otro de igual área y separado 1cm de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener el desplazamiento del líquido en un segundo. (3)

En los yacimientos de crudo, la viscosidad de los fluidos presentes en estos puede variar desde 0.2 y hasta más de 1000 centipoise.

La temperatura es un factor que incide en la viscosidad de los crudos, ya que con el aumento de ésta disminuye la resistencia al esfuerzo cortante del fluido y con ello la viscosidad. (3)

1.2.5 Relación de Gas - Petróleo

Al encontrarse el fluido bajo condiciones de altas temperaturas y elevadas presiones en el yacimiento, en estas condiciones el crudo posee un determinado % de gas disuelto, el mismo al formar una sola fase con el crudo disminuye su viscosidad y éste es capaz de fluir con más facilidad. Cuando el crudo es producido se pone de manifiesto una producción inevitable de gas (el disuelto en el crudo) y al valor de m^3 de *gas*/ m^3 de petróleo se le llama **Relación Gas Petróleo (RGP)** (también se determina en % de gas disuelto); pero a medida que es extraído este crudo el reservorio pierde energía (disminuye la presión en el reservorio) y puede descender hasta el punto donde comienza a separarse el gas del petróleo, a este valor de presión en el que comienzan a aparecer dos fases se le denomina **Punto de Burbuja o Presión de saturación (P_b)**. En yacimientos con varios años de explotación se pone de manifiesto que la presión de saturación coincide con la presión del yacimiento. (13)

La RGP es determinada de la siguiente forma: (12)

$$m = \frac{V_{gas}}{V_{pet}} \quad (1.5)$$

Donde:

m: Factor de gas disuelto en el crudo.

V_{gas}: Volumen de gas en un m³ de petróleo.

V_{pet}: Volumen de petróleo en m³ producido.

1.3 Métodos de extracción de petróleo

La selección del método de extracción más adecuado depende de las condiciones físicas que presente el yacimiento y/o del comportamiento de afluencia de uno o de los pozos en estudios, encontrándose con mayor frecuencia de aplicación el levantamiento artificial por varilla de succión o sistema de bombeo convencional, así como los sistemas de carrera extralarga (Rotaflex) y de última inclusión las bombas de cavidad progresivas (metal-metal).

1.3.1 Surgencia natural

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa la cual es capaz de levantar la columna de petróleo, agua y gas desde el fondo hasta la superficie y la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes. Este método se utiliza principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual, los mismos conservan aún en gran medida su energía natural. Existe otro caso en el que el pozo aunque esté surgente se le coloca una unidad de bombeo, para estimularlo e incrementar la producción. (8, 15, 27)

1.3.2 Elevación artificial

Cuando un pozo de petróleo no es capaz de surgir naturalmente, algún medio de levantamiento artificial se requiere para producir ese petróleo, como: la extracción

por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor, según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir. **(18, 20)**

Para llevar a cabo esta tarea, todos los métodos de levantamiento artificial se dividen en tres componentes básicos, los cuales varían en dependencia del mecanismo utilizado. Estos son:

- **Unidad de fuerza de superficie o unidad de bombeo:** Es la encargada de generar el movimiento hacia el elemento de transmisión de fuerza, ya sea con motor de fuerza rotativo o mediante unidades de alto voltaje controladas por cuadros de comandos. **(13,20,31)**
- **Elemento de transmisión de la energía:** Es el encargado de transmitir la energía que se produce en la superficie, hacia el mecanismo encargado de elevar el fluido, que en este caso son las bombas de subsuelo. Esta transmisión de energía se puede obtener mediante cables en el caso de las bombas dinámicas como: las electro sumergibles; o a través de varillas, para las bombas de desplazamiento recíprocante o rotativo, como el bombeo convencional y por cavidad progresiva respectivamente. **(30,22)**
- **Bombas de subsuelo:** Son las que se encargan de extraer el fluido del fondo del pozo.

1.4 Unidades de bombeo mecánico.

Las unidades de bombeo mecánico funcionan mediante un mecanismo que convierte el movimiento de rotación del motor en un movimiento recíprocante, el cual es transmitido a través de una barra pulida y la sarta de varillas extractoras hacia la bomba que se encuentra en el fondo del pozo. **(20,22)**

Hoy en día se dispone de varios tipos de unidades de bombeo, que acorde a su geometría son clasificadas en 2 clases:

Clase I.

- Unidad convencional balanceada con la manivela.
- Unidad balanceada con balancín o brazo de contrapeso.

Clase II.

- Unidad de manivela con geometría especial (Mark II).
- Unidad balanceada con aire.

Las partes componentes de la mayoría de las unidades son básicamente lo mismo, pero la disposición de estas difiere. La selección del tamaño y del tipo correcto para una aplicación particular es muy importante. Como casi todas las demás maquinarias, la unidad de bombeo debe ser adecuadamente instalada, lubricada y asistida en mantenimiento. **(29)**

1.4.1 Unidad convencional balanceada con la manivela

Es de fácil operación y mínimo mantenimiento. Su principio está basado en la transmisión del movimiento rotativo del motor por medio de correas a la caja de transmisión, la cual reduce la velocidad a través del sistema de engranajes. Este movimiento angular más lento es comunicado a la viga viajera mediante la conexión biela-manivela, convirtiéndolo en alternativo vertical, que se refleja en el ascenso y descenso de la barra pulida. En el **anexo # 2** se puede apreciar con más claridad este tipo de unidad. **(2,3)**

Estas unidades son balanceadas generalmente en la manivela. Sin embargo, los equipos con cajas de engranaje pequeñas pueden ser balanceados en la viga viajera. La capacidad de la caja de engranajes varía en el rango de 25 a 912 MLbs-plg. y la longitud de las carreras entre 12 y 192 plg. **(31)**

1.4.2 Unidad balanceada con brazo de contrapeso

Disponibles exclusivamente por el Fabricante Lufkin, estas ofrecen la misma dureza y resistencia que las unidades convencionales y han sido utilizadas generalmente en pozos poco profundos. (13,30)

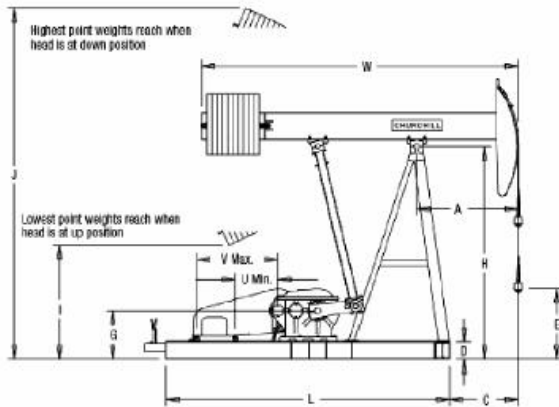


Fig.1.1 Unidad balanceada con brazo de contrapeso.
Fuente: "Manual de bombeo mecánico UPCO de Venezuela S.A"

1.4.3 Unidades de bombeo con geometría especial (Mark II)

La unidad unitorque Mark II, como se muestra en el **anexo # 3** es una variante del diseño convencional donde cambia la posición de los brazos y el poste maestro, para obtener un sistema unitorsional con el fin de reducir el torque en la caja de engranajes. Esta, generalmente es capaz de soportar más fluido sin sobrecargar el equipo en comparación con la unidad convencional o la balanceada por aire, sin embargo, su manufactura es más costosa y requiere mayor balanceo. El balanceo de esta unidad se realiza necesariamente en la manivela y su requerimiento adicional es para contrarrestar el desbalance estructural originado por su geometría. La capacidad de la caja varía, desde 114 MLbs-plg hasta 1280 MLbs-plg y la longitud de la carrera en superficie de la barra pulida entre 60 y 216 plg. (30)

1.4.4 Unidad de bombeo balanceada por aire.

Estas unidades de bombeo utilizan un cilindro con aire comprimido en lugar de pesas de hierro, como se puede observar en el **anexo # 4**. Esta cualidad permite mejor transporte de la unidad y por ser un 40% más livianos que las convencionales, se reducen los costos de transporte e instalación.

Sin embargo, los costos de operación son altos debido al mantenimiento del sistema de balanceo (cilindro de aire, pistón, compresor y controles neumáticos). **(30,31,18)**

1.5 Tipo de unidades de bombeo más utilizadas en Varadero oeste

El tipo de unidad de bombeo que con más frecuencia se utiliza en la producción de petróleo en el yacimiento Varadero oeste, es la unidad convencional balanceada con la manivela. **(29)**

1.5.1 Unidad convencional balanceada con la manivela

Las unidades de bombeo convencionales balanceadas con la manivela son las que comúnmente se usan hoy en día, especialmente en longitudes de recorrido medias y cortas. En la **figura 1.2** se muestra este tipo de unidad. La rotación de las manivelas, conectadas a los lados de las bielas, provoca que el balancín pivotee sobre el cojinete central, causando así que el varillón se mueva hacia arriba y hacia abajo a través de su conexión con el cable y cabezal. Los contrapesos ajustables localizados en las manivelas son de un metal pesado fundido. **(5, 18)**

1.5.2 Partes componentes de las unidades de bombeo.

Las principales partes que componen una unidad de bombeo (en este caso la descripción se limitará a la unidad convencional ya que se compone de partes típicas para la mayoría de las unidades) son las siguientes: **(30,18)**

- Estructura
- Apoyos Estructurales
- Reductor
- Transmisión

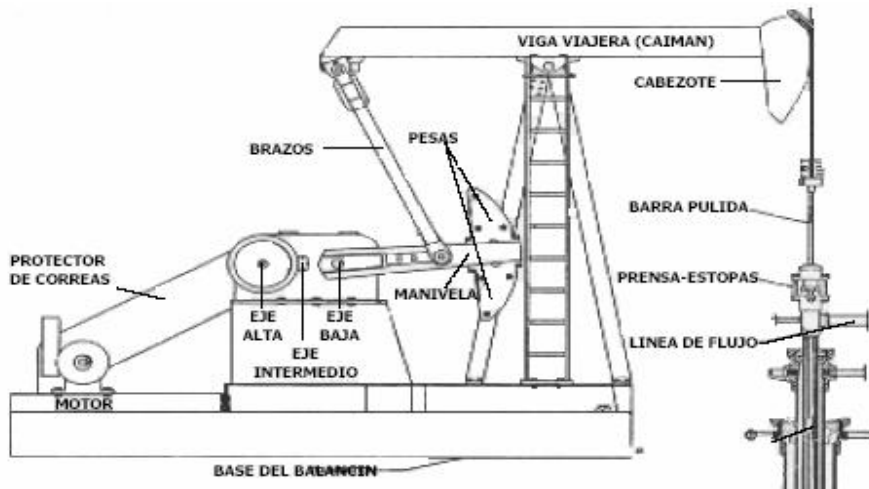


Fig.1.2 Partes que conforman la unidad de bombeo convencional.

Fuente: Partidas, H. "Bombeo mecánico. Optimización y Diagnóstico "

- **Estructura**

Básicamente las partes que componen la estructura de la unidad de bombeo son: el poste maestro, la viga viajera (balancín), cabezote del balancín, el cojinete compensador y los brazos o bielas de los lados. Su función es servir como miembro rígido, por el cual el poste maestro, el reductor y el motor son unidos con una apropiada alineación, para llevar a cabo esta operación. (2)

- **Apoyos estructurales.**

La operación sin problemas de una unidad de bombeo depende del diseño y funcionamiento apropiado de los apoyos estructurales. Algunas de las características a considerar para una apropiada selección del diseño del apoyo son: tipo de apoyo y velocidad a desarrollar, así como la dirección y la magnitud de la carga a soportar. (27)

- **Reductor**

Un reductor de velocidad se utiliza para convertir alta velocidad-baja energía de torque, en baja velocidad-alta energía de torque. Una relación de transmisión de alrededor 30:1 es usada generalmente. Esto significa que si la velocidad de entrada es de 300 a 600 rev/min, la velocidad de salida o velocidad de bombeo de la unidad será de 10 a 20 golpes/min. **(2,27)**

En la mayoría de los casos, la reducción de velocidad es llevada a cabo por un engranaje doble helicoidal. Para este tipo de reducción es necesario cuidar que los cojinetes de empuje, que inherentemente requiere este sistema, sean ajustados apropiadamente, para aprovechar el empuje del frecuente retroceso de la carga. **(19)**

- **Transmisión**

Correas tipo V son las transmisiones que más se emplean entre el motor y el reductor. Ellos son medios dependientes de transmisión de movimiento (energía) y proveen cierta cantidad de efecto de amortiguamiento. El tamaño de la polea puede ser cambiado fácilmente, para ajustar la velocidad de bombeo. **(5, 27)**

El ajuste de la tensión de la misma debe ser realizado periódicamente y se debe además, utilizar un protector para aislarla de elementos externos y por cuestiones de seguridad.

1.5.3 Principales problemas que afectan a las unidades de bombeo.

Entre los principales problemas por los que se ven afectadas las unidades de bombeo se encuentran los siguientes:

- Falta de mantenimiento de la caja de engranaje y las correas de las unidades de bombeo.
- Falta de contrabalanceo provocado por un inapropiado sistema de pesas que no esté acorde con el peso y las cargas que debe soportar la unidad.
- El motor a altas revoluciones limita la efectividad del recorrido del pistón en el barril, cuando se manejan grandes cantidades de gas y provoca el efecto de flotación de cabillas. **(9, 4)**

1.6 Elemento de transmisión de energía

La sarta de varillas es el medio de transporte de la energía, desde el equipo de superficie hacia la bomba de subsuelo. Por supuesto, esta transmisión de energía está influenciada por el comportamiento de la sarta, que a su vez depende de la profundidad. **(18)**

Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio, pero la mayoría son fabricadas 100% de acero y en longitudes de 25 a 30 pies de largo. El rango del diámetro de varillas de acero va desde 0,5 plg hasta 1,25 plg. **(18)**

Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas del fluido y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varillas se diseña usualmente de forma escalonada. **(22)**

1.6.1 Diseño de la sarta de varillas

En el diseño de las sarts de varillas, un ensayo para determinar el porcentaje en cada sección, debería resultar en las mismas cargas tensionales al tope de cada sección de varillas.



Fig. 1.3 Diseño adecuado de selección de varillas.

Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

La sarta de varillas tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra pulida y la caja de engranajes, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo del pistón y frecuencia de fallas de las varillas. **(30)**

Para el diseño de la sarta de varillas es necesario tener en cuenta los siguientes criterios:

- Existen dos planes de diseño de sartas de varillas. El primero está compuesto por un solo escalón, donde todas las varas son del mismo diámetro. El segundo diseño está relacionado con una sarta de varillas escalonadas, donde las varillas de la cima son más grande que las varillas del fondo. **(16,22)**
- El API ha desarrollado un gráfico que ayuda determinar el porcentaje óptimo de varillas de diámetros diferentes para una sarta de varillas.
- La elección de las varillas a utilizar en un pozo, ha sido diseñado por las normas API de la siguiente forma: el primer número representa el diámetro de la sección más próxima a la superficie (mayor diámetro) en octavos de pulgadas y el segundo corresponde a la sección más próxima a la bomba de subsuelo (menor diámetro). **(20)**
- Las normas API solamente admiten columnas de varillas escalonadas, quedando de esta forma explícitos los diámetros de las varillas intermedias utilizadas en la columna, de modo que una columna de 86 posee varillas de 1", 7/8", 3/4". **(20)**

En cuanto al grado del acero, existen elementos químicos que son adicionados para aumentar la resistencia a la tracción, la corrosión, etc. En dependencia de los ambientes en los cuales las varillas serán instaladas, será el tipo de acero a escoger para su óptima explotación. **(20,30)**

Tabla 1.1 Tipos de acero.

Grado	Tensión mínima de ruptura (psi)	Elongación Prom.(plg)	Ambientes
K	85 000	14	Pozos con alto H ₂ S
C	90 000	15	Fluidos no corrosivos
D	115 000	18	Pozos profundos

Fuente: Norma API Spec 11B

En el **anexo # 5 y 6** se muestran otras especificaciones API para el diseño de las sartas de varillas.

1.6.2 Principales problemas que afectan el estado físico de las varillas.

- La fatiga en la sarta de varillas se debe al alargamiento y contracción de la misma en la carrera descendente y ascendente respectivamente, donde las tensiones varían constantemente provocando partiduras en las mismas.
- El mal diseño de la columna de varillas, dando al traste con el desanque de la bomba de subsuelo, además de producir fatigas prematuras en el acero.
- La corrosión por efectos del gas, los componentes del crudo, como: el H₂S, la parafina y el agua, limitan la vida útil del acero.
- El entorpecimiento en el recorrido del pistón, debido a la presencia de arena, parafina y asfaltenos, provoca abruptos alargamientos y compresiones de la sarta de varillas, trayendo consigo la fatiga del acero. **(17)**
- El desgaste por rozamiento con la tubería de producción. Este se hace más evidente y peligroso en pozos con cierto grado de inclinación en su completamiento, ya que la columna de acero como cuerpo libre, tiende a pegarse en los tramos inclinados. **(4,9)**

1.7 Bombas de subsuelo

Las bombas de subsuelo son típicamente clasificadas en base al mecanismo, a través del cual estas le agregan energía al fluido (bien sea incrementando su velocidad o presión) y aún más por la manera específica en que ese mecanismo es implementado. Este sistema de clasificación divide las bombas en diferentes categorías: Dinámicas o de desplazamiento positivo. Las bombas dinámicas (Electro sumergibles o Jets hidráulicos) continuamente agregan energía al fluido mientras éste pasa a través de la bomba, para incrementar su velocidad de manera que las subsecuentes reducciones de velocidad dentro de la bomba producen un incremento de presión. Las bombas de desplazamiento positivo (Reciprocantes, de diafragma o rotativas) periódicamente añaden energía al fluido, a través de la aplicación de fuerza a un volumen de fluido constante. **(2, 8,30)**

1.7.1 Bombas dinámicas

- **Bomba electro sumergible (ESP)**

Se utilizan en la explotación de pozos profundos con bajo nivel dinámico y alto coeficiente de productividad. Este método de levantamiento artificial tiene como principio fundamental, levantar los fluidos de producción desde el yacimiento hacia la superficie, mediante rotación centrifuga de los impulsores de la bomba que permite que el fluido vaya ascendiendo a través de los mismos y llegue impulsado a la superficie con suficiente energía para llegar a la estación de flujo. La potencia requerida por esta bomba es suministrada por un motor eléctrico que está ubicado en el pozo y la corriente eléctrica que se necesita es suministrada a través de un cable desde la superficie hasta el motor. [1, 15, 24]

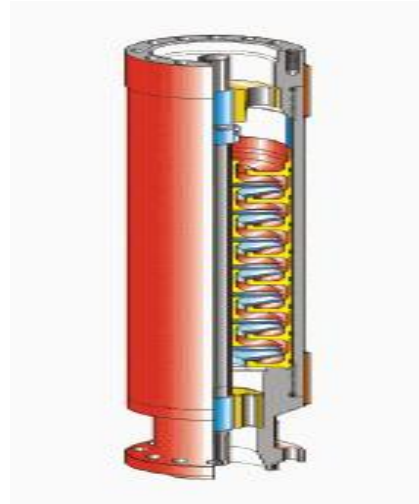


Fig.1.4 Bomba electro sumergible

La potencia requerida por esta bomba es suministrada por un motor eléctrico que está ubicado en el pozo y la corriente eléctrica que se necesita es suministrada a través de un cable desde la superficie hasta el motor. [1, 15, 24]

- **Bombeo por Jet hidráulico**

Este sistema utiliza un fluido de cualquier naturaleza (puede ser agua, petróleo ligero, etc) como impelente (o medio impulsor) para extraer el líquido de formación al caño del pozo. El mismo se inyecta por el "*Tubing*" y al pasar por una zona de menor diámetro en la bomba crea una depresión que ayuda a incorporar el petróleo a la bomba. En esta se mezclan los dos fluidos y son elevados a la superficie por el "*Casing*". Ya en superficie, se separa el fluido impulsor (impelente) y este último se vuelve a inyectar al pozo. (4, 28)

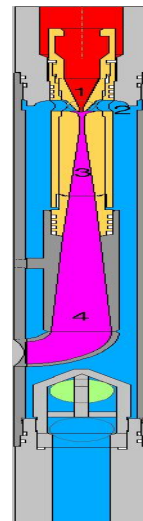


Fig. 1.5 Bomba Jet hidráulico

- **Método artificial por GAS- LIFT**

El levantamiento artificial por gas es el método que utiliza una fuente externa de gas de alta presión, para ayudar al gas de formación a elevar los fluidos hasta la superficie. (1, 13, 23)

El peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar el gas, la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de surgir debido a:

- Expansión del gas inyectado.
- Reducción de la densidad del fluido.
- Desplazamiento del líquido por el gas comprimido. (5, 6, 8)

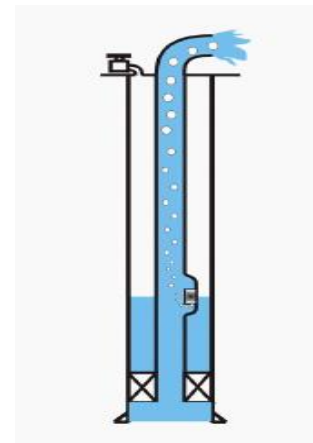


Fig.1.6 Bombeo por Gas Lift.

1.7.2 Bombas de desplazamiento positivo

- **Bomba de tornillo (PCP)**

Este tipo de bomba que se encuentra ubicada en el fondo del pozo es comparable con un tornillo gigante, recubierto por un polímero muy duro como muestra la fig.1.7.

