



Universidad de Matanzas  
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo  
“Sede Varadero”

## Trabajo Final de Especialidad

*Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de Especialista  
en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.  
Mención Producción de petróleo.*

**Título: Propuesta de nuevas alternativas para la  
reducción del costo de producción en el  
Centro Colector No. 4.**

**Autor:      Ing. Mariolys Suárez Leal**

**Matanzas, Cuba 2011**



Universidad de Matanzas  
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo  
"Sede Varadero"

## Trabajo Final de Especialidad

*Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de Especialista  
en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.*

*Mención Producción de petróleo*

**Título: Propuesta de nueva alternativa para la  
reducción del costo de producción en el  
Centro Colector No. 4.**

**Autor:** Ing. Mariolys Suárez Leal

**Tutor:** Esp. Roberto D. Morín Figueredo

Matanzas, Cuba 2011

## *Declaración de autoridad.*

Declaro que soy la única autora de este trabajo, que pertenece íntegramente a la Facultad de Ingeniería Química y Mecánica de la Universidad de Matanzas. Autorizo su consulta a instituciones, profesionales, técnicos y personas en general que la necesiten siempre que se respete la procedencia del mismo, quedando prohibida la reproducción total o parcial de este documento, sin la autorización expresa de la Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos".

Nota de aceptación.

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del tribunal

---

Tribunal

---

Tribunal

Ciudad y Fecha: \_\_\_\_\_

“Los sueños de hoy, serán  
las realidades del mañana”

José Martí.

## *Dedicatoria*

Al compañero Fidel Castro nuestro eterno Comandante, a la Revolución y a todos aquellos que en bien de nuestra sociedad consulten este trabajo.

## *Agradecimientos*

Con todo el sentimiento del mundo agradezco en primer lugar a mi Madre, por su dedicación e incondicional apoyo, al eterno recuerdo de mi Padre honrando su memoria, a mis familiares, amigos y todo aquel que contribuyó de una forma u otra a la realización de este proyecto.

## *Resumen*

El presente trabajo investigativo en opción al título de Especialista en Extracción y Producción de Petróleo se realiza en el Centro colector # 4, perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro ,en este trabajo se analizan los principales parámetros que influyen en el comportamiento productivo de los pozos del ramal Este del yacimiento Varadero con el fin de proponer el uso de prensaestopas y microdrives para incrementar la producción y disminuir los costos del Centro en los casos que fuera posible. También fueron calculados otros parámetros que ayudaron a comprender mejor el comportamiento de los pozos, así como su potencial productivo, tales como, la eficiencia de bombeo y el índice de productividad. La selección de los pozos se realizó utilizando los criterios siguientes:

Pozos cuyos valores excediesen o igualasen a los  $20 \text{ m}^3$  de caudal de fluido, porcentaje de agua y sedimentos sólidos menor que 30 %,relación gas-petróleo menor  $1500 \text{ m}^3_{\text{gas}}/\text{m}^3_{\text{petróleo}}$ , eficiencia de bombeo mayor que 50 % y potencial productivo mayor que uno. De los dieciséis pozos analizados tres cumplieron con los parámetros antes mencionados para proponer el uso de prensaestopas y microdrives.

A partir del análisis económico también se pudo determinar que la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro puede, por el beneficio económico que ellos reportan, implementar su instalación.



## *Summary*

The present investigative work in option to the title of extraction and production oil specialist was done in the collecting Center 4 which belongs to the EPEP-CENTRO. In this work were examined the principal parameters that influence in the productive behavior of the wells in the east branch of Varadero's reservoir with the aim of proposing the use of stuffing box and microdrives to step up production and to decrease the costs of the Center in possible cases. Also other parameters that help a better understanding behavior of the wells were calculated such as the pumping efficiency, the productive potential and the index of productivity. The selection of the wells was made based on the following criteria:

Wells which values of intensity fluid flow were upper or equal to 20 m<sup>3</sup>, water percentage and solid sediments must be below the 30 %, relation gas- oil below 1500 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup> oil, pumping efficiency upper 50 % and Productive potential over one.

Three of the sixteen wells analyzed fulfilled the above-mentioned parameters to propose the stuffing box and microdrives use.

From this analysis was determined that the Center drilling and extraction oil enterprise due to the benefit and cost-reducing analysis could implement the stuffing box and microdrives use.

## Índice

<i>Introducción</i> .....	1
<b>CAPITULO I: Marco conceptual teórico.</b> .....	5
1.1 Características de la unidad de bombeo. ....	5
1.1.1 Diseño de la Unidad .....	9
1.1.2 Bombeo Mecánico, Ventajas y Desventajas: .....	10
1.1.3 Rango de aplicación del levantamiento artificial por bombeo mecánico. ....	11
1.1.4 Tipos de unidades de bombeo. ....	11
1.1.5 Fuentes de Reducción de Rentabilidad .....	13
1.1.6 Principales fallas y consecuencias del equipo por la influencia de la viscosidad. ....	14
1.2 Análisis de la producción del pozo. ....	15
1.2.2 Tasa de Producción. ....	17
1.2.3 Parámetros de importancia en la determinación del índice de productividad: .....	18
1.3 Las alternativas de mejora para la reducción del costo de producción. ....	19
1.3.1 Convertidores de Frecuencia (Microdrive): .....	19
1.3.2 Prensaestopas de Subsuelos. ....	22
<b>CAPITULO II: Caracterización del objeto de estudio y metodología de la investigación</b> .....	26
2.1 Diseño de investigación. ....	26
2.2 Características geológicas de la región de estudio. ....	26
2.3 Procedimiento Metodológico. ....	27
<b>CAPITULO III: Análisis de los Resultados.</b> .....	33
3.1 Evaluación del funcionamiento de cada pozo. ....	33
3.2 Determinar cuáles de los pozos puede emplearse los prensaestopas y microdrives. ....	43
3.3 Evaluar económicamente las mejoras propuestas. ....	50
<i>Conclusiones</i> .....	54
<i>Recomendaciones</i> .....	56
<i>Bibliografía</i> .....	57
<i>Anexos</i> .....	58

## INTRODUCCION

Los recursos energéticos son el conjunto de medios con los que los países del mundo intentan cubrir sus necesidades de energía. La energía es esencial para el desarrollo social y el crecimiento económico; por lo que hoy en día se trabaja en la búsqueda y obtención de nuevos recursos (renovables) que sean capaces de aportar la energía necesaria. En la actualidad el progreso técnico en casi todas las ramas de la industria está relacionado con el empleo del petróleo y el gas. El petróleo es necesario para el desarrollo de casi todos los tipos de industrias, tales como el transporte y la agricultura.

[2]

En Cuba en los últimos tiempos se ha intensificado la exploración, perforación y extracción de petróleo. Específicamente el crudo nacional, ha tomado una importancia vital en el país, por esta razón la industria petrolera debe lograr la mayor eficiencia en la extracción del crudo y su gas acompañante.

La búsqueda de petróleo en Cuba comienza desde el siglo XIX, cuando era todavía Colonia de España, sin embargo, fue después de 1959 que se trabajó en la búsqueda de campos petroleros tomando un enfoque serio y sistemático.

Actualmente en la provincia de Matanzas existen yacimientos de petróleo relativamente grandes, estos yacimientos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro) fundada en el año 1976. Dicha empresa, con niveles de producción anual por encima de 1 millón de toneladas de petróleo y 438 millones de metros cúbicos de gas, se encuentra enclavada en la finca "La Cachurra", del poblado de Guásimas, en el municipio Cárdenas.

Los campos petroleros pertenecientes a la EPEP-Centro, en estos momentos poseen condiciones particulares que limitan la aplicación de un único método de levantamiento artificial. Las principales características son: baja gravedad del crudo, alta viscosidad y alta relación gas-petróleo, tales características obligan en muchos casos la inyección de diluyente. Sumado a estas condiciones, el comportamiento de la producción por pozos en cada campo no es homogéneo, encontrándose gran variación en los cortes de agua y gas de formación.

El Yacimiento Varadero está ubicado en la parte septentrional de la Provincia Gasopetrolífera del Norte de Cuba, está separado en varios sectores denominados:

Oeste nuevo, Oeste, Central y Este, ellos se diferencian principalmente por sus comportamientos productivos.

El Centro Colector # 4 y sus pozos están ubicados en el sector Este (ramal Este de producción) y ocupa un área aproximada de 14000 m<sup>2</sup> incluyendo los pozos que pertenecen al mismo. Se sitúa junto a la Estación de Rebombado Este (ERE) aproximadamente a 1000 m al este noreste de la posta # 1 de la EPEP-Centro a la cual pertenece, se encuentra cerca a tres núcleos poblacionales de relativa importancia, Guásimas, Santa Marta y Varadero.

Por los altos valores de viscosidad que presenta el fluido en esta área, existen sobrecargas en los sistemas de bombeo incrementándose a diario las posibilidades de avería. En los últimos años se han reportado numerosos cambios de correas, poleas, cables de los bigotes, varillón y otras piezas con un bajo promedio de vida útil; de un promedio aproximado de tres cambios por semana. Para minimizar estas afectaciones en la eficiencia de la capacidad de bombeo instalada se utiliza la circulación de petróleo ligero; lo que incurre en aumento de los costos de producción, frecuencia de circulación e incumplimiento del plan que se traduce en pérdida para el país.

Dada la necesidad de elevar los niveles de producción de petróleo con el fin de satisfacer la demanda de energía actual con el menor costo posible, se hace necesaria la realización de un trabajo investigativo en el cual se hagan propuestas tecnológicas que respondan a la situación mencionada con el objetivo de minimizar los principales problemas.

A partir de lo anteriormente expuesto y tomando en cuenta los problemas y dificultades que presentan los pozos que conforman el objeto de estudio, se formula el **problema científico** que ocupa este trabajo: ¿Cómo disminuir el costo de producción en el Centro Colector # 4?

**Hipótesis:** Si se realizara una evaluación integral del funcionamiento de los pozos, así como de sus parámetros fundamentales, se podrán hacer propuestas de empleo de prensaestopas y microdrives en cada uno de ellos, para garantizar una mayor eficiencia en la extracción del crudo y una disminución en el costo de producción.

**Objeto de estudio:** Los pozos del Centro Colector # 4.

**Objetivo general:** Proponer el uso de prensaestopas y microdrives para incrementar la producción y disminuir los costos del Centro Colector # 4.

**Objetivos específicos:**

- ❖ Evaluar de forma integral el funcionamiento de cada pozo
- ❖ Determinar en cuáles de ellos pueden emplearse los prensaestopas y microdrives.
- ❖ Evaluar económicamente las mejoras propuestas.

Existen en el Centro Colector dos trabajos realizados en el año 2007 y que tiene por autores a los Ingenieros Allen Peña Gómez y Renier Rodríguez Gonzáles, ambos egresados de la Universidad de Matanzas, “Camilo Cienfuegos”, quienes realizaron su tesis a favor del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo con el título: “Estudio y optimización del consumo de energía en los pozos del ramal Este del yacimiento Varadero” y “Propuesta de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4”, respectivamente. Los trabajos antes citados fueron de mucho valor a la hora de la realización del presente.

Este estudio surgió debido a la necesidad de disminuir los costos y aumentar los niveles de producción del Centro Colector # 4. Después de haber realizado una búsqueda bibliográfica exhaustiva con el objetivo de hallar información actualizada relacionada con la teoría sobre los Prensaestopas y Microdrives, se dan a conocer informaciones acerca de los parámetros más importantes para evaluar integralmente los pozos. El trabajo muestra aspectos teórico- prácticos que se deben tener en cuenta para su comprensión. Por lo que se hizo necesario evaluar integralmente los pozos y realizar un estudio acerca de las posibilidades de cada uno de ellos para proponer el uso de prensaestopas y microdrives. Dicho estudio se basa en un amplio banco de datos y concluye con un análisis económico de las propuestas.

Entre los resultados o conclusiones que se obtuvieron se encuentran:

1. Los pozos seleccionados a partir de los criterios fueron: VD-504, VD-526 y el VD-674.
2. Con las nuevas alternativas que se proponen en este trabajo investigativo se elimina la flotación de cabilla, se asegura la unidad de bombeo con respecto a

las roturas, se elimina la circulación de petróleo ligero y se incrementa la velocidad de bombeo con el mismo método de levantamiento artificial.

**Estructura del Trabajo:** El desarrollo de esta investigación constará de tres capítulos:

**Capítulo # 1** Marco conceptual y teórico, en dicho capítulo se realiza una revisión bibliográfica sobre el principio del funcionamiento del bombeo mecánico ,sus características y principales fallas con el fin de buscar posibles soluciones a través de alternativas de mejoras a los problemas actuales que dan origen a esta investigación, a demás de otros epígrafes sobre conceptos generales de la producción.

**Capítulo # 2** Caracterización del objeto de estudio y Metodología de la investigación. En este capítulo se explica de forma simple cuál es el objeto de estudio y se representa el análisis del tipo de investigación y el procesamiento metodológico que se realizó para la elaboración del trabajo investigativo, donde se recopila la información ,se procesa y se seleccionan los pozos en condiciones reales para emplear los prensaestopas y microdrives según los criterios de caudal de fluido, porcentaje de agua, relación gas-petróleo, eficiencia de bombeo, índice de productividad y depresión de trabajo con el fin de realizar un diagnóstico adecuado.

**Capítulo # 3** Análisis de los resultados. En este capítulo se plasmarán los resultados obtenidos en la investigación, mostrando el diagnóstico extraído a través del estudio realizado y las propuestas de uso de prensaestopas y microdrives de los posibles pozos en el yacimiento Varadero este, así como la evaluación económica de las propuestas.

## **CAPITULO I: Marco conceptual teórico.**

Este capítulo pretende analizar el principio de funcionamiento del sistema de bombeo mecánico, para prevenir las fallas del equipo e incrementar mediante el uso de alternativas de mejoras, la eficiencia de la unidad y disminuir los costos de producción a través del fundamento teórico y el análisis bibliográfico existente como base principal de toda investigación.

### **1.1 Características de la unidad de bombeo.**

La función del sistema de bombeo mecánico por cabillas es transmitir la potencia desde la bomba de fondo, para levantar los fluidos del yacimiento, hasta la superficie que convierte el movimiento rotacional de la matriz en movimiento ascendente-descendente de la barra pulida. La bomba de cabillas, bombeando el fluido que fluye desde la formación hasta el fondo del pozo, disminuye la presión en el fondo. Un diferencial de presión grande entre la formación y el fondo del pozo incrementa la tasa de producción.

[16]

El sistema de bombeo por cabillas consiste en equipo de superficie y de fondo (**ver anexo I**). El equipo de superficie incluye la unidad motriz (motor eléctrico), unidad de bombeo, barra pulida, prensa estopas, cabezal, y líneas de flujo. El equipo de fondo incluye el revestidor, tubería de producción, sarta de cabillas, bomba de fondo, niple de asentamiento, niple perforado y ancla de lodo (tubo de barro). En esta parte del capítulo se examina cada componente y la afectación que puede representar el mal funcionamiento de uno de ellos para el sistema. [5][15]

La función de la **unidad motriz** es suministrar la potencia necesaria para el sistema de bombeo. La unidad motriz afecta el consumo de energía, profundidad, nivel de fluido, velocidad de bombeo y balanceo de la unidad. En la mayoría de los campos petroleros los motores están usualmente sobre dimensionados, esto garantiza la disponibilidad de suficientes caballos de fuerza en el sistema a riesgo de disminuir la eficiencia.

Los motores eléctricos alcanzan su óptima eficiencia cuando las cargas están cercanas a la potencia de la etiqueta (Placa del motor). Cuando un motor esta poco cargado la

eficiencia es menor. Los motores eléctricos y a gas son componentes de bajo torque y altos revoluciones por minutos (rpm). La variación de velocidad de la unidad motriz afecta la caja de engranaje, las cargas en las cabillas y la velocidad de bombeo. Variaciones de velocidad altas del motor reducen el torque neto en la caja de engranaje. Por ejemplo, en la carrera ascendente donde la barra pulida soporta las mayores cargas, el motor desacelera, debido a esta reducción de velocidad, la inercia de los contrapesos (resistencia al cambio en velocidad) ayudan a reducir el torque de la caja de engranaje liberando energía cinética almacenada. Esto también reduce las cargas picos en la barra pulida reduciendo la aceleración de la barra pulida. En la carrera descendente la unidad acelera resultando en cargas mínimas sobre la barra pulida, por lo tanto, variaciones de velocidad altas en la unidad motriz "aplanan" las cartas dinámicas al compararse con unidades motrices de baja variación de velocidad lo que trae como resultado rangos bajos de tensión y por ende disminución de la fatiga en las cabillas. [5][15]

La función de la **caja de engranaje** es convertir torque bajos y altas rpm de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1, esto significa que la caja de engranaje reduce los rpm a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

Si la caja de engranaje tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Afortunadamente, al usar contrapesos, el tamaño de la caja de engranaje puede ser reducido.

**Los contrapesos** ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de las cargas de las cabillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente. En otras palabras, en la carrera ascendente, los contrapesos proporcionan energía a la caja de engranaje. En la carrera descendente estos almacenan energía. La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera en ambas direcciones, cuando esto ocurre la unidad está *balanceada*. [5][15]



**La barra pulida** conecta la unidad de bombeo a la sarta de cabillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Como su nombre indica, la barra pulida tiene una superficie lisa y brillante. La superficie de la barra pulida previene el desgaste de las empaaduras del prensaestopa. **Las empaaduras del prensaestopa** están diseñadas para prevenir fugas de fluido. Si el pozo no produce suficiente petróleo para mantener lubricada la barra pulida, entonces un lubricador es usualmente instalado encima del prensaestopa, la constante lubricación prevendrá daños en el prensaestopa y en la barra pulida. Las empaaduras del prensaestopa son apretadas para prevenir fugas en el cabezal, pero si se aprietan demasiado, podrían incrementarse las pérdidas de potencia en la barra pulida resultando una mala interpretación. [5][15]

**Las líneas de flujo** conectan el cabezal del pozo con el separador, aunque este curso no cubre los equipos más allá del cabezal, es importante entender el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema de bombeo por cabillas. Como se hace alusión anteriormente, la barra pulida soporta el peso de la sarta de cabillas y el fluido, también debe sobreponerse a la presión en la línea. Altas presiones en la línea pueden resultar altas cargas en la barra pulida y baja eficiencia. Estas cargas adicionales en la barra pulida dependerán del diámetro del pistón, mientras más grande sea el tamaño del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema.

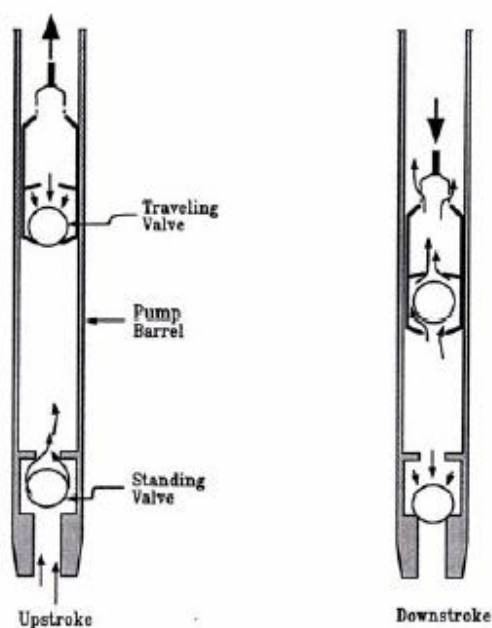
**La sarta de cabillas** conecta la bomba de fondo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba lo que proporciona la potencia necesaria a la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de cabillas tienen un impacto significativo en la economía de un pozo.

El fluido se produce a través del espacio anular tubería-cabillas hasta la superficie. Cuando la **tubería** esta anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada, entonces podría afectar las cargas sobre las cabillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. [5][15]

La típica **bomba de subsuelo** por cabillas de succión es un arreglo embolo-cilindro. En la terminología de campos petroleros el émbolo es llamado pistón y el cilindro se le

conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija. Entender la operación de la bomba es esencial para la comprensión total del sistema incluyendo la interpretación de la forma de las cartas dinamo gráficas. La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de cabillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor.

