



Universidad de Matanzas  
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo  
Sede Varadero

## Tesis de especialidad

Propuestas de mejoras a los pozos con sistema de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas operados por la EPEPC.

Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo.

Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Maikel Duany Bandera.

Tutores: Ing. Orestes Camejo Álvarez.

Matanzas, Cuba, 2011.



Universidad de Matanzas  
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo  
Sede Varadero

## Tesis de especialidad

**Propuestas de mejoras a los pozos con sistema de  
levantamiento artificial de bombeo de cavidades  
progresivas operados por la EPEPC.**

Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título de  
Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo  
Mención Producción de petróleo

**Autor: Ing. Maikel Duany Bandera.**

**Tutores: Ing. Orestes Camejo Álvarez.**

Matanzas, Cuba, 2011.

## DEDICATORIA

A mi madre María Elena Bandera Lafargue que no solo me dio la vida sino que me apoya en todo momento. A ti mamá, te lo dedico muy especialmente por tus años de trabajo y dedicación.

A mi familia que aunque no la veo muy a menudo la quiero tanto.

A todos mis amigos y otras personas que de una forma u otra me han depositado confianza en mí y me han ayudado en este trabajo de diploma.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi madre.

A mis tutores.

A todos los profesores de las diferentes materias recibidas.

A los tecnólogos, operadores y Jefes de los centros colectores.

A los trabajadores de los departamentos de yacimientos y de tecnología, en especial a Silvia, Yohannys, Roberto y Reinier.

A mis compañeros del P-XIV.

## PENSAMIENTO

Es necesario aprender lo que necesitamos, no únicamente lo que queremos.

Paulo Coelho

## RESUMEN

Este trabajo se realizó en los pozos que tienen instalado el sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas y son operados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), ubicada municipio Cárdenas, provincia Matanzas.

En el transcurso de la investigación se dio una panorámica de las características técnicas, ventajas y factores que afectan el buen funcionamiento del sistema por cavidades progresivas. Se recopiló datos de los pozos y haciendo una búsqueda bibliográfica. También se realizó un análisis del comportamiento de la producción de petróleo, el porcentaje de agua, la relación gas-petróleo y las intervenciones a estos pozos. Luego se evaluó el sistema y se observó que existen factores geológicos que dificultan el aumento de la producción. Además se vieron deficiencias en algunos pozos y se analizó posibles propuestas de mejoras para aumentar la producción y para el buen funcionamiento del sistema.

## SUMMARY

This work came true in the wells that they have a progressivity cavity pump installed and are operated by Perforación's and Extracción's Company of Petróleo of the Center, located in Cardenas, province Matanzas.

In the course of investigation show a panoramic of characteristic techniques, advantages and factors that they affect the good functioning of the system for progressive cavities. Data of wells were compiled and doing a bibliographic quest. Also the gas accomplished an analysis of the behavior of the production of oil, the percent of water, the relation itself oil and interventions to these wells. Next the system was evaluated and it was noticed that geological factors that make difficult the increase of production exist. To besides they saw deficiencies in some Wells and possible bidding of improvements to increase the production and for the good functioning of the system were analyzed.

---

---

**ÍNDICE**

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I: Fundamentación teórica</b> .....	4
1.1 Historia .....	4
1.2 Aplicaciones del Bombeo por cavidades progresivas.....	4
1.3 Componentes de un sistema PCP .....	5
1.3.1 Instalación típica .....	5
1.4 Funcionamiento del sistema BCP.....	6
1.5 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.....	7
1.6 Nomenclatura .....	11
1.7 Principales variables en el diseño del sistema BCP.....	12
1.7.1 Viscosidad .....	12
1.7.2 Temperatura del fluido .....	13
1.7.3 Profundidad.....	14
1.7.4 Trayectoria del pozo .....	15
1.8 Variables determinantes en la explotación del sistema BCP.....	18
1.8.1 Desplazamiento.....	18
1.8.2 Altura de descarga (head).....	19
1.8.3 Eficiencia volumétrica.....	20
1.9 Factores que afectan el desempeño de la bomba.....	21
1.10 Principios Básicos de Producción.....	25
Conclusiones parciales .....	30
<b>CAPITULO 2. Técnicas y Métodos</b> .....	31
2.1 Procedimiento Metodológico.....	31
2.2- Evaluación de los pozos según los criterios de la tabla 2.1. ....	35
2.3 Análisis de los resultados obtenidos y evaluación de propuestas.....	36
2.4 Población o Universo.....	36
2.5 Muestra.....	36
2.6 Caracterización de los Pozos.....	36
Conclusiones parciales .....	37
<b>CAPITULO 3: Análisis de Resultados</b> .....	38
3.1 Análisis del comportamiento productivo de los pozos.....	38