La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie (eléctrico o a explosión). La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso el movimiento es rotante, lo cual disminuye mucho el desgaste por rozamiento de las mismas. Es el método preferido en el caso de no tener grandes presiones o en caso de tener intrusiones de arena, ya que las bombas pueden operar sin destruirse en sus partes mecánicas, ni tener un desgaste excesivo. Las bombas de tornillo están destinadas para la explotación de pozos productores de petróleos viscosos y con

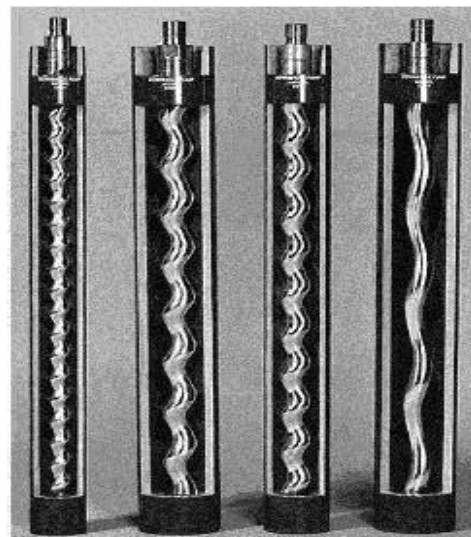


Fig.1.7 Bombas de tornillo (PCP)

gran contenido de gas, razón por la cual su uso está creciendo rápidamente en el país. (5,15)

- **Bombeo por varillas de succión "Sucker Rod Pump"**

Alrededor del 85% de la producción artificial de petróleo se lleva a cabo con el uso de bombas de varilla que extraen el fluido. Este dispositivo consiste en un cilindro con una válvula fija y un pistón con una válvula viajera. Esta bomba es acoplada al final de la varilla que se extiende hasta la superficie y se instala a una profundidad en el pozo, donde siempre permanecerá cubierta por el fluido durante la operación de bombeo. (5, 10)

El levantamiento del petróleo se obtiene a través del movimiento recíprocante del émbolo con la válvula viajera dentro del cilindro. El cilindro es conocido como "*Working Barrel*". La punta superior de la varilla se encuentra unida a un vástago pulido (varillón o cabilla pulida), el cual es movido hacia arriba y hacia abajo por una unidad de bombeo. (19, 26,30)

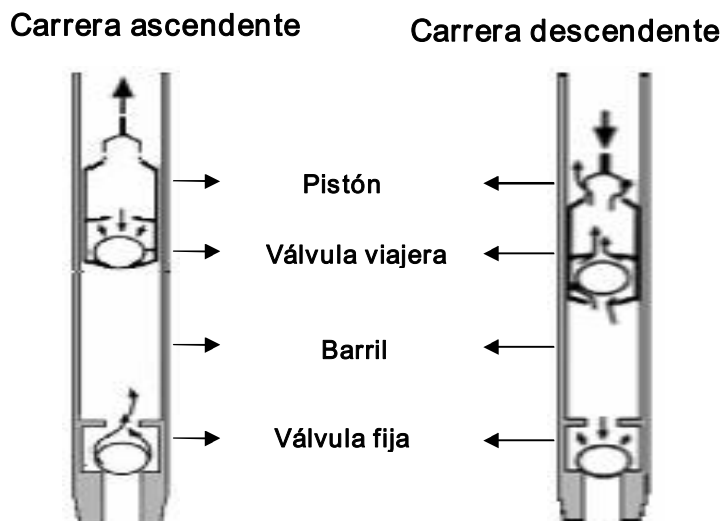


Fig.1.8 Arreglo típico de una bomba de subsuelo.
Fuente: Partidas, H. "Bombeo mecánico."

Cuando el pistón va hacia arriba, debajo de este la presión disminuye y la válvula fija se abre por la presión que ejerce la columna del líquido que se encuentra en el espacio anular. El fluido del pozo entra en el cilindro de la bomba y al mismo tiempo

la válvula de escape del pistón, está cerrada producto de la presión que sobre ella ejerce la columna de líquido que se encuentra por encima de ésta. Cuando el pistón va hacia abajo, la válvula fija se cierra producto de la presión que sobre ella ejerce la columna del fluido, que está por encima de ella y la válvula viajera que está en el pistón se abre y el líquido pasa del cilindro de la bomba a la tubería de producción. (26,5)

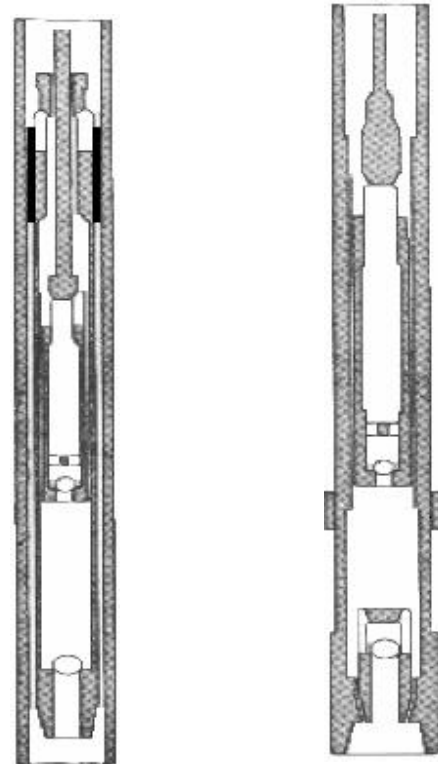
1.8 Tipos de bombas de subsuelo

Existen dos amplias clasificaciones de bombas operadas por varillas de succión:

- Bombas tipo tubería. (T)
- Bombas insertadas. (R)

La diferencia básica entre una bomba Tipo Tubería y una Tipo Insertada es la forma en la cual el cilindro o barril es instalado en el pozo. En el caso de las bombas Tipo Tubería el cilindro es conectado a la parte inferior de la sarta de la tubería de producción, para luego ser introducido en el pozo. Por el contrario, en el caso de las bombas Tipo Insertadas, el cilindro forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo y es colocado dentro del pozo a través de la sarta de cabillas.

Este tipo de bomba es la más utilizada en Cuba ya que se ahorra mucho tiempo en las operaciones de mantenimiento, pues en caso de que ocurra algún daño en el equipo de subsuelo, éste se eleva a la superficie con el tren de cabillas.



Bomba Tipo (R)

Bomba tipo (T)

Fig1.9 Bombas de subsuelo típicas
Fuente: Partidas, H. "Bombeo mecánico."

Todo lo contrario ocurre con las bombas Tipo Tubería, donde el manejo de la tubería de producción y la sarta de cabillas encarece el costo de las operaciones debido a que las reparaciones requieren de más tiempo. (22, 23,30)

1.8.1 Partes componentes de las bombas de subsuelo.

- **Barriles y pistones**

Ambos, el barril y el pistón de una bomba por cabillas de succión, son simples tubos maquinados y pulidos para una tolerancia bien pequeña entre los diámetros internos del barril y externo del pistón "*fit*". El tamaño nominal de la bomba es el diámetro interno exacto del barril. El diámetro externo del pistón, en el caso de los pistones de metal, difiere sólo ligeramente del diámetro interno del barril usado. El "*fit*" del pistón se conoce como el espacio libre entre el barril y el pistón y está en el orden de unas pocas milésimas de pulgadas. (30,22)

- **Barriles**

El barril de trabajo en bombas de subsuelo es una pieza de metal con tratamiento térmico maquinado y con las paredes internas pulidas para permitir un movimiento suave del pistón. Los barriles más utilizados en la zona de estudio abarcan entre 7 y 9 m de longitud y diámetros de 63,5 mm o 2-1/2 plg. Su utilización se ha generalizado debido a que ofrece mayores ventajas en cuanto a la cantidad de fluido que logra levantar y a que empíricamente ha quedado demostrado que es el más indicado para manejar los crudos con alto grado de viscosidad. (5,7,29)

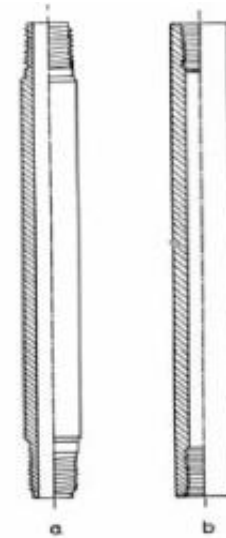


Fig. 1.10 Barril de la bomba de subsuelo.
Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

- **Pistones**

Existen dos tipos de pistones: metal-metal y empaque suave. Los de empaque suave son menos costosos al momento de comprar o repararlos. Sin embargo, estos no son tan eficientes como los de metal-metal y no pueden bombear en pozos

profundos. La longitud del pistón varía entre 6 y 12 plg por cada 1000 pies de profundidad de la bomba. Esta longitud varia también dependiendo de la viscosidad del fluido, temperatura de fondo, diámetro del pistón y espacio libre entre el pistón y el barril. Por ejemplo, si se utiliza un pistón de 8 plg por cada 1000 pies, entonces un pozo de 6000 pies necesitará un pistón de 4 pies. (30,22)

➤ **Pistones metal-metal**

Los pistones metal-metal son por igual lisos o ranulados. Estos son usados en pozos profundos o en pozos que producen sin sólidos. Los pistones de metal permiten eficiencias de la bomba más altas que los de empaque suave, debido al pequeño espacio entre el pistón y el barril. (30)

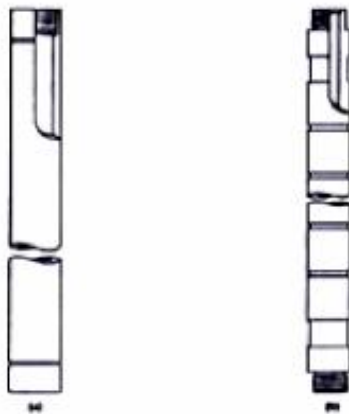


Fig.1.11 Pistones metal-metal.

Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

➤ **Pistones de empaque suave**

Los pistones de empaque suave pueden ser por igual de tipo copa o tipo anillo, o una combinación de ambos. Los pistones tipo anillos tienen cualquier composición o anillos de flexite. Las bombas de empaque suaves presentan mayores pérdidas por escurrimiento y por lo tanto menores eficiencias volumétricas que los de metal-metal, debido al gran espacio libre entre el pistón y el barril. (30,19)

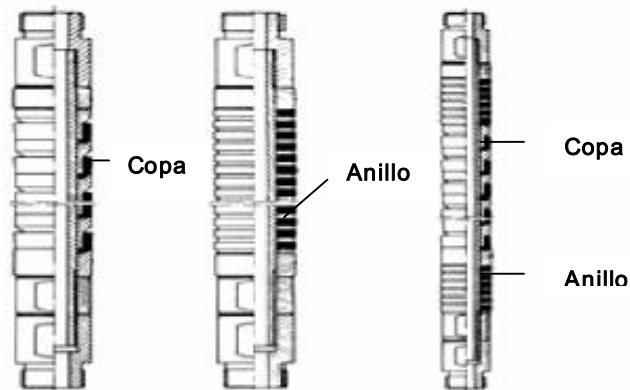


Fig.1.12 Pistones tipo copas, anillos y copas y anillos.
Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

- **Válvulas y jaulas**

Las válvulas son consideradas el corazón de las bombas por cabillas de succión, debido a que la eficiencia de la operación de bombeo depende principalmente de la acción apropiada de la válvula fija y viajera. Estas son válvulas "*Check*" simples y operan bajo el principio de bola y asiento. Los asientos son maquinados y acabados para protegerlos de la corrosión con metales resistentes a la erosión. (22,26)

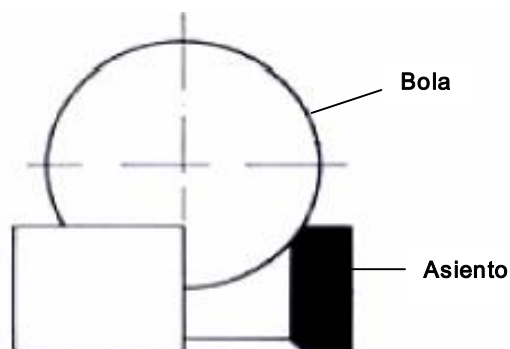


Fig.1.13 Esquema bola y asiento.
Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

Durante la operación de las válvulas, la bola es periódicamente asentada y desasentada del asiento. Las altas presiones debido a la profundidad de la bomba, causan que la bola golpee el asiento con fuerzas de impacto altas. Si el movimiento

de la bola no es restringido podría moverse fuera de la línea del asiento cuando ésta se levante. Entonces, durante el cierre la bola golpearía sólo un lado del asiento resultando un excesivo desgaste para ambos componentes (bola- asiento). Para disminuir el daño de las válvulas y mejorar el comportamiento del sistema, las jaulas para válvulas son usadas para guiar y restringir el movimiento de las bolas. Está claro entonces, que la tarea de las jaulas es restringir tanto el movimiento lateral como el vertical de las bolas, mientras impactan lo menos posible con el flujo que pasa a través del ensamblaje de la válvula. (30,22)

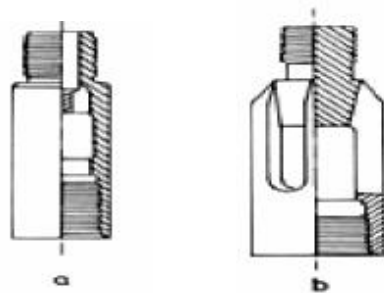


Fig.1.14 Jaulas de las bombas de subsuelo.
Fuente: "Sucker-Rod Pumping Manual by Gábor Takács"

1.8.2 Principales problemas que se presentan en las bombas de subsuelo.

En el funcionamiento de las bombas de pistón se pueden presentar diversos problemas que impiden un óptimo aprovechamiento de sus capacidades de trabajo, debido a las condiciones en las cuales operan. Los problemas que se citan a continuación son los principales causantes de las pérdidas de eficiencia. (4,9,17)

- El bloqueo o interferencia por gas en la admisión de la bomba.
- La abrasividad del fluido.
- La introducción de sólidos en el barril.
- Desgaste de las válvulas fija y viajera.
- La corrosión.

1.9 Análisis de cargas a partir de registros dinamográficos.

1.9.1 Carta dinamográfica de superficie

La carta dinamográfica de superficie (**ver anexo # 7**) consiste en la descripción gráfica de carga sobre la barra pulida (lbs) vs posición (pulgadas).

Esta carta permite observar el comportamiento de la sarta de varillas, tanto en la carrera ascendente como en la carrera descendente (elongación y contracción), determinar las cargas pico en la barra pulida (PPRL) y las cargas mínimas en ésta (MPRL), así como las cargas en la válvula viajera y válvula fija, las cargas estructurales y el torque en la caja de engranaje y el motor. **(30,9,18)**

1.9.2 Carta dinamográfica de fondo

La carta dinamográfica de fondo representa las cargas ejercidas sobre el pistón vs el desplazamiento del mismo (**ver anexo # 7**) y ofrece una directa detección del mal funcionamiento de la bomba. Esta permite calcular el desplazamiento efectivo del pistón pudiendo así calcular una tasa de líquido inferida, para luego compararla con la producción real. **(30,23)**

1.10 Tensión en la sarta de varillas.

La clave para una buena predicción de un sistema de bombeo está en la correcta simulación del comportamiento de la sarta de cabillas. Esto provee la exactitud necesaria en los cálculos de parámetros operacionales válidos, tanto para condiciones de superficie, como de subsuelo. La característica más importante en una sarta de cabillas es su elasticidad, la cual es la responsable de la complejidad en determinar las condiciones de subsuelo a partir de las condiciones de superficie. La sarta de cabillas es de naturaleza altamente elástica, provocando que los impulsos generados en la unidad de superficie sean transmitidos al fondo.

Una vez que se determina la tensión pico y mínima de las cabillas se puede hacer un análisis de tensión, para saber si las mismas están sobrecargadas. El rango de tensión permitida en las cabillas depende del material, grado de la cabilla y el ambiente corrosivo del fluido presente en el pozo. **(22,18)**

1.10.1 Diagrama modificado de Goodman.

La norma API recomienda el uso del diagrama modificado Goodman, para calcular la tensión máxima permisible en varillas API de acero. Este método se puede explicar gráficamente o con ecuaciones.

Pasos para usar el diagrama API modificado de Goodman.

1. Calcular las tensiones mínima (S_{min}) y máxima (S_{max}) de la sección de varillas que se va a analizar.
2. Localizar el punto de tensión mínima en la línea de tensión dibujando una línea horizontal.
3. Dibujar una línea vertical desde el punto de la línea de tensión mínima hasta la línea máxima de tensión permisible.
4. Si el punto en el paso 3, queda fuera del rango de tensión permisible las varillas están sobrecargadas y si está por debajo de la línea de tensión máxima permisible, entonces las varillas están bien. (22)

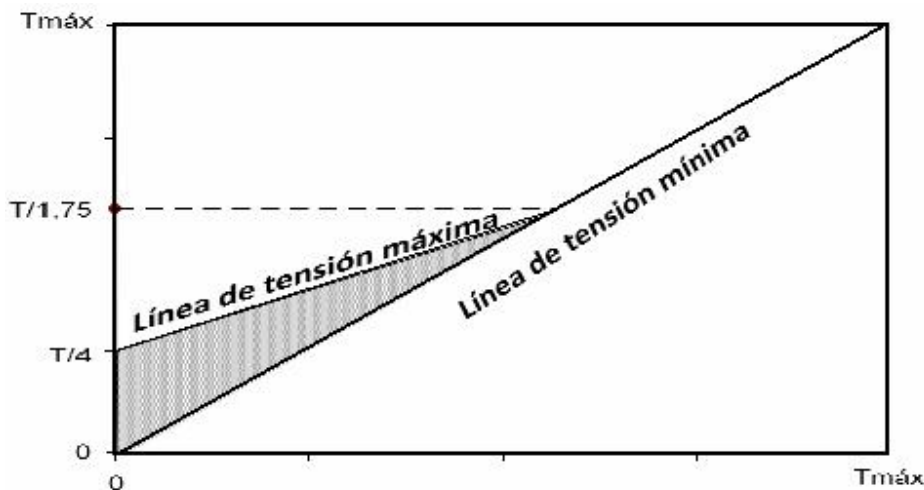


Fig.1.15 Gráfico de tensiones del método Goodman.
Fuente: Partidas, H. Bombeo mecánico. Diagnóstico.

El área sombreada muestra el rango de tensión permisible para las cabillas, donde las $T_{máx}$ varían en dependencia de los ambientes corrosivos, según la **tabla 1.1**.

1.10.2 Factor de servicio.

Al usar varillas de succión en ambientes corrosivos se debe ajustar la tensión permitida, para asegurar la carga apropiada y prevenir fallas prematuras. Esto se puede lograr con factores de servicio. Un factor de servicio es un número típicamente entre 0.7 y 1.0 y multiplica la carga máxima permisible calculada por el diagrama API de Goodman. La reducción de la tensión máxima permisible ayuda a extender la vida útil de la sarta de cabillas. (22,18)

Las condiciones del pozo difieren ampliamente dependiendo del fluido producido, la presencia de sulfuro de hidrogeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y el programa químico inhibidor. Así, el factor de servicio debe ser ajustado según las condiciones locales del campo. Los factores de servicio de 0,7 a 0.75 se recomiendan para condiciones severas tales como: ambientes corrosivos por presencia de CO₂ y cierta cantidad de H₂S. Factores de servicio de 0,8 a 0,85 se recomiendan para cantidades más elevadas de H₂S. Factores de servicio de 0,9 a 0,95 se recomiendan para corrosión media, como cuando se produce salmuera. También se debe ajustar el factor de servicio para varillas usadas, pozos desviados, golpe de fluido severo y problemas similares, además de la corrosión. (20)

1.10.3 Ecuación de análisis del coeficiente de tensión de las varillas.

El análisis de la tensión en la sarta de varillas se puede explicar por la siguiente ecuación. Esta es la misma ecuación que se utiliza por el método de Goodman.

$$\%de.Carg.a.en.Varillas = \frac{(S_{max} - 0,5625S_{min})}{(T/4 \cdot SF)} \cdot 100 \quad (1.6)$$

Donde:

- La tensión máxima es:

$$(S_{max}) = \frac{Carg.a.Máxima}{Área.de.Cabilla} \quad (1.7)$$

- **La tensión mínima es:**

$$(S_{\min}) = \frac{\text{Carg a. M\u00ednima}}{\text{\u00c1rea.de.Cabilla}} \quad (1.8)$$

- **Valor de T:** Aparece en la tabla 1.1 como los valores de tensi\u00f3n m\u00ednima de ruptura seg\u00fan el tipo de acero (C, D y K).
- **Valor de SF:** Factor de servicio seg\u00fan el ambiente corrosivo con valores entre 0,7 y 1,0 como se explic\u00f3 en el punto anterior.

1.11 Comportamiento de producci\u00f3n.

\u00cdndice de productividad

El \u00cdndice de productividad o IP, es la capacidad que tiene un pozo para producir fluido de un reservorio. Se expresa en un gr\u00e1fico de caudal producido en tanque (Q) y la ca\u00edda de presi\u00f3n del reservorio. Cuando la presi\u00f3n din\u00e1mica del fondo del pozo (Pwf) es m\u00e1s grande que la presi\u00f3n del punto de burbuja (Pb), el flujo de fluido es similar a un flujo monof\u00e1sico, y se representa este \u00cdndice con una recta. **(14,16)**

$$IP = \frac{Q}{(Pe - Pwf)} \quad (1.9)$$

Donde:

IP: \u00cdndice de Productividad, (m\u00b3/d\u00eda * psi).

Q: Caudal, (m\u00b3/d\u00eda).

Pe: Presi\u00f3n Est\u00e1tica, (psi).

Pwf: Presi\u00f3n de Fondo Fluyente, (psi).

Si la presi\u00f3n del fondo fluyente es menor que el punto de burbujeo resulta en un fluido multif\u00e1sico, por lo tanto se debe usar el m\u00e9todo del IPR "*Inflow Performance Relationship*" y el \u00cdndice de productividad se ve reflejado como la parte curva del gr\u00e1fico. **(18,10)**

$$Q_{MAX} = \frac{Q}{1,0 - 0,2\left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0,8\left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2} \quad (1.10)$$

M.V.Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas, desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca-fluido, hasta obtener una relación adimensional para el índice de productividad (31). La correlación de Vogel para obtener una curva IPR adimensional es la siguiente:

$$\frac{Q}{Q_{MAX}} = 1,0 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{Pr}\right)^2 \quad (1.11)$$

Donde:

Q = Tasa de petróleo, crudo correspondiente a la P_{wf} , en **BPD**.

Q_{max} = Tasa máxima de producción de petróleo, cuando la P_{wf} es igual a cero, en **BPD**.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, en **psi**

Pr = Presión promedio del yacimiento, en **psi**.

Conclusiones parciales

- En este capítulo se abordaron temas relacionados con la zona de estudio objeto de la investigación, así como las características del petróleo producido, con predominio de altas producciones de gas y clasificándolo como un crudo pesado según su clasificación API.
- Se identificaron las principales propiedades físicas del petróleo.
- La Unidad de bombeo Convencional es la más utilizada en la zona de estudio y en general en todo el Yacimiento Varadero.
- Los componentes básicos de los métodos de levantamiento artificial son: la unidad de fuerza, el elemento de transmisión de la energía y las bombas de subsuelo.
- El comportamiento de la producción se puede determinar mediante el análisis de las curvas de IPR de Vogel, asociándose la parte curva de la gráfica a los yacimientos que trabajan por debajo del punto de burbujeo.

CAPITULO II: MARCO METODOLOGICO

En este capítulo está enmarcada la metodología que siguió la investigación, así como la descripción del objeto de estudio con el fin de proponer mejoras en los sistemas de bombeo convencional instalados en el Centro Colector # 10.