Para entender como funciona la bomba hay que observar la **acción de las válvulas**, asumiendo que la bomba está llena con líquido incompresible tal como petróleo muerto o agua. La *Figura 1.1* muestra como se comportan las válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo. [5][15]



*Figura 1.1 Válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo*

El **niple de asentamiento** (o zapata) es un acople de tubería internamente ahusado que permite asentar la bomba con un fuerte sello. Los niples de asentamiento tienen tanto cierre mecánico como por copas de fricción. [5][15]

### ***Funcionamiento.***

#### **Carrera Ascendente:**

En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba.

#### **Carrera Descendente:**

En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite. Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible. Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería. **[5][15]**

#### **1.1.1 Diseño de la Unidad.**

El método estándar desarrollado por la API (Instituto Americano del petróleo) para describir las unidades de bombeo es el siguiente:

#### **C-320-256-100**

La letra **C** significa unidad convencional, la **M** significa una unidad Mark II y la **A** una unidad balanceada por aire, también pueden verse otras combinaciones de letras simples o dobles para nuevos tipos de unidades de bombeo tales como **RM** para unidades Lufkin Mark Revers. El primer número es la designación de la capacidad de carga de la caja de engranaje en Miles libras-plg (torque), En el ejemplo, la capacidad de la caja de engranaje es hasta 320.000 lbs-plg. El segundo número es la capacidad de la estructura en cientos de libras. En el ejemplo este rango significa que para evitar sobre cargas en la estructura de la unidad, la barra pulida no debe exceder de 25.600

lbs. El último número muestra la longitud máxima de la carrera de la unidad en pulgadas (100 plg en el caso ejemplo). Las unidades de bombeo usualmente tienen desde 2 hasta 5 longitudes de carrera. Los catálogos de las unidades muestran todas las longitudes de carrera disponibles. [1]

### **1.1.2 Bombeo Mecánico, Ventajas y Desventajas:**

Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el bombeo mecánico tiene sus ventajas y desventajas que son importantes cuando se determina qué método de levantamiento usar para una aplicación particular. Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que se espera de los pozos. Dependiendo de la profundidad de la bomba, el bombeo mecánico puede no cumplir con la capacidad de producción deseada. En el rango en el que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar su eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio. Usualmente la decisión del método de levantamiento a utilizar depende de muchos factores que incluyen: Localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas parafinas, costos del equipo, etc. [5] [15] [16]

A continuación las principales ventajas y desventajas del bombeo mecánico:

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Fácil de operar y servicios</li><li>• Permite cambiar fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera</li><li>• Permite disminuir la presión de entrada de la bomba para maximizar la producción.</li><li>• Es el método de levantamiento artificial más eficiente.</li><li>• Permite intercambiar fácilmente las unidades de superficie.</li><li>• Permite utilizar motores a gas en caso de indisponibilidad eléctrica.</li><li>• Permite usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de cabillas.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Es problemático en pozos desviados.</li><li>• No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos.</li><li>• No puede manejar producción excesiva de arena.</li><li>• La eficiencia volumétrica disminuye drásticamente cuando se maneja gas libre</li><li>• Las tasas de producción disminuyen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial.</li><li>• No es oportuno en áreas urbanas.</li></ul>

### 1.1.3 Rango de aplicación del levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Gravedad API comprendidas entre 8,5° y 40°.

Profundidad de 120 a 2750 m.

Relación gas-petróleo de 90 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>crudo.

Tasa de fluido entre 3 y 310 m<sup>3</sup>/día.

Viscosidad menor de 10.000 cP, en condiciones de presión y temperatura de fondo. [1]

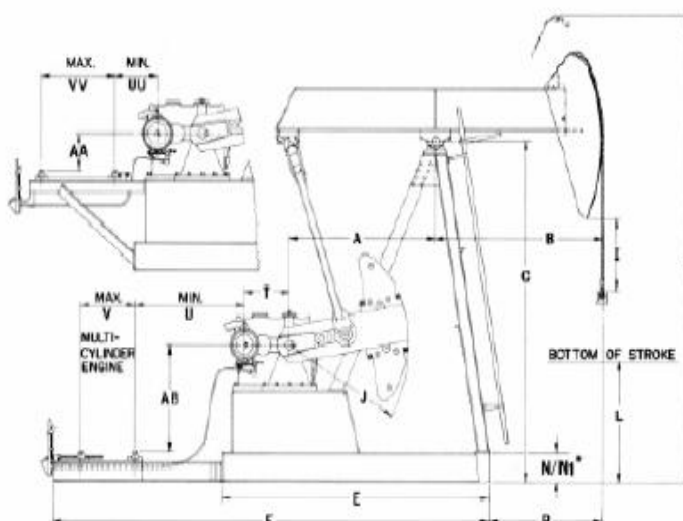
### 1.1.4 Tipos de unidades de bombeo.

1. Tipo convencional
2. Mark II
3. Balanceadas por Aire. [16]

## Unidades de Bombeo Convencional

### Ventajas:

1. Costos de Mantenimiento bajos.
2. Cuesta menos que otras Unidades.
3. Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de cabillas de fibra de vidrio.
4. Puede rotar en sentido horario y antihorario.
5. Puede bombear más rápido que las Unidades Mark II sin problemas.
6. Requiere menos contrabalanceo que las Mark II.



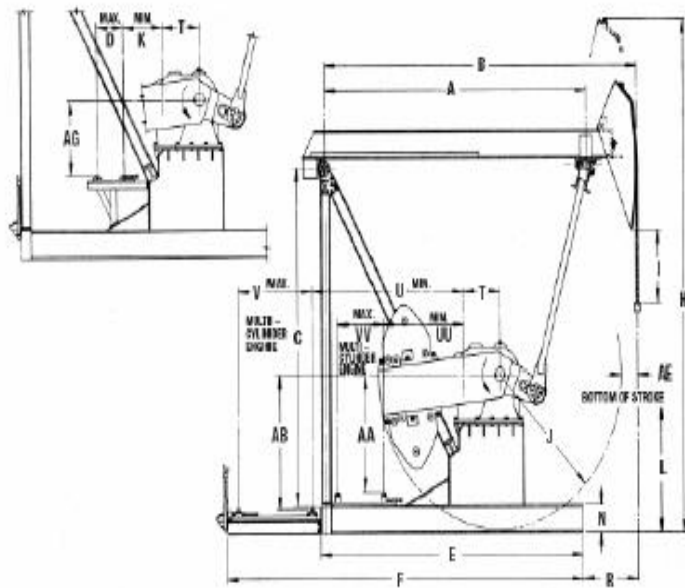
### Desventajas:

1. En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades.
2. Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad (especialmente con cabillas de acero).

## Unidades de Bombeo Mark II

### Ventajas:

1. Tiene menor torque en la mayoría de los casos.
2. Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional.
3. Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.



### Desventajas:

1. En varias aplicaciones, no puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.
2. Solo puede rotar en sentido antihorario.
3. En caso de existir golpe de fluido podría causar mas daño a la sarta de cabillas y la bomba.
4. Puede colocar la base de la sarta de de cabillas en severa compresión causando fallas por pandeo.
5. Puede experimentar torques mas altos que las unidades convencionales cuando se usan cabillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

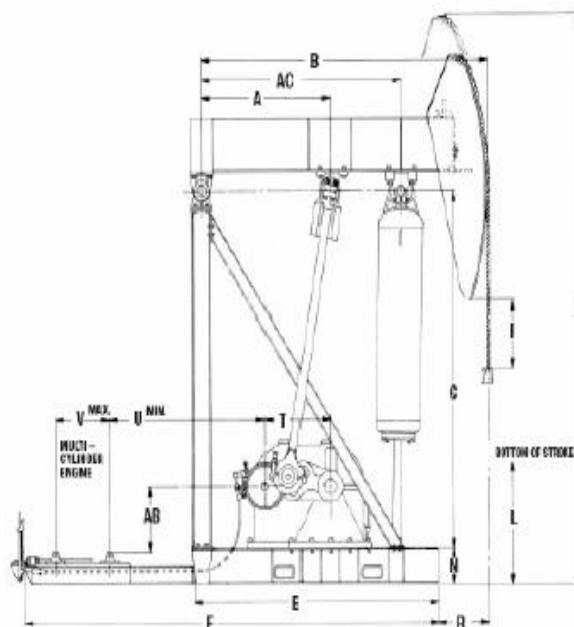
## Unidades de Bombeo Balanceadas por Aire

### Ventajas:

1. Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.
2. Los costos de transporte son mas bajos que otras unidades (debido a que pesa menos)
3. Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.
4. Puede rotar tanto en sentido horario como antihorario.

### Desventajas:

1. Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
2. La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
3. La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión de aire.



### 1.1.5 Fuentes de Reducción de Rentabilidad

Para optimizar el comportamiento de sistemas por bombeo mecánico es importante identificar y entender los problemas que reducen la rentabilidad. Las dos principales fuentes de reducción de este indicador son: baja eficiencia del sistema y fallas en el equipo. Se puede subdividir de la siguiente manera:

#### *Eficiencia baja del sistema:*

- ❖ Bomba desgastada.
- ❖ Golpe de fluido.
- ❖ Unidad desbalanceada.
- ❖ Mal diseño del tamaño del motor. [16]

***Fallas del equipo:***

- ❖ Cabillas partidas.
- ❖ Fuga en tubería.
- ❖ Fallas en la bomba.
- ❖ Fallas en la caja de engranaje. [16]

**1.1.6 Principales fallas y consecuencias del equipo por la influencia de la viscosidad.**

Existe una relación directa entre viscosidad y las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. A mayor viscosidad, más fricciones. Esto provoca que al moverse la cabilla por dentro de la tubería llena de petróleo se genere fricciones en el movimiento hacia ambas direcciones. En el movimiento hacia arriba, estas fricciones generan un aumento de las cargas en el cabezal del equipo de superficie lo que implica un aumento de las cargas máximas. En el movimiento hacia abajo, estas fricciones generan una disminución de las cargas en el cabezal del equipo provocando graves consecuencias para el bombeo (partiduras de cabillas, jorobas y daños en la estructura de la unidad de bombeo). El movimiento interior en las tuberías puede generar considerables caídas de presión por el efecto de fricción tales como:

- ❖ El equipo de superficie (gato de extracción y las varillas), son sometidos a esfuerzos extras durante la etapa de succión cuando el cabezal va hacia arriba.
- ❖ El equipo de superficie no trabaja balanceado en la etapa de descarga cuando el cabezal va hacia abajo.
- ❖ Las cabillas se retrasan en la etapa de descarga con respecto a la cabeza del balancín, por la fuerza de rozamiento entre ellas y el petróleo viscoso.
- ❖ En la etapa de descarga la cabeza del balancín se adelanta al movimiento de las cabillas, el primero comienza a moverse hacia arriba cuando las cabillas aún no han concluido su movimiento hacia abajo, lo que conlleva a que se produzcan fuertes golpes entre las cabillas y el portavarillas. Esto provoca problemas como partiduras de cabillas, jorobas



del varillón, desequilibrio de todo el sistema; así como la disminución del recorrido del pistón dentro de la bomba.

- ❖ Aumento de las fuerzas de rozamiento entre el pistón y el cilindro de la bomba.
- ❖ Disminución del coeficiente de llenado de la bomba, etc. [5] [6]

## **1.2 Análisis de la producción del pozo.**

Las características de producción de un pozo están representadas por su relación de comportamiento de flujo, expresadas por medio de gráficas conocidas como curvas de afluencia (IPR). Estas relacionan las presiones de formación con el caudal de producción, como se muestra en las gráficas que siguen. Para definir el comportamiento de producción en los pozos, es necesario conocer las variables que intervienen en el estudio, las cuales son factores determinantes para la construcción de las curvas IPR. Variables que intervienen: índice de productividad y tasa de producción. [3]

### **1.2.1 Índice de Productividad.**

La afluencia de un pozo se relaciona con un parámetro denominado índice de productividad. El fluido entra en el pozo con una presión dinámica o presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), esta presión y la estática están referidas al tope del intervalo abierto como profundidad de referencia. Expresado como:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ecuación (1.1)}$$

Donde: IP → Índice de Productividad, BBPD/psi o m<sup>3</sup>/d/atm.

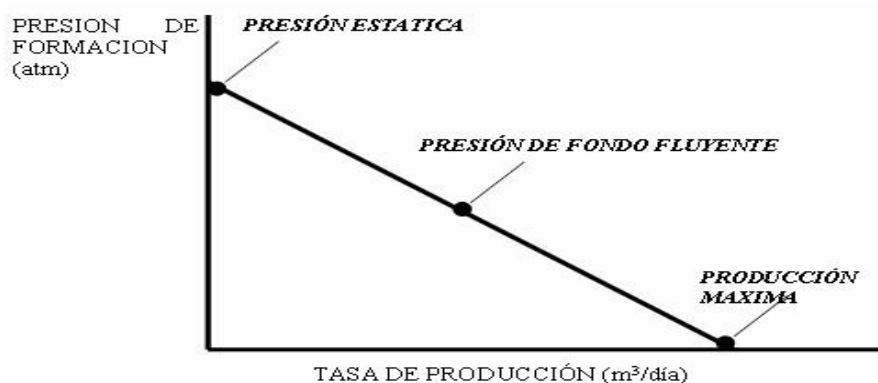
Q → Tasa de producción en un momento dado, BBPD o m<sup>3</sup>/d.

$P_e$  → Presión Estática del yacimiento, psi o atm.

$P_{wf}$  → Presión de fondo fluyente, psi o atm.

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida. Los pozos que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en la tasa de flujo, de tal forma que está es directamente proporcional a la presión diferencial ( $P_e - P_f$ ) de fondo. [4]

En la práctica se asume de esta manera, para todos los caudales de producción y nos lleva a una línea recta como se muestra en la figura 1.2.

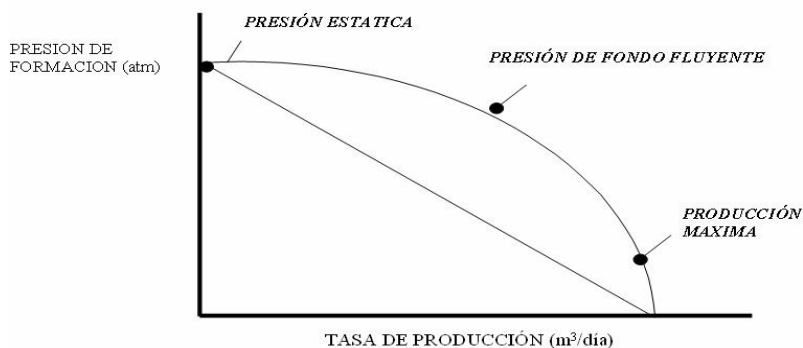


**Figura 1.2.** Comportamiento de la producción. Índice de productividad constante.

En otros pozos, a altas tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye, cuando este fenómeno ocurre se le denomina índice de productividad variable como muestra la figura 1.3.

La causa de la declinación se debe a varios factores:

- ✓ Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.
- ✓ Disminución en la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia de gas libre, resultante de la caída de presión en el pozo.
- ✓ Aumento de la viscosidad del petróleo con la caída de presión por debajo del punto de burbujeo (Ver Fig. 1.3). [3][4]



**Figura 1.3.** Comportamiento de la producción. Índice de productividad variable.

- ✓ Reducción en la permeabilidad por la compresibilidad de la formación.

En la práctica los valores de IP son muy variados, dependiendo de las características de producción de cada pozo, y se han fijado los siguientes valores como indicativo de la productividad de un pozo:

IP < 1,17 m<sup>3</sup>/día/atm es bajo.

1,17 ≤ IP ≤ 3,51 m<sup>3</sup>/día/atm es intermedio.

IP > 3,51 m<sup>3</sup>/día/atm es alto.

Aunque en raros casos, se consiguen valores tan bajos como 0,234 m<sup>3</sup>/día/atm ó menores, y tan altos como 117 m<sup>3</sup>/día/atm ó más.

- ✓ El IP está en función de la permeabilidad, la viscosidad y la forma del depósito; por lo que el IP puede cambiar en la vida de un pozo si cualquiera de estas características cambia, incluso el agotamiento de presión. (Disminución de P<sub>e</sub>).

**[3][4]**

Se puede cambiar el índice de productividad cambiando las características del pozo, ejemplo:

- ✓ Cambiando la permeabilidad con un estímulo.
- ✓ Cambiando la viscosidad del petróleo con solventes a calor.
- ✓ Cambiando el radio del pozo
- ✓ Después de un pozo estimulado sea con trabajos de acidificación, fracturación u otros el índice de productividad (IP) debe aumentar la producción con la misma diferencia de presión, sino, el tratamiento fue infructuoso. El declive del IP debe tener lugar durante el agotamiento del depósito normal y paralelo al crecimiento normal en relación gas-petróleo y el porcentaje de agua.

Normalmente no se conoce toda la información requerida para calcular el flujo de potencial máximo basado en la ecuación de Darcy pero se puede usar los niveles de fluido. Aunque la estrecha relación entre la producción (Q<sub>f</sub>) y la presión de fondo (P<sub>wf</sub>), se puede predecir el caudal de la producción para cualquier presión de fondo dada.

**[3][4]**

### **1.2.2 Tasa de Producción.**

La cantidad de flujo producido por un pozo en función del tiempo que es medida comúnmente en barriles por día (BBPD) o metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/día).

El petróleo y el agua forman la tasa de producción total del líquido, y es punto clave en el diseño del bombeo mecánico. [3]

Al resolver la ecuación del índice de productividad para Caudal de fluido, se consigue una expresión para la tasa de producción durante el período.

$$Q = IP \cdot (P_e - P_{wf}) \quad \text{Ecuación (1.2)}$$

Considerando el índice de productividad y la presión estática establecida para una declinación determinada, queda solamente la presión dinámica, Pwf. El objeto del levantamiento artificial es reducir esta presión dinámica, Pwf. [3] [4]

**Diferencial de presión:** Para que pueda existir flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo, es necesario que la presión de formación o estática (Pe) sea mayor que la de fondo con el pozo produciendo o presión fluyente (Pwf). La diferencia entre estas es lo que se conoce como diferencial de presión (Pe – Pwf).

La Presión de fondo puede determinarse disparando los niveles de fluidos, mientras la bomba está operando para proporcionar los datos de optimización de producción. Para determinar la presión de formación se cierra el pozo y el método más exacto es el manómetro de profundidad aunque por los niveles de fluidos es mucho más fácil obtener los datos sin tener que registrar varias veces para obtener la presión deseada.

**Nivel de Fluido:** Es la profundidad donde se encuentra el contacto gas líquido de un pozo a una presión determinada en la superficie y es medida desde el cabezal de producción.

**Nivel estático:** El nivel que alcanza el fluido cuando la presión de capa es igual a la presión de fondo.

**Nivel dinámico:** El nivel que alcanza el fluido cuando el pozo esta produciendo. [4]

### 1.2.3 Parámetros de importancia en la determinación del índice de productividad:

**Presión de fondo (Pf):** Presión en el fondo cuando el pozo esta produciendo.

**Presión de Capa (Pc):** Es la presión a la que se encuentra el petróleo atrapados dentro de la roca siendo el punto más alejado. Esta presión no la podemos variar y es innata del yacimiento.