---

---

3.2 Resultados de la Evaluación.....	46
3.3 Propuestas de mejoras para los pozos .....	52
Conclusiones Parciales .....	55
CONCLUSIONES.....	57
RECOMENDACIONES .....	58
BIBLIOGRAFÍA.....	59
ANEXOS.....	61

## INTRODUCCIÓN

La estrategia de explotación de un yacimiento establece los niveles de producción en distintos pozos o en su punto de drenaje. Para obtener el máximo beneficio económico del yacimiento es necesario seleccionar el método de producción óptimo. Este es el que permite mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible.

La manera más conveniente y económica de hacer producir un pozo es por flujo natural. La mayoría de los pozos son capaces de producir flujo natural en la primera etapa de su vida productiva. No obstante, una vez finalizada la producción por flujo natural, es necesario seleccionar un método de Levantamiento Artificial que permita seguir produciendo eficientemente al yacimiento.

La selección del levantamiento artificial más adecuado depende de las condiciones físicas que presente el yacimiento y del comportamiento de la afluencia del pozo. Los métodos más empleados en el mundo son: el levantamiento artificial por el bombeo mecánico convencional y el levantamiento artificial con inyección de gas (Gas-Lift). En Cuba se emplean: el bombeo mecánico convencional y el bombeo por cavidades progresivas prácticamente con poco tiempo de explotación.

En la EPEP-C desde que los pozos comienzan a perder energía para producir se comienza a explotar los pozos con el método de bombeo recíproco con cabillas (mecánico convencional). Creando así una cultura y experiencia utilizando este método garantizando los niveles de producción que eran capaces de entregar los pozos perforados y completados por la Empresa.

En la década de los años 90s, la compañía SHERRIT radicada en esta zona, introduce nuevas tecnologías de tratamiento selectivo a la capa, mejorando sustancialmente las propiedades colectoras en el entorno de los pozos y aumentando así el potencial de producción de los mismos. Entonces se introdujo un nuevo método de levantamiento el bombeo por cavidades progresivas.

El salto productivo de estas bombas fue bueno, produciéndose incrementos de producción de hasta 10 veces la producción anterior. Pero surgió un nuevo problema con estas bombas, el elastómero componente del estator no era capaz de resistir el contenido de H<sub>2</sub>S del fluido producido por los pozos, resultando que el tiempo de duración de estas era de 3 meses

como promedio, lo que económicamente no era rentable continuar su uso en los pozos. Aun los fabricantes continúan desarrollando nuevos materiales para que los elastómeros puedan alargar su vida útil en diferentes ambientes.

Luego se introdujeron bombas “extratalla” desde 69 mm hasta 120 mm de diámetro pasando por 82.5 y 106 mm y unidades de bombeo de tipo ROTAFLEX, capaces de garantizar recorridos de 7,3 metros. Una combinación de este tipo puede ser capaz de producir 300 m<sup>3</sup>/d.

Pero la necesidad de alcanzar reservas de petróleo que se encuentran físicamente debajo de zonas pobladas o el mar, ha obligado a perforar pozos cada vez más desviados y complejos. El sistema de bombeo convencional no garantiza una explotación óptima de los potenciales de estos pozos, ni siquiera con el uso de los Rotaflex. El uso de estos últimos presupone además un problema económico, pues son bastante caros (100 000 USD) y en pozos con potencial medio y bajo es muy difícil justificar su utilización. Actualmente ya la empresa explota varios pozos con bombas de cavidades progresivas con estator metálico.

La inserción de este sistema de bombeo por cavidades progresivas fue para tratar de aumentar la producción y mejorar el manejo de la producción debido las complejidades en que se encontraba el bombeo mecánico, dado fundamentalmente por: la viscosidad del crudo en condiciones de pozo, el perfil complejo de los pozos, la disminución del nivel dinámico de los pozos y la desaparición de la surgencia de algunos pozos.

En el transcurso de explotación de los pozos las condiciones del yacimiento continúan empeorando, declinando la producción y los técnicos y especialistas buscan alternativas para mantener o aumentar la producción y reducir los costos asociados a la explotación de los pozos.