2.1 Descripción del objeto de estudio

El Centro Colector #10 tiene como tarea fundamental la recolección y separación primaria del crudo que se extrae de los 36 pozos que tributan al mismo, así como el mantenimiento y la continua vigilancia por parte de los operadores de campo de las áreas en las que se encuentran enclavadas las unidades de bombeo, para garantizar operaciones seguras en el desempeño del Centro.

A continuación se hace un desglose de la cantidad de pozos, describiéndose el equipamiento de fondo en el **anexo # 8**. Además se analizará el estado en el que se encuentran los mismos, que puede ser en explotación o en conservación.

Tabla 2.1 Pozos en conservación

Vd-237	Vd- 624
V-238	Vd- 628
Vd-250	Vd- 631
Vd-581	Vd- 641
Vd-582	Vd- 681
Vd-593	Vd- 721
Vd-618	Vd- 732
Vd-623	

Estos pozos se mantienen en estado de conservación debido a las condiciones de explotación de los mismos, pues en unos casos sus producciones de gas son excesivamente altas y en otros su explotación está bajo régimen controlado, pues no es económicamente sostenible ponerlos a producir diariamente debido a los bajos niveles de fluido que experimentan los mismos. Otro aspecto por el cual se decide poner en conservación un pozo es por la disminución de la energía del mismo. Esta

energía se ve reflejada en la depresión de trabajo bajo la cual se decide explotar un pozo a lo largo de su vida productiva. Si esta depresión se encuentra en los límites, pues se decide por parte de yacimiento cerrar el pozo por un determinado tiempo con el fin de evitar una pérdida definitiva del pozo en cuestión y con ello la recuperación planificada de fluidos.

Tabla 2.2 Pozos en explotación por sistema de bombeo convencional

Vd-036	Vd-617	Vd-634
Vd-136	Vd-619	Vd-635
Vd-255	Vd-620	Vd-638
Vd-586	Vd-621	Vd-711
Vd-612	Vd-622	Vd-713
Vd-613	Vd-625	
Vd-615	Vd-626	
Vd-616	Vd-632	

2.2 Analizador de pozos Echometer (TWM)

El objetivo principal del Analizador de pozos *Echometer* es proporcionar al operador y al Ing. de producción todos los datos necesarios para analizar el comportamiento de un pozo de petróleo. Para cumplir este objetivo utiliza una combinación de hardware y software coordinado desde una computadora portátil. Este realiza diferentes funciones como:

- Determinar el nivel de líquido (Sumergencia de la bomba).
- Restaurar la presión (producción de gas en el anular).
- Test dinamo gráfico (carta dinamo gráfica, pruebas de válvulas).
- Test de potencia (torque caja, balanceo de la unidad, consumo eléctrico).

El equipo proporciona todos los datos necesarios para la optimización del pozo mediante el diagnóstico del sistema de levantamiento artificial y sus componentes son básicamente los siguientes:

1. Pistola
2. Sensores de presión
3. Celdas de carga
4. Analizador
5. Pinzas amperimétricas



Fig 2.1 Analizador de pozos Echometer.
Fuente: TWM Echometer CO.

En los análisis de cargas y en la obtención de las dinamografías se utilizaron las celdas de cargas y el analizador, pues permiten determinar las cargas a través de mediciones en las variaciones de diámetro de la barra pulida y posee un acelerómetro para medir su posición en cada punto de su recorrido.

Para un correcto registro de la señal se deben introducir en el software los siguientes datos:

- Longitud de la embolada, **plg**.
- Diámetro del pistón, **plg**.
- Profundidad del ancla de la tubería, en caso que exista, **pie**.
- Profundidad de la bomba, **pie**.
- Descripción de la sarta de varillas, (Diámetro (**plg**), longitud del tramo (**pie**) y el grado del acero).

Mientras que al manipular la celda de carga en la barra pulida es indispensable asegurarse que la unidad esté completamente detenida en el momento de su colocación, pues así se evitarán lamentables accidentes.

A continuación en la figura 2.2 se muestra el momento en que es colocada la celda en la unidad de bombeo. El cable espiral es colocado junto con el cable alimentador de la señal para evitar vibraciones y con ello una errónea interpretación de los resultados.



Fig 2.2 Colocación de la celda de carga.
Fuente: TWM Echometer CO.

Utilizando el software en el modo adquisición, se le debe introducir el serial correspondiente al sensor que se está utilizando y los valores de los coeficientes de la celda de carga que se usarán en las medidas, como se muestra en la figura 2.3.

Los coeficientes C1 y C2 se usan para calcular la carga en la barra pulida con la ecuación:

$$Carga = C1 + VC2 - Ccf \quad (2.1)$$

Donde:

Carga: Carga en la barra pulida, **K-lbs**.

V: Medida de la celda, **mV/V**.

Ccf: Coeficiente de calibración del desplazamiento cero.

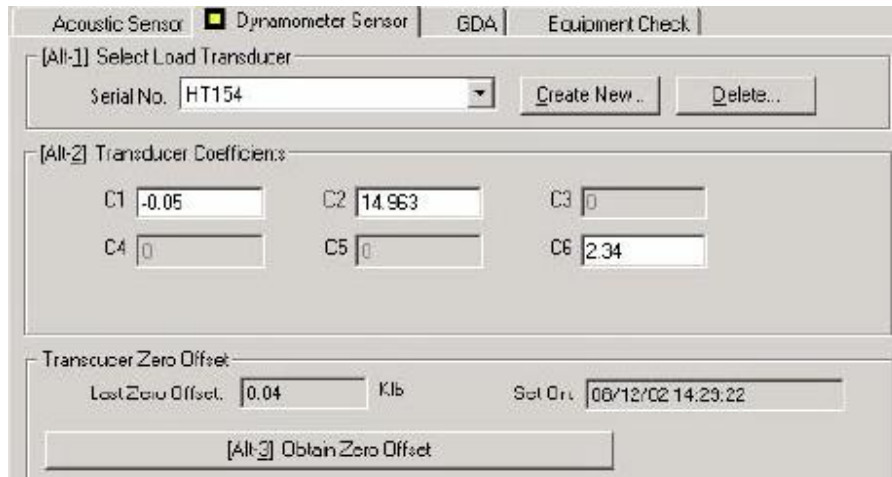


Fig 2.3 Modo de adquisición de los datos de carga.
Fuente: TWM Echometer CO.

Una vez introducidos los datos necesarios para la obtención de las cargas en la barra pulida, el software visualiza los resultados de las señales emitidas de la siguiente forma:

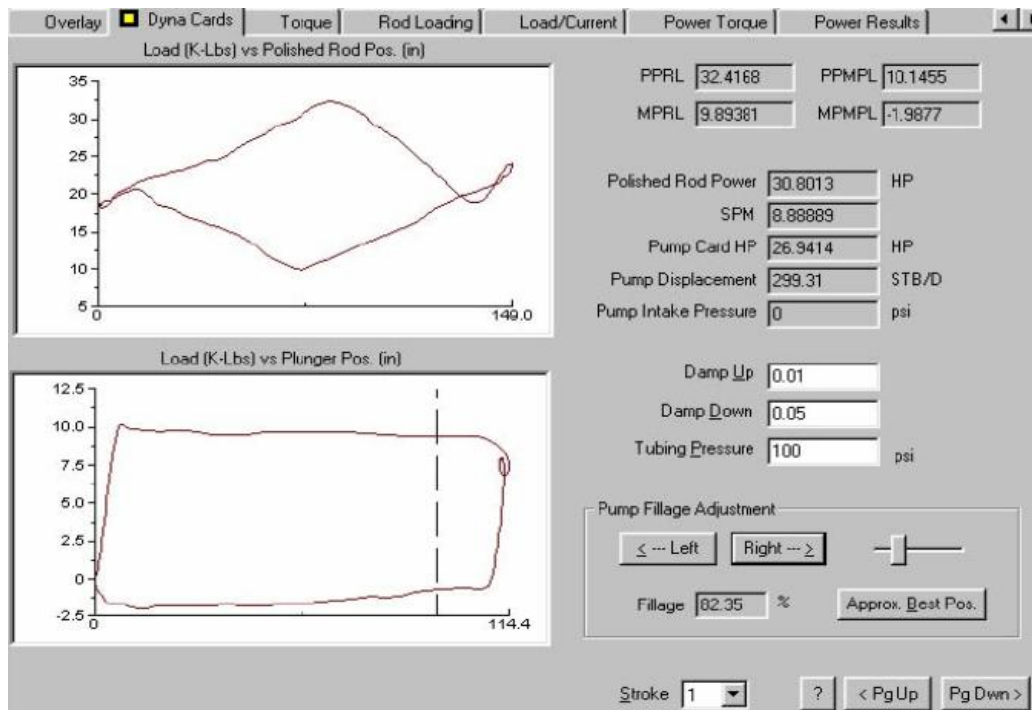


Fig 2.4 Resultados obtenidos por el software.
Fuente: TWM Echometer CO.

Como se puede ver el mismo refleja las cargas en la barra pulida (PPRL) y (MPRL), las cargas en la bomba (PPMPL) y (MPMPL), así como el recorrido efectivo del pistón (*Pump Fillage Adjustment*).

2.3 Procedimiento metodológico

En este punto se transitará ordenada y progresivamente por las 2 etapas que darán cumplimiento al objetivo principal de la investigación.

1. Establecer criterios de selección a los pozos con mayores posibilidades de mejoras.
2. Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo en los pozos seleccionados.

Etapas.1.- Establecer criterios de selección a los pozos con mayores posibilidades de mejoras.

El punto de partida en esta etapa fue el análisis de algunos parámetros esenciales que intervienen en la actividad productiva de un pozo: relación gas petróleo, porcentaje de agua y sólidos en el petróleo y eficiencia del bombeo.

I.1.- Análisis de los principales parámetros productivos de los pozos.

Se recolectaron los datos necesarios para el estudio de los principales parámetros productivos de los pozos del Centro Colector # 10. La información fue extraída de la base de datos ubicada en el centro, donde se archivan los valores de los parámetros productivos de cada uno de los pozos en explotación. Estos datos se obtuvieron de las mediciones realizadas en los últimos 12 meses.

Lo que se persigue con este análisis es comprobar el comportamiento de indicadores como: BSW, RGP, IP y la eficiencia del bombeo, considerándolos fundamentales a la hora de identificar los pozos con mayores posibilidades de incrementos en la producción. A continuación se hará una valoración de la influencia de cada uno de ellos en el comportamiento productivo de los pozos.

- **BSW:** Este indicador es el que relaciona la cantidad de agua y sólidos producidos en los fluidos que se extraen de los pozos y se expresa en por ciento (%). Se debe tener un estricto control de estos valores, pues un ligero cambio en un corto espacio de tiempo puede traer como consecuencia desde pérdidas en la producción diaria hasta la inundación del pozo por conificación del agua de capa. La política de calidad de la empresa ha fijado los siguientes valores bajo los cuales este indicador se debe comportar:

Tabla 2.3 Rangos de evaluación del BSW.

BSW			
Malo	Regular	Bueno	Excelente
>60%	30%<BSW<60%	10%<BSW<30%	<10%

- **Índice de productividad (IP):** El índice de productividad da una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es comúnmente medida por la ecuación 1.11.

Tabla 2.4 Rango de evaluación del índice de productividad.

IP		
Malo	Regular	Bueno
<1.17	1.17<IP<3.15	>3.15

- **Relación Gas- Petróleo:** Esta relación como se explicó en el capítulo anterior tiene que ver con la cantidad de gas que es manejado por la bomba cuando se extrae un barril de petróleo. El comportamiento creciente de este indicador tiene que ver con el tiempo de explotación al que ha estado sometido el yacimiento. El rango de valores que se tomará en cuenta para la evaluación de este indicador es el siguiente:

Tabla 2.5 Rangos de evaluación del caudal de gas y RGP.

Qgas m ³ /día			
Malo	Regular	Bueno	Excelente
>2500	800<RGP<2500	200<RGP<800	<200
RGP			
Malo	Regular	Bueno	Excelente
>2000	1000<RGP<2000	100<RGP<1000	<100

- **Eficiencia del bombeo**

Este análisis se realizó a partir del comportamiento de los caudales teóricos que aparecen en las dinamografías (**Q_{din}**) y los caudales reales de producción (**Q_f**) que experimentaron cada uno de los pozos durante las mediciones realizadas en los últimos 12 meses y se obtiene por la siguiente ecuación:

$$\ell = \frac{Q_f}{Q_{din}} * 100 \quad (2.2)$$

Donde:

ℓ : Coeficiente de llenado (%).

Q_f : Caudal de producción real de fluido (m³/día).

Q_{din} : Caudal de producción teórica por dinamografía (m³/día).

Caudal de producción teórico por dinamografía

Este valor de producción teórica por la dinamografía no es más que el valor del caudal teórico (**Q_t**) que es capaz de elevar la bomba hacia la superficie, multiplicado por un coeficiente alfa. Este coeficiente está relacionado con la característica de los fluidos multifásicos presentes en el yacimiento Varadero, lo que impide que la bomba se llene completamente de fluido, pues a ella entra una porción de gas libre que también es producida en gran parte por este mecanismo.

El caudal teórico (**Q_t**) en (m³/día) antes mencionado, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$Q_t = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N \quad (2.3)$$

$$F = \pi \cdot \frac{D^2}{4} \quad (2.4)$$

Donde:

F: Área de la sección transversal del pistón (m^3)

D: Diámetro interior del pistón (m)

1440: Cantidad de minutos que tiene un día

Q_t: Caudal teórico de producción (m^3/d)

S: Longitud de recorrido del pistón (m^3)

N: Número de golpes por minuto en el equipo de superficie (**golpes / min.**)

Caudal de producción real

Para obtener los valores de producción real de los pozos se recogieron las mediciones efectuadas en el Centro Colector #10 por medio de la base de datos SIE, la cual registra diariamente la producción de cada uno de los pozos.

Para lograr una mayor exactitud fue necesario determinar la media aritmética de estas mediciones y se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{x} = \sum \frac{x}{N} \quad (2.5)$$

Donde:

\bar{x} : Promedio aritmético del caudal de producción real.

x: Mediciones realizadas.

N: Número de mediciones.

Para interpretar como se desvía en promedio la producción real de cada pozo con respecto a la media, fue necesario determinar la desviación típica mediante la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{N}} \quad (2.6)$$

Donde:

\bar{x} : Promedio aritmético del caudal de producción.

S : Desviación estándar.

X : Mediciones realizadas.

N : Número de mediciones.

I.2.- Selección de los pozos para realizar el estudio.

Utilizando los criterios de decisión para cada una de las variables abordadas se realizará la selección de los pozos con mayores posibilidades de incremento de la producción. Esta selección se realizará mediante el tamizado de todas las variables en conjunto, pues como ya se explicó cada una de ellas tienen un efecto directo en la productividad de los pozos.

Tabla 2.6 Criterios de selección de los pozos

Parámetros productivos	Criterios
BSW	<30%
RGP	<1000
IP	>1.17
Eficiencia del bombeo	<60%

Etapa.2.- Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo en los pozos seleccionados.

En esta etapa se realizará una evaluación de los indicadores de eficiencia en el bombeo como principal vía de incrementar la producción. Estos indicadores reflejan el comportamiento de los sistemas de bombeo de los pozos seleccionados.

II.1.-Comportamiento de la sarta de varillas mediante el método Goodman.

Este análisis se realizó con la ayuda del Software de diagnóstico TWM (*Total Well Management*) al cual se le introduce la composición de la sarta de varillas, longitud de cada tramo y el grado del acero de la misma, para posteriormente utilizando las fórmulas expuestas en el capítulo anterior determinar el estado de la sarta de varillas.

El cumplimiento de esta tarea específica se desarrolló de la siguiente forma:

- Obtención de las cargas máximas (PPRL) y mínimas (MPRL) de cada uno de los pozos seleccionados a partir de las cartas dinamográficas de superficie, proporcionadas por el software.
- Cálculo de las tensiones máximas y mínimas mediante las ecuaciones 1.7 y 1.8 respectivamente.
- Determinación del coeficiente de tensión de la sarta de varillas para cada uno de los tramos a través de la ecuación 1.6.

II.2.-Examinar el recorrido efectivo del pistón y cargas en la bomba a partir del cálculo de las cartas dinamográficas.

Para examinar el recorrido efectivo del pistón se analizarán las dinamografías del fondo del pozo obtenidas con la ayuda del mismo software TWM y con el apoyo de la carta dinamográfica ideal referida en el **anexo # 7**, determinándose la efectividad de la carrera de fondo del pistón para cada uno de los pozos analizados.

Mientras que para el análisis de las cargas en la bomba, se debe tener en cuenta que estas como concepto reflejan los esfuerzos que debe vencer el pistón para que el mismo complete su recorrido. Este se realizará a partir del comportamiento de las cargas máximas (**PPMPL**) y mínimas (**MPMPL**), teniendo en cuenta que estas últimas, debido a la alta viscosidad de los fluidos se presentan de forma negativa obstruyendo el recorrido del pistón. A partir de este análisis y con el apoyo del gráfico de velocidad del pistón vs recorrido del pistón se podrán inferir las posibles causas de las pérdidas en la carrera de fondo del pistón.

II.2.1-Cálculo del recorrido efectivo del pistón

Las fórmulas para el cálculo del recorrido efectivo del pistón utilizadas por el software TWM están basadas en investigaciones de campo, las cuales mediante correlaciones permiten de forma empírica determinar el recorrido o la carrera que realiza el pistón en el interior del barril.

$$Sp = S - St - Sr + OT \quad (2.7)$$

$$St = PID \cdot \frac{Fo}{(Awt \cdot 2,5 \cdot 10^6)} \quad (2.8)$$

$$Sr = Fo \cdot \frac{\sum \frac{Li}{Ai}}{(2,5 \cdot 10^6)} \quad (2.9)$$

$$OT = (1,93 \cdot 10^{-5}) \cdot S \cdot \left(\frac{Lr}{1000}\right)^2 \cdot SPM^2 \quad (2.10)$$

Donde:

S: Carrera de la barra pulida, **plg.**

Sp: Carrera neta o efectiva del pistón, **plg.**

St: Alargamiento de la tubería, **plg.**

Sr: Alargamiento de las cabillas, **plg.**

OT: Sobre viaje del pistón, **plg.**

Awt: Área de la pared de la tubería, **plg².**

PID: Profundidad de anclaje de la bomba, **pie.**

Li: Longitud de cada sección de cabillas, **pie.**

Lr: Longitud de la sarta de varillas, **pie.**

Ai: Área de cada sección de cabillas, **pie².**

Fo: Carga de fluido, **lbs.**

Wr: Peso de la sarta en el aire, **lbs.**

SPM: Número de golpes por minutos.

Es válido aclarar que el término **St** se utiliza solamente cuando la bomba no se encuentra anclada en el fondo del pozo, de lo contrario la elongación de la tubería es cero y el término se desprecia.

II.3.-Descripción de la operación de las válvulas viajera y fija.

El comportamiento de las válvulas viajera (VV) y fija (VF) fue evaluado a través del TWM, el cual permite conocer a partir de cada una de las pruebas las condiciones de hermeticidad de estos mecanismos, por medio de análisis de cargas en cada una de las válvulas en un intervalo de tiempo determinado. Para una mejor comprensión de estas pruebas a continuación se explicará en que consiste cada una de ellas y como se llevará a cabo el análisis de las mismas.

II.3.1-Prueba de válvula viajera

Esta prueba consiste en medir las cargas ejercidas sobre la válvula viajera, que se encuentra en el pistón de la bomba, para así determinar la eficiencia en el sellado y empuje de fluidos.

- **Procedimiento para realizar la prueba de carga sobre la válvula viajera.**

La prueba de válvula viajera se realiza durante la carrera ascendente usando cuidadosamente el freno para detener la unidad de bombeo a aproximadamente $\frac{1}{4}$ del final de la carrera.

Para realizar la prueba de válvula viajera, se siguen los siguientes pasos:

1. Tener listo el dinamómetro para el chequeo de válvulas de acuerdo a las instrucciones del fabricante, para registrar las cargas (**K-Ibs**) vs. tiempo (**seg**).
2. Arrancar la unidad y realizar varios ciclos completos, durante al menos dos o tres emboladas para asegurar una acción apropiada de bombeo.
3. Detener la unidad en la carrera ascendente. Aplicar el freno tan suavemente como sea posible y dejar la unidad detenida entre 5 y 10 segundos. En la **figura a.) del anexo # 9** se puede observar la posición de la unidad de bombeo en el comienzo de la carrera ascendente, donde esta prueba comienza a realizarse.

4. Repetir los pasos 2 y 3 una o dos veces más. Se debe detener la unidad en diferentes posiciones de la carrera ascendente para obtener resultados más precisos.
5. El ciclo de bombeo ha sido interrumpido durante la carrera ascendente cuando la válvula fija está abierta y la válvula viajera está cerrada, para probar la carga sobre la válvula viajera.
6. La carga de la válvula viajera adquirida es el peso de las cabillas flotando en el fluido más el diferencial de carga sobre el pistón.
7. Se procede al análisis de prueba de válvulas.

- **Procedimiento para el análisis de la prueba de VV (válvula viajera)**

Una vez realizado el procedimiento anterior, se determina mediante un análisis gráfico si existen fugas en la válvula.

WT constante

En caso de no haber fuga en la válvula viajera el comportamiento de las cargas, tanto al inicio como al final de la prueba, debe seguir una línea recta como se muestra a continuación:

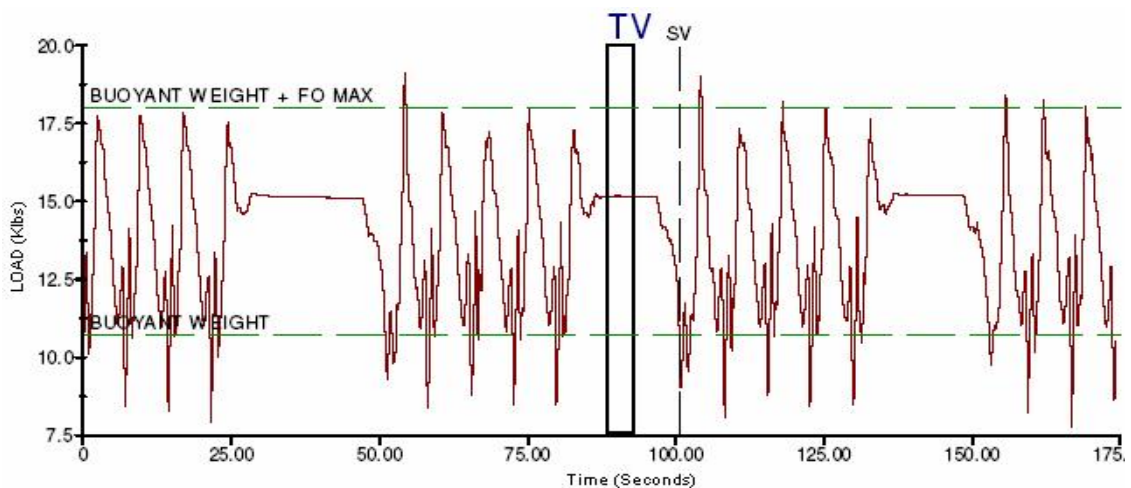


Fig 2.5 Prueba de válvula viajera a WT constante.
Fuente: TWM Echometer CO.