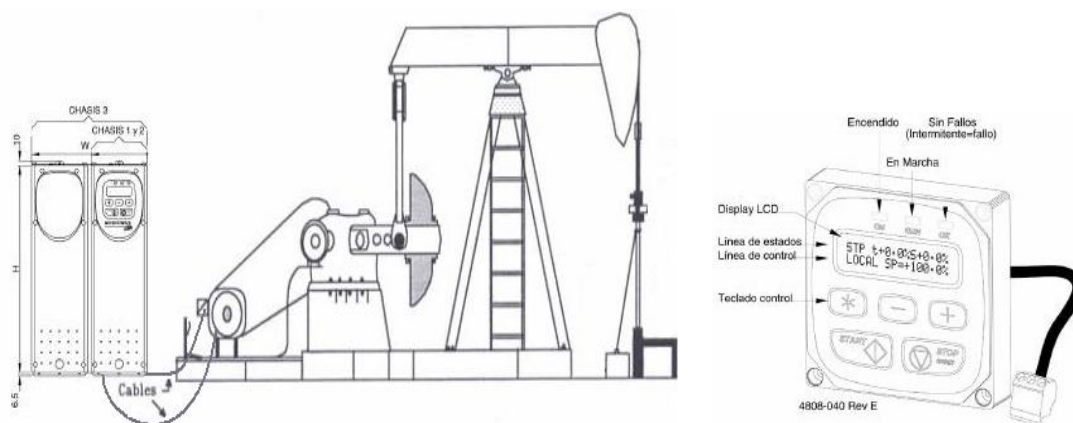
**Presión de saturación (Psat):** Es la presión a partir de la cual el gas que se encuentra disuelto dentro del petróleo comienza a liberarse. En un pozo a medida que la profundidad (nivel) se hace menor, mayor cantidad de petróleo se libera. [3][4]

### 1.3 Las alternativas de mejora para la reducción del costo de producción.

#### 1.3.1 Convertidores de Frecuencia (Microdrive):

**Uso:** A través de los convertidores de frecuencia (CF), es posible controlar la velocidad del motor de inducción.

Poseen seis entradas digitales y dos analógicas, pueden adaptarse a la mayoría de las necesidades de la industria, ya que cada una de ellas puede configurarse de múltiples maneras. (Ver anexo II) [9] [11]



**Figura 1.4** Unidad de bombeo con microdrive.y pantalla principal.

#### **Funcionamiento:**

Reciben las órdenes del usuario: paro, marcha.....etc.

Reciben la señal de velocidad requerida.

Generan las formas de ondas moduladas en el espacio vectorial

Conmuta los interruptores.

Vigilan la corriente en el motor para proteger al variador y al motor frente a sobrecargas.

Permiten realizar los ajustes necesarios para una aplicación: rampas de aceleración y deceleración, velocidad máxima y mínima. etc.

Proporcionan el estado de las salidas: corriente en el motor, frecuencia, marcha, arranque, indicación de fallo etc. [10]

### ***Control***

Los variadores de frecuencia amplían su campo de regulación ante:

- ✓ Fluctuación de caudal
- ✓ Control de presión
- ✓ Control de temperatura
- ✓ Control de Nivel

### ***Aplicaciones***

- ✓ Estaciones de bombeo
- ✓ Grupos de presión
- ✓ Sistemas de riego
- ✓ Aire acondicionado y Climatización.[10]

### ***Tipos de convertidores de frecuencia***

- ✓ SD-700
- ✓ SD-450
- ✓ XM-V660
- ✓ V-5
- ✓ V-2
- ✓ SD-100
- ✓ SD-250

### ***Servicio y Mantenimiento***

Las averías se clasifican en cinco categorías:

1. Avería de un aparato de control externo, interruptor o aparato de entrada analógica.
2. Fallo de protección con mensaje en el display.
3. Ajustes o programación incorrectos con resultado de funcionamiento insatisfactorio.

4. Avería del encoder.

5. Avería eléctrica en el equipo.

Los fallos aparecen como subpantallas de la pantalla principal. De estos fallos, se graban los cinco últimos, estando en la primera pantalla el más reciente y pueden ser examinados en cualquier momento. Cuando se soluciona el fallo y es rearmado, el mensaje de fallo se trasladará a la primera subpantalla detrás de la pantalla principal. Todos los mensajes existentes de fallos serán retrocedidos una pantalla, descartando el mensaje más antiguo. El mensaje de fallo en la pantalla principal de fallos será reemplazado por SIN FALLOS. (Ver Anexo IV) [9] [10]

#### ***Ventajas***

- ✓ Minimiza el consumo de energía a 3-5%.
- ✓ Maximiza el factor de potencia del motor.
- ✓ Maximiza la eficiencia del motor controlando la corriente de magnetización.
- ✓ Reduce el ruido acústico.
- ✓ Simplifica el arranque.
- ✓ Ahorro adicional de energía.
- ✓ Reduce el desgaste del equipo.
- ✓ Sencillo y amigable:
  - Programación
  - Arranque
  - Monitoreo
  - Y Control
- ✓ Software basado en Windows con asistentes.

Posee además funciones especiales diseñadas específicamente para su uso en el manejo de agua en sistemas de bombeo.

Los convertidores de frecuencia mejoran enormemente el control, eficacia productiva y ahorro energético de cualquier proceso, siempre y cuando los equipos estén perfectamente configurados, se encuentran dentro de los equipos más avanzados

técnicamente en el mundo, con una resistencia y robustez capaces de adaptarse a cualquier aplicación y soportar cualquier tipo de ambiente industrial. [17]

### 1.3.2 Prensaestopas de Subsuelos.

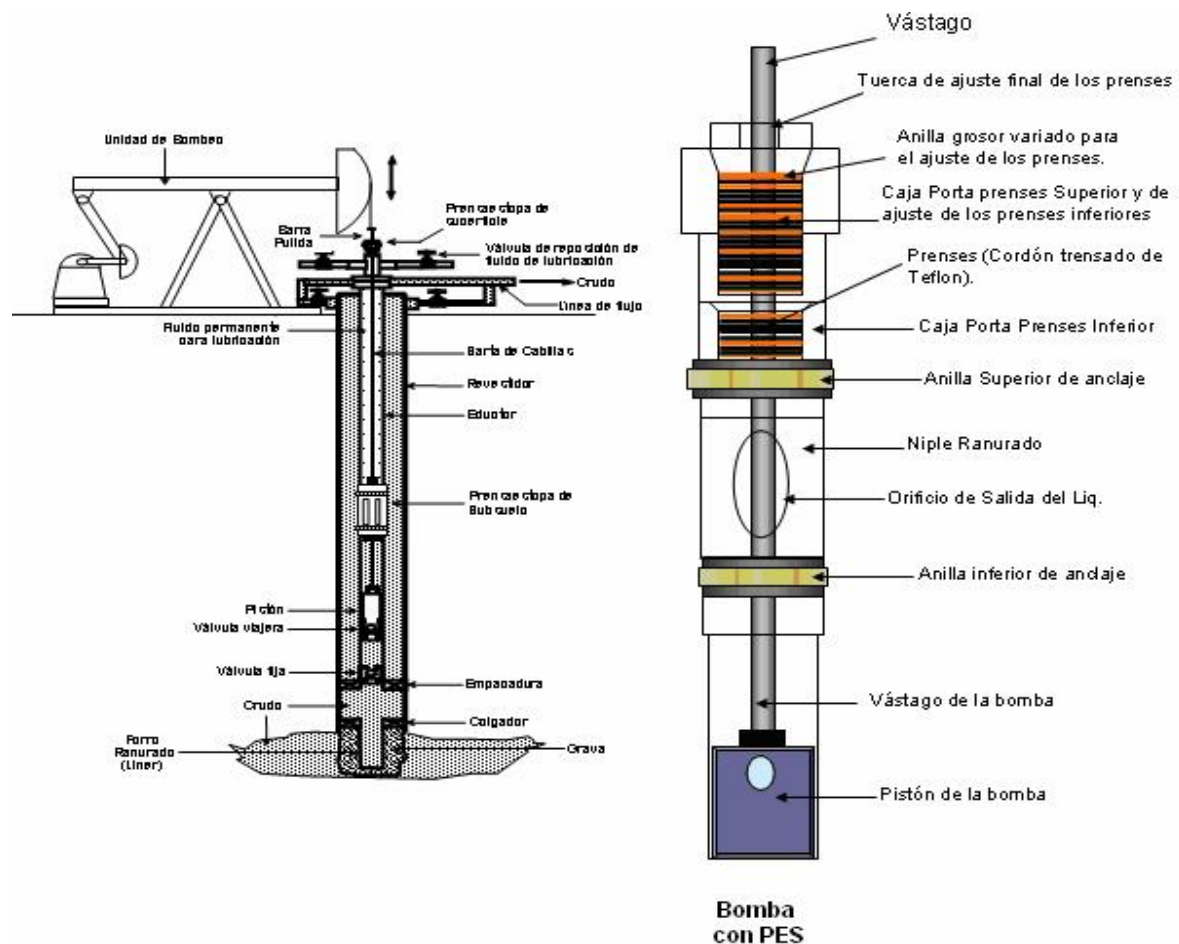


Figura 1.5 Completación de un pozo con PES.

**Uso:** La bomba de subsuelo con prensaestopas se utiliza para producir crudos pesados, en el cual se reduce en gran manera o elimina la fricción entre el fluido viscoso y la sarta de varillas, al igual que el efecto de flotación resultante. [12]

#### **Función Principal:**

Los prensaestopas tienen la función principal de proteger la bomba contra fugas en el punto en que el árbol sale de la carcasa de la bomba. Si la bomba produce altura de



aspiración y la presión en el extremo de prensaestopas interior es menor que la atmosférica, entonces la función del prensaestopas es evitar las filtraciones de aire a la bomba. Si esta presión es mayor que la atmosférica, la función es evitar las fugas hacia afuera de la bomba. [14]

### ***Diseño***

El prensaestopas tiene la forma de un rebajo cilíndrico en el cual se coloca cierto número de anillos de empaquetadura alrededor del árbol o del manguito de éste. Si se desea sellar el prensaestopas, se emplea un anillo de cierre hidráulico o una jaula para sello para separar los anillos de la empaquetadura en secciones aproximadamente iguales. Se comprime la empaquetadura para darle el ajuste deseado sobre el árbol o camisa, mediante un collarín que se puede ajustar en dirección axial. [13]

La invención se refiere a una carcasa para un conjunto de sello con collarín y particularmente adecuada para una bomba de pulpa o de material en suspensión, comprendiendo la carcasa principal provisto de un orificio a través del mismo destino a recibir un eje de rotación. El cuerpo principal incluye partes primera y segunda, teniendo cada una de ellas una zona de colocación de empaquetadura en el interior del orificio y cada una de dichas partes primera y segunda incluye una pared de tope que forma una pared terminal de la zona receptora de la empaquetadura y elementos reguladores, operables para producir el movimiento relativo entre las paredes de tope en la dirección axial del orificio. El conjunto de sello permite una operación más segura y libre de mantenimiento de la bomba de pulpa. Los conjuntos de sellos con collarín se han usado en bombas centrifugas para agua y pulpas durante muchos años pero en el caso de pulpas que contienen partículas se producen fricciones y desgastes adicionales en el sello, lo cual produce problemas operacionales y de manutención incluyendo el cambio de empaquetadura ojala que sin necesidad de desmontar gran parte de la bomba. En muchos casos dichos trabajos de recambio se realizan al tallo lo que hace muy difícil la operación por falta de acceso a la parte posterior de las bombas. Mediante este invento y el empleo de una carcasa para el conjunto de sello con collarín se obvian inconvenientes sellados. [13][14]

Las altas temperaturas o presiones complican la conservación de las empaquetaduras del prensaestopas. En forma básica la **empaquetadura del prensaestopas** (estopero) reduce las presiones y tiene suficiente plasticidad para ajustada para la operación

correcta. Los tipos más comunes son la empaquetadura de asbesto y la metálica; esta última está compuesta de hilos u hojas metálicas flexibles con un lubricante de grafito y de petróleo con un núcleo de asbesto o de plástico. Otros tipos de empaquetaduras pueden ser de cáñamo, cordoncillo, trenzada, de lona, dril, etc. La empaquetadura se surte en rollos continuos de sección transversal cuadrada o como anillos preformados, moldeados en un troquel. Bomba de succión por el extremo de una etapa con dobles sellos mecánicos.

**Los sellos mecánicos** se utilizan en las bombas centrífugas cuando no es práctico emplear empaquetadura convencional con superficies radiales de sellamiento. Las superficies de un sello mecánico se colocan en un plano perpendicular al árbol de la bomba, y consisten en dos superficies muy pulimentadas, extendidas contiguas, una conectada al árbol y, la otra, a la parte estacionaria de la bomba. Estas superficies se mantienen en contacto con un resorte y la holgura axial entre ellas la proporciona una película fina de líquido. El flujo del líquido sólo puede ser una gota cada cierto número de minutos o incluso una niebla del vapor que escape. **Ver anexo III [13] [14]**

### ***Mantenimiento***

Sólo se logrará buenos resultados si se sigue las instrucciones del fabricante según sea tratado y ubicado. Sin embargo, el mantenimiento, una regla fundamental de aceptación generalizada es que, mientras la operación siga siendo normal, no se necesita tocar el dispositivo. Por tanto. Excepto en circunstancias especiales, no se recomiendan los reacondicionamientos periódicos. La cantidad y grado del mantenimiento, se basan, primero, en la naturaleza del servicio a que se destina, por tanto, el usuario debe establecer las prácticas de mantenimiento como resultado de su propia experiencia [14].

### ***Ventajas***

- ✓ Reduce la fricción entre el crudo y la sarta de cabillas.
- ✓ Aumenta la velocidad de descenso de la sarta de cabillas, aumentando la velocidad del balancín.
- ✓ Continuidad de operación del equipo de bombeo.
- ✓ No requiere de la inyección continua de diluyente.

- ✓ Reduce el consumo de energía.
- ✓ Dispositivo sencillo, de fácil instalación y de bajo costo que se adiciona al sistema de bombeo mecánico convencional.

#### **Desventaja**

- ✓ No es recomendable la aplicación del prensaestopa en pozos con alta producción de gas. [14]

#### **Conclusiones parciales del capítulo.**

1. El sistema de bombeo por cabillas consiste en equipo de superficie y de fondo.
2. Las fallas de la unidad de bombeo son provocadas principalmente por la viscosidad del crudo.
3. El petróleo y el agua forman la tasa de producción total del líquido, y es punto clave en el diseño del bombeo mecánico.
4. El índice de productividad es un criterio a tener en cuenta para conocer si es alta, media o baja la capacidad de producción de los pozos.
5. El análisis de las curvas IPR mostrara el punto óptimo de trabajo del pozo.
6. Los convertidores de frecuencia mejoran enormemente el control, eficacia productiva y ahorro energético de cualquier proceso, siempre y cuando los equipos estén perfectamente configurados.
7. La bomba de subsuelo con prensaestopas se utiliza para producir crudos pesados, la cual reduce o elimina en gran medida la fricción entre el fluido viscoso y la sarta de varillas, al igual que el efecto de flotación resultante.

## **CAPITULO II: Caracterización del objeto de estudio y metodología de la investigación**

### **2.1 Diseño de investigación.**

La investigación está dirigida a disminuir el costo de producción en el Centro Colector # 4. Según los objetivos propuestos se define como Explicativa-Descriptiva, pues describe el comportamiento productivo de los pozos perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.

Es aplicada, por tener su origen en un problema dado ,del cual se buscarán sus posibles soluciones. [6][7]

### **2.2 Características geológicas de la región de estudio.**

Dentro del área de estudio se encuentran descritas rocas madres de diferentes niveles de edad, ellas mismas constituyen los reservorios de los petróleos descubiertos hasta el momento. La migración de los hidrocarburos generados por estos reservorios a mayor profundidad, transcurre principalmente, a través de sí mismas, posiblemente dentro de cada manto, aunque no se excluye alguna migración vertical.

Esta región presenta una geología bastante compleja, debido a la cantidad de movimientos tectónicos que la han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre otras más jóvenes. De esta manera se nos presenta una geología con estructuras en forma de naipes, complicadas por fallas y plegamientos internos que favorecen la concentración de hidrocarburos.

Dentro del área de referencia están presentes fundamentalmente dos Unidades Tectónicas Estratigráficas (UTE): la Placetas y la Camajuaní. La transición entre una UTE y otra ocurre a través de superficie de sobrecojimiento que abarca toda el área y se produce de Sur a Norte.

La UTE Camajuaní está ubicada debajo de la UTE Placetas y solo ha sido cortada por los pozos más profundos, la UTE Placetas es la más importante en la región, pues ha sido atravesada por la mayoría de los pozos que se encuentran en el área.

La clasificación de los crudos de acuerdo al yacimiento de origen se realiza teniendo en cuenta la roca madre, la migración, tiempo de deposición, materia orgánica existente, las propiedades físico-químicas, etc. y se divide como se muestra a continuación:

- Yacimiento Varadero, Marbella y Majaguillar: petróleo extrapesado, altamente sulfurado, con altos contenidos de resinas y asfáltenos.
- Yacimiento Litoral: petróleo mediano, por su densidad, bajo contenido de sulfuro resinas y asfáltenos.
- Yacimientos Guásimas y Varadero Sur: en su composición grupal predominan los hidrocarburos nafténicos, con contenidos muy bajos de parafina.
- Yacimientos Camarioca y Cantel: petróleo pesado, altamente sulfurado y resinoso, petróleo medianamente pesado y sulfurados.

### **2.3 Procedimiento Metodológico.**

**Primera etapa** Evaluar de forma integral el funcionamiento de cada pozo.

El fondo de explotación del centro colector # 4 está compuesto por 22 pozos, de ellos 16 en explotación relacionados en la tabla 2.1, en conservación 4 que son VD-31; VD-32; VD-506; VD-513 y abandonados 2 el VD-33 y VD-528. Todos los pozos que se encuentran produciendo en el Centro utilizan el sistema de bombeo convencional como método de levantamiento artificial y régimen laboral constante. Debido a los elevados valores de viscosidad que presenta el crudo que producen los pozos VD-513, VD-515, VD-519, VD-520, VD-523-A, VD-526, VD-527 y VD-674 se les aplica circulaciones con petróleo ligero cada 4 o 7 días aproximadamente con el objetivo de disminuir la elevada viscosidad del crudo y facilitar su bombeo. En el epígrafe 1.1.6 se presentan detalles de los problemas que ocasionan los elevados valores de viscosidad.

La mayoría de los pozos cuentan con más de 15 años de explotación y presentan declives productivos y descenso de presión de fondo constatado en los bajos niveles de fluido que presentan.

La producción diaria promedio de los pozos del CC # 4 es de 150 m<sup>3</sup>/día con valores promedio diarios de 26 porcentaje de agua (%BSW) y 400.09 m<sup>3</sup>gas/ m<sup>3</sup> petróleo de relación

La extracción de petróleo en los pozos mencionados es extrapesado y tiene una densidad que oscila entre 7.3°API y 9.7°API con altos contenidos de resinas, asfáltenos, azufre (hasta un 4%) y acompañado de gas con altas concentraciones de H<sub>2</sub>S (12%). Las viscosidades oscila entre los 980 cP (Centipoise) en condiciones de capa hasta los 94000 cP en superficie, lo que hace que se clasifique como extremadamente viscoso,

muy complejo de explotar y tratar, agravándose su transportación debido al área donde se encuentran enclavados (altamente sensible a los daños ambientales). [18]

**Tabla 2.1: Muestra de la investigación.**

Pozo	Ramillete
VD-504	K-7B
VD-508	K-7B
VD-509	K-7B
VD-510	K-7B
VD-513	K-7
VD-515	K-7A
VD-516	K-7A
VD-518	K-7A
VD-519	K-7A
VD-520	K-7
VD-523-A	K-7
VD-524	K-7
VD-525	K-4
VD-526	K-4
VD-527	K-4
VD-674	K-7B

A partir de los expedientes de los pozos registrados en la base de datos del sistema especializado (SIE) y la Torre G ,se generó una hoja de cálculo donde se procesaron y analizaron los datos históricos ( $Q_f$ , %BSW, RGP, niveles de fluidos, etc.), para realizar una serie de actividades mostradas a continuación con el fin de seleccionar y analizar los pozos.

- Diseño de gráfico de dispersión para seleccionar los pozos donde se relacionan los parámetros: relación-gas-petróleo (RGP) y por ciento de agua (BSW).
- Registro de valores de diferentes propiedades del petróleo como viscosidad y densidad.
- Cálculo de la mediana de cada uno de los parámetros recolectados ( $Q_f$ , %BSW, RGP) como medida de tendencia central en la organización de la información.
- Cálculo de la Eficiencia de bombeo actual de los pozos.