En las condiciones actuales los yacimientos se encuentran en una fase de declinación y se hace necesario buscar soluciones para mantener y aumentar la producción de crudo.

El presente trabajo se realizó en los pozos que son explotados a través del método de cavidades progresivas en los yacimientos de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.

La disminución de la producción puede estar dada por varios factores entre los cuales se puede mencionar el aumento del número de intervenciones en los pozos, la disminución de la afluencia del pozo y la baja eficiencia del sistema de levantamiento.

En este trabajo se plantea el **problema**: ¿Como lograr aumentar la producción en los pozos que trabajan por bombeo por cavidades progresivas que son operados por la EPEP-C?

**Hipótesis**: Si se evalúa el sistema de bombeo por cavidades progresivas en los pozos, se podrán proponer mejoras para aumentar la producción.

Por lo anterior expuesto el **objetivo general** es:

Proponer mejoras a los pozos con sistema de bombeo por cavidades progresivas operados por la EPEP-C.

Los **objetivos específicos**

- Recopilar datos de los pozos.
- Analizar el comportamiento productivo de los pozos.
- Evaluar los sistemas BCP instalados en los pozos.
- Proponer mejoras para los sistemas BCP instalados en los pozos.

## **CAPÍTULO I: Fundamentación teórica**

### **1.1 Historia**

La Bomba de Cavidades Progresivas (B.C.P.) fue inventada en 1932 por un Ingeniero Aeronáutico Francés llamado René Moineau, quién estableció la empresa llamada PCM POMPES S.A. para la fabricación de la misma.

Las Bombas de Cavidades Progresivas (B.C.P. de subsuelo) fueron instaladas en pozos de petróleo en Canadá con alto contenido de arena y bajas gravedades API (crudos pesados). En la actualidad, se utilizan también en pozos productores de crudos medianos y livianos, especialmente con alto contenido de agua.

Las limitaciones del método continúan siendo la incapacidad de los elastómeros para manejar altas temperaturas, crudos livianos con bajo corte de agua y alto contenido de aromáticos, medianos a altos volúmenes de gas libre (el gas afecta la bomba de dos maneras, atacándolo directamente y por el calor que se genera al ser sustituido los líquidos por la mezcla gaseosa).

De igual manera, desde el punto de vista mecánico las cabillas representan un elemento con una capacidad limitada al esfuerzo combinado del torque y la tensión haciendo que a veces el equipo sea el que imponga restricciones en el diseño del sistema. (5,15)

### **1.2 Aplicaciones del Bombeo por cavidades progresivas**

La aplicación de la tecnología del bombeo por cavidades progresivas se considera reciente si se compara con los métodos de producción convencionales (bombas mecánicas) por lo que solo la evaluación continua de las mismas en escenarios con diversidad de exigencias, permitirá madurarla técnica y tecnológicamente. (28)

La razón fundamental por la cual se utiliza en su mayoría el bombeo de cavidades progresivas es porque se considera la más capaz para operar con el tipo de petróleo del yacimiento (produciendo caudales constantes sin pulsaciones en pozos de alto nivel), teniendo en cuenta la viscosidad del mismo y se asegura que, desde el punto de vista del mantenimiento, los costos sean mínimos y además el impacto ambiental es casi nulo.

El sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas debe ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos productores de petróleo por su relativa baja inversión inicial; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en almacén.

Las posibilidades de las bombas de ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados; de bajas a medianas tasas de producción; en instalaciones relativamente profundas; en la producción de crudos arenosos, parafínicos y muy viscosos; en pozos verticales, inclinados, altamente desviados, horizontales y pozos con alto contenido de agua. Esto hace que sean una alternativa técnicamente apropiada para la evaluación del potencial de pozos o como optimización y reducción de costos.

Al sustituir grandes equipos de Bombeo Mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos, derrames, etc.), gastos asociados a consumo energético, optimización (cambios de velocidad de operación), diagnóstico y optimización, adicionalmente, en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidad de cabillas.

De igual forma, como alternativa a pozos de gas lift, permite liberar capacidad de compresión y gas (sobre todo en pozos con altas producciones de agua) y optimizar la utilización de este último. En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo.(5,15)

### 1.3 Componentes de un sistema PCP

#### 1.3.1 Instalación típica

Las bombas de cavidades progresivas (BCP) son bombas de desplazamiento positivo la cual consiste, en un rotor de acero de forma helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero.