Para WT constante, el peso sobre la válvula viajera sería la suma del peso de la sarta de varillas en flotación más el peso de la columna de líquido.

$$WT = W_{sf} + F_o \quad (2.11)$$

Donde:

WT : Peso sobre la válvula viajera, **lbs.**

W_{sf} : Peso de la sarta de varillas en flotación, **lbs.**

F_o : Peso de la columna de líquido, **lbs.**

WT no constante

En caso de haber fuga en la válvula viajera se observa una disminución de las cargas debido a una pérdida de presión en la columna de fluido a través de la válvula, como se muestra a continuación:

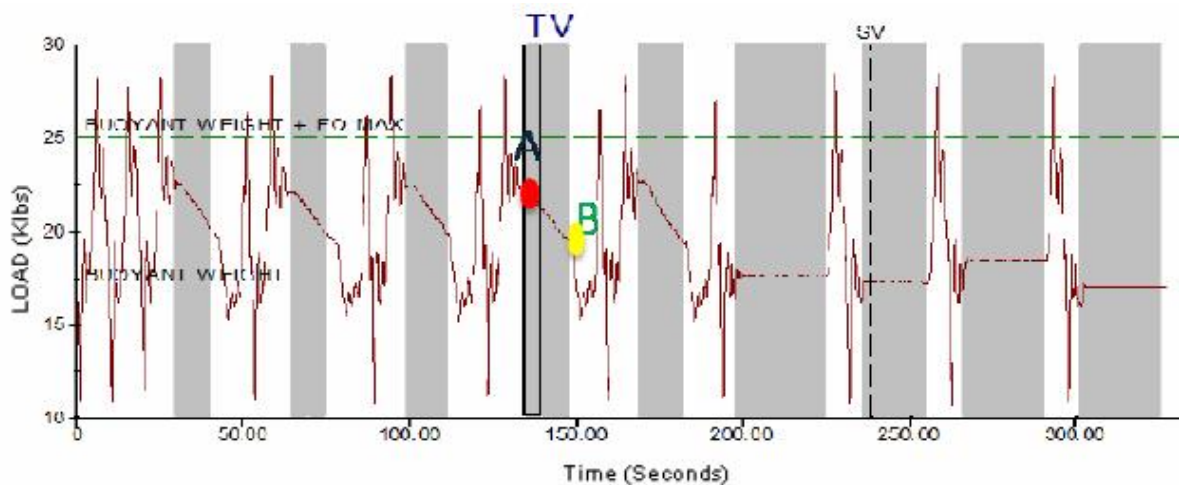


Fig 2.6 Prueba de válvula viajera a WT no constante.
Fuente: TWM Echometer CO.

$$WT_A = W_{sf} + F_o \quad (2.12)$$

Donde:

WT_A = Peso sobre la válvula viajera, **lbs.**

W_{sf} = Peso de la sarta en flotación, **lbs.**

F_o = Peso de la columna de líquido, **lbs.**

El punto A representa gráficamente un punto de carga al inicio de la prueba de válvula viajera donde se verifican las cargas hasta el punto B.

El gráfico está dimensionado con relación a las cargas medidas en (K-lbs) y el tiempo en segundos.

El análisis de esta prueba de válvula se realiza observando las cargas entre los puntos A y B ya que se pueden observar las pérdidas por carga en función del tiempo a través de la válvula viajera.

El cálculo de carga en la válvula viajera en el punto B, será igual al peso de la sarta de varillas en flotación.

Donde:

$$WT_B = Wsf \quad (2.13)$$

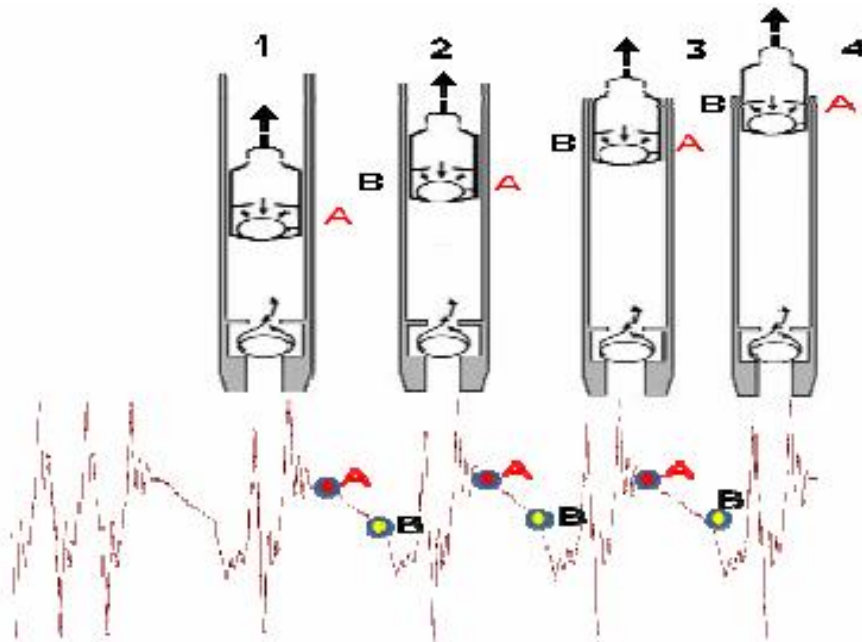


Fig 2.7 Posición del pistón respecto a las lecturas de cargas.

Fuente: TWM Echometer CO.

II.3.2-Prueba de válvula fija

La prueba de válvula fija se realiza durante la carrera descendente usando cuidadosamente el freno para detener la unidad de bombeo a aproximadamente ¼ del final de la carrera.

- **Procedimiento para realizar la prueba de carga sobre la válvula fija.**
 1. El ciclo de bombeo fue interrumpido durante la carrera descendente **figura b.)** del **anexo # 9** cuando la válvula viajera estaba abierta y la válvula fija estaba cerrada, para realizar una prueba de carga sobre la válvula fija.
 2. La carga de válvula fija adquirida es el peso de la sarta de cabillas en flotación dentro de la tubería.
 3. Realizar una o dos pruebas de válvula fija.
 4. Se debe ajustar la válvula fija al peso en flotación de las cabillas.
 5. Se ajusta la carga de válvula fija seleccionada para cuadrar exactamente el peso en flotación calculado para las cabillas.

- **Procedimiento para el análisis de prueba de VF (válvula fija)**

El análisis de esta prueba está basado en la diferencia de cargas detectadas en la válvula fija a una posición del pistón en la carrera descendente, permitiendo así obtener la información correspondiente para detectar fugas en esta, por medio de un gráfico que relaciona las cargas (**K-lbs**) vs el tiempo en (**seg**).

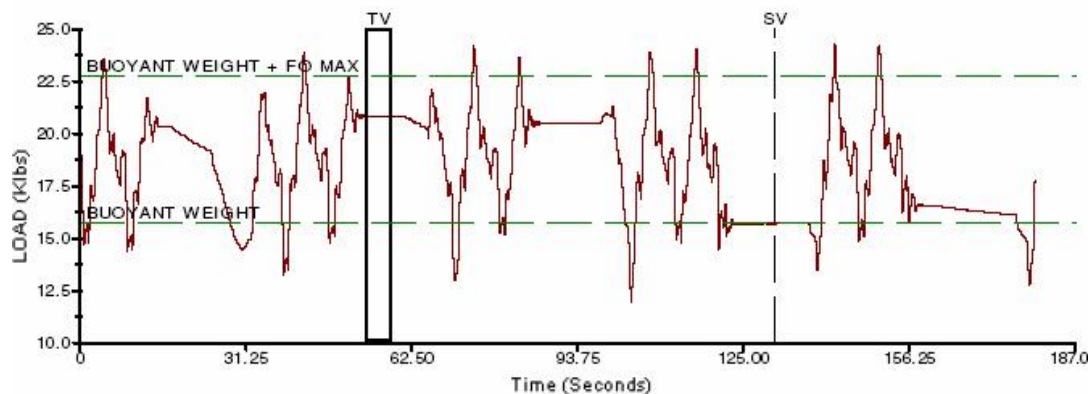


Fig 2.8 Prueba de válvula viajera y fija.
Fuente: TWM Echometer CO.

WS constante

Cuando las cargas en la válvula fija se mantienen constante las lecturas de cargas en el gráfico, mantienen una tendencia lineal al final y principio de la siguiente prueba en función del tiempo.

Por lo tanto:

$$WS = cte = Wsf = \text{peso.de.sarta.de.var illas.en.flotación}$$

En la figura 2.5 se puede observar el comportamiento de la VF con WS constante.

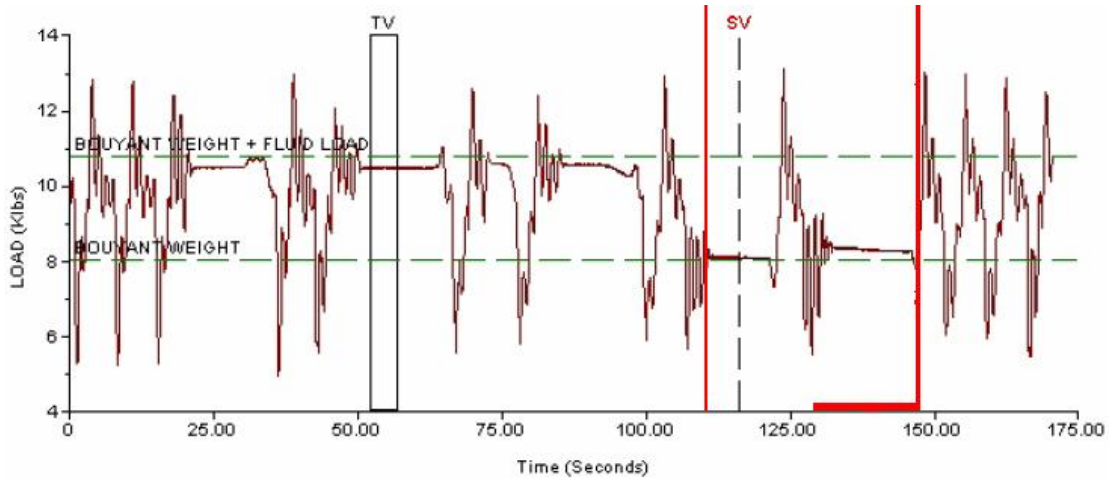


Fig 2.9 Prueba de válvula fija con carga constante.
Fuente: TWM Echometer CO

WS no constante

En caso de que la gráfica de prueba de válvula fija muestre una fuga, debe registrar lo siguiente:

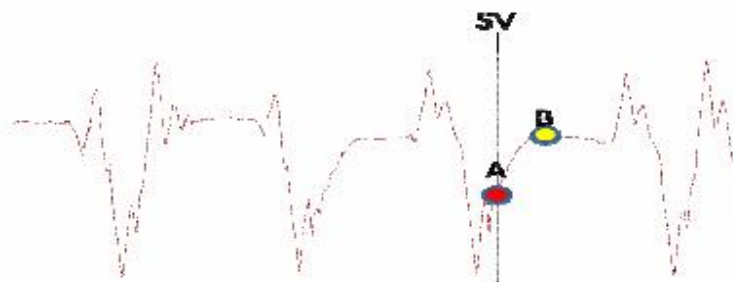


Fig 2.10 Prueba de válvula fija con disminución de cargas.
Fuente: TWM Echometer CO.

$$WS_A = Wsf$$

$$WS_B = Wsf + Fo$$

Cuando se analizan las cargas desde el punto A hasta el punto B se observa un aumento de carga sobre la válvula fija sin registrar constancia en la lectura. En el punto B la válvula logra cerrar por determinado tiempo y mantiene la carga en un intervalo muy estrecho, lo que no permite un llenado completo del pistón por disminución de presión en el barril a causa de fuga en la VF.

2.4 Criterios de análisis de los resultados.

Para darle cumplimiento a la segunda etapa de la investigación se hace necesario la definición de criterios que serán la base para la evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo convencional de los pozos seleccionados. En la siguiente tabla aparecen los criterios de evaluación de los indicadores abordados en el acápite anterior:

Tabla 2.7 Criterios de evaluación

Indicadores de eficiencia	Criterios
Por ciento de carga máxima a soportar por tipo de acero.	Carga máxima ≤ 85 Normal
	$85 < \text{Carga máxima} \leq 100$ Difícil
	Carga máxima > 100 Muy difícil
Recorrido efectivo del pistón. (Efect)	$90 \leq \text{Efect.} \leq 100$ Excelente
	$80 \leq \text{Efect.} < 90$ Bueno
	$60 \leq \text{Efect.} < 80$ Regular
	Efect. < 60 Malo
Cargas en la bomba	MPUMPL > 0 Bueno
	MPUMPL = 0 Normal
	MPUMPL < 0 Difícil
Fuga en las válvulas.	Fuga = 0

A partir del resultado de cada uno de estos indicadores de eficiencia se definirá el comportamiento de los sistemas de bombeo de los pozos seleccionados y se propondrán mejoras que garanticen la solución práctica a los problemas identificados.

Conclusiones parciales

En este capítulo se ha caracterizado el objeto de estudio, se describió el Echometer como herramienta de diagnóstico en la detección de problemas en el campo y se definieron las etapas por las cuales transitará la investigación para darle cumplimiento al objetivo general. Además se definieron criterios para el análisis de los resultados, los cuales quedaron debidamente fundamentados.

CAPITULO III: ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se analizarán los parámetros productivos de los pozos en explotación del centro colector #10, para seleccionar los pozos a los cuales se les evaluarán los indicadores de eficiencia en el bombeo con la ayuda del software TWM, el cual es de gran actualidad y es utilizado con fines de diagnóstico por diversas compañías petroleras a nivel mundial en la propuesta de mejoras de los sistemas de bombeo convencional.

3.1 Descripción de la situación actual de los parámetros de producción de los pozos del Centro colector #10.

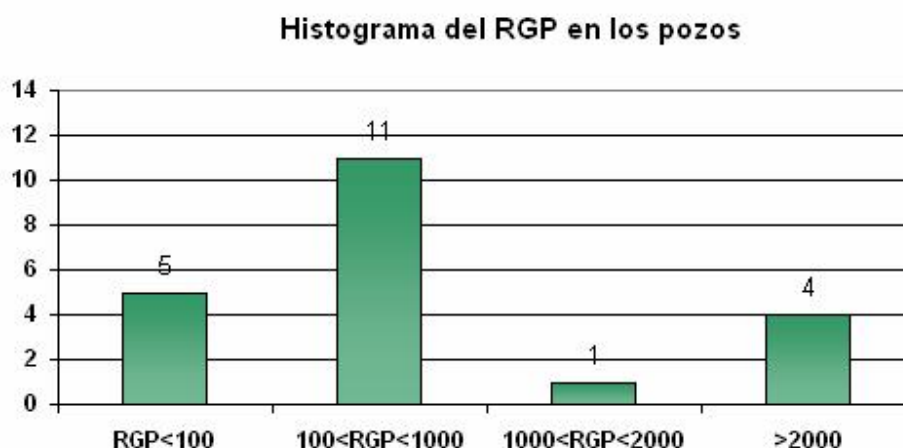
El análisis se centró en el comportamiento de los parámetros productivos abordados en el capítulo anterior como son el BSW, RGP y la eficiencia de los sistemas de bombeo convencional del centro colector objeto de estudio de la investigación.

Para el análisis del comportamiento de la eficiencia de la bomba de subsuelo es necesario abordar como se comporta la producción de fluido en cada uno de los pozos. Para ello, como se puede apreciar en el siguiente gráfico de barras, se plotearon de manera descendente las eficiencias con las que trabajan cada uno de los pozos. Los valores de la media aritmética y la desviación típica de las mediciones realizadas aparecen reflejados en el **anexo # 10**, las mismas fueron utilizadas en los análisis realizados a cada uno de los parámetros de producción para el periodo de estudio.



Los resultados que se obtuvieron reflejaron que el 71% de los pozos trabajan con una eficiencia por debajo del valor mínimo establecido que es de un 60%, con la excepción de los pozos Vd-713, Vd-255, Vd-622, Vd-619, Vd-634 y Vd-586 que trabajan con una eficiencia superior a la mínima establecida. Para el caso de los pozos Vd-255 y Vd-622 las altas eficiencias se les atribuyen a los altos caudales de gas que presentan los mismos, condición esta que los hace producir tanto por la tubería de producción como por el "Casing", por lo tanto no se puede considerar que esta eficiencia sea producto del buen trabajo de la bomba, pues es muy difícil diferenciar la cantidad de fluido producido por este mecanismo y la cantidad producida por el empuje del gas presente en el "Casing". Para el caso de los demás pozos con eficiencias superiores al 60% el comportamiento de la bomba es el adecuado.

Es por ello que se hace necesario analizar el comportamiento de los caudales de gas que son producidos por los pozos en estudio, a través del comportamiento del RGP como se muestra a continuación:

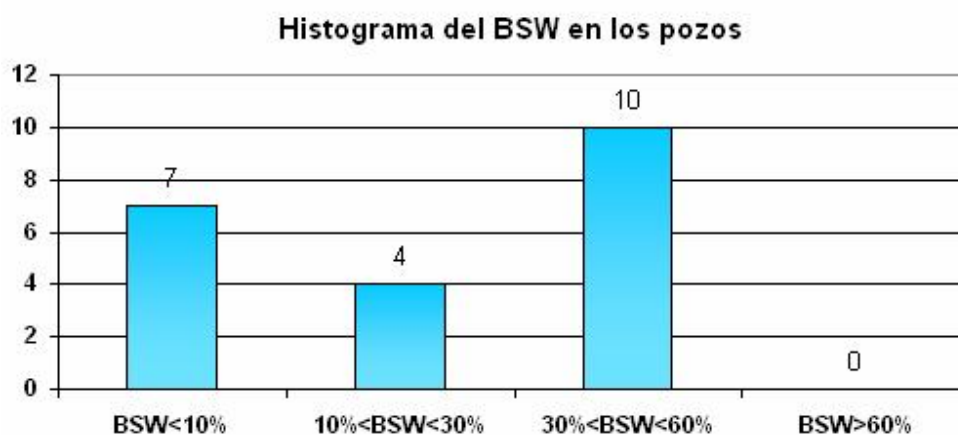


En este histograma se puede apreciar que el 76% de los pozos tienen un caudal de gas por debajo de los 1000 m³ por cada m³ de petróleo extraído en superficie ubicándolos en las categorías de buenos y excelentes según los rangos expuestos en la **tabla 2.2**. Por su parte los restantes 5 pozos se encuentran con producciones por encima de los 1000 m³ de gas producido por m³ de petróleo lo que los ubica en

las categorías de regulares y malos. Esto es posible ya que el valor tope de relación gas-petróleo hasta el cual es permisible la explotación de un pozo no es un valor fijo, sino que este se mueve según las producciones particulares de petróleo en cada pozo, permitiendo altos valores de relación gas petróleo en aquellos pozos cuyas producciones de petróleo son altas, no siendo así en el caso de los pozos de bajas producciones de petróleo, donde no se justifica la pérdida de energía del yacimiento que representan los altos volúmenes de gas extraídos por cada metro cúbico de petróleo.

Otro parámetro a tener en cuenta a la hora de determinar los pozos con mayores posibilidades de mejoras es el % de BSW, pues la presencia de agua en las producciones indica la cercanía a las depresiones críticas recomendadas para estos pozos.

En el siguiente gráfico se puede observar el comportamiento del %BSW de los pozos que se encuentran actualmente en explotación en el Centro Colector #10.

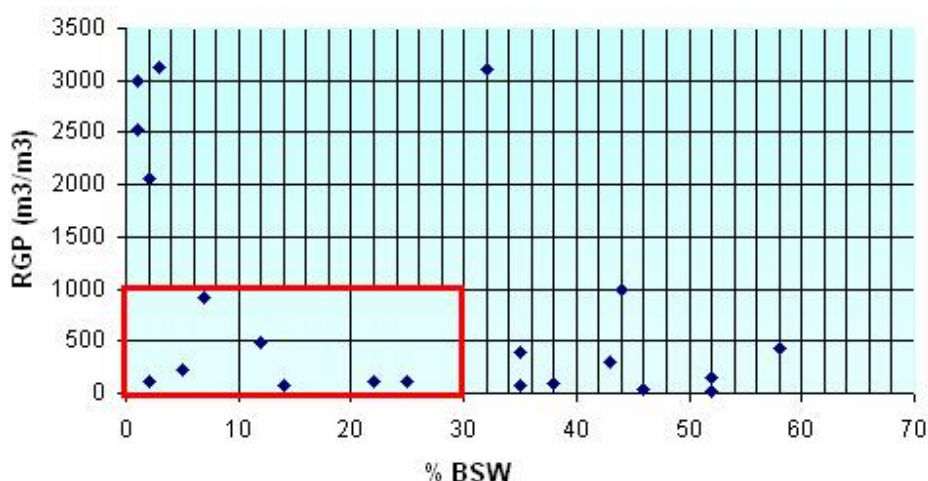


Como se puede observar este indicador refleja que 12 de los 21 pozos en explotación, o sea el 57% presentan un BSW por debajo del 30%, que según la escala de evaluación se pueden considerar entre buenos y excelentes. La evaluación de este parámetro se puede ver detalladamente para cada uno de los pozos en el **anexo #11**. La mayoría de los pozos en el centro tienen en mayor o menor medida presencia de agua en sus producciones, lo que es un indicio de la presencia de algún acuífero activo en la zona. Esto da la medida del estricto control que se debe tener sobre este parámetro para evitar las indeseables conificaciones. Es

por ello que a la hora de seleccionar los pozos para realizar el estudio se deban tener en cuenta el comportamiento de estas variables, pues las consecuencias en las variaciones de algunos de los parámetros pueden resultar muy riesgosas.

3.2 Selección de los pozos para realizar el estudio.

Una vez analizado el comportamiento de los parámetros productivos de los pozos del Centro Colector #10 se procede a la selección de los pozos con mayores posibilidades de mejoras. Esta selección se realiza siguiendo los criterios abordados en el capítulo anterior, mediante el tamizado de las variables: BSW, RGP y eficiencia en el bombeo.