La eficiencia de bombeo es la relación entre la producción de fluido real del pozo y la producción teórica de la bomba, que no es más que el recorrido total de la bomba y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Efic = \frac{Q_f}{Q_t} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

$$Q_t = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

Donde los siguientes parámetros representan:

1440: cantidad de minutos del día

F: Área de la sección transversal del pistón.

S: longitud del recorrido del pistón.

N: Número de golpes por minuto.

La eficiencia de la bomba, resultado del cálculo, se expresa en por ciento.

- Cálculo y análisis del índice de productividad de cada pozo por la fórmula correspondiente a un reservorio saturado (que trabaja bajo la presión de burbuja) a través de la ecuación 1.1
- Cálculo de niveles dinámicos y estáticos de cada pozo, con uso del ecómetro, medición de las presiones en el cabezal correspondiente para cada nivel, en caso de desconocimiento del valor de las presiones de fondo y capa.
- Diseño de la curva IPR para cada pozo para obtener el potencial de cada uno de ellos, es decir el punto óptimo de trabajo (**Ver anexo # VI**).

Según lo explicado en el epígrafe 1.2, las características de producción de un pozo se representan por la relación del comportamiento del flujo, expresada mediante gráficas conocidas como curvas de afluencia (IPR), las cuales relacionan las presiones de fondo fluyente con el caudal de producción. Para la confección de dichas gráficas se calculó el índice de productividad (IP) en cada pozo y las presiones de fondo y capa.

Una de las ecuaciones más usadas para predecir el comportamiento de afluencia de los pozos a través de las curvas IPR es la ofrecida por Vogel y se utiliza en todos los

simuladores de diseño y diagnóstico de métodos de levantamiento artificial. El **Anexo# VI** muestra las curvas IPR de los pozos evaluados, con datos de las fechas más recientes en cada pozo.

- Cálculo de la depresión crítica de los pozos mediante la resta de la presión de capa y presión de fondo.

**Segunda etapa** Determinar en cuáles pozos emplear los prensaestopas y microdrives.

En esta etapa a partir de criterios, se determinan los pozos con mejores posibilidades y se realizan las propuestas.

- ✓ Los pozos con mayor dispersión, aquellos que quedan fuera de los rangos adecuados para ser seleccionados quedan fuera del estudio.
- ✓ Criterio de Relación-Gas-Petróleo

No existe un valor tope permisible de relación gas-petróleo (RGP) hasta el cual es tolerable la explotación de un pozo; permitiéndose altos valores de relación gas-petróleo (RGP) en pozos con altos volúmenes de producción o crudo de buena calidad; no se admite en pozos de bajas producciones, aunque en los casos que esta sobrepasen el valor de  $1500\text{m}^3\text{ gas /m}^3\text{ petróleo}$  se consideran altos

- ✓ Criterio de Caudal de fluido.

Pozos con una producción mayor de  $20\text{ m}^3/\text{día}$ , los pozos viejos por registrar valores inferiores, no podrán amortizar las propuestas de mejoras por su corto tiempo de vida.

- ✓ Criterio del porcentaje de agua

Se consideran elevados los valores de BSW superiores a 30%. Es decir dentro del rango  $10\% \leq \text{BSW} \leq 30\%$  y menor que 10% es excelente, porque un valor mayor representa la existencia de un acuífero relativo activo.

La presencia de agua en la producción indica la cercanía a la depresión crítica recomendada en el pozo, por tanto, se debe controlar de forma estricta las depresiones para evitar conificaciones del acuífero. Si un pozo se explota con depresiones en el límite de las depresiones críticas corre el riesgo de inundarse, se consideran valores menores de 20 atmósferas.

- ✓ Criterio de eficiencia de la bomba.



Para aumentar la producción, se incrementa la velocidad de bombeo, posible con la inserción del microdrive y el uso de una bomba eficiente con parámetros desde 50% hasta 100 %.

Uno de los factores que afecta la bomba, unidad de bombeo y cabillas es el golpe de fluido, lo que se puede minimizar con el uso del microdrive y la disminución de la aceleración de la unidad.

- ✓ El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y una propiedad comúnmente medida, el ideal correspondería a un valor mayor o igual a 1.17.

### **Tercera etapa** Evaluación económica de las propuestas.

Para tener un mejor conocimiento de las causas de parada se realiza una revisión del historial generando una hoja de cálculo donde se registraron todos los cierres presentados por los pozos desde el primero de enero del 2007 hasta el 31 de diciembre del 2010 y de esta forma cuantificar el tiempo de vida improductiva que realmente poseen los pozos .

El histórico de parada permitió identificar las causas de cierre en los pozos, que influyen directamente con el equipo de levantamiento artificial empleado, bien por interrupción programada o por problemas ocasionados a nivel de superficie, las cuales generan merma en la producción de la empresa. En el período 2009-2010 se han reportado excesivos cambios de alambres de bigotes, varillón y correas, con corto tiempo de vida útil con cambios de piezas en el orden de tres por semana. El continuo aumento de las roturas por el elevado valor de viscosidad del crudo ocasiona la existencia de avería donde se hace necesario cambios sistemáticos de las piezas antes mencionadas, subsanables solo inicialmente, con la circulación de petróleo ligero, situación que redundará en grandes pérdidas para el país. Queda entonces demostrado que el declive en la producción del Centro son generadas por: pérdidas por conceptos de roturas, pérdida de producción asociada (pérdidas por concepto de circulación de petróleo ligero) y pérdidas por la parada de los pozos, las mismas se representan mediante la sigla (P); el costo de inversión se representa por las siglas (CI).

Mediante la siguiente ecuación  $\sum P - \sum CI = AC$  se demuestra la factibilidad de implementar el uso del prensaestopa y el microdriver con respecto a las pérdidas existentes por conceptos de la tecnología en explotación; las siglas (AC) representa el ahorro de capital, también se utiliza la fórmula  $(CI * 100) / \sum P = U$ , siendo (U) el porcentaje que representa el Costo por inversión de las pérdidas.

Demostrada la ganancia una vez implementado el nuevo equipamiento se recupera el costo de la inversión a partir de las pérdidas registradas.

### **Conclusiones parciales del capítulo**

El estudio de este capítulo permite demostrar la metodología para el procesamiento de los datos que determinan la disminución del costo de producción en el Centro Colector, dando lugar en el Capítulo III al análisis de los resultados.

### **CAPITULO III: Análisis de los Resultados.**

Este capítulo muestra el comportamiento de los parámetros fundamentales de cada pozo, el criterio para su selección a partir de los pozos con mejores posibilidades para implementar la nueva alternativa y el balance económico de la propuesta de solución. La interpretación de los valores resultantes están contenidos en las conclusiones finales del trabajo.

#### **Evaluación del funcionamiento de cada pozo.**

Para analizar las condiciones de los pozos se partió del comportamiento histórico de cada uno de ellos en el periodo del 2007 hasta el 2010. El punto de partida fue el análisis de algunos parámetros esenciales que intervienen en la actividad productiva de un pozo: relación gas petróleo, porcentaje de agua y sedimentos sólidos en el petróleo, caudal de fluido producido y eficiencia de bombeo. La tabla que se presenta en el **Anexo # V** muestra el valor de los parámetros mencionados y otros de interés para la evaluación, también se realizó un gráfico de dispersión de variables que sirven de criterios para la realización de tamizados que permitan agrupar los posibles pozos a seleccionar Ver figura 3.7.

El fondo de explotación del Centro colector # 4 se compone de 16 pozos, la mayoría de los pozos cuentan con más de 15 años de explotación, los cuales han ido declinando su producción y descendiendo sus presiones de fondo.

La producción diaria promedio de los pozos del CC # 4 es de 150 m<sup>3</sup>/día aproximadamente con valores promedio diarios de porcentaje y relación gas-petróleo de 26 porcentaje y 400.09 m<sup>3</sup>gas.

Para tener una descripción más detallada del yacimiento a continuación se realiza un análisis pozo a pozo.

#### **VD-504**

Este pozo con varios años de explotación presenta un valor casi nulo de porcentaje de agua y baja relación gas petróleo, su escasa producción de agua indica que las zonas de saturación no deben encontrarse cerca, por lo que se toman escasas las posibilidades de riesgo de conificación del pozo resultando un buen potencial a explotar.

**Ver figura 3.8, 3.9, 3.10**

Se debe tomar en cuenta que el pozo fue objeto de una acidificación y de nuevos intervalos de punzados productivos en caso de aumento en parámetros de la unidad de bombeo.

#### **VD-508**

Este pozo no tiene una buena producción, estaba trabajando con una depresión de 22 atm, valor por encima de la depresión crítica. Es un pozo con una eficiencia de bombeo de 40%, pero su problema radica en el porcentaje de agua que presenta el crudo, el cual se encontraba en junio de 2010 en un 28% con tendencia al aumento. **Ver anexo # V**

#### **VD-509**

El pozo trabaja con una depresión de 9 atm., lo que representa un valor inferior a la depresión crítica permisible por el Departamento de Yacimiento. Su crudo tiene una densidad promedio de 9,1°API. La relación gas-petróleo (RGP) es alta, con un valor de 2043 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada tiene un valor del 10%. Y un índice de productividad de 0,72 m<sup>3</sup>/día/atm, considerado bajo. **Ver anexo # V**

#### **VD-510**

Este pozo no tiene una buena producción, estaba trabajando con una depresión de 7 atm, valor obtenido en marzo de 2010 y que no debe ser aumentado debido a que poseía un porcentaje de agua del 20% en junio del 2010 y con tendencia aumentar, de aumentarse la depresión provocaría un aumento de agua en el contenido del crudo. **Ver anexo # V**

#### **VD-513**

El crudo que produce tiene una densidad promedio de 8,4°API. Este pozo no tiene una buena producción, estaba trabajando con una depresión de 7 atm, Es un pozo con una eficiencia de bombeo de 33%, pero su problema radica en el porcentaje de agua que presenta el crudo con un valor de 49 %, con tendencia aumentar. **Ver anexo # V**

#### **VD-515**

El pozo trabaja con una depresión de 11 atm. La relación gas petróleo es baja. La eficiencia de bombeo instalada está en el orden de 25%. Se le está realizando circulaciones con petróleo ligero debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce; con el objetivo de disminuir las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. El crudo que produce el pozo tiene una

densidad promedio de 9,0°API, en su contenido hay un 7,3% de azufre y un 17% de asfáltenos. **Ver anexo # V**

#### **VD-516**

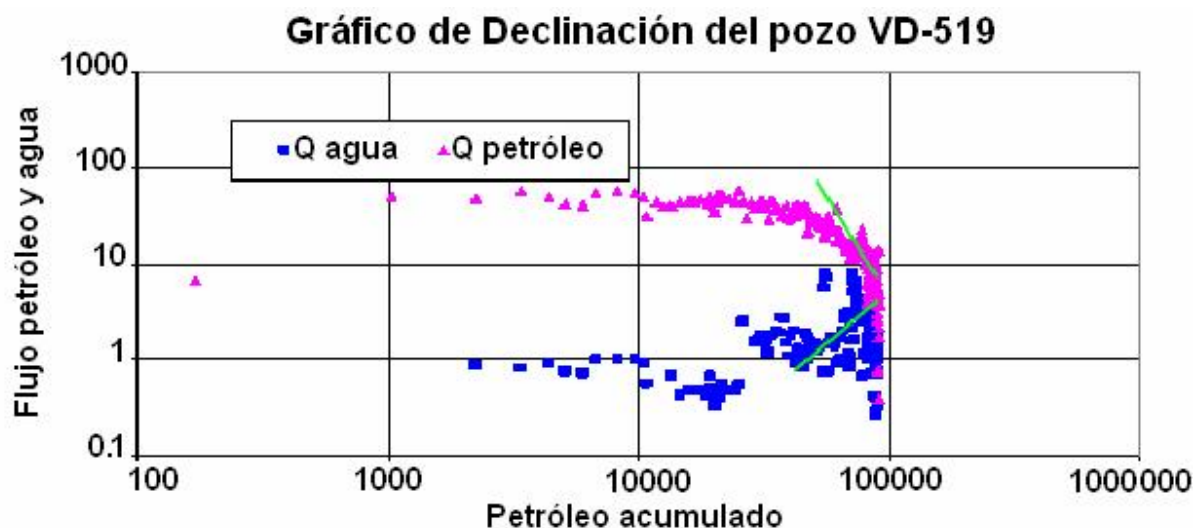
La relación gas-petróleo es baja, con un valor a partir de junio del 2010 de 38 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. La eficiencia de bombeo instalada está en el orden del 30%. El pozo se encontraba trabajando con una depresión de 11 atm. Se le está realizando circulaciones con petróleo ligero debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce. **Ver anexo # V**

#### **VD-518**

Este pozo comenzó a explotarse en diciembre de 1989. El mismo estaba trabajando con una depresión de 9 atm. Es un pozo con una eficiencia de bombeo de 20%, posee un porcentaje de agua de 28%, con un índice de productividad bajo de 0,78 m<sup>3</sup>/día/atm, para una producción diaria de 2 m<sup>3</sup>. Debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce, se le está realizando circulaciones con petróleo ligero con el objetivo de disminuir las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 8,0°API con 21,83% de asfáltenos. **Ver anexo # V**

#### **VD-519**

Este pozo en el año 2009 y lo que va del 2010 ha tenido 720 hora de afectación principalmente reparación subterráneas; espera del equipo de intervención; Bigote zafado, partido. Cambio o ajuste de correas; además de otras afectaciones, la alta viscosidad que presenta el crudo que produce y su alto porcentaje de agua que causan distintos problemas tecnológicos este total de horas afectada equivale a ver estado 30 días parado sin producir y como consecuencia se a dejado de extraer 154.08m<sup>3</sup> de petróleo. Le mostramos a continuación un grafico de declinación del pozo.



*Figura 3.1. Gráfico de declinación del pozo VD-519.*

Este pozo trabaja con una depresión de 19 atm, valor muy cerca de la depresión crítica. Es un pozo con una eficiencia de bombeo de 18%, pero su problema radica en el porcentaje de agua que presenta el crudo, el cual se encontraba en junio de 2010 en un 28% con tendencia a aumentar. **Ver anexo # V**

#### VD-520

Este pozo no tiene una buena producción, trabaja con una depresión de 13 atm. Es un pozo con una eficiencia de bombeo muy baja y tiene instalada una bomba de tubería de 69,9 mm, el índice de productividad es bajo, lo que influye de forma notable en el potencial del pozo. Su porcentaje de agua es de 24%, por tanto no se recomienda un aumento de su depresión. **Ver anexo # V**

#### VD-523-A

El pozo en cuestión comenzó su explotación en noviembre de 1993. El mismo se encontraba trabajando con una depresión de 10 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible por el Departamento de Yacimientos. Con un porcentaje de agua de 15 %. La relación gas-petróleo es alta con un valor de 1338 m<sup>3</sup> de gas /m<sup>3</sup> de petróleo. El crudo que produce el pozo es muy viscoso y tiene una densidad promedio de 7,6°API con un 23,90% de asfaltenos. **Ver anexo # V**

#### VD-524

El crudo que produce el pozo presenta altos valores de viscosidad y tiene una densidad promedio de 8,2°API con 16,38% de asfaltenos. El pozo se encontraba

trabajando con una depresión crítica permisible de un valor 10 atm, con un índice de productividad bajo de un valor  $0,7\text{m}^3/\text{día}/\text{atm}$ . Posee una eficiencia de bombeo de 14% y no tiene una buena producción. **Ver anexo # V**

#### **VD-525**

La explotación de este pozo comenzó en el mes de diciembre de 1988. El caudal de fluido se ha comportado en este pozo alrededor de  $3,84\text{ m}^3/\text{día}$  con un porcentaje de agua relativamente alto en el intervalo de tiempo analizado, lo que muestra que existe una considerable cantidad de agua y sedimentos sólidos en la producción. **Ver anexo # V**

#### **VD-526**

El crudo que produce el pozo presenta altos valores de viscosidad y tiene una densidad promedio de  $8,2^\circ\text{API}$  con 16,38% de asfáltenos. Se le está realizando circulaciones con petróleo ligero debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce. Con un porcentaje de agua de bajo, lo que muestra que casi un cuarto de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos. **Ver figura 3.11, 3.12, 3.13**

#### **VD-527**

El pozo se encontraba trabajando con una depresión de 24 atm, valor que se encuentra por encima de la depresión crítica permisible por el Departamento de Yacimientos. Debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce, se le está realizando circulaciones con petróleo ligero con el fin de lograr una disminución de las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. El crudo producido por el pozo es muy viscoso y tiene una densidad promedio de  $7,8^\circ\text{API}$ . Con un alto valor de porcentaje de agua con tendencia aumentar, a continuación un grafico de declinación del pozo en cuestión. **Ver anexo # V**

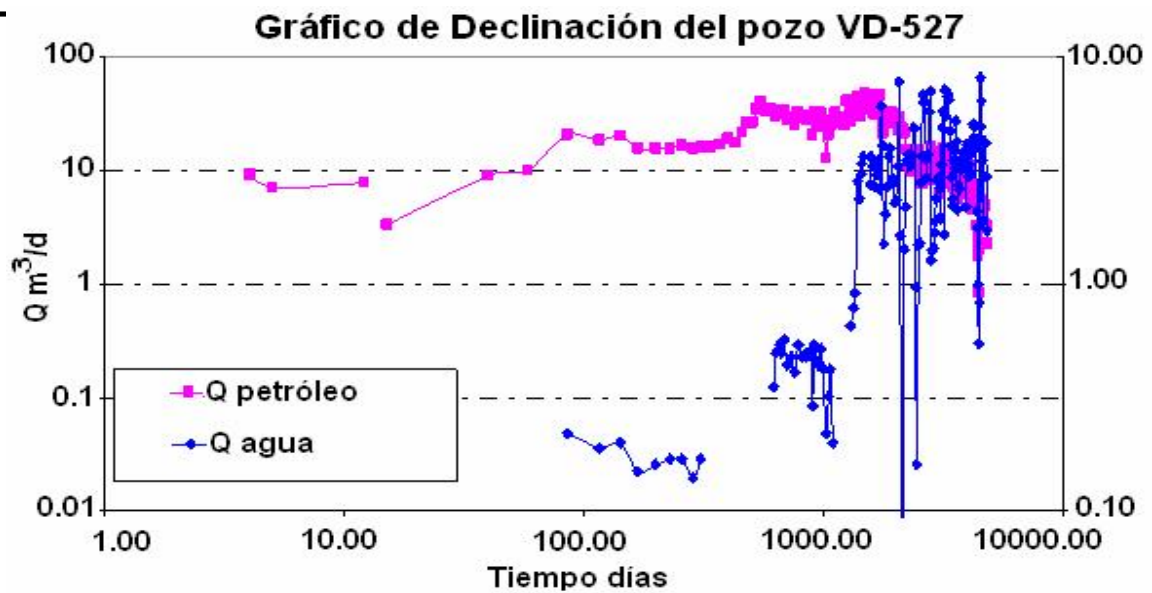


Figura 3.2. Gráfico de declinación del pozo VD-527.

#### VD-674

Este pozo tiene una buena producción. Su índice de productividad era en aquel entonces 1,75 m³/día/atm, es un pozo con producción estable, pero debido a los altos valores de viscosidad que tiene el crudo que produce y que limita la velocidad lineal del bombeo reciprocante, llegando en ocasiones al atraso del varillón se encuentra siendo circulado con una periodicidad de una vez al mes aún cuando tiene instalado un microdriver marca Elite. Ver figura 3.14, 3.15, 3.16

El gráfico que se muestra a continuación muestra los valores de caudal de fluido de cada pozo.