El estator es bajado al fondo del pozo formando parte del extremo inferior de la columna de tubos de producción (tubings), mientras que el rotor es conectado y bajado junto a las varillas de bombeo. La rotación del rotor dentro del estator es transmitida por las varillas de bombeo, cuyo movimiento es generado en superficie por un cabezal. (**Ver figura 1.1**)

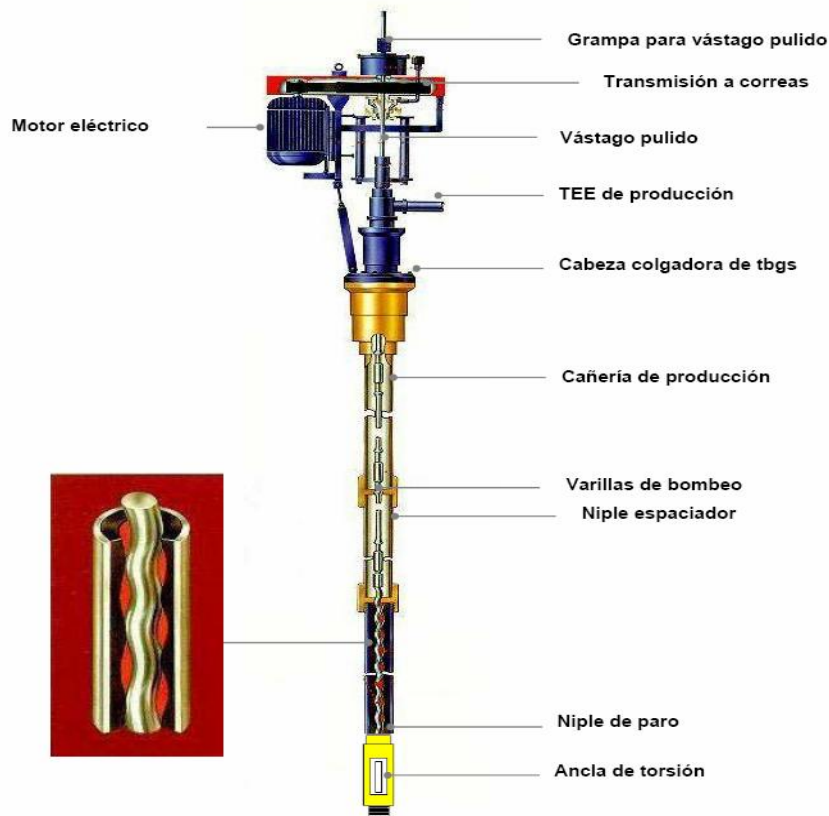


Figura 1.1: Esquema típico de un sistema por Cavidades Progresivas

#### 1.4 Funcionamiento del sistema BCP

El funcionamiento de las BCP está basado en el principio ideado por René Moineau (no debe confundirse con la bomba de Arquímedes ya que son principios totalmente diferentes), la BCP utiliza un Rotor de forma helicoidal de  $n$  lóbulos dentro de un Estator en forma de helicoide de  $n+1$  lóbulos. Las dimensiones del Rotor y el Estator están diseñadas de manera que producen una interferencia, la cual crea líneas de sello que definen las cavidades. Al girar el rotor, estas cavidades se desplazan (o progresan), en un movimiento combinado de traslación y rotación, que se manifiesta en un desplazamiento helicoidal de las cavidades desde la succión de la bomba, hasta su descarga. (Ver figura 1.2) (5, 15, 13,30, 31)



Figura 1.2: Desplazamiento del fluido a través de la bomba.

### 1.5 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas

Existen diversos criterios con base a los cuales se pueden clasificar las bombas de cavidades progresivas.

Una primera clasificación las divide en bombas industriales (son bombas horizontales) las cuales abarcan un gran rango de aplicaciones, como por ejemplo son utilizadas en el agro, en el procesamiento de alimentos, en plantas de tratamiento de agua, etc. La descripción de estas bombas se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

Bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos.

En este documento se han presentado las bombas de cavidades progresivas destinadas a la extracción de petróleo y gas, en este contexto, se pueden clasificar las bombas según su instalación en el pozo:

- Bombas Tubulares
- Bombas Tipo Insertables

Y según su geometría en:

- Bombas de geometría simple
- Bombas Multilobulares.

Bombas Tubulares. En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas, y sobre él se instala el niple de maniobra, niples “X”, y finalmente la tubería de producción.