Al analizar el comportamiento de los parámetros planteados pueden ser fácilmente identificados tres grupos de comportamientos.

En el gráfico se puede observar un grupo de pozos a la derecha que presentan caudales de gas relativamente bajos y con % de BSW enmarcados en la categoría de regulares y malos. Este grupo de pozos quedarán excluidos de la evaluación ya que como se había explicado anteriormente se encuentran en una zona con un acuífero activo y se corre el riesgo de inundación del pozo por conificación del agua de capa.

El segundo grupo está caracterizado por bajos % de BSW y altos valores de RGP, en todos los casos por encima de los 2000 m³ de gas por m³ de petróleo. En este grupo se encuentran el Vd-255 y Vd-622, explicados previamente al inicio de este

epígrafe, además del **Vd-615** y **Vd-632** los cuales presentan bajas eficiencias debido a la influencia del gas en la entrada de la bomba.

El último grupo de pozos se encuentra enmarcado en negro y su comportamiento es el que resulta de mayor interés para la investigación, pues como se puede comprobar en la **tabla 3.1** sus eficiencias están por debajo del rango mínimo establecido de un 60%, a pesar de presentar bajos caudales de gas y bajos por cientos de agua.

Tabla 3.1 Comportamiento de los parámetros de producción en los pozos seleccionados.

Pozos	%BSW		RGP(m ³ /m ³)		Q fluidos(m ³ /m ³)		Eficiencia (%)
	x	S	x	S	x	S	
Vd-036	2	0.8	217	31	13.4	4.1	33
Vd-136	25	2.5	110	11	17.4	3.6	48
Vd-616	16	4.8	72	16	24.6	7.4	40
Vd-617	22	3.8	118	23	14.3	3.7	47
Vd-620	4	1.1	105	11	21.8	5.3	57
Vd-621	20	5.4	693	56	5.03	0.85	35
Vd-635	5	2.4	915	63	31.1	6.2	48

Al analizar la desviación típica sobre la cual varía la media aritmética de las mediciones de los caudales de fluidos de estos pozos, se observa que existe una alta variación en sus producciones con la excepción del **Vd-621**, cuyo comportamiento se analizará en el epígrafe siguiente. Estos resultados se deben fundamentalmente a la situación que vienen presentando estos pozos en los últimos meses, donde la disminución en la producción de crudo es evidente y se puede ver reflejada en las fluctuaciones de las gráficas cronológicas del **anexo #12**. El comportamiento de los demás parámetros, teniendo en cuenta las desviaciones alrededor de la media, se pueden considerar adecuados, pues sus variaciones no afectarán el resultado de los análisis realizados.

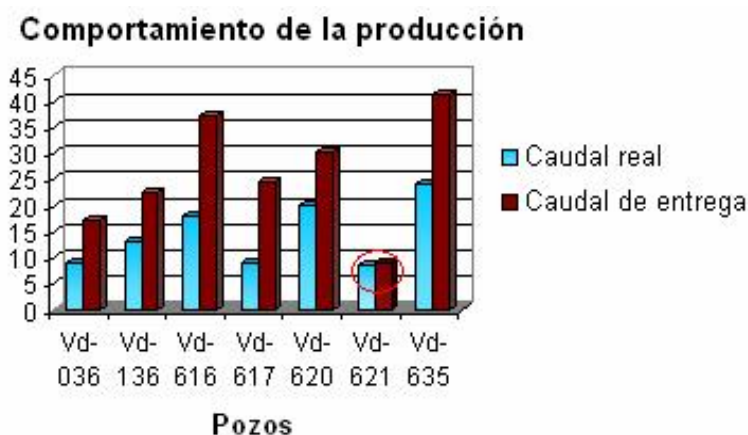
3.2.1 Análisis del índice de productividad de los pozos seleccionados.

El análisis de los índices de productividad de los pozos seleccionados arrojaron los siguientes resultados:



Como se puede apreciar los índices de productividad de los pozos analizados muestran valores intermedios según el rango evaluativo descrito para este parámetro, con la excepción del pozo **Vd-621** que se encuentran en un rango de productividad malo, esto podría explicar la baja eficiencia que presenta el sistema de bombeo de este pozo, pues la baja productividad en la entrega de fluidos provenientes de la capa productora impide el completo llenado de la bomba, ya que el volumen de fluidos a extraer es mucho menor que la capacidad teórica de la bomba, por lo tanto quedará excluido del grupo de pozos a analizar.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de los caudales óptimos de entrega de los pozos y los caudales reales que presentan los mismos en la actualidad. La obtención de los caudales óptimos de entrega de los pozos se basó en el cálculo de las curvas de IPR, las cuales representan la cantidad óptima de fluido que fluye hacia el pozo con la depresión actual de trabajo. Estas curvas se pueden ver con mayor claridad en el **anexo # 13**.



Como se puede observar en la mayoría de los pozos se deja de extraer como promedio un 40% de la tasa óptima de entrega, con la excepción del **Vd-621** anteriormente abordado donde el fluido producido es igual al caudal óptimo de entrega del pozo. Estos resultados negativos se deben fundamentalmente al estiramiento de la sarta de varillas, la baja efectividad en el recorrido del pistón y a las fugas de fluido por las válvulas viajeras y fija de la bomba. Por lo que se hace necesario verificar el comportamiento de estos indicadores de eficiencia en los 6 pozos seleccionados: **Vd-036, Vd-136, Vd-616, Vd-617, Vd-620 y el Vd-635.**

3.3 Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo en los pozos seleccionados.

Para evaluar los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo instalados en los pozos seleccionados, se siguió el procedimiento abordado en la segunda etapa de la investigación y los resultados se exponen a continuación:

3.3.1 Comportamiento de la sarta de varillas mediante el método Goodman.

El software Total Well Management, calcula el stress de la sarta de varillas basándose en el diagrama modificado de Goodman, el cual establece un factor de servicio para cada condición de trabajo. Para el caso de los pozos a los cuales se les realizará el estudio, se tomarán factores de servicios de 0.85, ya que las sargas de varillas se encuentran operando en ambientes con alto contenido de H₂S. A su vez el

software ofrece lecturas a tiempo real del coeficiente de elasticidad de la sarta de varillas Kr (lbs/plg). El valor de este coeficiente indica la carga en libras aplicadas al sistema que se requieren para deformar la sarta de varillas 1 plg. Esta deformación influye significativamente en el recorrido efectivo del pistón y por lo tanto en el recobro final de hidrocarburos. El análisis por pozos es el siguiente:

Tabla 3.2 Resumen de datos de las dinamografías de superficie

Pozos	PPRI, (lbs).	MPRL, (lbs).	Kr, (lbs/plg).
Vd-036	11046	4711	2209
Vd-136	21436	5745	793
Vd-616	17017	4576	738
Vd-617	15647	4615	2607
Vd-620	17553	11112	731
Vd-635	22716	1520	934

- **Vd-036**

Este pozo para el primer tramo de varillas de 1 plg presenta un 36.8% de stress, mientras para el segundo tramo de 7/8 plg el stress es del 40.8%. Estos porcentajes de esfuerzos significan, que el arreglo de la sarta sometida a las cargas medidas se encuentra por debajo de los límites máximos establecidos, mientras que el análisis del coeficiente de elasticidad Kr = 2209 lbs/plg refleja que la sarta se deforma aproximadamente 5 plg con una carga máxima de (PPRL= 11046 lbs). Este valor se puede considerar relativamente bajo.

		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		D	D				
Diameter	in	1.000	0.875	0.000	0.000	0.000	
	1.0	31.2	34.6				
Service Factor	0.85	36.8	40.8				
	0.60	52.1	57.7				
Rod Stress	Max	14104	15061				
	psi	Min	5931	6014			
Kr	2209	lb/in					

- **Vd-136**

En este pozo el comportamiento de la sarta de varillas no se encuentra en los límites establecidos, pues para el primer tramo de 7/8 plg presenta un 124.9% de stress, mientras el segundo tramo de varillas de 1 plg con un 70.3% se encuentra en el rango operable. Como se puede apreciar en este caso se violó el principio de arreglo de varillas telescópicas explicado en el capítulo I, donde el primer tramo debe ser de un diámetro mayor que el tramo que le sigue, esto trae como consecuencia un alto riesgo de ruptura en las varillas de 7/8 plg. Al analizar el coeficiente de elasticidad $K_r = 793 \text{ lbs/plg}$ se puede comprobar que se está deformando 27 plg aproximadamente. Este valor se considera alto en comparación con el valor promedio de elongación (18plg) para este tipo de acero.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range							
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		D	D				
Diameter	in	0.875	1.000				
	1.0	106.2	59.8				
Service Factor	0.85	124.9	70.3				
	0.60	177.0	99.7				
Rod Stress	Max	35648	14756				
psi	Min	9554	-3298				
K_r		793	lb/in				

- **Vd-616**

Este pozo cumple con el principio de varilla telescópica escalonándose adecuadamente varillas de 1 plg y 7/8 plg consecutivamente. Sin embargo, los porcentajes de stress se encuentran cercanos y ligeramente por encima del límite máximo permisible, para el caso del primer tramo con un 93.4% y con un 104.1% para el segundo tramo, lo que permite deducir que existen altas fricciones en el sistema de levantamiento y debido a ello el comportamiento del $K_r = 739 \text{ lbs/plg}$ con una carga máxima (PPRL= 17017lbs) refleja una deformación de 23plg.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range							
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		C	C				
Diameter	in	1.000	0.875	0.000	0.000	0.000	
	1.0	79.4	88.5				
Service Factor	0.85	93.4	104.1				
	0.60	132.3	147.5				
Rod Stress	Max	21667	21201				
psi	Min	5826	2108				
Kr	739	lb/in					

- **Vd-617**

Como se puede apreciar el comportamiento de la sarta de varillas para este pozo, según las cargas aplicadas al mismo, se encuentra en los límites establecidos con porcentajes inferiores al 100% de stress, cumpliéndose a su vez el principio de arreglo de varilla ahusada, con un $K_r = 2607$ lbs/plg deformándose la sarta 6 plg aproximadamente.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range							
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		D	D				
Diameter	in	1.000	0.875	0.000	0.000	0.000	
	1.0	53.7	59.1				
Service Factor	0.85	63.1	69.5				
	0.60	89.4	98.5				
Rod Stress	Max	19923	17463				
psi	Min	5875	640				
Kr	2607	lb/in					

- **Vd-620**

El arreglo de la sarta de varillas de este pozo se encuentra por encima del 100% de stress, con un 105.9% con este valor se corre el riesgo de ruptura de la sarta de varillas. Por su parte el coeficiente de elasticidad $K_r = 731$ lbs/plg muestra una deformación de 24 plg.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range							
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		C					
Diameter	in	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
	1.0	84.1					
Service Factor	0.85	105.9					
	0.60	130.0					
Rod Stress	Max	18975					
	psi	Min	14747				
K_r		731					lb/in

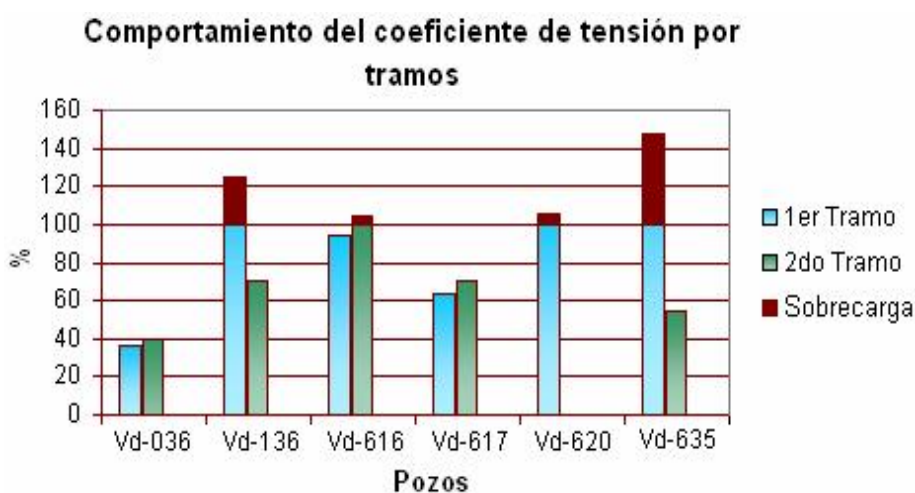
- **Vd-635**

El arreglo de la sarta para este pozo no cumple con el principio de barra telescópica, razón por la cual el porcentaje de stress para el primer tramo, con varillas de 1 plg es de 146.6%, corriendo un alto riesgo de ruptura por exceso de cargas, mientras que el segundo tramo, caracterizado por varillas de 1.5 plg, con un 54.8% de stress se encuentra en una situación favorable y por debajo del límite máximo permisible. El valor del coeficiente de elasticidad indica una deformación de la sarta de varillas de 24 plg.

Rod Loading At Top of Tapers As % of the API Modified Goodman Allowable Stress Range							
		Top Taper	Taper 2	Taper 3	Taper 4	Taper 5	Taper 6
Rod Type		C	C				
Diameter	in	1.000	1.500	0.000	0.000	0.000	
	1.0	124.6	46.6				
Service Factor	0.85	146.6	54.8				
	0.60	207.7	77.7				
Rod Stress	Max	28923	6113				
	psi	Min	1935	-5489			
K_r		934					lb/in

Del análisis de las tensiones de cada uno de los pozos se puede decir que los mismos presentan altas fricciones, aspecto este que es evidente debido a las deformaciones en las sartas de varillas, que en algunos casos se debe al mal diseño de las mismas, por no tener en cuenta el esquema de varillas ahusadas y en otros casos debido a las altas cargas sobre el sistema, limitando así un buen funcionamiento de la bomba y con ello la disminución de la tasa de recobro final de hidrocarburos.

En el siguiente gráfico se puede ver un resumen por tramos de los coeficientes de tensión en las varillas para cada uno de los pozos.



Como se puede observar teniendo en cuenta el diseño ahusado de la sarta de varillas los pozos **Vd-036**, **Vd-617** y **Vd-616** cumplen con este principio por lo que el comportamiento de las tensiones se encuentra en el rango adecuado de operación, trabajando por debajo del 100 % con la excepción del **Vd-616** donde las tensiones en los 2 tramos de varillas se encuentran al límite o ligeramente por encima del máximo permisible, aspecto éste que se debe a las altas fricciones existentes en el sistema.

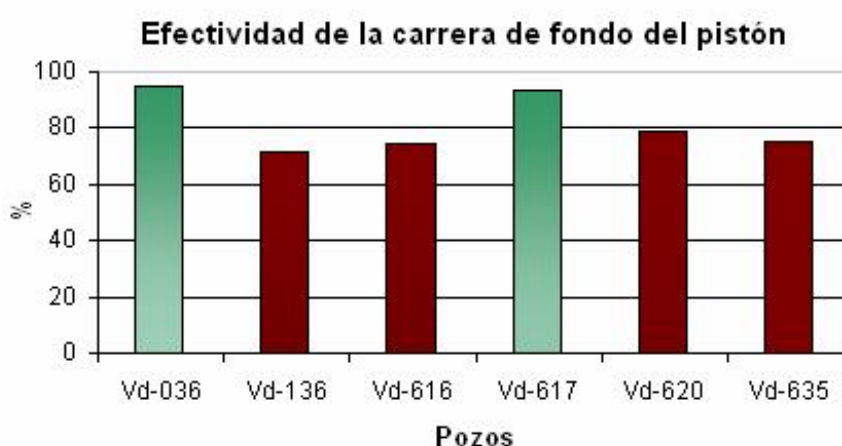
El comportamiento elevado del coeficiente de tensión para el resto de los pozos **Vd-136**, **Vd-620** y **Vd-635** se debe precisamente a que el primer tramo está caracterizado por varillas de menor diámetro que las del segundo tramo, lo que trae como consecuencia un incremento de las cargas y una sobre-explotación de las mismas, al punto de operar muy por encima del límite máximo permisible.

En cuanto al coeficiente de elongación, caracterizado por los valores de Kr se puede decir que existe una alta deformación en las sartas de varillas de los pozos **Vd-136**, **Vd-616**, **Vd-620** y **Vd-635**, trayendo consigo pérdidas en el recorrido efectivo del pistón.

3.3.2 Análisis del recorrido efectivo del pistón y cargas en la bomba a partir del cálculo de las cartas dinamo gráficas de fondo.

El análisis del recorrido efectivo del pistón se realizó teniendo en cuenta la ecuación 2.6 expuesta en el capítulo anterior, debe tenerse en cuenta para este análisis que todas las bombas se encuentran ancladas en el fondo de los pozos, por lo que se puede despreciar el efecto de elongación de la tubería de producción en las pérdidas de la carrera de fondo del pistón.

Para comenzar el análisis de la carrera efectiva del pistón, primeramente se verificará la influencia de las pérdidas en el recorrido del pistón debido al comportamiento de la sarta de varillas a través del siguiente gráfico, para posteriormente poder inferir mediante el análisis de las cargas en la bomba y las cartas dinamo gráficas de fondo, los posibles problemas que pueden estar afectando el buen funcionamiento de las bombas de subsuelo.

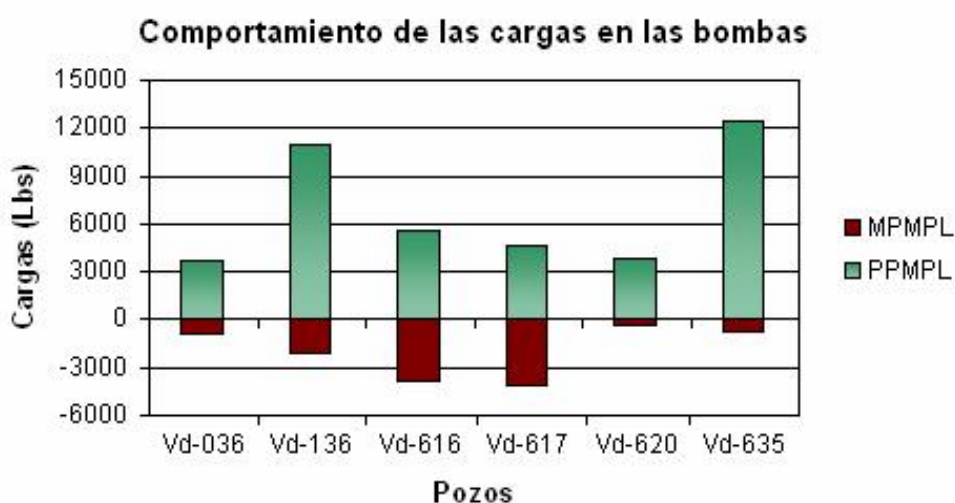


Como se puede apreciar según el criterio de evaluación los pozos **Vd-136**, **Vd-616**, **Vd-620** y **Vd-635** se pueden calificar como regulares pues los recorridos efectivos del pistón se encuentran entre el 60% y el 80%, mientras que para **Vd-036** y **Vd-617** la calificación es de excelente comportándose ambos por encima del 90%.

➤ **Análisis de las cargas en la bomba de subsuelo.**

Para apoyar estos resultados y poder comprender con mayor claridad las posibles causas en las pérdidas de producción se realizará un análisis de las cargas en la bomba para poder identificar los problemas que presentan los mismos.

El resumen de los datos de las dinamografías de fondo y las cartas de fondo utilizadas para el cálculo de la carrera de fondo del pistón, se pueden ver detalladamente en el **anexo # 14**. En la siguiente gráfica fueron representadas las cargas máximas (**PPUMP**) y las cargas mínimas (**MPUMP**) en las bombas.



El comportamiento de las cargas según el criterio de análisis refleja que todos los pozos presentan cargas por debajo de 0, este aspecto incide negativamente en el buen funcionamiento de la bomba al restringir la entrada de fluidos a la misma. En ese sentido los pozos más críticos son el **Vd-616** y **Vd-617** donde las fricciones generadas se encuentran cercanas a las magnitudes de las cargas máximas. A continuación se examinará el comportamiento de estos pozos.

- **Análisis del Vd-616**

Al observar la carta de fondo de este pozo se puede apreciar que el comportamiento del recorrido efectivo del pistón en 77% es regular. Nótese que para este caso las fricciones generadas (-4031Lbs), están cercanas al valor de la carga máxima, esto indica cualitativamente que existe una restricción parcial a la entrada de la bomba, cuestión ésta que puede estar afectando el desplazamiento del fluido hacia el interior

del barril. Probablemente esta afectación esté dada por la presencia de asfaltenos y sólidos en la entrada de la bomba.

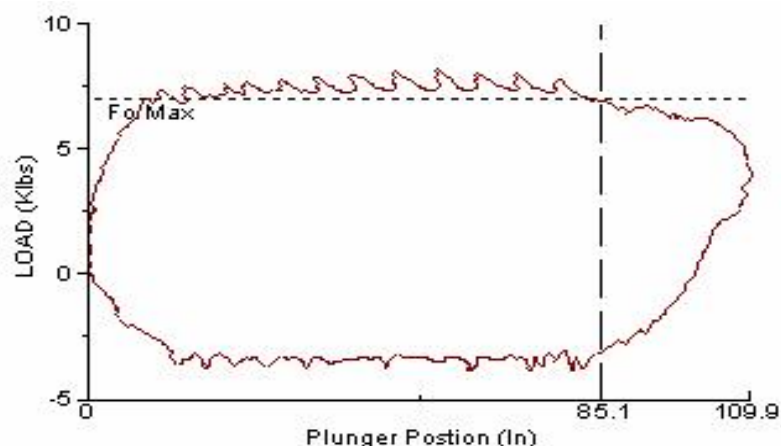


Fig. 3.1 Carta dinamográfica de fondo Vd-616.

Para entender lo antes expuesto, el TWM complementa el resultado con el siguiente gráfico.