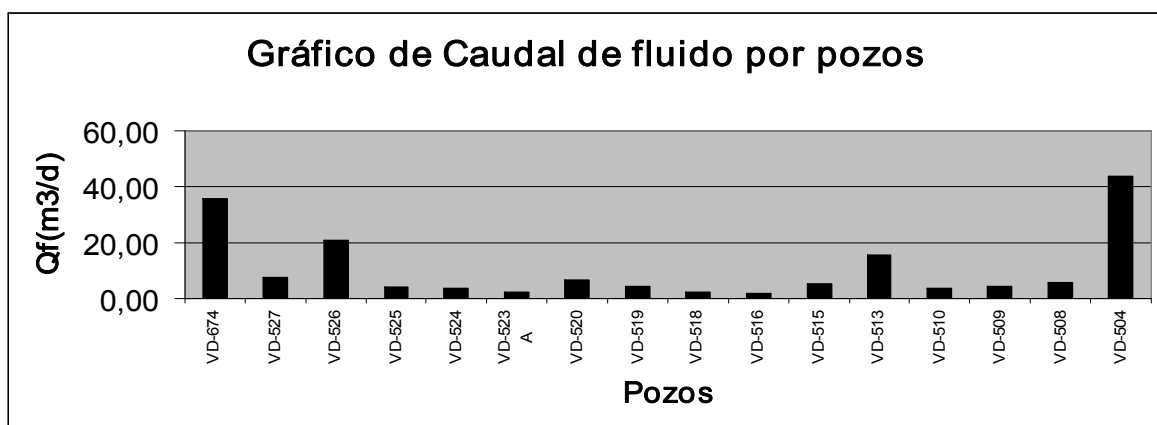


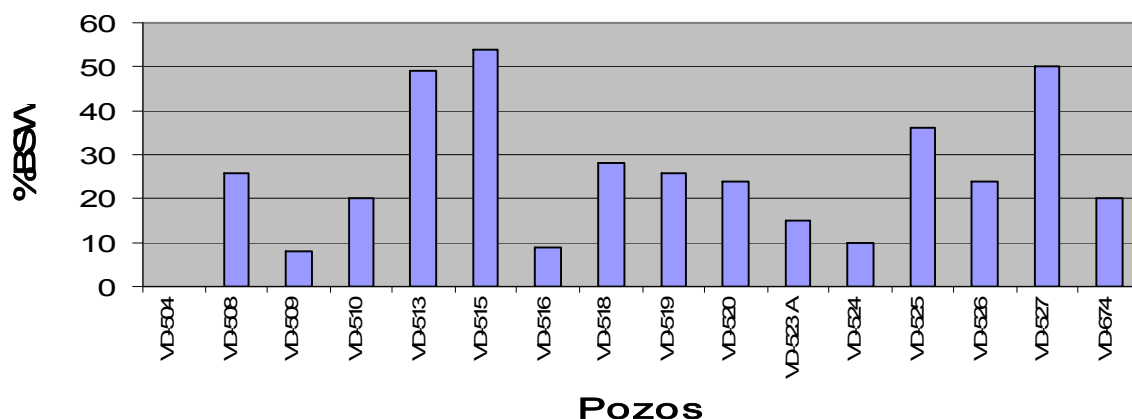
Figura 3.3. Gráfico de Caudal de fluido por pozo.



En la figura 3.3 se observa los bajos niveles de fluidos que presentan los pozos en general, que el pozo más productor es el VD-504 con 43.56 m<sup>3</sup> de petróleo. El menos productor es el VD-516 con 1,74 m<sup>3</sup> de fluido pero aporta 35789 m<sup>3</sup> de gas diario como aporte de materia prima para Energas.

Otro aspecto que se toma en cuenta para evaluar los pozos es el porcentaje de agua y sedimentos sólidos (%BSW). La mayoría de los pozos tienen en mayor o menor medida presencia de agua en sus producciones. En este aspecto se resalta el pozo VD-504 con un valor de 0 % de agua. El gráfico que se muestra a continuación muestra los valores de porcentaje de agua y sedimentos sólidos (%BSW) en cada pozo.

**Gráfico de %BSW por pozo**



*Figura 3.4. Gráfico de porcentaje de agua por pozo.*

Es importante tener en cuenta también la relación gas-petróleo para la evaluación del comportamiento productivo de un pozo. La gráfica 3.5 muestra que la mitad de los pozos tienen relación gas-petróleo con valores por debajo de 2000 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo, éstos son en su gran mayoría de las zonas más drenadas. Es importante señalar que el valor tope de relación gas-petróleo hasta el cual es permisible la explotación de un pozo no es un valor fijo. El gráfico que se muestra a continuación muestra los valores de la relación gas-petróleo en cada pozo.

## Gráfico de Relación Gas-Petróleo por pozo



Figura 3.5. Gráfico de relación gas-petróleo por pozo.

Todos los pozos que se encuentran produciendo en el Centro utilizan el sistema de bombeo convencional como método de levantamiento artificial y trabajan a régimen de trabajo constante.

Utilizando los parámetros de las unidades de bombeo contenidos en la tabla 3.1, se realizó el cálculo de la eficiencia de bombeo de cada pozo, a partir de las ecuaciones 2.1 y 2.2, del Capítulo II. Ver anexo # V para observar los valores finales del cálculo de la eficiencia de bombeo recogidos gráficamente en la figura 3.6 expresados en por ciento. [18]

**Tabla 3.1: Parámetros de las unidades de bombeo.**

<i>Pozo</i>	<i>Unidad de bombeo</i>	<i>GPM</i>	<i>S (m)</i>	<i>Tipo de bomba</i>	<i>Profundidad de la bomba (m)</i>
VD-504	Chino	3,75	3,66	Inglesa 63,5	1183,6
VD-508	UP 12-3000-5500	3,5	2	Inglesa 44,5	1500,36
VD-509	API(Univers. D-320-213-120-4)	4,75	2,18	Inglesa 63,5	1102
VD-510	UP 12-3000-5500	4,5	1,2	NGV-1-38	1474
VD-513	SK 10-3-5000	5	2,18	Inglesa 63,5	1233
VD-515	API(Univers. D-320-213-120-4)	5	2,18	Inglesa 63,6	1193,4
VD-516	SK 10-3-5000	5	2,1	Inglesa 63,6	1152
VD-518	SK 8-3.5-4000	5	2	Inglesa 63,7	1254
VD-519	API (Ampscot D640-305-168)	3,5	3,66	Inglesa 63,5	1403,25
VD-520	API (Ampscot D640-396-270)	4	3	QPR- 69,9	1393,28
VD-523A	SK 8-3.5-4000	5	2	Inglesa 44,5	1777
VD-524	UP 12-3000-5500	4,5	1,2	Inglesa 44,5	1157
VD-525	API(Univers. D-320-213-120-4)	3,75	2,18	Inglesa 63,5	1437,8
VD-526	SK 10-3-5000	5	2,1	Inglesa 63,5	1216,09
VD-527	Anscov-456 (Planta Mecánica)	5	2,1	Inglesa 63,5	1308,37
VD-674	API (Ampscot D450-305-144)	3,5	3,66	Inglesa 63,6	1199,65

Se observa que la mayoría de los pozos la capacidad de la bomba instalada es menor que 50%, solo los pozos VD-504, VD-526 y VD-674 están por encima, con valores de 55%, 52%, 51% respectivamente. En la figura 3.6 se muestra la eficiencia de bombeo por pozo.

## Gráfico de Eficiencia de Capacidad de Bombeo por Pozo

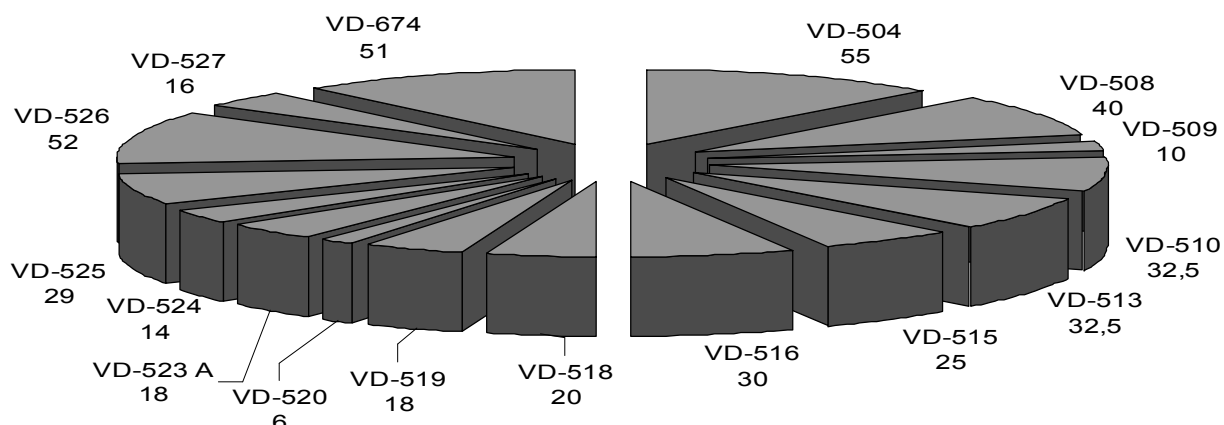


Figura 3.6. Gráfico de eficiencia de capacidad de bombeo por pozo.

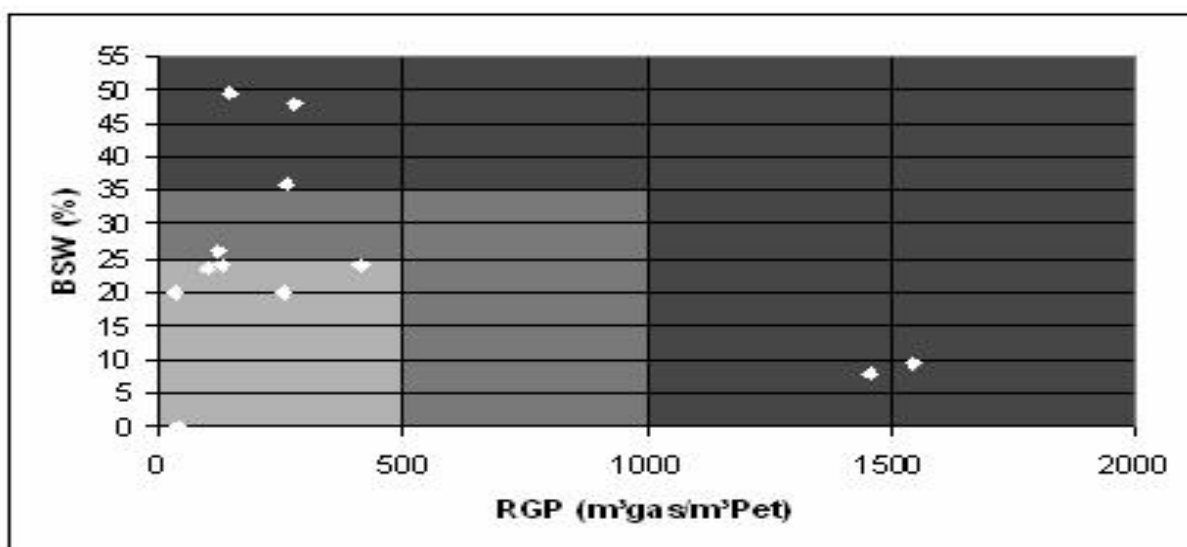
El análisis de la curva de afluencia **anexo # VI** evidencia que cualquier incremento de la producción del crudo en cualquiera de los pozos, generaría un aumento consecuente de la producción de agua. Ya que la producción actual está por encima del potencial no se recomienda ejecutar medidas para el aumento de la producción del pozo. En los casos de los pozos VD-504, VD-526, VD-674 se debe eliminar la fricción cabilla tubería en esta zona y alargar el periodo entre reparaciones. Con respecto al resto de los pozos, las curvas afluencia en el **anexo # VI** evidencia que son pozos muy viejos los cuales deben mantener el régimen tecnológico actual con seguimiento del porcentaje de agua y las presiones de superficie, quizás la ampliación de la zona productiva mediante punzado del manto superior o la estimulación mediante receta de solución de ácido clorhídrico de la zona actual permitiría elevar la afluencia de los pozos

En el **anexo # V** muestra el cálculo del índice de productividad (IP). La capacidad de producir de los pozos en general es muy baja sólo los pozos VD-504, VD-526, VD-674 están por encima del valor medio:  $1.75 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ .

La depresión de trabajo de los pozos fue calculada a partir de las presiones de fondo y la de capa ( $P_e - P_{wf}$ ), cuyo resultado fue recogido en el **anexo # V**, se observa que los pozos VD-508 y VD-527 poseen un valor de 22 atm y 24 atm, respectivamente, son los únicos pozos del Centro que trabajan por encima del valor límite de depresión crítica que es 20 atm.

### 3.2 Determinar en cuáles de los pozos pueden emplearse los prensaestopas y microdrives.

Es necesario señalar que el porcentaje de agua y sedimentos sólidos y la relación gas-petróleo no constituyen criterio suficiente, ni definitivo para que un pozo pueda o no ser seleccionado. Algunos de estos no podrán ser propuestos por otras razones como por ejemplo, las depresiones críticas sobre las cuales hay un seguimiento por el Departamento de Yacimientos y el Departamento Técnico, por lo que se excluyen los pozos VD-508 Y VD-527 que tienen una depresión de trabajo superior a la depresión crítica, constituyendo ésta una limitante a la hora de seleccionar.



*Figura 3.7. Pozos con mayores posibilidades de optimización.*

En la Figura 3.7 se observa el tamizado realizado con dos variables de gran importancia, porcentaje de agua y relación gas-petróleo, esta herramienta permitió tomar un punto de partida en el desenlace de la investigación. Los pozos que se encuentran ubicados en la zona de tonalidad clara son los que tienen valores de porcentaje de agua y sedimentos sólidos menores de 30% y de relación gas-petróleo menores de 500 m³gas/ m³petróleo y presentan mayores posibilidades de ser seleccionados en función de dichos parámetros, mientras que los ubicados en la zona de tonalidad media se alejan de su posible estudio.

Según criterio de caudal de fluido se toman los pozos de un valor mayor e igual a 20 m<sup>3</sup>/día, con un porcentaje de agua menor igual a 30% y una relación gas-petróleo menor a 1500m<sup>3</sup> gas /m<sup>3</sup> petróleo.

A partir del estudio realizado pudimos conocer que los pozos VD-504, VD-526 y VD-674 son los únicos pozos con una producción de fluido mayor a 20m<sup>3</sup>, que los pozos VD-508, VD-513, VD-515,VD-520, VD-527 tienen una producción entre 5 y 8 m<sup>3</sup> y los pozos VD-509, VD-510, VD-516, VD-518, VD-519, VD-523-A, VD-524, VD-525 tienen un caudal de fluido con un valor menor a 5 m<sup>3</sup>.

En cuanto al comportamiento del porcentaje de agua, podemos apreciar que los pozos VD-513, VD-515, VD-525 y VD-527 se encuentran entre un valor de 30 a 60%, entre un valor de 10 a 30% se encuentran los pozos VD-508, VD-510, VD-518, VD-519, VD-520, VD-523-A, VD-524, VD-526 y VD-674 y con un valor menor que 10% se encuentran los pozos VD-504, VD-509 y VD-516.

La relación gas petróleo en los pozos estudiados se comporta de la siguiente forma: con una relación gas-petróleo (RGP) superior a 1500 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> se encuentran los pozos VD-509, VD-513, VD-524 y los pozos VD-504, VD-508, VD-510, VD-515, VD-516, VD-518, VD-519, VD-520,VD-523-A, VD-525, VD-526, VD-527 Y VD-674 menor que 2000 m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup> Con una capacidad de bombeo entre un valor de 50 a 100% se encuentran los pozos VD-504, VD-526 y VD-674, los pozos VD-508, VD-509, VD-510, VD-513, VD-515, VD-516, VD-518, VD-519, VD-523-A, VD-524, VD-525, VD-527 están entre un valor de 10 a 50% y el pozo VD-520 tiene un valor menor que 10 %.

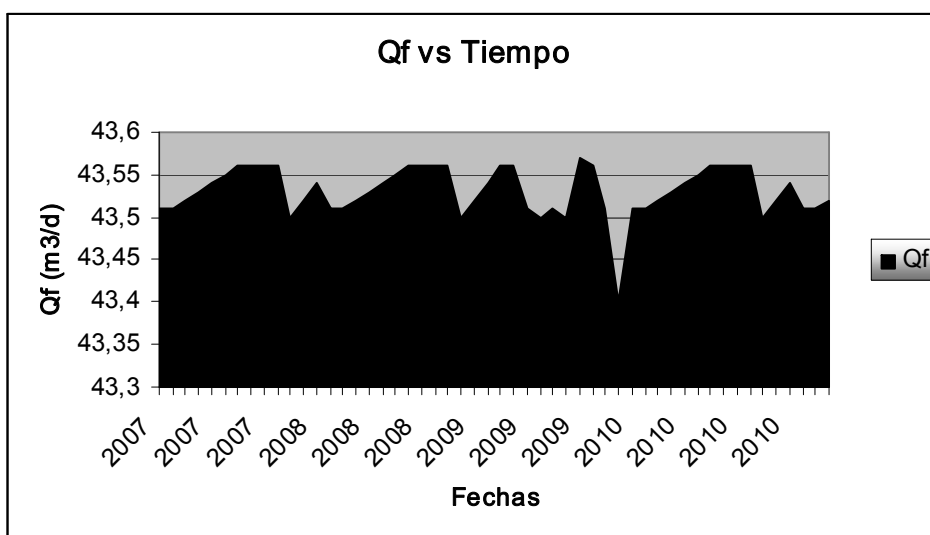
El índice de productividad se comporta en general muy bajo, solo los pozos VD-504, VD-526, VD-674 poseen un índice de productividad intermedio  $1,17 \leq IP \leq 3,51$ , el resto el índice de productividad es bajo,  $IP < 1,17$ .

En tabla 3.2 se muestran los pozos seleccionados partiendo de los criterios expresados en el capítulo anterior.

***Tabla 3.2: Pozos seleccionados según relación gas-petróleo, porcentaje de agua y caudal de fluido.***

Pozo	$Q_f$ (m <sup>3</sup> /día)	% BSW	RGP (m <sup>3</sup> gas/m <sup>3</sup> petróleo)
VD-504	43,56	0	40
VD-526	20,94	24	73
VD-674	35,83	20	40

- ❖ El pozo VD-504 comenzó a explotarse en julio de 1989, tiene 22 años de explotación y hasta diciembre del 2010 ha acumulado una producción de petróleo de 91657,4 m<sup>3</sup> de petróleo. Es el pozo de mejor producción del CC # 4, en el intervalo de tiempo en que se realiza el estudio su caudal de fluido se ha comportado alrededor de 43,56 m<sup>3</sup>/día. Ver figura 3.8 [18]



*Figura 3.8. Gráfico de caudal de fluido en el tiempo.*

Posee un porcentaje de agua aproximadamente igual a 0%, lo que muestra una ausencia casi total de agua. Ver figura 3.9

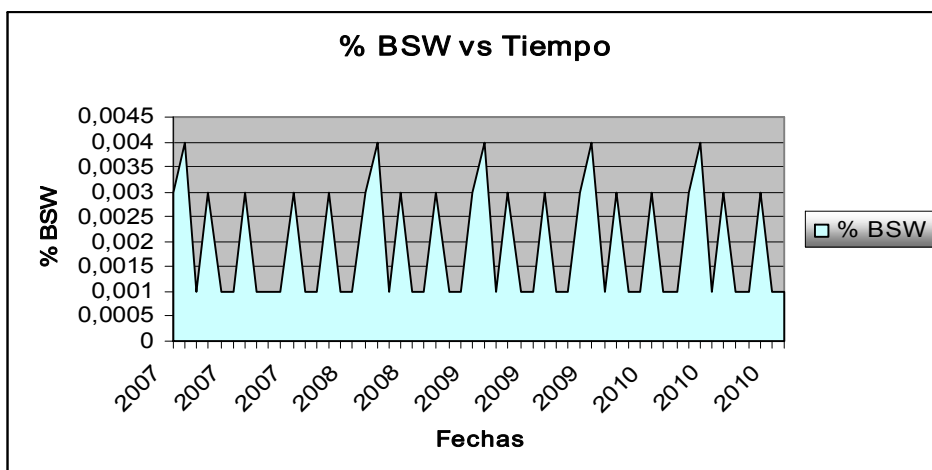


Figura 3.9. Porcentaje de agua en el tiempo.