## Capítulo I: Fundamentación teórica

En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción. (Ver Figura 1.3)

Bombas tipo Insertable. En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados de manera de ofrecer un conjunto único el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento instalada previamente en la tubería de producción. Esta bomba tiene el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción (ya que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción) pero ofrece la versatilidad de que para su reemplazo no es necesario recuperar la tubería de producción con el consiguiente ahorro en tiempo, costos y producción diferida. (Ver figura 1.4)

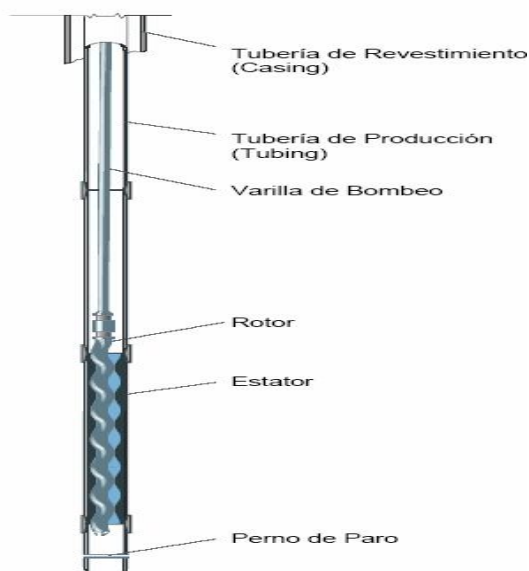


Figura 1.3: BCP tipo Tubular.

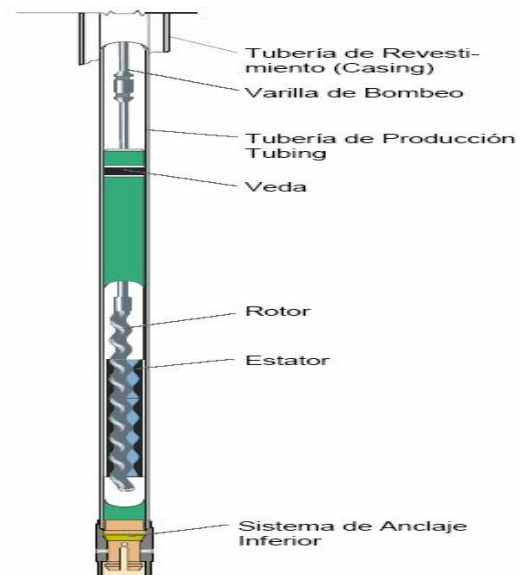


Figura 1.4: BCP tipo Insertable.

Nominalmente se encuentran bombas tipo insertables con capacidades de hasta 480 B/d (a 500 r.p.m. y cero altura) y para 2800 psi (bombas 9.35-500IM y 28.20-55IM). Al igual que en la bombas tubulares, las capacidades, geometrías, diseños, etc., dependen del fabricante.

## Capítulo I: Fundamentación teórica

Bombas de geometría simple. Son aquellas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1x2). (Ver figura 1.5)

Bombas Multilobulares. A diferencia de las bombas de geometría simple, las multilobulares ofrecen rotores de 2 o más lóbulos en estatores de 3 o más (relación 2x3, 3x4, etc.). Estas bombas ofrecen mayores caudales que sus similares de geometría simple. (Ver figura 1.6)