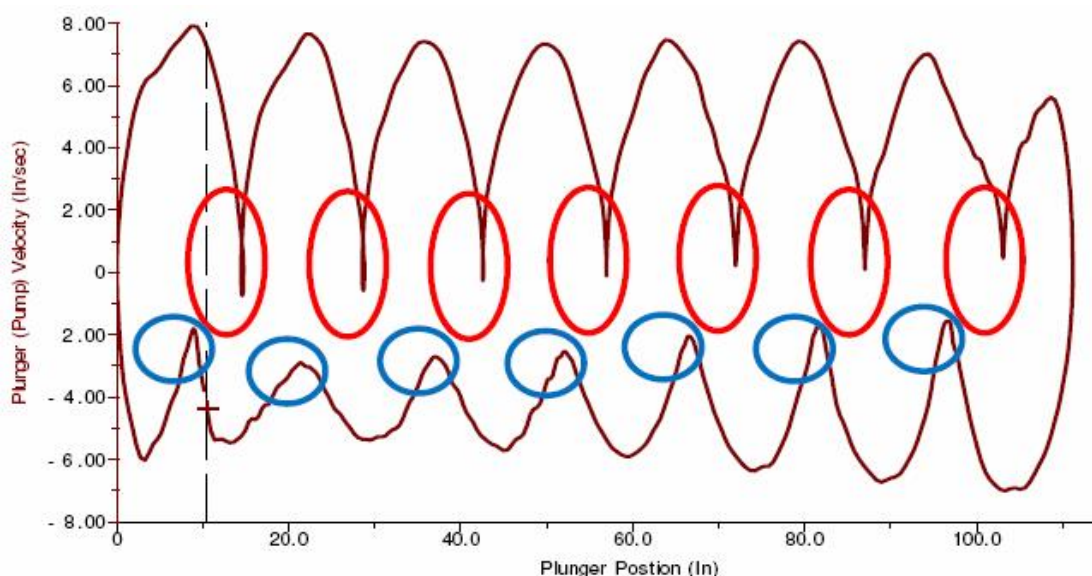


Fig. 3.2 Gráfico de Velocidad del pistón vs. Posición del pistón. Vd-616

Si se observa detalladamente el gráfico de Velocidad del pistón, se puede observar que existen variaciones significativas de dicha variable respecto a su posición dentro del barril. Como se mencionó en el análisis preliminar de la carta de fondo, es posible relacionar dichas variaciones de velocidad con la existencia de las altas fricciones en

la bomba, es decir, durante la carrera ascendente del pistón (marcado con los círculos superiores) específicamente en las primeras 8 plg muestra un incremento de velocidad de 0 plg/seg hasta 8 plg/seg y en las siguientes 6 plg una disminución drástica de 8 plg/seg hasta 0 plg/seg, este efecto de variaciones se repite consecutivamente hasta el final de la carrera ascendente, indicando una restricción al movimiento continuo del pistón generado por algún tipo de incrustación de sólidos dentro del barril.

En el mismo orden de ideas, se observan las mismas variaciones en el recorrido descendente (marcados con los círculos inferiores), acelerando en el comienzo desde 0 plg/seg hasta -7 plg/seg y a su vez en las siguientes 8 plg existe una disminución de velocidad desde -7 plg/seg hasta -1.5 plg/seg, este efecto en la carrera descendente se repite hasta el final y aunque no mantiene la misma tasa de desaceleración al igual que en la carrera ascendente, el efecto es generado por la misma causa.

- **Análisis del Vd-617**

En el pozo Vd-617 si bien, la sarta no está sometida a mayores esfuerzos por tensión que podrían generar daños (ruptura) por fatiga durante las operaciones (como se describe en el análisis de esfuerzos a partir de Goodman modificado) es posible que se esté comprimiendo la sarta debido a la fricción excesiva. En la carta dinamográfica de fondo se puede observar este comportamiento.



Fig.3.3 Carta dinamográfica de fondo Vd-617.

En este caso se muestran efectos un poco más críticos que la situación analizada en el pozo anterior, pues la tendencia de las líneas de carga verticales hacia la izquierda hace pensar que existe una compresión de la sarta de varillas debido a las fricciones bajo las cuales se encuentra trabajando la bomba y se puede notar que, adicional a los movimientos compresivos de la sarta y las reducciones de velocidad, el pistón se mueve 2,3,4 pulgadas progresivamente hacia abajo aún cuando se debería estar desplazando hacia arriba, como se muestra a continuación.

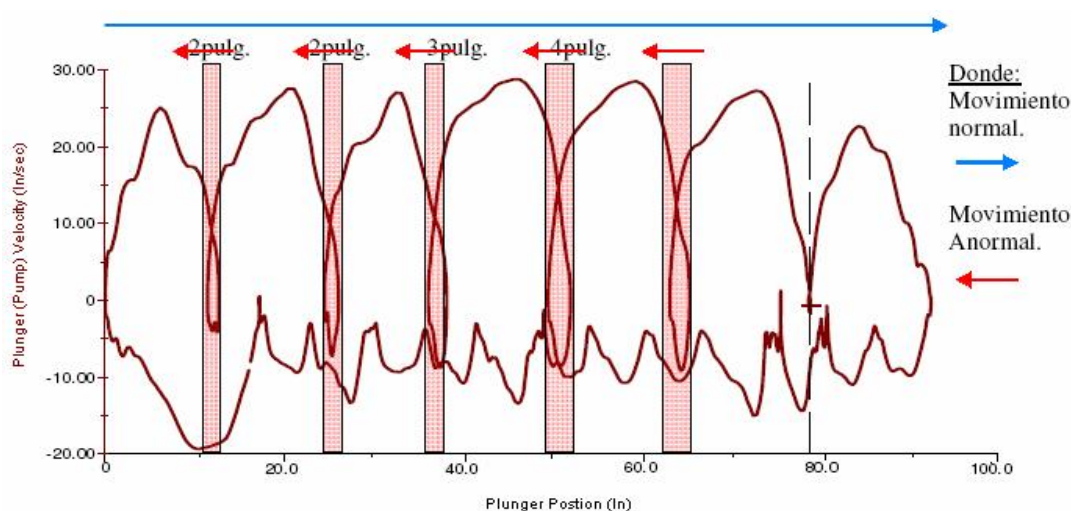


Fig. 3.4 Gráfico de velocidad del pistón vs. Posición del pistón Vd-617.

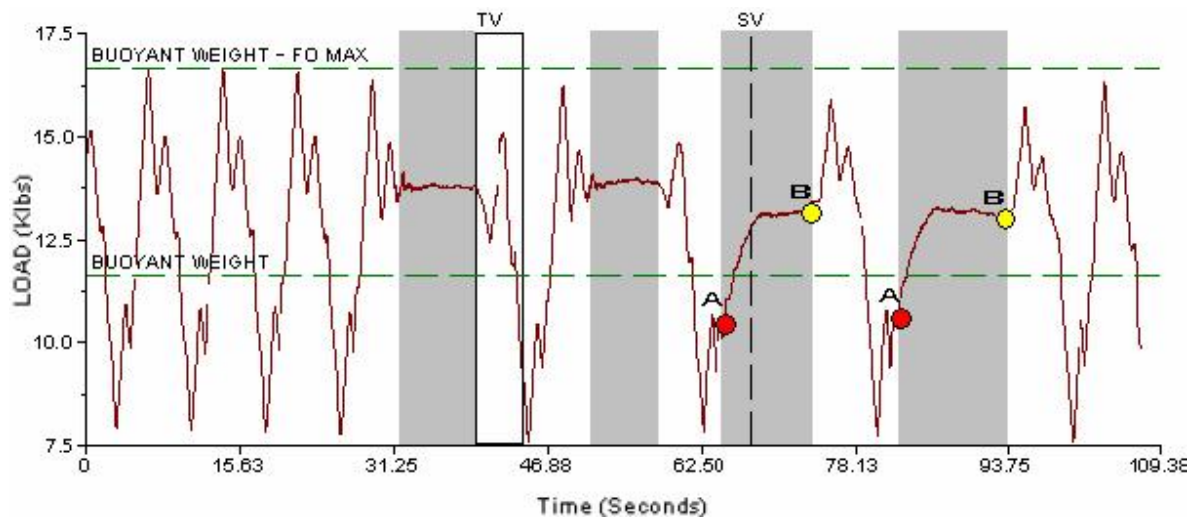
Una vez analizados estos dos pozos se procederá a la evaluación de la hermeticidad de las válvulas viajeras y fijas de los restantes pozos con el fin de determinar las causas en las pérdidas de producción de los mismos.

3.3.3 Descripción de la operación de las válvulas viajera y fija.

Para abordar el comportamiento de las válvulas se siguió el procedimiento abordado en el capítulo II. Para ello se comprobará el proceder de cada una de ellas en el mecanismo de bombeo, mediante la comparación de las pruebas referidas con anterioridad y los resultados que refleja el software.

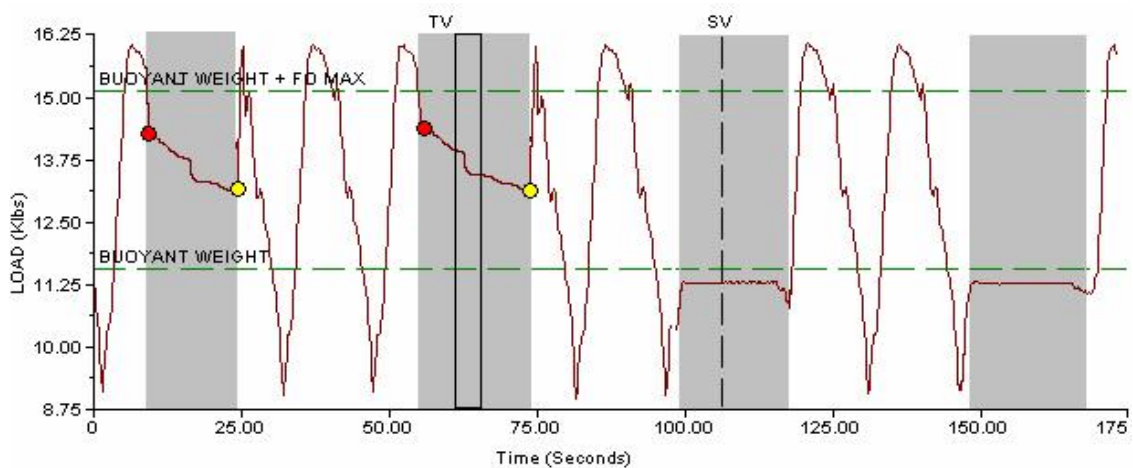
- Vd-036

Como se puede observar en este caso la prueba de válvula fija refleja una fuga de fluidos del orden de los 5.92 m³/día, pues la diferencia entre las cargas al inicio (punto A) y al final (punto B) de la prueba, muestran un aumento significativo.



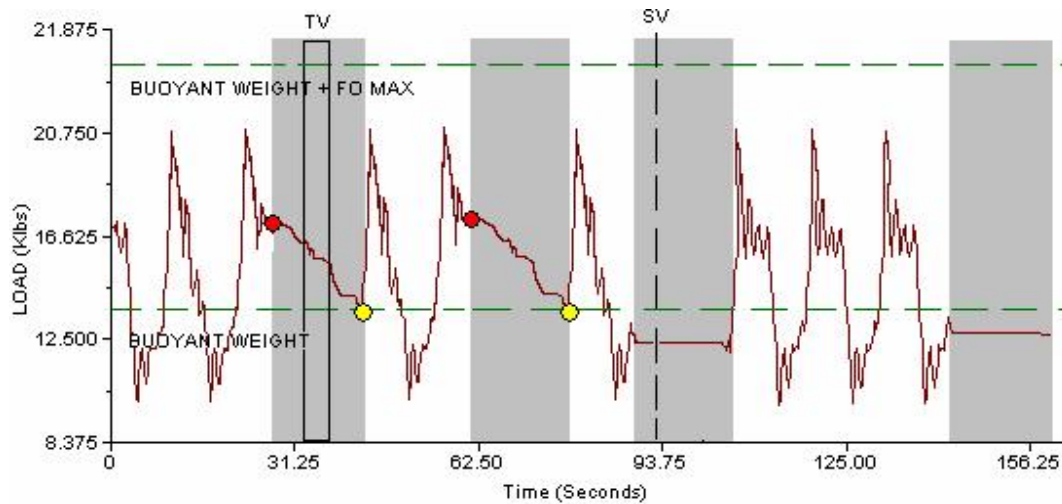
- Vd-136

Los resultados de las pruebas de válvula para este pozo reflejan una falta de hermeticidad en la válvula viajera del pistón, trayendo como consecuencia la pérdida de un caudal de 2.3 m³/día. En este caso el cálculo de la carga al inicio es muy superior a la carga al final de la prueba y si se tiene en cuenta que el peso de las cabillas es constante entonces esa disminución se le atribuye a la fuga por el mecanismo de admisión de fluidos de la bomba.



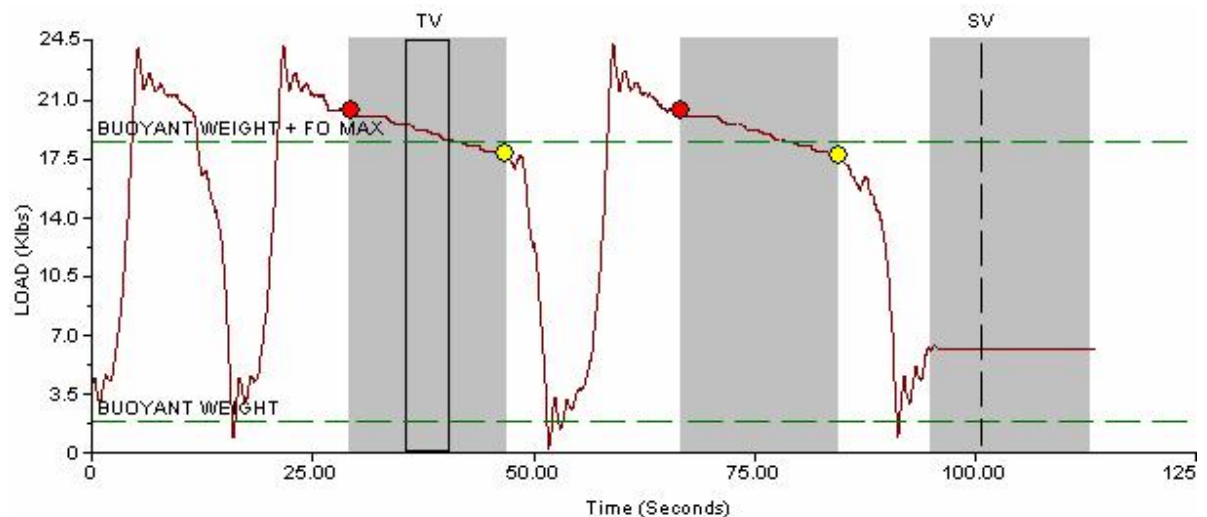
- **Vd-620**

El análisis de este pozo refleja el mismo resultado que el pozo anterior manifestándose una fuga en la válvula viajera de 2.06 m³/día.

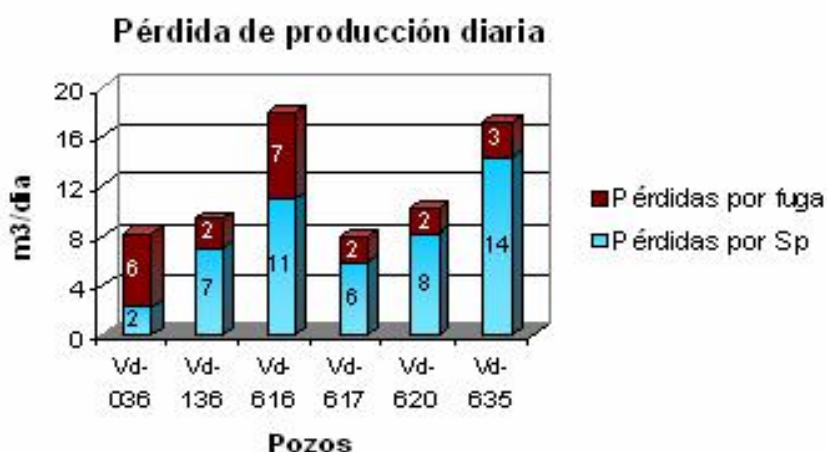


- **Vd-635**

El comportamiento de la válvula viajera de este pozo muestra una falta de hermeticidad, reflejándose en una pérdida de fluidos de 2.76 m³/día.



En el siguiente gráfico se puede apreciar un resumen de la cantidad de fluido que se deja de producir al día por la falta de hermeticidad en el cierre de las válvulas de la bomba y por las pérdidas en la carrera de fondo del pistón (Sp).



Para el caso de los pozos Vd-616 y Vd-617 las pérdidas que se muestran debido a la fuga en las válvulas, no son tales, pues en realidad se considera que estas pérdidas son el resultado de la acumulación de asfaltenos y sólidos en la entrada de la bomba, que impiden el desplazamiento del fluido hacia el interior de la cámara o barril de la misma, como se explicó anteriormente en el análisis de cargas de estos pozos.

3.4 Principales deficiencias detectadas y propuesta de mejoras a los pozos analizados.

Vd-036

Principales deficiencias

- Fuga de fluidos a través de la válvula fija.

Propuesta de mejora

- Circular el pozo con crudo ligero para eliminar las incrustaciones en el asiento de la válvula.

Vd-136

Principales deficiencias

- Alto coeficiente de tensión en el primer tramo de varillas.
- Violación del principio de diseño ahusado de la sarta de varillas.
- Pérdidas en el recorrido efectivo del pistón caracterizado por una elongación de 27 plg de la sarta de varillas.
- Fuga de fluidos a través de la válvula viajera.

Propuesta de mejoras

- Se propone un rediseño de la sarta de varillas colocando varillas de 1-1/8 plg en el primer tramo seguido por varillas de 1 plg en el segundo tramo, garantizando un coeficiente de tensión de 54.2% y 68.6% para cada tramo respectivamente.
- Cambiar la válvula viajera, pues el pozo tiene un Packer instalado que imposibilita la circulación del pozo con crudo ligero.

Vd-616

Principales deficiencias

- Alto coeficiente de tensión en el segundo tramo de varillas.
- Pérdidas en la carrera de fondo del pistón por una elongación de la sarta de 23 plg.
- Altas cargas provocadas por la acumulación de asfáltenos y sólidos en la entrada de la bomba.

Propuesta de mejoras

- Cambio del tipo de acero C (T=90000) por acero tipo D (T=115000), trayendo consigo una disminución del coeficiente de tensión de la sarta de varillas hasta un 54.4 % y 71% para el primer tramo y segundo tramo respectivamente.
- Inyección de líquido diluyente para eliminar las acumulaciones de asfaltenos y sólidos en la entrada de la bomba.

Vd-617

Principales deficiencias

- Altas cargas provocado por la acumulación de asfaltenos y sólidos en la entrada de la bomba.

Propuesta de mejora

- Se propone realizar un cambio de bomba pues el pozo tiene instalado un Packer para aislar zona gasífera, lo que imposibilita la inyección de líquido diluyente o crudo ligero para eliminar las acumulaciones de asfaltenos y sólidos.

- Valorar la posibilidad de colocación de un Prensa-estopa de fondo para eliminar las cargas excesivas.

Vd-620

Principales deficiencias

- Alto coeficiente de tensión en la sarta de varillas.
- Pérdidas en el recorrido efectivo del pistón por una elongación de 24 plg de la sarta.
- Falta de hermeticidad en la válvula viajera.

Propuesta de mejoras

- Cambio del tipo de acero C (T=90000) por acero tipo D (T=115000), con lo que se garantiza la disminución del coeficiente de tensión en la sarta de varillas de un 105.9 % hasta un 42.5 %.
- Este pozo tiene un Packer instalado por lo que se propone un cambio del asiento de la válvula viajera.

Vd-635

Principales deficiencias

- Alto coeficiente de tensión en el primer tramo de la sarta de varillas.
- Violación del principio de diseño ahusado de las cabillas.
- Pérdidas en el recorrido de fondo del pistón por una elongación de 24 plg de la sarta.
- Fuga de fluidos a través de la válvula viajera de la bomba.

Propuesta de mejoras

- Rediseño de la sarta de varillas colocando varillas de 1-1/8 plg en el primer tramo y a continuación varillas 1 plg en el segundo tramo, garantizando un coeficiente de tensión de 65% y 82.3% para ambos tramos respectivamente.
- Cambio del tipo de acero C (T=90000) por acero del tipo D (T= 115000).
- Cambio del pistón o cambio de bomba.

CONCLUSIONES

1. El análisis de los principales indicadores productivos de los pozos del centro colector #10, concluyó con la selección de 6 pozos a mejorar, los cuales a pesar de presentar bajos caudales de agua y gas en sus producciones trabajan con muy bajas eficiencias provocando la pérdida del 40% del caudal óptimo de producción.
2. El análisis de los coeficientes de tensión de las sartas de varillas arrojó que en los pozos **Vd-136, Vd-616, Vd-620 y Vd-635** existe una alta deformación debido al mal diseño, corriendo un alto riesgo a corto o largo plazo, de falla por fatiga o desgaste en las mismas.
3. Existen pérdidas en el recorrido efectivo del pistón de estos pozos por el efecto de elongación de las cabillas basado en los resultados del cálculo del coeficiente de elongación (K_r).
4. En cuanto a las cartas dinamo gráficas de fondo, estas muestran que las altas fricciones en el fondo del pozo y la viscosidad del fluido que desplaza la bomba, generan una fuerza contraria al movimiento continuo del pistón, lo que tiende a comprimir la sarta de varillas y los casos más críticos son el **Vd-616 y Vd-617**.
5. La acumulación de asfaltenos y sólidos en los asientos de las válvulas, provoca la falta de hermeticidad en el cierre de las válvulas viajeras y fija trayendo consigo pérdidas en la producción diaria de fluidos.
6. Mediante el rediseño de las sartas de varillas en los pozos **Vd-136, Vd-616, Vd-620 y Vd-635** se logra disminuir el coeficiente de tensión considerablemente.
7. El diagnóstico de los problemas detectados en los pozos analizados, concluyó con las propuestas de mejoras en los sistemas de bombeo convencional garantizando el incremento de la producción en dichos pozos.
8. La utilización del Software Total Well Management en el diagnóstico de pozos es una herramienta muy útil para la solución de problemas de campo.

RECOMENDACIONES

Se recomienda:

1. La utilización de un software predictivo como el QRod o Rodstar para el cálculo de los coeficientes de elongación (K_r), cuando se considere una variación de la carrera de fondo del pistón en las condiciones futuras del trabajo de la bomba.
2. Realizar un estudio para determinar la periodicidad con que se deben hacer las circulaciones recomendadas a los pozos.
3. Realizar un estudio de factibilidad económica con el fin de mostrar la viabilidad de las propuestas realizadas.