La relación gas petróleo es baja con un valor de 40 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo. Ver figura 3.10

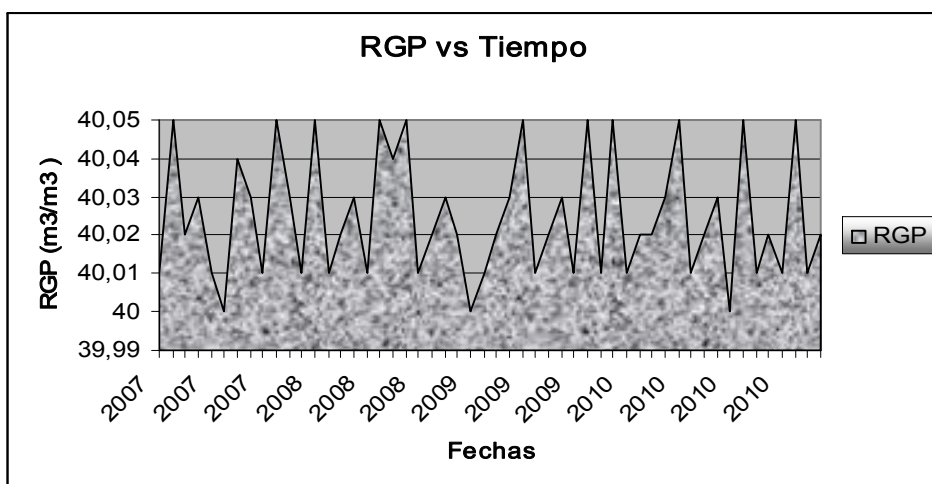


Figura 3.10. Relación-gas-petróleo en el tiempo.

La eficiencia de bombeo instalada está en el orden del 55%. Tenía un índice de productividad de 1,75 m<sup>3</sup>/día/atmósfera el día 10/02/2009 que se califica como un índice de productividad intermedio. El pozo se encuentra trabajando con una depresión de 20 atm, por lo que cumple con lo estipulado por el Departamento de Yacimiento de la Empresa. El mismo estuvo cerrado desde el mes de mayo de 2001 hasta octubre de 2006 fue objeto de una acidificación en el mes de octubre de 2006, la que resultó satisfactoria lográndose notables incrementos de su producción y fueron punzados 3



nuevos intervalos productivos. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 8,1°API con un 72% de aromáticos, un 7,69% de azufre, 17,61% de asfáltenos y 5,05 de resinas.

- ❖ El pozo VD-526 se comenzó a explotar en diciembre de 1988, en sus casi 23 años ha acumulado 30572,4 m<sup>3</sup> de petróleo hasta diciembre del 2010. En el intervalo de tiempo en que se realiza el estudio, el caudal de fluido del pozo se ha comportado con un valor alrededor de 20,94 m<sup>3</sup>/día. Ver figura 3.11 [18]

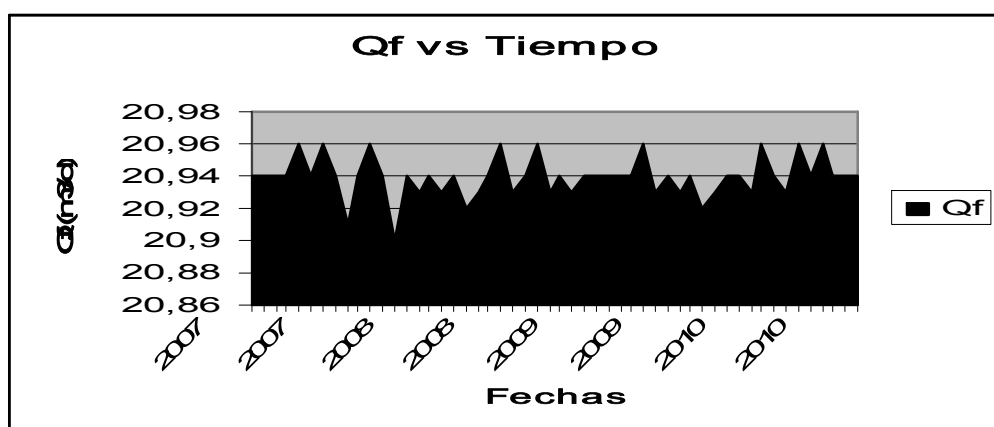


Figura 3.11. Gráfico de caudal de fluido en el tiempo.

En la figura 3.12 muestra el porcentaje de agua de este pozo que se ha mantenido alrededor de los 24 %, que representa casi un cuarto de la producción total.

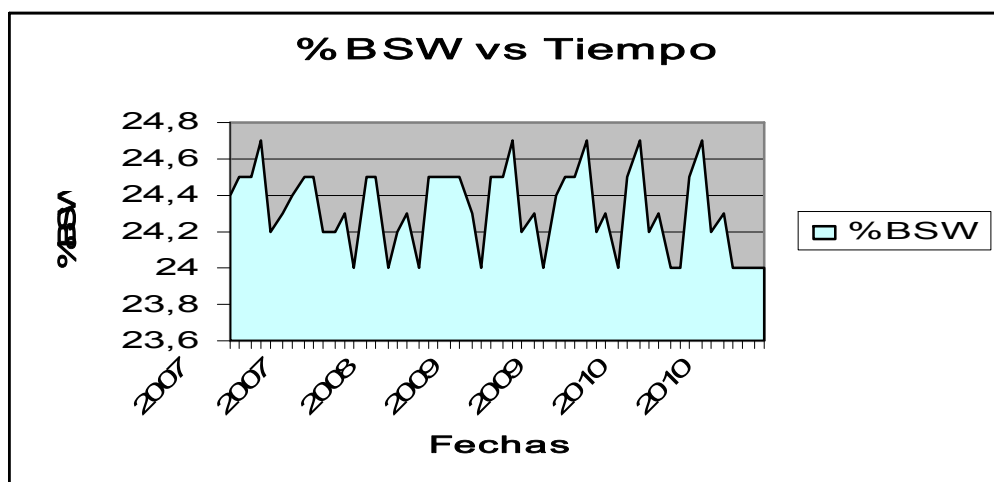


Figura 3.12. Porcentaje de agua en el tiempo.

La figura 3.13 la relación gas petróleo, que se comporta baja en el periodo en cuestión, con un valor de 73 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo.

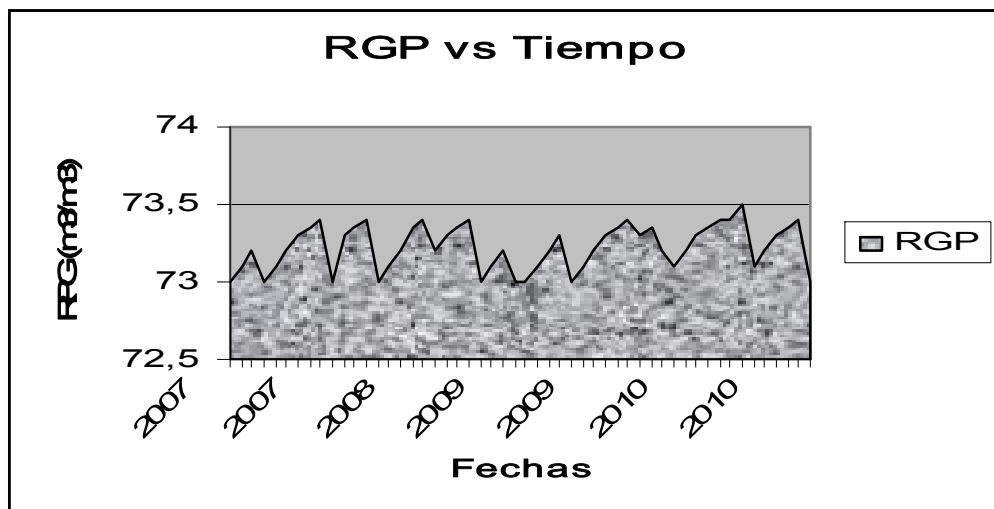


Figura 3.13. Relación gas-petróleo en el tiempo.

La eficiencia de bombeo instalada está en el orden del 52%. El índice de productividad calculado para el día 18/04/2009 era alrededor de 1,75 m<sup>3</sup>/día/atm y califica como un índice de productividad intermedio. El pozo se encontraba trabajando con una depresión de 20 atm, valor estipulado por el Departamento de Yacimiento. En julio de 2006 le fue instalado un pistón VRS que estuvo trabajando alrededor de 11 meses hasta que fue retirado, pues sus resultados productivos no fueron los esperados. Se le está realizando circulaciones con petróleo ligero debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce; las circulaciones se están realizando cada siete días aproximadamente, con el objetivo de disminuir las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. El crudo que produce el pozo presenta altos valores de viscosidad y tiene una densidad promedio de 8,2°API con 16,38% de asfáltenos.

- ❖ El pozo VD-674 se comenzó a explotarse en junio de 1989, es decir que tiene produciendo 22 años en los cuales ha acumulado una cantidad de petróleo de 86771,8 m<sup>3</sup>. En este pozo, el caudal de fluido ha tenido un comportamiento de 35,83 m<sup>3</sup>/día. Ver figura 3.14 [18]

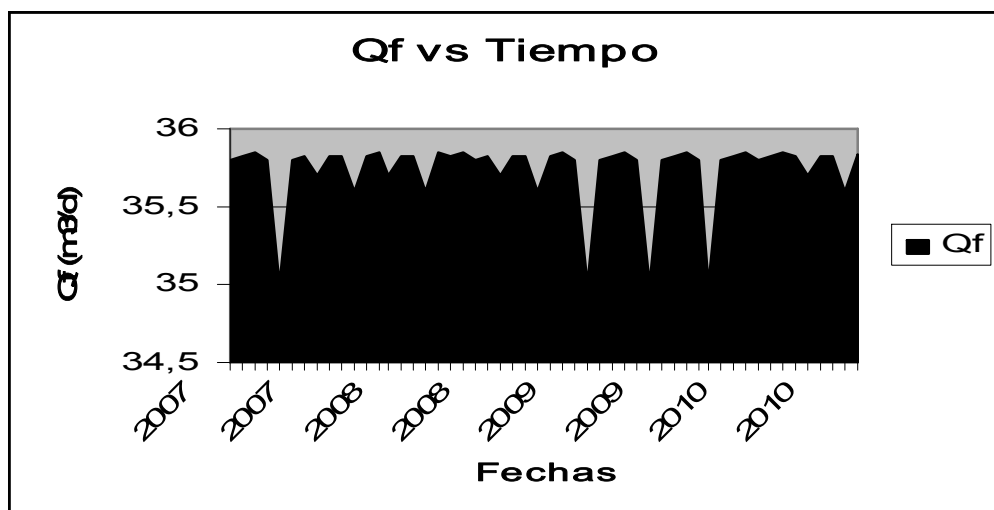


Figura 3.14. Gráfico de caudal de fluido en el tiempo.

La figura 3.15 muestra el porcentaje de agua en el tiempo, que se comporta con un valor de 20 % que representa una quinta parte de la producción total.

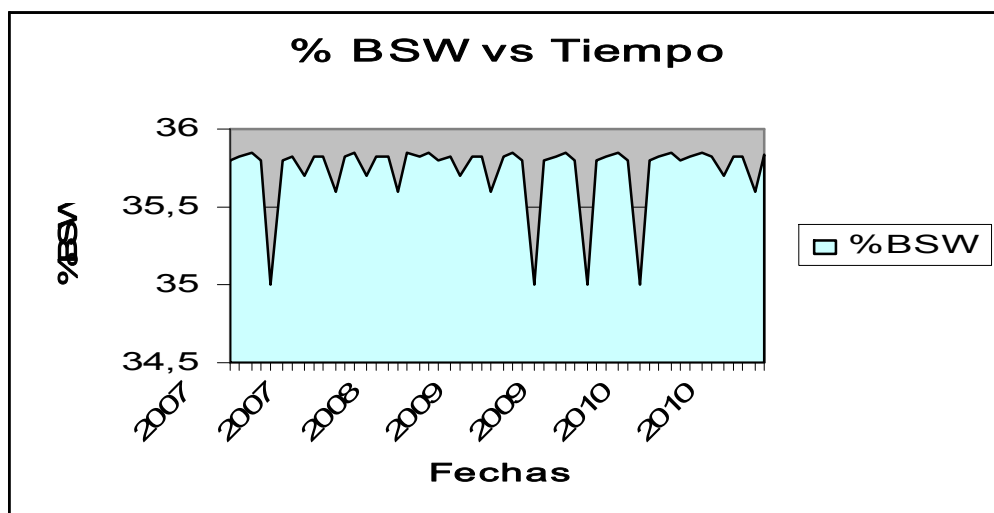


Figura 3.15. Porcentaje de agua en el tiempo.

La figura 3.16 muestra la relación gas-petróleo, en el periodo analizado se comporta como baja con un valor de 40 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo.

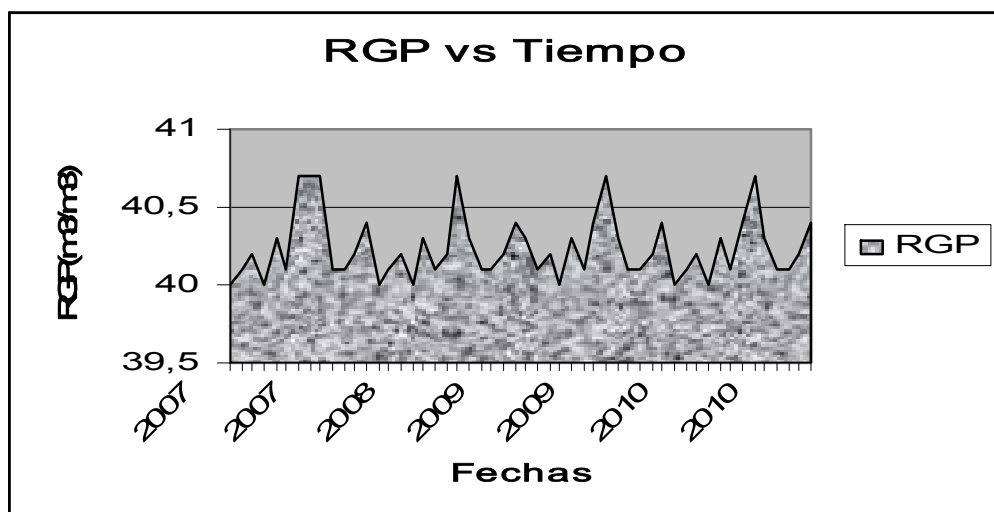


Figura 3.16. Relación gas-petróleo en el tiempo.

La eficiencia de bombeo instalada es del 51%. Tenía un índice de productividad alrededor de 1,71 m<sup>3</sup>/día/atm, calificado como un índice de productividad intermedio calculado el día 06/06/2009. El pozo se encontraba trabajando con una depresión de 17 atm, valor que se encuentra por debajo de la depresión crítica permisible por el Departamento de Yacimientos. Debido a la alta viscosidad que presenta el crudo que produce, se le está realizando circulaciones con petróleo ligero una vez al mes aproximadamente con el fin de lograr una disminución de las fricciones entre el petróleo y las cabillas y entre éstas y la pared de la tubería. El crudo que produce el pozo tiene una densidad promedio de 9,0°API con 7,31% de azufre en su contenido y es el de mayor valor de viscosidad en el Centro.

Los pozos restantes no son seleccionados por que no cumplen con el criterio de caudal de fluido y este es un criterio determinante.

### 3.3 Evaluar económicamente las mejoras propuestas.

De acuerdo a las variantes recomendadas en este trabajo con vista a reducir los costos y elevar al máximo las utilidades haciendo de esta manera más rentable el Centro Colector # 4 del Ramal Este, se presentan los siguientes cálculos económico-financieros de las principales inversiones a ejecutar.

Para llevar acabo este objetivo fue preciso consultar los contratos para inversiones en el departamento de economía, los cuales contienen el costo de cada uno de los materiales, partes y piezas, equipos etc; utilizados en las variantes que se proponen y para los cálculos de pérdida por diferentes conceptos. Se resumió en varias tablas según la necesidad, toda esta información (precios de costos, unidad de medida, descripción del producto, producción, número de afectaciones etc.) Para demostrar con números reales la ineficiencia del sistema de levantamiento artificial actual y lo que nos reportaría por concepto de utilidad si adoptamos ambas propuestas de mejora.

*Tabla # 3.3 Precio de costo de los equipos como propuesta de mejora.*

<b>Variantes</b>	<b>Costo CUC</b>
Prensaestopas de subsuelo	<b>15500</b>
Microdriver	<b>14000</b>

A continuación se muestra las perdidas por concepto de roturas, donde se tomó una muestra de cuatro años consecutivos a partir del 2007 hasta el año 2010.

El costo de un metro de alambre de bigote es 5,82 CUC multiplicado por el número de afectaciones en la muestra, arrojó un importe total igual a: \$ 186.24 CUC de gasto por adquisición de este material.

El costo de un varillón es de 53,44 CUC multiplicado por el número de afectaciones en la muestra, arrojó un importe total igual a: \$ 1 603,20 CUC de gasto por adquisición de este material.

El costo de una correa es de 66,73 CUC multiplicado por el número de afectaciones en la muestra, arrojó un importe total igual a: \$ 2 001,90 CUC de gasto por adquisición de este material. Si se adoptan las propuestas de mejora, las afectaciones se reducen considerablemente por lo que la empresa se ahorra \$3791 CUC por este concepto. Ver tabla # 3.4

**Tabla # 3.4 Pérdidas por concepto de roturas:**

Pérdida por concepto de roturas										
			2007		2008		2009		2010	
Partes y piezas	U/M	Costo CUC	Rot	Importe CUC	Rot	Importe CUC	Rot	Importe CUC	Rot	Importe CUC
Alambre de los bigotes	m	5,82	7	40,74	7	40,74	8	46,56	10	58,20
Varillón	u	53,44	7	374,08	6	320,64	7	374,08	10	534,40
Correas	u	66,73	7	467,11	5	333,65	9	600,57	9	600,57
<b>Total</b>			21	\$882	18	\$695	24	\$1.021	29	\$1.193

En la tabla # 3.5 se muestra las pérdidas por concepto de circulación de petróleo ligero aparecen los pozos VD-526 y VD-674 ya que de los tres seleccionados solo estos se circulan a una frecuencia de siete días y una vez al mes respectivamente. Por cada circulación se inyecta 15 m<sup>3</sup> de petróleo ligero a un costo de \$ 0.54 CUC/m<sup>3</sup> multiplicado por la frecuencia de circulación tenemos como resultado un importe igual a: \$ 520,91 CUC de ahorro para la empresa si adopta las propuestas de mejora.

**Tabla # 3.5 Pérdidas por concepto de roturas:**

Pérdida por circulación de petróleo ligero m <sup>3</sup>			
Pozos	Frecuencia de circulación		Importe
	días	Anual	
VD-526	7	52	421,20
VD-674	30	12	98,55
<b>Total</b>			<b>\$ 520,91</b>

En la siguiente tabla se muestra las pérdidas de producción diaria por pozo seleccionado y la cantidad de afectaciones por periodos:

El pozo VD-504 tiene una producción diaria de 43,56 multiplicado por las afectaciones días, reporta un resultado de 914,76m<sup>3</sup>/día, el pozo VD-526 tiene una producción diaria de 20,94 m<sup>3</sup> y reporta un resultado de 207,58 m<sup>3</sup>/día y VD-674 con una producción de 35,83 m<sup>3</sup> reporta un resultado de 394.13 m<sup>3</sup>/día durante el tiempo de estudio.

Un m<sup>3</sup> de petróleo representa 6.6 barriles y un barril posee un valor de \$ 45 CUC. Si la empresa adopta las propuestas de mejora se ahorra un monto de \$ 469589,67CUC.