### Geometría de la PCP

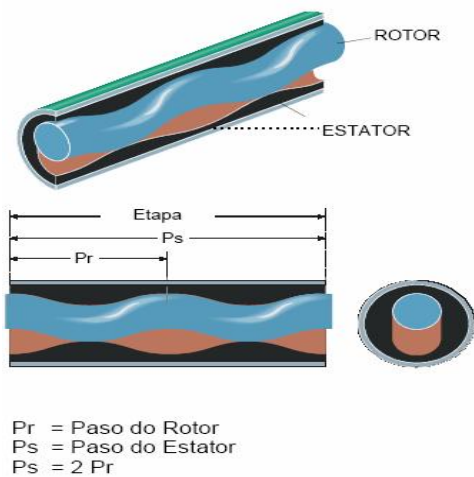


Figura 1.5: BCP de simple lóbulo

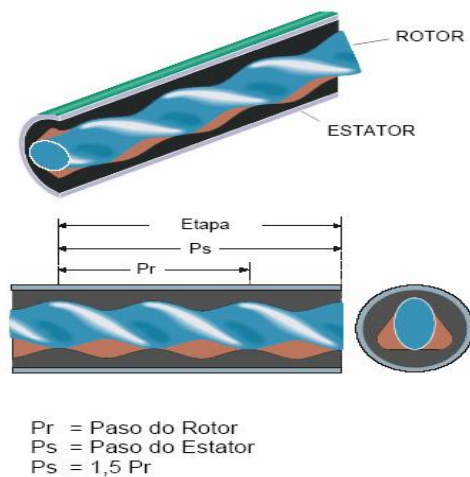


Figura 1.6: BCP de multi lóbulo

Teóricamente estas bombas ofrecen menor torque que las bombas de geometría simple, adicionalmente, considerando el mismo diámetro, las bombas multilobulares ofrecen mayores desplazamientos volumétricos lo cual sería una oportunidad para obtener bombas insertables de mayor tasa. (28)

Existen otras bombas de cavidades progresivas especiales llamadas Bombas metal-metal, que surgen dada la incapacidad de los elastómeros para manejar fluidos con altos volúmenes de gas (el material podría quemarse si la bomba opera en vacío o ampollarse si el elastómero es muy permeable), altos contenidos de aromáticos y elevadas temperaturas imponen restricciones al método, las cuales serían subsanadas si se utilizara un material insensible a estos efectos. Se han considerado diversas aleaciones mecánicas, cerámicas, fluoelastómeros, etc.

## Capítulo I: Fundamentación teórica

---

Uno de los puntos de atención es la interferencia que permite sellar herméticamente las cavidades logrando la acción de bombeo. En la bomba metálica evaluada el escurrimiento (función de la interferencia) debe ser compensado con viscosidad y velocidad, no obstante en un pozo térmico solo se cuenta con la opción de incrementar la velocidad ya que la viscosidad es muy baja. En los resultados de campo, se obtuvo una tasa promedio de 150 b/d a 350-400 rpm por seis meses, finalmente la desconexión de la sarta de cabillas puso fin a la evaluación. Una aplicación de estas bombas podría ser en pozos de crudos viscosos y alto contenido de gas libre.

A diferencia de otros sistemas de bombeo convencionales, el principio operacional que caracteriza el funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas proporciona excelentes condiciones para el transporte de sólidos y fluidos gaseosos.

En aplicaciones que involucran el manejo de sólidos, es necesario tomar en consideración dos factores fundamentales: la velocidad y el número de etapas, siendo el primero de ellos el de mayor relevancia. Particularmente, para el manejo de fluidos con alta abrasividad se requiere operar la bomba a bajas revoluciones. Bajo estas condiciones, la velocidad del fluido dentro de la bomba disminuye, lo que reduce la probabilidad de desgaste del estator elastomérico. En tal sentido, se ha determinado que una reducción en la velocidad operacional a la mitad puede incrementar cuatro veces la vida del estator. Con respecto al número de etapas, la selección de una bomba con un sobredimensionamiento en el número de etapas reduce el desgaste por abrasión debido a que se disminuye la presión por etapa y como consecuencia la magnitud del escurrimiento. (30, 31)

La selección adecuada del elastómero es fundamental para garantizar un buen desempeño de la bomba. Particularmente el material debe manifestar resistencia química frente al fluido que maneja. Si el fluido en cuestión presenta elevada afinidad química con el elastómero, se produce un fenómeno de hinchamiento, el cual se caracteriza por un incremento en el volumen (hasta 100% dependiendo del caso) y un deterioro de las propiedades mecánicas. Bajo estas condiciones se produce un incremento de la interferencia rotor-estator lo cual puede llegar a desgarrar el estator provocando su destrucción.

El material elastomérico generalmente debe ser capaz de resistir la acción de fluidos altamente aromáticos, sulfuros de hierro, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono o

## Capítulo I: Fundamentación teórica

salmuera dependiendo de las condiciones particulares del pozo. Adicionalmente, el elastómero debe poseer adecuada resistencia térmica para soportar las condiciones de temperatura características del pozo.

Una operación de la bomba a temperaturas superiores al límite máximo de servicio produce generalmente rigidización, fragilización y degradación térmica del elastómero.