BIBLIOGRAFÍA

1. API Hanbook (software). En: Empresa de perforación y extracción de Petróleo del Centro (EPE-C). 1991
2. Barberii, Efraín E.: Pozo ilustrado. Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
3. Bergen Brill D. "Petróleo Moderno". USA. Penn Well Publishing Company. 1992.
4. Baskin D, K. and Purdy R, J "Trouble shooting rod-pumped wells". Oklahoma's Marginal Well magazine. Oklahoma, August 19, 2003.
5. Cajigal Correa, Armando. "Manual de producción de petróleo y gas". Centro Politécnico del Petróleo. La Habana. 2005.
6. Canadian petroleum institute. "Fundamentals of oil and gas well completions".1995
7. Castellanos González, F. "Explotación de yacimientos de petróleo y gas". Editorial Pueblo y Educación. La Habana, 1998.
8. Centro Internacional de Educación y Desarrollo, CIED. (1997), CIED. (1997). "Levantamiento artificial por gas para ingenieros". Manual del Participante.
9. Colectivo de autores. "Pumping Well. Problems solutions". Engineering Department. Sun Oil Company, 1985.
10. Craft Benjamin C. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos", Editorial Tecnos, Madrid, 1968.
11. García Sánchez, R. "Geología general y estratigrafía. Resumen del curso de geología general y estratigrafía para el programa básico de ingenieros perforadores del CPP". Centro de Investigaciones del petróleo. 2003.
12. González Lantigua J y Zayas Macías D. "Análisis del fondo de pozos explotado por levantamiento artificial en la EPEP Centro. Posibilidades de optimización". Centro Politécnico del Petróleo. Varadero. CUPET. 2003.
13. Guido, E. "Modernos Conceptos y sus Aplicaciones sobre Bombeo Mecánico de pozos petrolíferos". Lufkin Overseas Corporation S.A Venezuela. 2005.

14. Hernández Díaz, A. "Evaluación de métodos de recuperación y optimización de petróleo pesado y viscoso en yacimientos de carbonato fracturado". La Habana. Centro Politécnico del Petróleo. 2004.
15. Hernández Lescaye, H. "Análisis de las complejidades tecnológicas en la elevación artificial de pozos desviados en Cuba". Centro Politécnico del Petróleo, La Habana, 2005.
16. Holmes A, "Geología Física". Universidad de Edimburgo. Editora Ciencia y técnica, 1969.
17. Hirschberg A, "Role of Asphaltenes in Compositional Grading of a Reservoir's Fluid Column", January 1988, P 89-94.
18. Howard B, Bradley. "Petroleum Engineering Handbook". USA. Society of Petroleum Engineers. 1992.
19. Luthbertson, D. "Explotación y mantenimiento de bombas". Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2002.
20. MANÇU, R.J.S. "Bombeo Mecánico – Manual Simplificado para Instalación, Operación, Mantenimiento e Identificación de Anormalidades en el BM", apostila, Curso de Optimización e Ingeniería de Producción, SEREC/CEN-NOR, PetroBras, 2000.
21. Norma API- RP11L-B.
22. Partidas, H. "Bombeo Mecánico. Optimización, diagnóstico y operación. PDVSA. 2003.
23. Pereira A. "Selección de pozos y diseño de levantamiento artificial en el Campo Jobo, Yacimiento Morichal 01". Trabajo especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Puerto La Cruz, 1999.
24. Petróleos de Venezuela. "Arranque, operación y parada de pozos por levantamiento artificial de bombeo mecánico para operadores". En: Manual del participante. Venezuela .Universidad de oriente núcleo Puerto la Cruz. 1990.
25. Régimen tecnológico UEB producción de Boca de Jaruco. En: Batería Boca de Jaruco. 2007
26. Rieniets R, W. "Plunger Travel of Oil-Well Pumps", Drilling and Production Practice. 2001

27. STAGG, T.O and RELLEY, R.H. "Horizontal Wells Completions in Alaska", en: World Oil, March 1990, pp. 37-44.
28. Stokley, C.O and JENSEN, R.G. "Plan horizontal completions to facilitate drilling/workovers", World Oil Magazine, November 1991, pp. 53-56.
29. Tavares Noa, David. "Estudio de optimización de la explotación del Yacimiento Varadero". Vol. 1, 1999.
30. Tackas, Gabor "SUCKER-ROD PUMPING MANUAL". Tulsa-Estados Unidos de Norte America, 1993.
31. Thomas, J.E and ROSSI, N.C.M. y otros: "Fundamentos de Ingeniería del Petróleo", Editora Interciencia, PetroBras, 2001.

ANEXOS

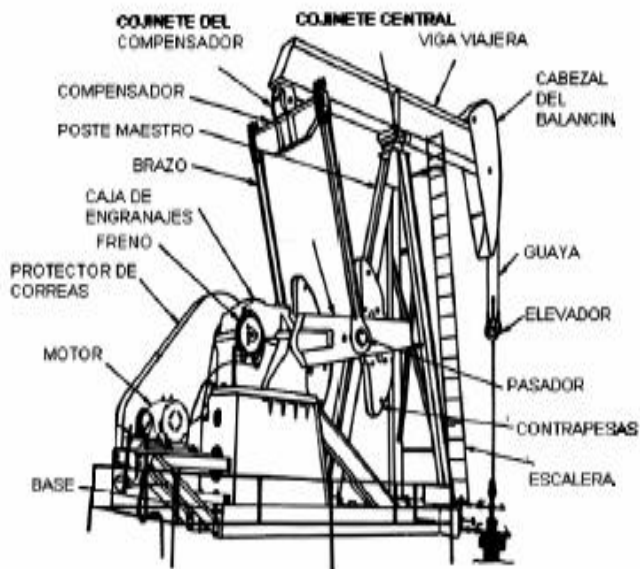
Anexo # 1

Localización del yacimiento Varadero



Anexo # 2

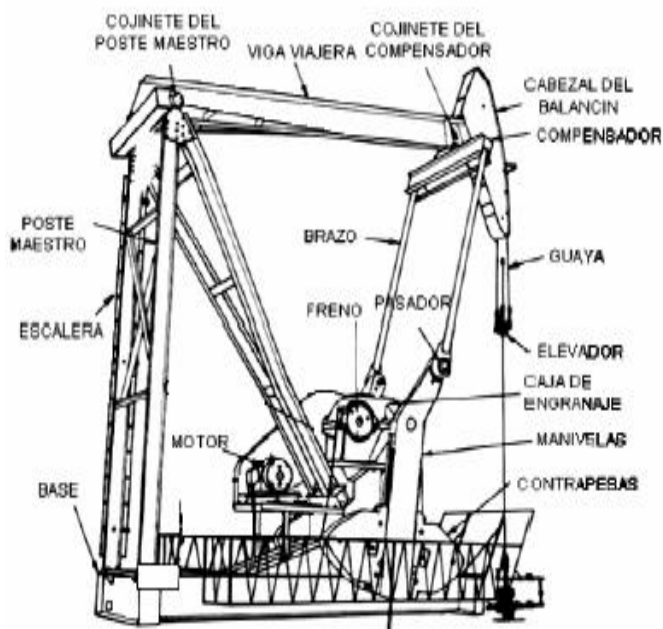
Partes componentes de la unidad de bombeo convencional



Fuente: "Manual de bombeo mecanico UPCO de Venezuela S.A"

Anexo # 3

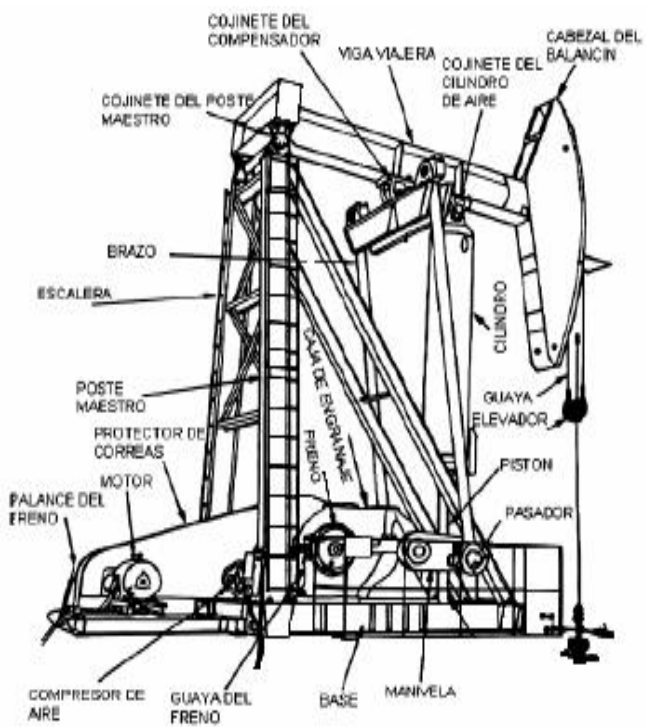
Partes componentes de la unidad de bombeo con geometría especial (Mark II)



Fuente: "Manual de bombeo mecánico UPCO de Venezuela S.A"

Anexo # 4

Partes componentes de las unidades de bombeo balanceadas por aire.



Fuente: "Manual de bombeo mecánico UPCO de Venezuela S.A"

Anexo # 5

Tabla #2 Dimensiones y numeración de las varillas.

Tamaño (plg)	Número	Diámetro (mm.)
1-1/4"	10	31.75
1-1/8"	9	28.58
1"	8	25
7/8"	7	22
3/4"	6	19
5/8"	5	15.88
1/2"	4	12.7

Fuente: Norma API RP11L

Anexo # 6

Tabla #3 Combinaciones de varillas según el diámetro del pistón de la bomba.

Según diámetro del pistón de la bomba							
Diámetro (plg.)	3/4"-7/8"	7/8"-1"	3/4"-7/8"-1"		1"-1-1/8"	7/8"-1"-1-1/8"	
	%3/4"	%7/8"	%3/4"	%7/8"	%1"	%7/8"	%1"
1-1/2"	68.6	74.3	50.5	26.4	78.1	58.8	21.7
1-3/4"	65	71.9	44.9	29.5	76.5	54.9	23.7
2"	60.8	68.1	35.2	33	74.5	50.5	26
2-1/4"	56.1	66	30.8	36.5	72.4	45.4	28.7
2-1/2"	50.8	62.5	22.5	41.3	69.7	39.8	31.7
2-3/4"	45	53.6	13.2	46.2	67.3	33.5	35
3-1/4"	31.6	49.7	-	-	61.2	19.2	42.6
3-3/4"	16	39.3	-	-	64	26	51.4

Anexo # 7

Carta dinamográfica de superficie a baja velocidad de bombeo.



Carta dinamográfica de fondo asumiendo llenado completo sin presencia de gas.



Donde:

MPT: Recorrido máximo del pistón.

EPT: Recorrido efectivo del pistón.

Fo: Carga sobre el pistón.

Anexo # 8

Equipamiento del fondo de los pozos.

	Pozos	Diámetro del pistón (mm)	Tipo de bomba
1	Vd-036	63.5	Insertada
2	Vd-136	63.5	Insertada
3	Vd-616	63.5	Insertada
4	Vd-617	63.5	Insertada
5	Vd-620	50.8	Insertada
6	Vd-635	82.5	Tubería
7	Vd-255	50.8	Insertada
8	Vd-586	69.9	Insertada
9	Vd-612	69.9	Insertada
10	Vd-613	69.9	Insertada
11	Vd-615	63.5	Insertada
12	Vd-618	63.5	Insertada
13	Vd-619	63.5	Insertada
14	Vd-621	63.5	Insertada
15	Vd-622	50.8	Insertada
16	Vd-625	63.5	Insertada
17	Vd-626	63.5	Insertada
18	Vd-632	69.9	Insertada
19	Vd-634	50.8	Insertada
20	Vd-638	69.9	Insertada
21	Vd-711	82.5	Tubería
22	Vd-713	82.5	Tubería

Anexo # 9

Posición de las unidades de bombeo para las pruebas de válvulas.

- a) Unidad de Bombeo en el comienzo de la carrera ascendente.
- b) Unidad de bombeo iniciando carrera descendente.

a)



b)



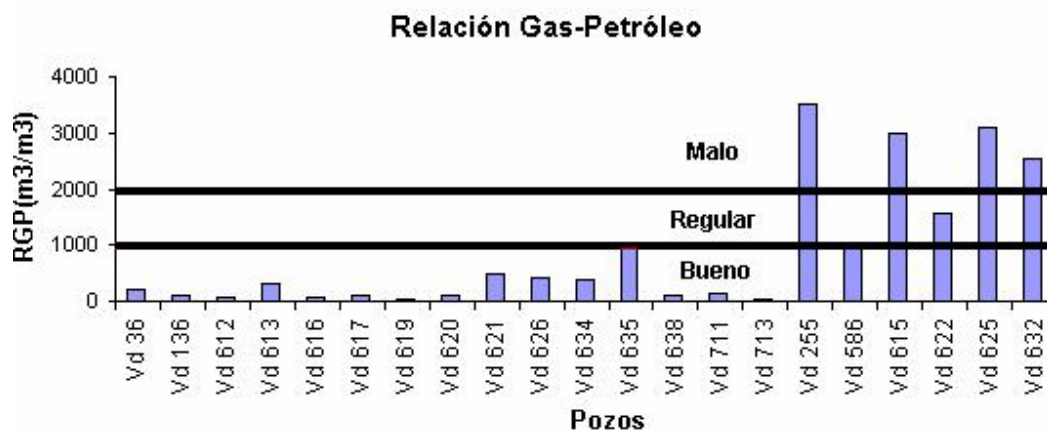
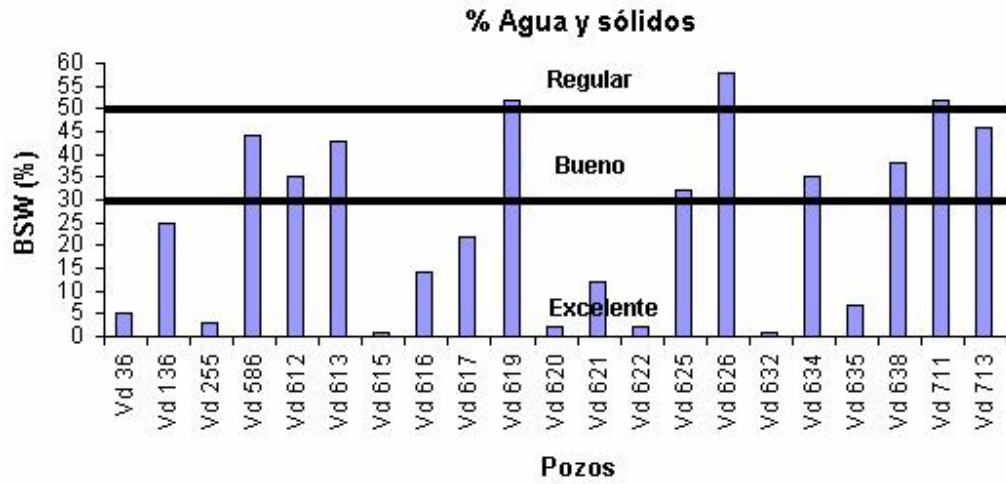
Anexo # 10

Tabla de datos de los parámetros de producción del 2/2010 hasta 2/2011

Pozos	RGP (m ³ /m ³)		Q fluido(m ³ /m ³)		BSW (%)	
	X	S	X	S	X	S
Vd-036	217	31	13.4	4.1	2.0	0.8
Vd-136	110	11	17.4	3.6	25	2.5
Vd-616	72	16	24.6	7.4	16	4.8
Vd-617	118	43	14.3	3.7	22	3.8
Vd-620	105	11	21.8	5.3	4.7	1.1
Vd-635	915	63	31.1	6.2	5.49	2.4
Vd-255	3365	1301	7.37	1.6	1.15	0.6
Vd-586	921	160	25.9	1.8	23	15
Vd-612	89	21	16.8	0.41	29	3.3
Vd-613	515	3.4	6.7	1.75	41	3.1
Vd-615	2953	669	9.6	1.52	1.05	1.4
Vd-618	607	361	2.03	0.61	15.9	0.6
Vd-619	32	7.6	49.9	4.97	49.5	6.8
Vd-621	693	156	5.03	0.85	20.6	5.4
Vd-622	1414	180	16.1	2.6	0.17	0.4
Vd-625	2756	409	7.85	1.7	38	6.8
Vd-626	240	77	5.64	1.99	62.3	5.7
Vd-632	2181	454	9.7	1.52	0.9	0.6
Vd-634	188	83	8.21	0.88	36.3	5.1
Vd-638	119	29	23.1	0.81	45.3	9.7
Vd-711	255	54	23.6	4.45	39.5	10.6
Vd-713	46	7.03	124	4.16	48.1	4.6

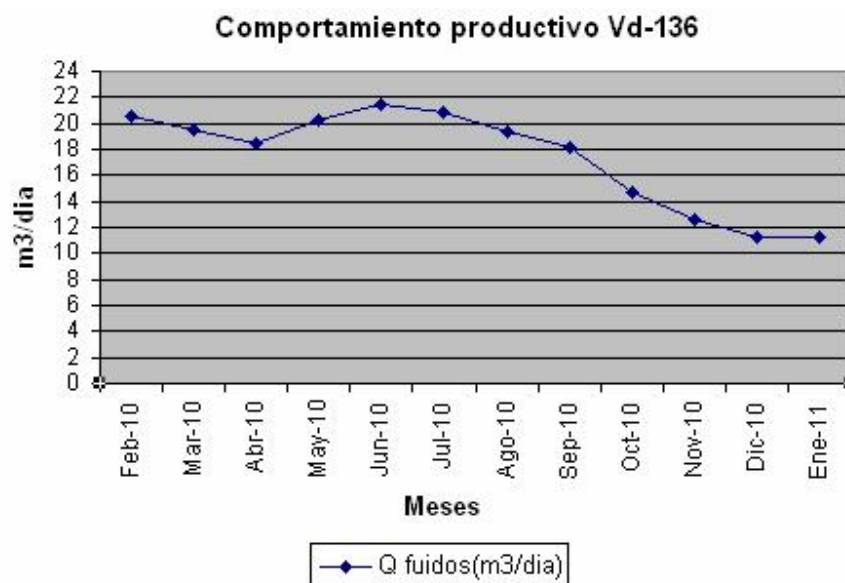
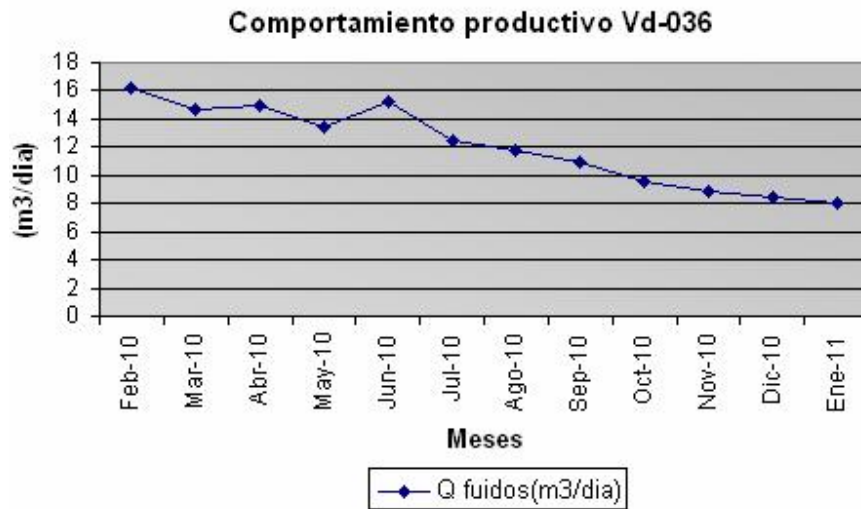
Anexo #11

Comportamiento de los parámetros productivos por pozos.

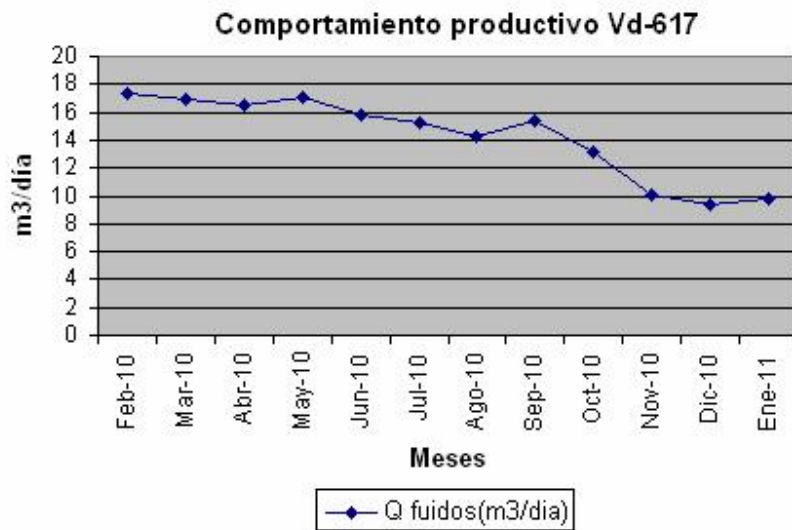
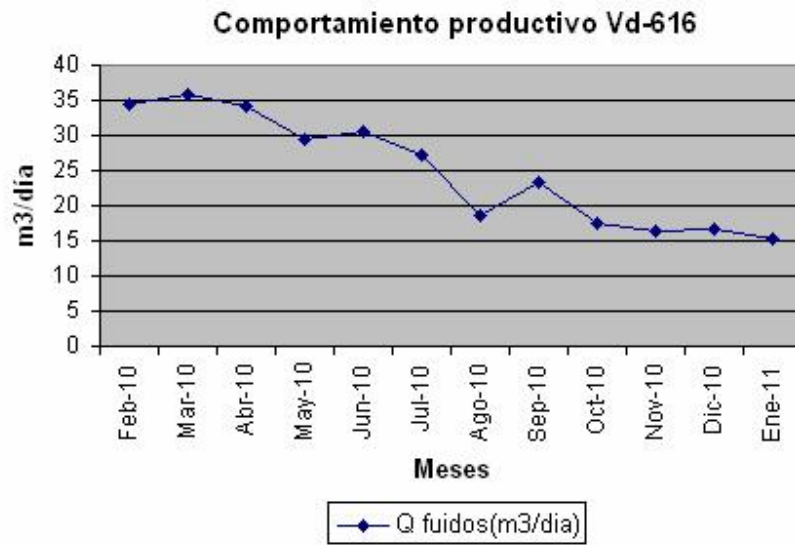


Anexo # 12

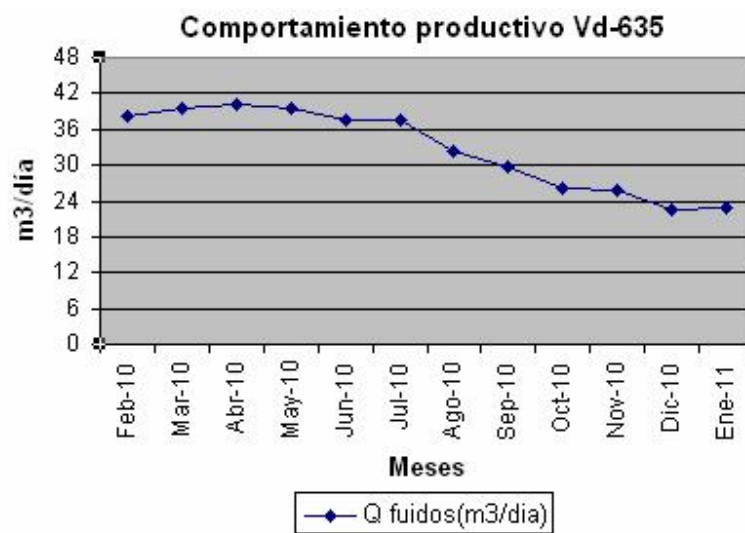
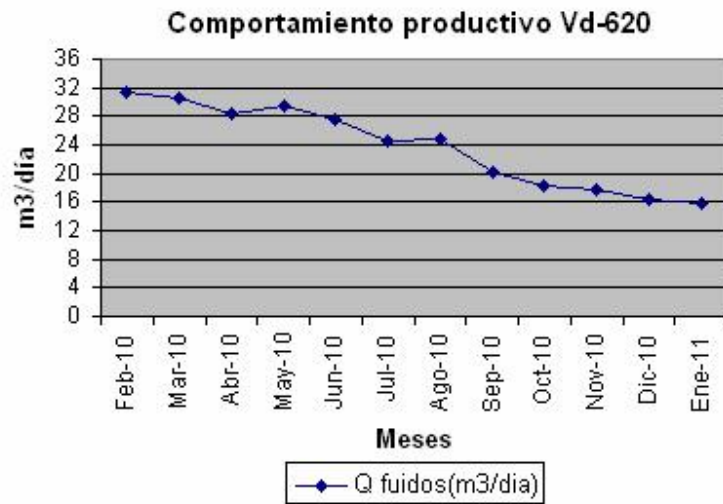
Producción cronológica de 2/2010 hasta 01/2011 por pozos.