Ver tabla 3.6

**Tabla # 3.6** Pérdidas por concepto de no producción de crudo.

Pérdidas de producción					
	Período	2007-2008	2009-2010	2007-2008	2009-2010
Pozos	Producción diaria	Afectación/días	Afectación/días	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d
VD-504	43,56	10	11	435,60	479,16
VD-526	20,94	6	7	125,64	146,58
VD-674	35,83	5	6	179,15	214,98
<b>Total m<sup>3</sup></b>				<b>740,39</b>	<b>840,72</b>
<b>Importe Total</b>				<b>\$219.895,83</b>	<b>\$249.693,84</b>

Teniendo en cuenta el costo por inversión que asciende a un monto de  $\sum CI = \$ 29500$  CUC se le sustrae a la sumatoria de los gastos por concepto de reparación, circulación y no producción, el mismo representa un monto de  $\sum P = \$ 221\ 993.7$  CUC durante los periodos 2007y 2008 y  $\sum P = \$ 252\ 429.13$  durante los periodos 2009 y 2010.

Mediante la fórmula:  $\sum P - \sum CI = AC$ , la empresa se ahorra en el primer período (2007-2008) un monto igual a \$100993.7 CUC y en el período (2009-2010) esta cifra asciende \$ 121429.13CUC, para un valor total de \$353417.83 CUC de beneficios.

Es importante saber qué porciento representa el costo de inversión con respecto a las pérdidas, para ello se utiliza la siguiente fórmula:  $(CI * 100) / \sum P = U$

Período 2007-2008

$$\frac{29\,500 \cdot 100}{221\,993.7} = 13.3\% \quad \boxed{U = 13.3\%}$$

Período 2009-2010

$$\frac{29\,500 \cdot 100}{252\,429.13} = 11.7\% \quad \boxed{U = 11.7\%}$$

Se observa de esta manera lo insignificante que es el costo de inversión con respecto a las pérdidas existentes.

Conociendo que el monto de las pérdidas por meses es equivalente a 10517,88 CUC, y la cuantía en la inversión de compra de dos microdriver y tres prensaestopas esta calculada en 21000 CUC, se estima que la recuperación de la inversión es posible en un período de tres meses. Debe entonces situarse en cada pozo un prensaestopas y un microdriver, exceptuando al pozo VD-674 que posee un microdriver instalado.



## **Conclusiones**

1. En el centro solo tres pozos son capaces de producir más de 20 m<sup>3</sup>/día, el resto tiene producciones menores a esta cifra.
2. El porcentaje de agua y sedimentos sólidos en el Centro se comporta por debajo de los 30 % en la generalidad, solo cuatro pozos están por encima de esta cifra los cuales son: VD-513, VD-515, VD-525, VD-527 con un valor de: 49%, 54%, 36% y 50% respectivamente.
3. El 25% de los pozos presentan valores de relación gas-petróleo mayores a 2000 m<sup>3</sup>gas/m<sup>3</sup>petróleo, estos valores junto a los altos valores de viscosidad son la causa fundamental de las elevadas cargas en las unidades de bombeo y sus consecuencias.
4. El índice de productividad y la eficiencia de capacidad de bombeo en el Centro es bajo, solo tres pozos tiene un índice de productividad intermedio y mayor que un 50% de eficiencia los cuales son: VD-504, VD-526 y el VD-674.
5. Los pozos seleccionados para emplear prensaestopa y microdriver según criterio de caudal de fluido, porcentaje de agua, relación gas-petróleo, eficiencia de bombeo, depresión de trabajo y el índice de productividad son: VD-504, VD-526 y el VD-674.
6. Es favorable para la empresa adquirir prensaestopas y microdrives porque el costo de inversión representa un 13.3% y un 11,7% del gasto que tiene el Centro en los períodos 2007-2008 y 2009-2010, obteniendo una ganancia de un monto de \$353417,83 CUC permitiendo que en solo 3 meses se amortice la inversión, reduciendo al máximo el costo de producción.
7. Con las alternativas de mejora que se proponen en este trabajo investigativo se elimina la flotación de cabilla, se asegura la unidad de bombeo con respecto a las roturas, se elimina la circulación de petróleo ligero y se incrementa la velocidad de bombeo con el mismo método de levantamiento artificial.

## **Recomendaciones**

Se recomienda:

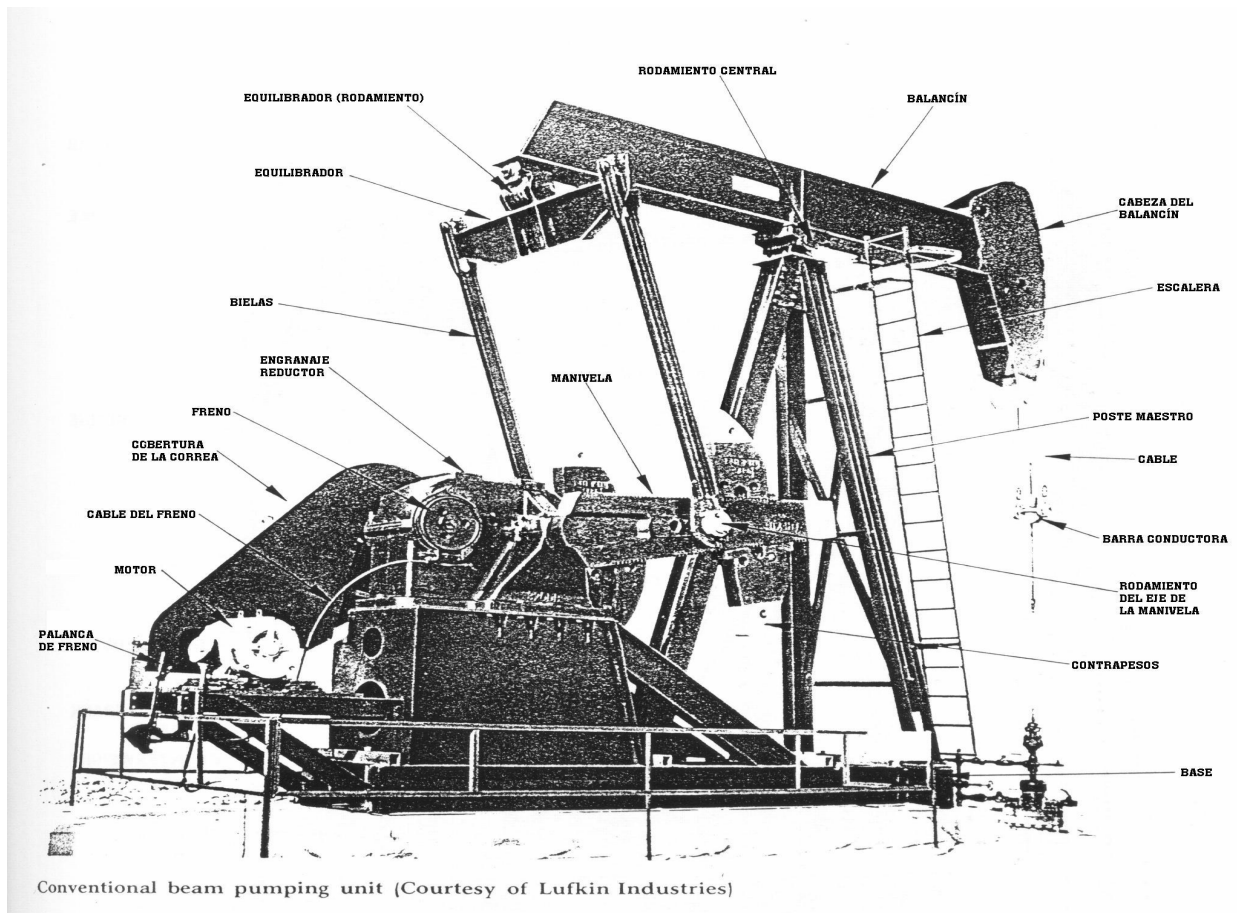
1. Actualizar en el Centro la base de datos de los parámetros fundamentales del funcionamiento de cada pozo, para de esta manera mantener un mayor control sobre los mismos.
2. Analizar por parte del Departamento de Yacimiento los pozos: VD-508, VD-527 porque están trabajando por encima de la depresión crítica límite con un valor de 22 atm y 24 atm respectivamente.
3. Implementar en los pozos VD-504, VD-526 y VD-674 el uso de prensaestopa y microdriver con vista a reducir la flotación de cabilla y frecuencia de circulación de petróleo ligero, con el objetivo de aumentar la eficiencia y la seguridad con el menor costo posible.

## Bibliografía

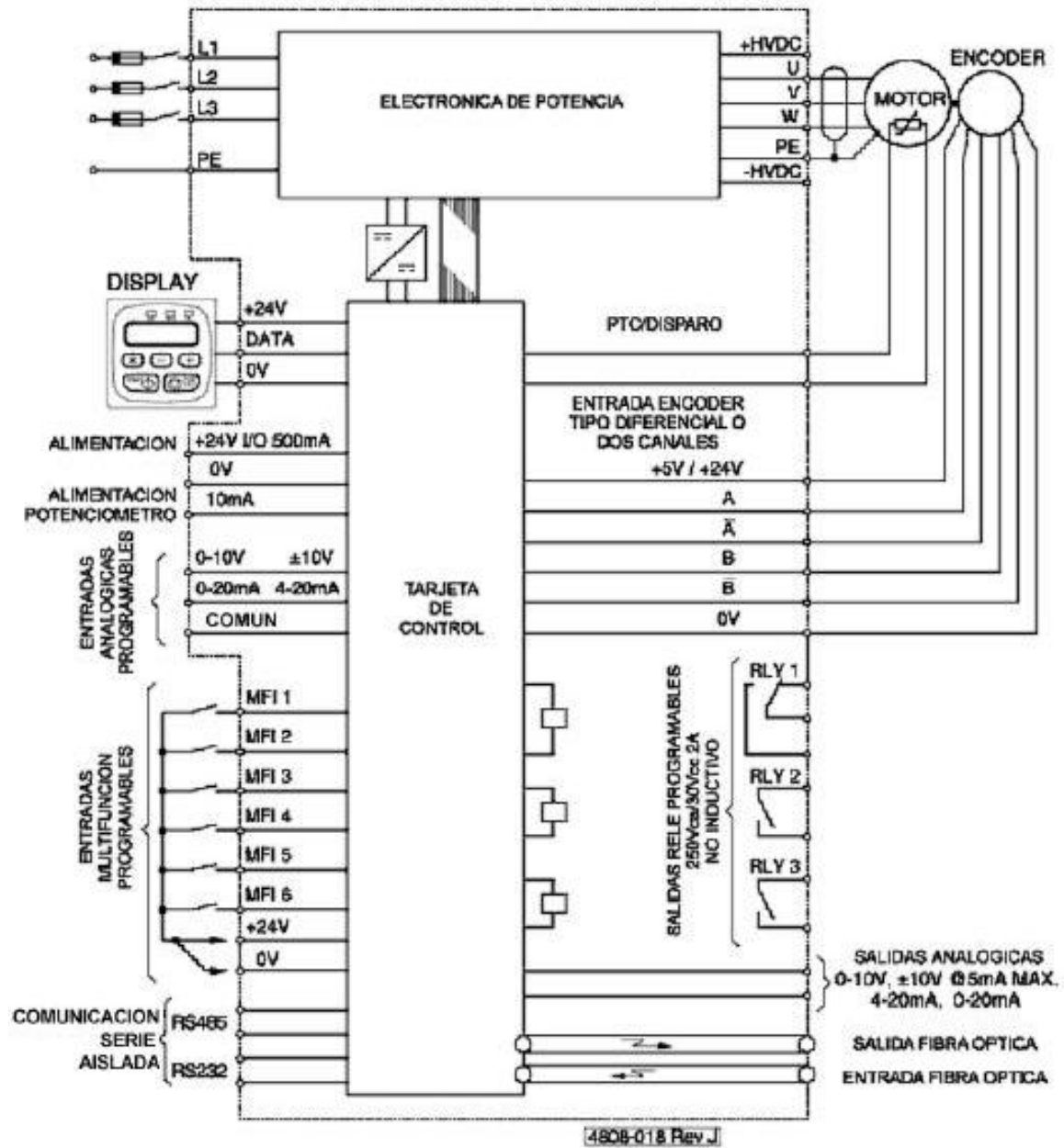
- 1 *API well data glossary and unique well numbering*, American Petroleum Institute, Dallas, Texas, 1966.
- 2 Barberii, Efraín E: *Pozo ilustrado*. Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
- 3 Cajigal Correa, Armando. *Manual de producción de petróleo y gas*. Centro Politécnico del Petróleo. La Habana. 2005.
- 4 Chalet, H: *Well Productivity. Well Production Practical Hand book*. Edition Techmp. Paris, 2000.
- 5 González Rodrigues, Renier: *Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4 (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo) CPP,2007*
- 6 Guido, E.: *Modernos conceptos y sus aplicaciones sobre bombeo mecánico de pozos petrolíferos*. Lufkin Overseas Corporation S.A, Venezuela, 1971.
- 7 Hernández Sampier, Roberto: *Metodología de la investigación 1*. Editorial Félix Varela, La Habana, 2003.
- 8 Hernández Sampier, Roberto: *Metodología de la investigación 2*. Editorial Félix Varela, La Habana, 2003.
- 9 [http:// www.lufkin.com](http://www.lufkin.com). (Enero 2011)
- 10 [http:// www.oilstates.com](http://www.oilstates.com). (Marzo 2011)
- 11 [http:// www.oilwell.com](http://www.oilwell.com). (Febrero 2011)
- 12 <http://www.gotheta.com> (Enero 2011)
- 13 <http://www.natoil.com>. (Enero 2011)
- 14 <http://www.netzsch.com.br>. (Enero 2011)
- 15 <http://www.patentesOnline.cl> (Enero 2011)
- 16 John G. Svinos : *Manual de Optimización de bombeo mecánico*, Theta . Enterprise, Inc. 1989-2005.
- 17 Power Electronics. *Manual de Instrucciones Serie Elite.PATERNA - VALENCIA*(Enero 2005)
- 18 Tavares Noa, David: *Trabajo sobre estrategia de explotación a seguir en el sector este*. Informe interno. CUPET, Varadero, 2003.

## Anexos

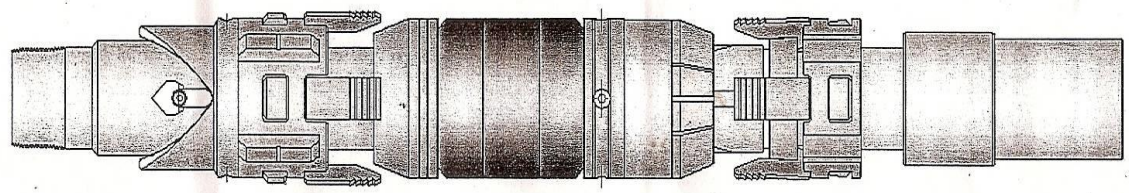
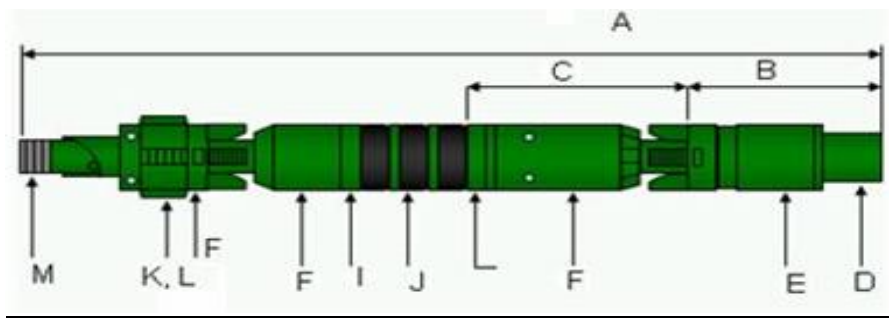
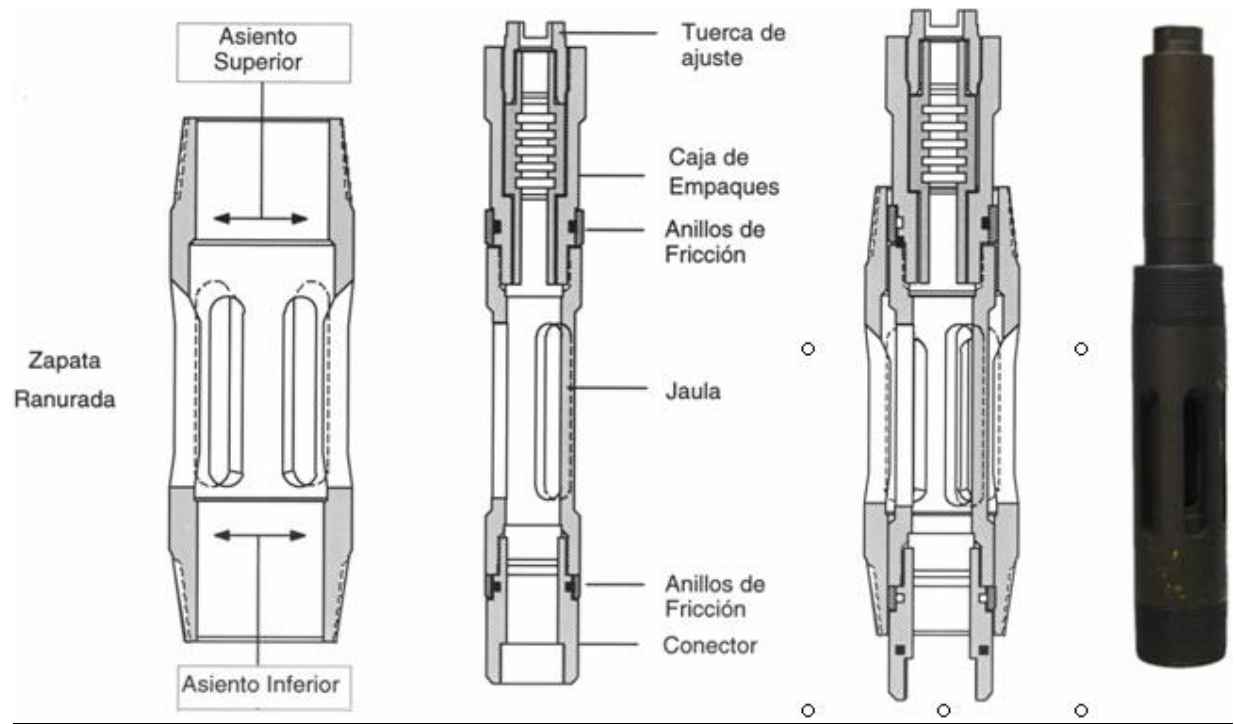
### ANEXO I: Componentes de la Unidad de Bombeo Convencional