Anexo # 12 continuación...



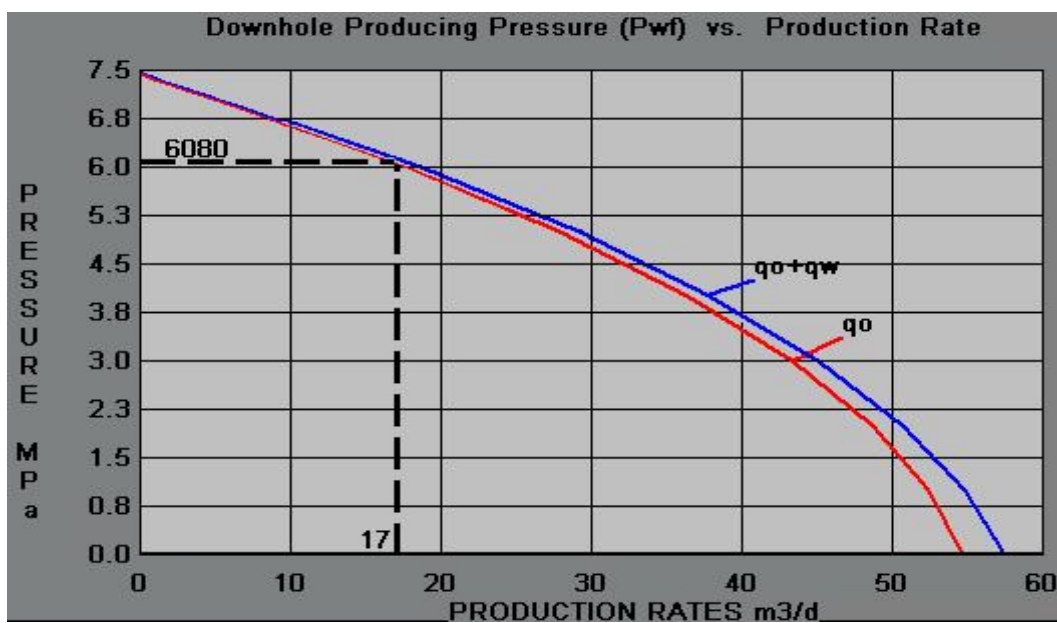
Anexo # 12 continuación...



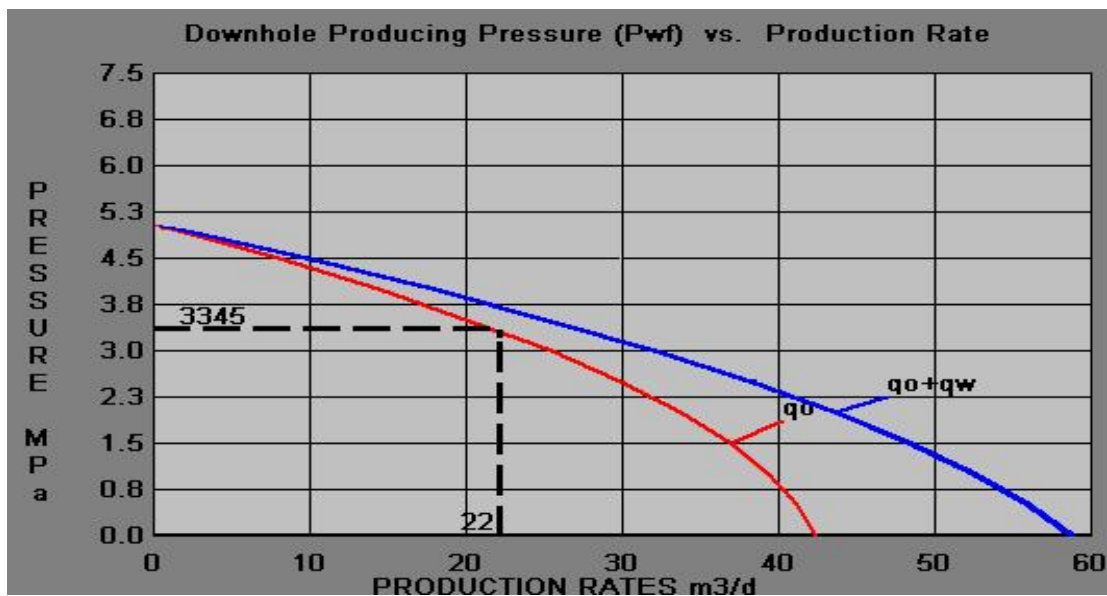
Anexo # 13

Curvas de IPR o afluencia de fluidos a pozos.

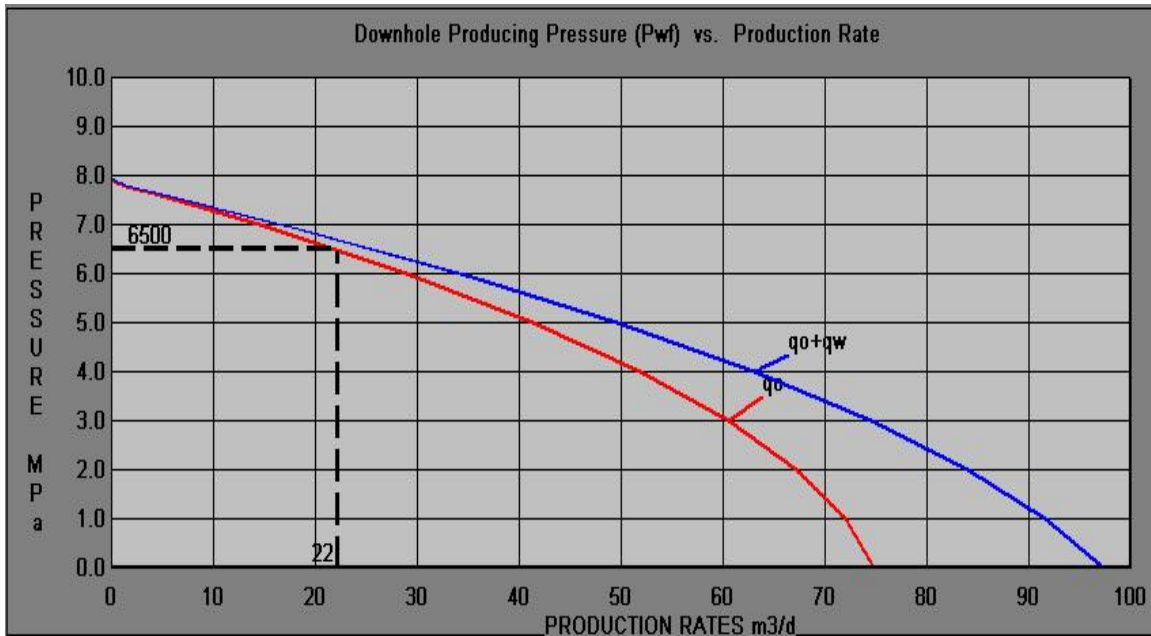
Vd-036



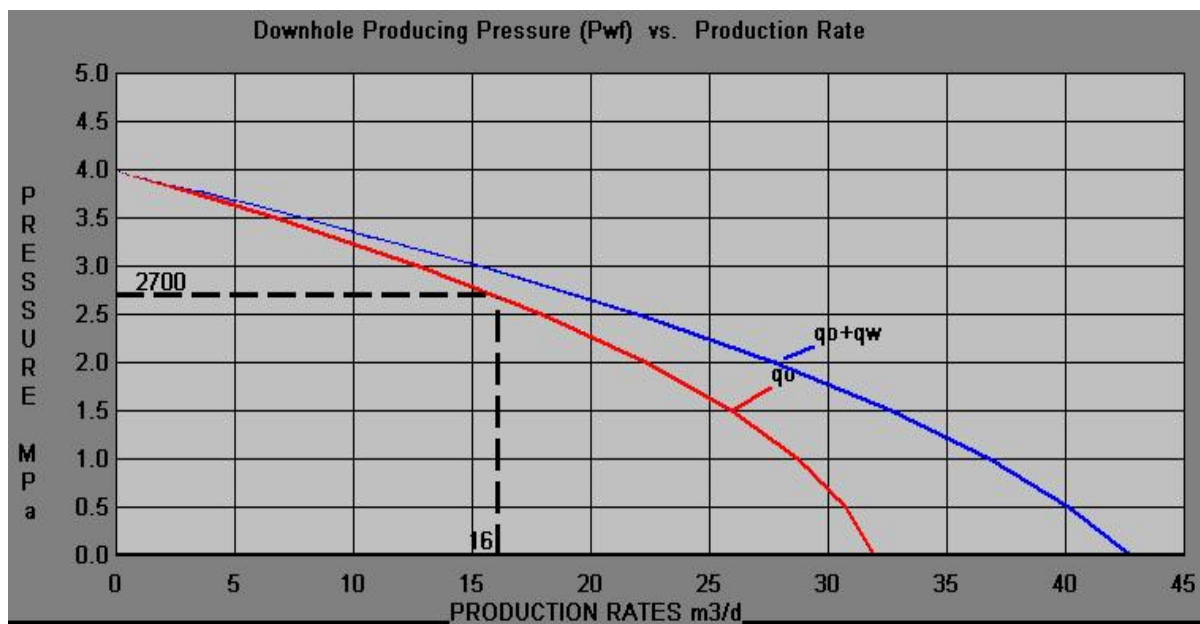
Vd-136



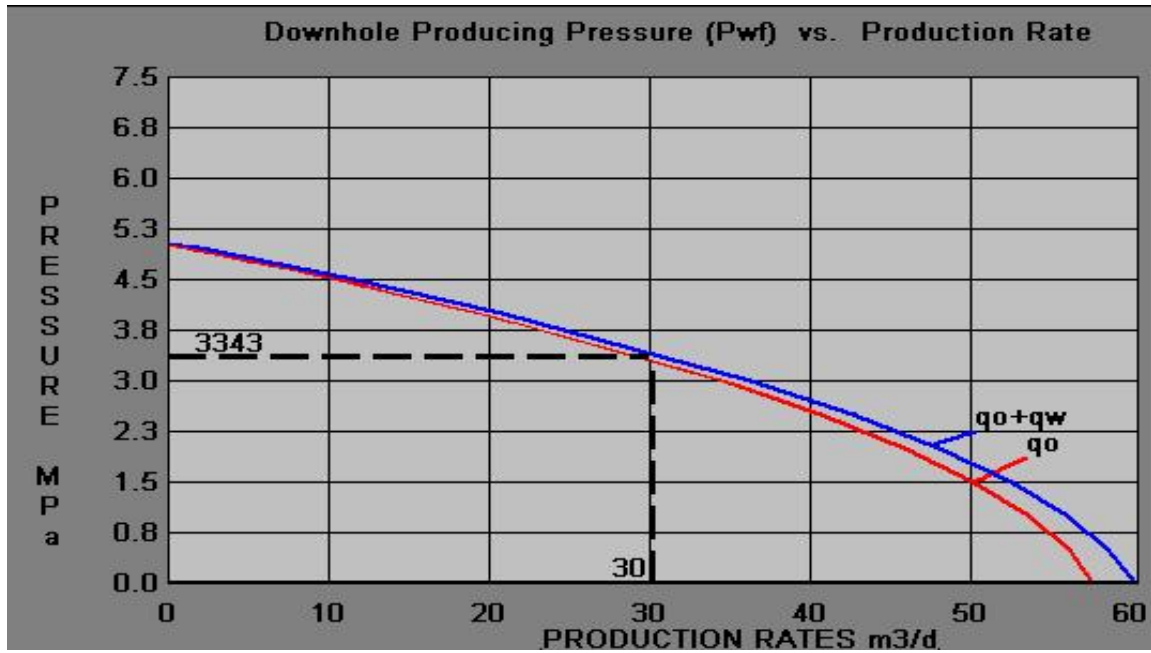
Vd-616



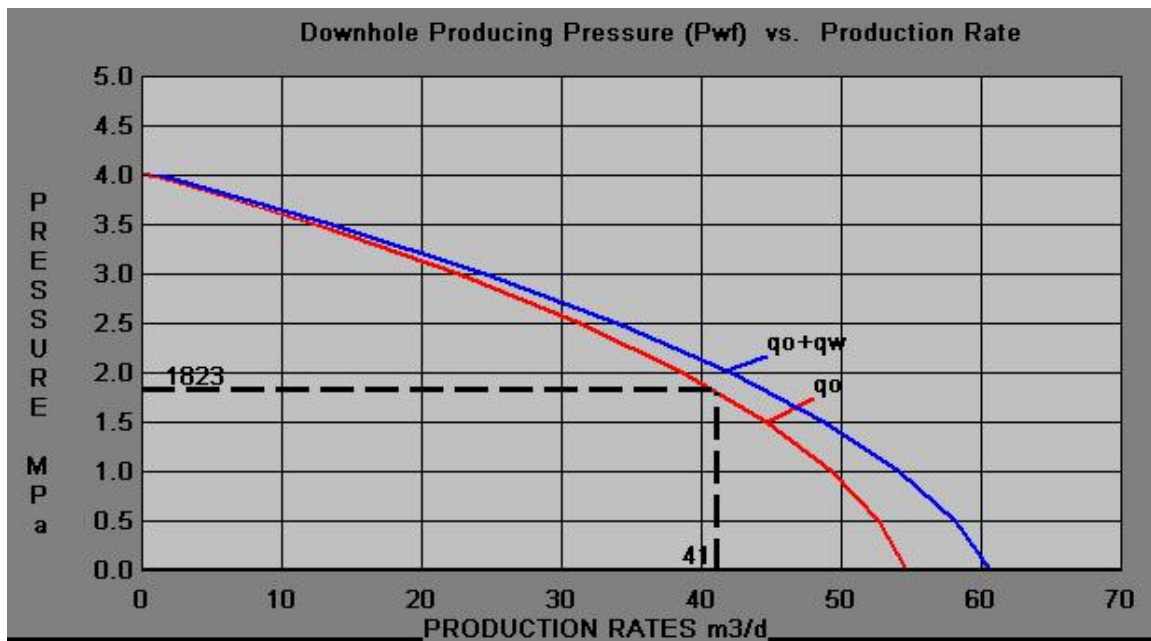
Vd-617



Vd-620



Vd-635



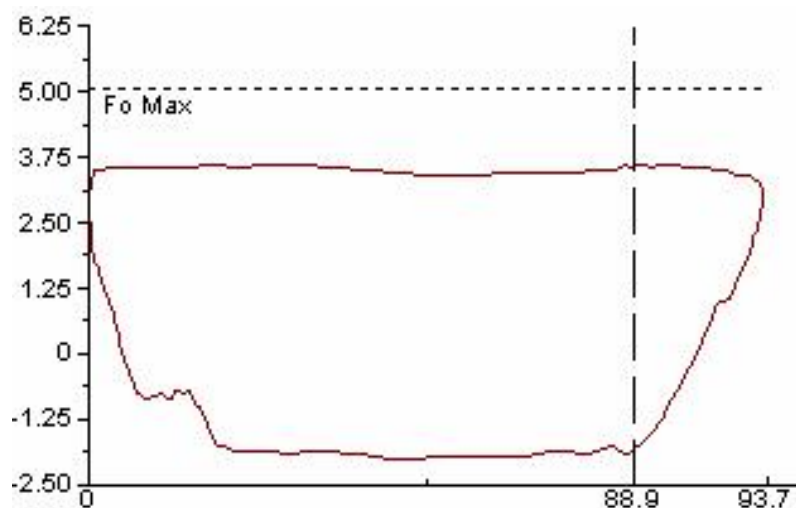
Anexo # 14

Resumen de datos de las dinamografías de fondo.

Pozos	PPUMPL,(lbs)	MPUMPL,(Lbs)	Sp,(plg)	S,(plg)
Vd-036	3816	-1053	88.6	93.7
Vd-136	10816	-2207	142.5	169
Vd-616	5568	-4031	87.5	109.9
Vd-617	4615	-4275	87	93.1
Vd-620	3869	-521	109.2	133.5
Vd-635	12385	-950	150.7	175

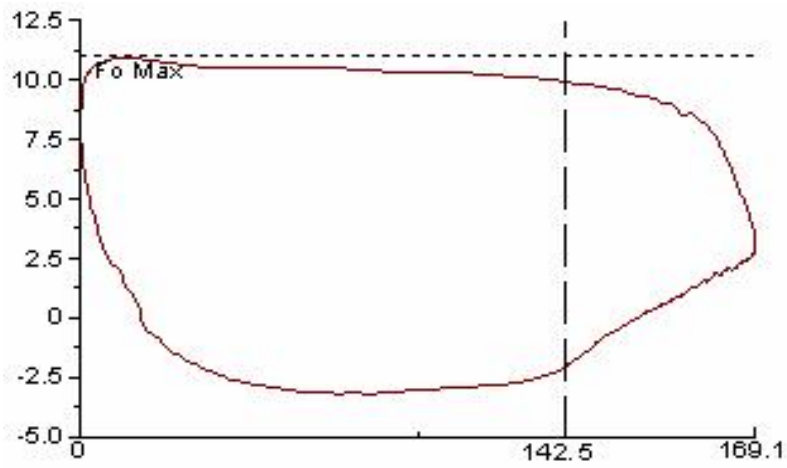
Cartas dinamográficas de fondo para el cálculo del recorrido efectivo del pistón.

Vd-036

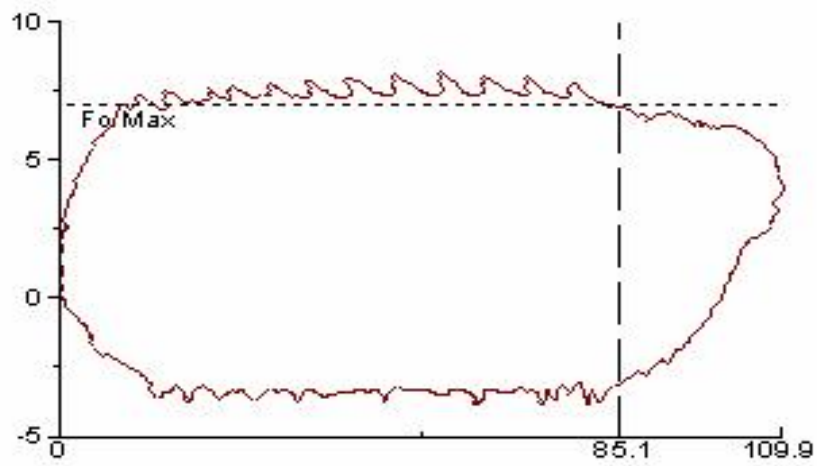


Anexo # 14 continuación...

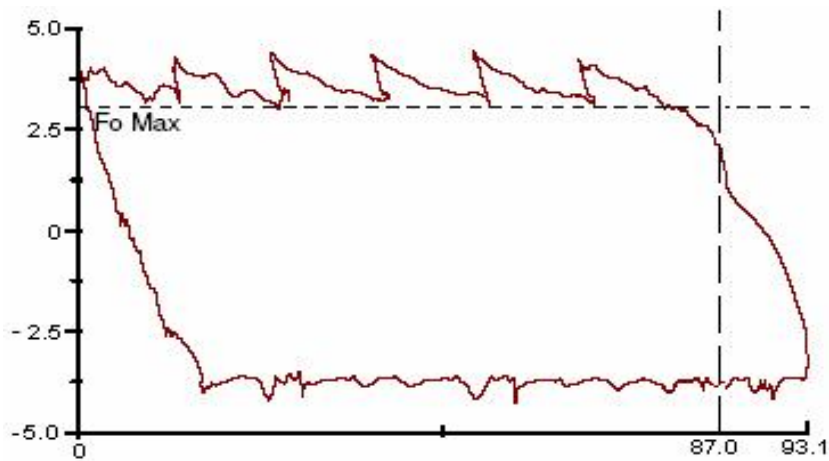
Vd-136



Vd-616

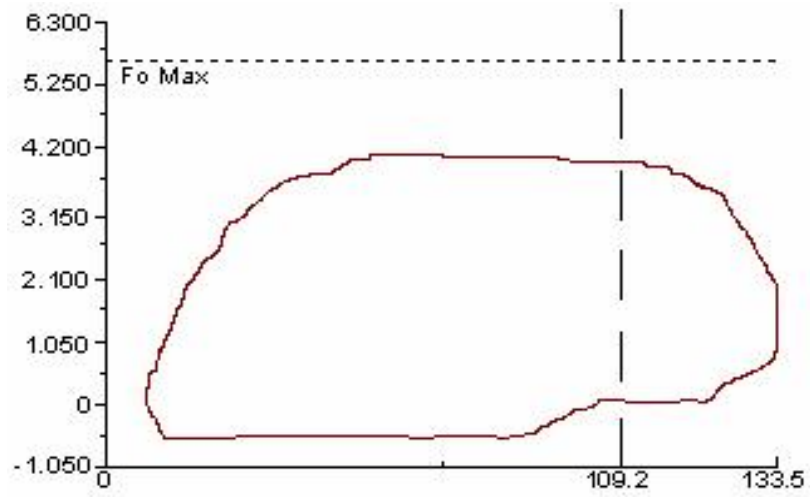


Vd-617



Anexo # 14 Continuación...

Vd-620



Vd-635