## ANEXO II: Esquema eléctrico del Microdriver.



# ANEXO III: Ensamblaje del PES-INT



## ANEXO IV: Lista de las condiciones de fallo, su interpretación y posibles remedios.

<p><b>Fallo SIN FALLO</b>  <b>Descripción</b> No hay fallo.  <b>Causa posible</b> Normal funcionamiento.  <b>Acción</b> Ninguna.</p>	<p><b>Fallo 33 FLL BVCC</b>  <b>Descripción</b> Fallo alimentación de baja tensión cc.  <b>Causa posible</b> Avería ventilador de refrigeración del radiador, avería de la tarjeta de control.  <b>Acción</b> Solicitar asistencia técnica.</p>
<p><b>Fallo 01 BAJA Vcc</b>  <b>Descripción</b> La tensión de la red eléctrica ha bajado  <b>Causa posible</b> Interrupción de la red eléctrica.  <b>Acción</b> Comprobar las condiciones de suministro.</p>	<p><b>Fallo 34 PRG VISTA</b>  <b>Descripción</b> La configuración a medida desarrollada mediante el Vista para Windows ha disparado.  <b>Causa posible</b> Ver el esquema de configuración del Vista.  <b>Acción</b> Ver el esquema de configuración del Vista.</p>
<p><b>Fallo 02 ALTA Vcc</b>  <b>Descripción</b> La tensión en el bus CC ha alcanzado un nivel peligroso.  Nivel de sensibilidad 800Vcc.  <b>Causa posible</b> Elevado pico tensión en la red. Regeneración excesiva de la carga, o rampa de deceleración muy rápida  <b>Acción</b> Reducir rampa deceleración.  Comprobar la conexión a tierra del motor.  Aplicar el filtro de velocidad en la Pantalla R7.</p>	<p><b>Fallo 35 NO DISPLAY.</b>  <b>Descripción</b> Se ha detectado que la unidad de display está desconectada o defectuosa. sólo disparará por este fallo si la unidad de display está habilitada en la Pantalla.  <b>Causa Posible</b> Display instalado a más de tres metros de distancia; unidad de display defectuosa.  <b>Acción</b> Conectar bien la unidad de display e inhabilitar el teclado utilizando la Pantalla; reducir distancia entre el display y el Equipo, reemplazar la unidad de display.</p>
<p><b>Fallo 03 ALTA Vcc FT</b>  <b>Descripción</b> La tensión en el bus CC ha alcanzado un nivel peligroso.  Nivel de sensibilidad 750Vcc durante más de 5 segundos.  <b>Causa posible</b> Excesiva tensión en la red durante demasiado tiempo. Fallo a tierra del motor.  <b>Acción</b> Comprobar suministro de tensión de la red eléctrica. Comprobar fallo a tierra del circuito del motor.</p>	<p><b>Fallo 36 FLL EPLD</b>  <b>Descripción</b> La tarjeta de control EPLD ha detectado un fallo no reconocido.  <b>Causa posible</b> Fallo alimentación.  <b>Acción</b> Rearmar el equipo si el fallo persiste, solicitar asistencia técnica.</p>
<p><b>Fallo 04 FLL ALIMEN</b>  <b>Descripción</b> Desequilibrio tensión entre fases de entrada Nivel de carga ligera funcionará satisfactoriamente con sólo dos fases conectadas.  <b>Causa posible</b> Pérdida de fase, fusible, pérdida de fase del motor, fallo en las bobinas del motor.  <b>Acción</b> Comprobar condiciones de la alimentación, cableado del motor y comprobar el motor.</p>	<p><b>Fallo 37 WATCHDOG</b>  <b>Descripción</b> Un fallo desconocido ha reseteado el microprocesador de la tarjeta de control.  <b>Causa posible</b> Fallo de alimentación, configuración del programa Vista demasiado compleja.  <b>Acción</b> Rearme el fallo; si el fallo persiste diríjase al servicio técnico; simplifique la configuración del programa Vista para Windows.</p>

<p><b>Fallo 05 FLL CG S/W</b>  <b>Descripción</b> Software cargado incorrectamente.  <b>Causa posible</b> Error transmisión de datos; revisiones incompatibles de software y hardware.  <b>Acción</b> Cargar un software correcto.</p>	<p><b>Fallo 38 NO VISTA PRG</b>  <b>Descripción</b> No está cargado el programa principal  <b>Acción</b> Vuelva a cargar el programa con el Drivelink.  <b>Fallo 39 FLL FIBRA</b>  <b>Descripción</b> Se ha disparado debido a algún fallo en la red de fibra óptica.  <b>Causa</b> Ver los otros equipos conectados a la red  <b>Acción</b> Resetear el fallo en los otros variadores.</p>
<p><b>Fallo 06 FLL EEPROM</b>  <b>Descripción</b> La memoria no volátil (EEPROM) está defectuosa.  <b>Causa posible</b> Fallo circuito integrado.  <b>Acción</b> Solicitar servicio técnico.</p>	<p><b>Fallo 40 ILIMT T/O</b>  <b>Descripción</b> El límite de corriente de hardware ha estado activo durante más de 30 segundos.  <b>Causa posible</b> Cortocircuito parcial en el cableado o el motor.  <b>Acción</b> Comprobar los cables y el motor por posible cortocircuitos.</p>
<p><b>Fallo 07 FLL DISP I</b>  <b>Descripción</b> La corriente de salida ha alcanzado un nivel peligroso.  <b>Causa posible</b> Cortocircuito; fallo de cableado; fallo del circuito; fallo motor.  <b>Acción</b> Comprobación completa del circuito de salida y del motor por posibles fallos de cableado o bobinas.</p>	<p><b>Fallo 41 STOP T/O</b>  <b>Descripción</b> El sistema no ha parado en el tiempo establecido en la pantalla S11.  <b>Causa posible</b> Parámetros incorrectamente ajustados ; Tiempo límite de parada (pantalla S11), Rampas de deceleración, filtro de Velocidad, Mal ajuste de PID en sistemas vectoriales.  <b>Acción</b> Comprobar todos los parámetros. Comprobar frenado dinámico.</p>
<p><b>Fallos 08 U+ IGBT</b>  <b>09 V+ IGBT</b>  <b>10 W+ IGBT</b>  <b>11 U- IGBT</b>  <b>12 V- IGBT</b>  <b>13 W- IGBT</b>  <b>14 NEG IGBT</b>  <b>Descripción</b> La protección automática del semiconductor de potencia interno ha actuado.  <b>Causa posible</b> Cortocircuito; sobre corriente extrema; sobrecarga del equipo, fallo de cableado; fallo de circuito; de saturación IGBT; fallo IGBT.  <b>Acción</b> Comprobación completa del circuito del motor por posibles fallos de cableado o fallo motor. Si el fallo persiste una vez desconectados los cables de salida, solicite asistencia técnica.</p>	<p><b>Fallo 43 MAS U+ DES</b>  <b>44 MASU- DES</b>  <b>45 MAS V+ DES</b>  <b>46 MAS V- DES</b>  <b>47 MAS W+ DES</b>  <b>48 MAS W- DES</b>  <b>49 SLV U+ DES</b>  <b>50 SLV U- DES</b>  <b>51 SLV V+ DES</b>  <b>52 SLV V- DES</b>  <b>53 SLV W+ DES</b>  <b>54 SLV W- DES</b>  <b>Descripción</b> Ha tenido lugar la protección interna de un semiconductor.  <b>Causa posible</b> Cortocircuito a la salida, extrema sobre corriente de salida, fallo cableado, De saturación IGBT, fallo IGBT.  <b>Acción</b> Comprobar el circuito de salida completo en busca de fallos en el cableado o bobinado. Si el fallo persiste al desconectar los terminales de salida, ponerse en contacto Con Servicios Técnicos.</p>
<p><b>Fallo 15 S/C</b>  <b>Descripción</b> La temperatura calculada por el modelo térmico ha alcanzado un nivel peligroso.</p>	<p><b>Fallo 55 MAS I FLT</b>  <b>Descripción</b> El variador maestro ha alcanzado un nivel peligroso de corriente de salida.</p>



<p><b>Causa posible</b> Sobrecarga continua del Elite.  <b>Acción</b> Comprobar requerimientos de carga.</p>	<p><b>Causa posible</b> Cortocircuito, fallo cableado, fallo circuito, fallo motor.  <b>Acción</b> Comprobar el circuito de salida completo en busca de fallos en el cableado o bobinado. Comprobar el contactor y/o automático.</p>
<p><b>Fallo 16 S/C MOTOR</b>  <b>Descripción</b> La temperatura del motor calculada por el modelo térmico ha alcanzado un nivel peligroso.  <b>Causa</b> La descompensación entre fases es más aguda en condiciones de carga pesada. Con consumo intensidad demasiado alto; la carga del motor sobrepasa la capacidad de refrigeración a la velocidad de funcionamiento; pérdida de fase del motor; fallo bobinas del motor; los parámetros del modelo térmico del motor son incorrectos.  <b>Acción</b> Comprobar carga y ajustes modelo térmico en Pantallas.</p>	<p><b>Fallo 56 SLV FLT</b>  <b>Descripción</b> El variador esclavo ha alcanzado un nivel peligroso de corriente de salida.  <b>Causa posible</b> Cortocircuito, fallo cableado, fallo circuito, fallo motor.  <b>Acción</b> Comprobar el circuito de salida completo en busca de fallos en el cableado o bobinado. Comprobar el contactor y/o automático.</p>
<p><b>Fallo 17 S/C FRENO</b>  <b>Descripción</b> La temperatura de la resistencia del freno dinámico calculada por el modelo térmico ha alcanzado un nivel peligroso.  <b>Causa posible</b> Excesiva regeneración para la resistencia especificada en Pantallas, valores introducidos incorrectos.  <b>Acción</b> Comprobar los valores, reducir regeneración en la Pantalla. Seleccionar una resistencia de freno dinámico mayor, reducir la rampa de deceleración dinámico.</p>	<p><b>Fallo 57 DESAT/OCT</b>  <b>Descripción</b> El variador esclavo indica una de saturación común o fallo de sobre corriente. <b>Causa posible</b> Cortocircuito, fallo cableado, fallo circuito, fallo motor.  <b>Acción</b> Comprobar el circuito de salida completo en busca de fallos en el cableado o bobinado. Comprobar el contactor y/o automático.</p>
<p><b>Fallo 18 FLL DATOS</b>  <b>Descripción</b> Error en la lectura de la memoria no volátil (EEPROM). Solo se puede eliminar este fallo reiniciando los parámetros del usuario mediante la Pantalla. Asegúrese de que el motor está desconectado antes de rearmar el fallo e introducir los datos correctos.  <b>Acción</b> Verificar toda la programación del Elite y si el fallo se repite, contactar con el Servicio Técnico.</p>	<p><b>Fallo 58 CURR IMB</b>  <b>Descripción</b> La corriente de salida del maestro y esclavo están desequilibradas.  <b>Causa posible</b> Desajuste de los IGBT, impedancias de salida o rectificadores de entrada.  <b>Acción</b> Comprobar el circuito de salida completo incluyendo IGBT, fusibles C.C. y rectificador de entrada.</p>
<p><b>Fallo 19 PARAM CERO</b>  <b>Descripción</b> No hay ningún parámetro ajustado en las Pantallas.  <b>Causa posible</b> ha sido reinicializado; estado de fábrica (al encender por 1ª vez); error en ajuste.  <b>Acción</b> Introducir los datos de placa motor N Correctamente.</p>	<p><b>Fallo 59 SLV HS FLT</b>  <b>Descripción</b> El variador esclavo ha detectado que bien el radiador del maestro o esclavo está demasiado caliente.  <b>Causa posible</b> Ventilación precaria, trayectoria de refrigeración obstruida, fallo ventilador, temperatura local superior a 50°C.  <b>Acción</b> Comprobar el funcionamiento del ventilador; comprobar ventilación y condiciones térmicas. Mejorar refrigeración.</p>

<p><b>Fallo 20 FLL PARAM</b>  <b>Descripción</b> Ajuste erróneo en las Pantallas.  <b>Causa posible</b> Error en ajuste; valores mal escogidos.  <b>Acción</b> Introducir los datos de placa motor N correctamente.</p>	<p><b>Fallo 60 SLV DC HI</b>  <b>Descripción</b> Tensión demasiado elevada en el Bus esclavo.  <b>Causa posible</b> Fallo de cable conexión del Bus.  <b>Acción</b> Comprobar dicho cable.</p>
<p><b>Fallo 22 EXT/PTC</b>  <b>Descripción</b> Ha actuado el dispositivo de disparo externo. Ha actuado el circuito (Terminal T19) del sensor de temperatura (PTC, termostato, etc.) externo del bobinado del motor.  <b>Causa posible</b> Actuación del dispositivo de disparo externo. El motor se ha calentado demasiado (la carga del motor excede la capacidad de refrigeración a la velocidad de funcionamiento); fallo en la conexión del sensor.  <b>Acción</b> Comprobar la temperatura del motor y conexionado del sensor. Comprobar el interruptor de disparo externo (si lo hay).</p>	<p><b>Fallo 61 SLV EPLD</b>  <b>Descripción</b> Fallo de la unidad de procesamiento del esclavo  <b>Causa posible</b> Tarjeta de control con fallo o desprogramada.  <b>Acción</b> Reiniciar todos los parámetros del variador con la pantalla. Reemplazar tarjeta de control del esclavo.</p>
<p><b>Fallo 23 TEMP RAD</b>  <b>Descripción</b> Temperatura del disipador demasiado elevada.  <b>Causa posible</b> Ventilación pobre; ventilación obstruida, avería en el ventilador de refrigeración; la temperatura ambiente local supera los 50°C.  <b>Acción</b> Comprobar que el ventilador funciona; comprobar ventilación y condiciones térmicas. Mejorar la refrigeración. Solicitar servicio técnico.</p>	<p><b>Fallo 62 CONNECT FLT</b>  <b>Descripción</b> El cableado de interconexión maestro esclavo no está bien  <b>Causa posible</b> Las conexiones de fibra óptica están mal hechas o no funcionan.  <b>Acción</b> Comprobar todas las conexiones del cableado.</p>
<p><b>Fallo 24 TEMP INT</b>  <b>Descripción</b> Temperatura interna del Elite demasiado caliente.  <b>Causa posible</b> Ventilación pobre; ventilación obstruida, fallo del radiador y del ventilador de refrigeración del Elite; la temperatura ambiente local supera los 50°C.  <b>Acción</b> Comprobar que el radiador y el ventilador de refrigeración interno funcionan; comprobar ventilación y condiciones térmicas. Mejorar la refrigeración. Solicitar servicio técnico.</p>	<p><b>Fallo 63 SLV WDT</b>  <b>Descripción</b> Un fallo desconocido ha reiniciado la tarjeta de control del esclavo  <b>Causa posible</b> Fallo suministro, fallo software.  <b>Acción</b> Rearmar el fallo, cambiar tarjeta de control.  Necesario servicio técnico.</p>
<p><b>Fallo 25 FLL COM</b>  <b>Descripción</b> Disparo generado por computadora exterior.  <b>Causa posible</b> Disparo provocado por una computadora vía comunicación serie.  <b>Acción</b> No se requiere ninguna actuación.</p>	<p><b>Fallo 64 SLV EEPROM</b>  <b>Descripción</b> Memoria eeprom de la tarjeta de control del esclavo averiada.  <b>Causa posible</b> Fallo circuito integrado.  <b>Acción</b> Cambiar tarjeta de control. Necesario Servicio técnico.</p>

<p><b>Fallo 26 COM F/T</b>  <b>Descripción</b> El tiempo transcurrido desde la última transferencia de datos por el puerto serie ha excedido el período de tiempo límite en la Pantalla.  <b>Causa posible</b> Fallo cableado de comunicación serie; fallo de la computadora exterior, ajustes incorrectos en Pantallas.  <b>Acción</b> Comprobar completamente el sistema de comunicación serie. Comprobar los ajustes de pantalla. Solicitar asistencia técnica.</p>	<p><b>Fallo 65 SLV PSU</b>  <b>Descripción</b> Fallo fuente alimentación de tarjeta control del esclavo.  <b>Causa posible</b> Fallo circuito integrado.  <b>Acción</b> Cambiar tarjeta de control. Necesario Servicio técnico.</p>
<p><b>Fallo 27 FIBRA F/T</b>  <b>Descripción</b> El tiempo de transmisión ha superado el tiempo máximo de comunicaciones a través de la fibra óptica.  <b>Causa Posible</b> Seleccionada la referencia de velocidad o par desde el puerto de fibra óptica sin cable de fibra óptica; conectado el cable de fibra óptica a al puerto de salida en vez de entrada; fallo cableado fibra óptica.  <b>Acción</b> Verificar el cable y conexiones de la fibra óptica. Comprobar los ajustes de las pantallas. Solicitar asistencia técnica.</p>	<p><b>Fallo 66 SLV DATA</b>  <b>Descripción</b> Error de lectura de la memoria eeprom de la tarjeta de control del esclavo. Fallo sólo rearmable inicializando los ajustes desde la pantalla. Desconectar el motor antes.  <b>Causa posible</b> Fallo aleatorio. Memoria averiada.  <b>Acción</b> Cambiar tarjeta de control. Necesario servicio técnico.</p>
<p><b>Fallo 28 SOBREVEL</b>  <b>Descripción</b> La velocidad de salida máxima ha sido superada.  <b>Causa Posible</b> Pérdida de control del motor mientras es dirigida por la carga; exceso de carga.  <b>Acción</b> Comprobar las condiciones reales de trabajo para determinar la causa. Ajustar la carga para eliminar el problema.</p>	<p><b>Fallo 67 SLV CAL</b>  <b>Descripción</b> Módulos de calibración del esclavo incorrecto.  <b>Causa posible</b> Combinación errónea de módulos de calibración del esclavo.  <b>Acción</b> Comprobar que los dos módulos del esclavo son iguales.</p>
<p><b>Fallo 29 LIM TQ F/T</b>  <b>Descripción</b> Se excede el límite de Par más allá del tiempo especificado.  <b>Causa Posible</b> Condiciones de carga o ajuste inadecuado, fallo de encoder.  <b>Causas adicionales</b> al trabajar en control Vectorial Lazo Abierto: Insuficiente par de Arranque. rampa de aceleración y deceleración demasiado elevadas Retardo de arranque insuficiente  <b>Otra posible causa</b> puede ser motor sobrecargado al trabajar en lazo abierto.  <b>Acción</b> Comprobar condiciones de carga o ajustar. Si se obtiene este fallo a la hora de arrancar en control vectorial en lazo abierto ajuste cualquiera de las pantallas.</p>	<p><b>Fallo 68 SLV SW VER</b>  <b>Descripción</b> Versión de software errónea en el esclavo.  <b>Causa posible</b> Error de transmisión de datos de la tarjeta de control del esclavo.  <b>Acción</b> Comprobar que los dos módulos del esclavo son iguales.</p>
<p><b>Fallo 30 LIM VEL F/T</b>  <b>Descripción</b> Supera el límite de velocidad durante más tiempo del especificado.  <b>Causa posible</b> Condición de carga o ajuste de Pantalla inapropiados.  <b>Acción</b> Comprobar condición de carga o cambiar Pantalla.</p>	<p><b>Fallo 69 SLV PCBTEM</b>  <b>Descripción</b> Temperatura del esclavo demasiado elevada.  <b>Causa posible</b> Ventilación precaria, trayectoria de refrigeración obstruida, fallo ventilador, temperatura local superior a 50°C.  <b>Acción</b> Comprobar el funcionamiento del ventilador; comprobar ventilación y</p>

	condiciones térmicas.
<p><b>Fallo 31 FLL CALIBR</b>  <b>Descripción</b> Niveles de tensión de referencia internos incorrectos.  <b>Causa posible</b> Fallo. Solicitar servicio técnico.</p>	<p><b>Fallo 70 DC FUSE FLT</b>  <b>Descripción</b> El Controlador de fusible se ha accionado. Se ha activado el contacto del terminal T30 de la tarjeta de control del esclavo  <b>Causa posible</b> Uno de los fusibles que están siendo controlados se ha averiado y se abierto el contacto.  <b>Acción</b> Comprobar continuidad en el circuito de control de fusible.</p>

## ANEXO V: Cálculos y análisis de los parámetros principales.

Pozos	Qf (m <sup>3</sup> /día)	BSW (%)	RGP (m <sup>3</sup> gas/m <sup>3</sup> petróleo)	Efic (%)	IP(m <sup>3</sup> /día/atm)	ΔP(atm)	μ (cP)	ρ(kg./m <sup>3</sup> , °API)
VD-504	43,56	0	40	55	1,75	20	980	8,1
VD-508	5,83	26	162	40	0,41	22	980	8,2
VD-509	4,32	8	2043	10	0,72	9	980	9,1
VD-510	3,61	20	257,36	32,5	0,43	7	980	8,4
VD-513	5.32	49	1582	32,5	0,43	7	980	8,4
VD-515	5.17	54	40	25	0,78	11	980	9
VD-516	1.74	9	38	30	0,78	11	980	9
VD-518	2	28	998	20	0,78	9	980	9
VD-519	4.48	26	49	18	0,6	19	980	8
VD-520	6,72	24	133,08	6	0,59	13	980	7,3
VD-523 A	2.02	15	1338	18	0,5	10	980	7,6
VD-524	3.71	10	3633	14	0,7	10	980	7,6
VD-525	3,84	36	149	29	0,38	14	980	7,9
VD-526	20,94	24	73	52	1,75	20	980	8,2
VD-527	7,56	50	144,37	16	0,47	24	980	7,8
VD-674	35,83	20	40	51	1,75	17	980	9

ANEXO VI: Curvas IPR de los pozos en producción.