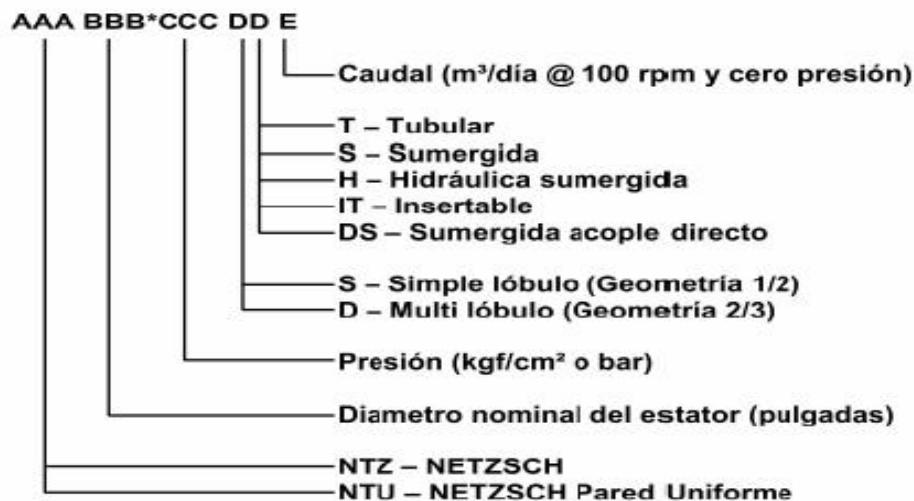
Diferentes elastómeros son comúnmente utilizados en la fabricación de estatores de bombas de cavidades progresivas. A continuación se resumen las características básicas que debe poseer un elastómero utilizado en la fabricación de estatores para BCP:(19)

- ✓ Elevada resistencia química al fluido de transporte
- ✓ Buena resistencia térmica
- ✓ Buena resistencia a la abrasión y desgaste
- ✓ Capacidad de recuperación elástica
- ✓ Adecuadas propiedades mecánicas

### 1.6 Nomenclatura

En general los fabricantes han desarrollado nomenclaturas que reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 (ó 100) rpm y la altura hidráulica (o Head) máxima de operación (m). En este momento en los yacimientos de la EPEPC se produce con Sistemas BCP de tecnología KUDU y NETZSCH. (18, 21, 27,31)

A continuación se muestra la nomenclatura de la tecnología NETZSCH.



En la siguiente tabla se muestran otras nomenclaturas según los fabricantes.

Tabla 1.1: Nomenclaturas de fabricantes de bombas BCP.

Company (Unit Type)	Pump Model Designation	Notation Used		
		Displacement	Pressure Capability	Elastomer Type
BMW Pump Inc. (SI)	28-1200-HN	29 m <sup>3</sup> /day/100 RPM	1200 m of Lift	High Nitrile Elastomer
BMW Pump Inc. (Imperial)	175-4100-HN	175 bbls/day/100 RPM	4100 ft. of Lift	High Nitrile Elastomer
Continental EMSCO (Imperial)	500-9	500 bbls/day/500 RPM	9 Stages	-
Griffin Pumps (Imperial)	40-195	195 bbls/day/100 RPM	4000 ft. of Life	-
Highland/Corod (SI)	12-N-31 [102]	31 m <sup>3</sup> /day/100 RPM	1200 m of Lift	102 Elastomer
Highland/Corod (Imperial)	40-N-195[102]	195 bbls/day/100 RPM	4000 ft. of Lift	102 Elastomer
Kudu Industries (SI)	240TP900[191C]	240 m <sup>3</sup> /day/500 RPM	900 m of Lift	191C Elastomer
National Oilwell (Imperial)	18-1500	1500 bbls/day/500 RPM	18 Stages	-

## 1.7 Principales variables en el diseño del sistema BCP.

### 1.7.1 Viscosidad

La eficiencia del sistema de levantamiento mejora cuando el fluido de trabajo tiene viscosidades relativamente altas, incluso en valores cercanos a 5000 cP a temperatura de fondo, gracias a la mejora del sello hidráulico que se establece entre el rotor y el estator, lo cual favorece la eficiencia volumétrica durante la acción de bombeo, que tal como fue definida, es la relación entre el caudal manejado en la condición de trabajo, y el caudal teórico del equipo calculado a partir de su geometría.

La eficiencia es función de la diferencia entre el caudal teórico y el caudal real, la cual se genera como producto de la cantidad de fluido que se escapa a través de las holguras internas de la bomba durante la acción de bombeo, y recircula hacia la succión, generando una reducción del caudal bombeado producto del ya mencionado conocido como “escurrimiento”. (6)

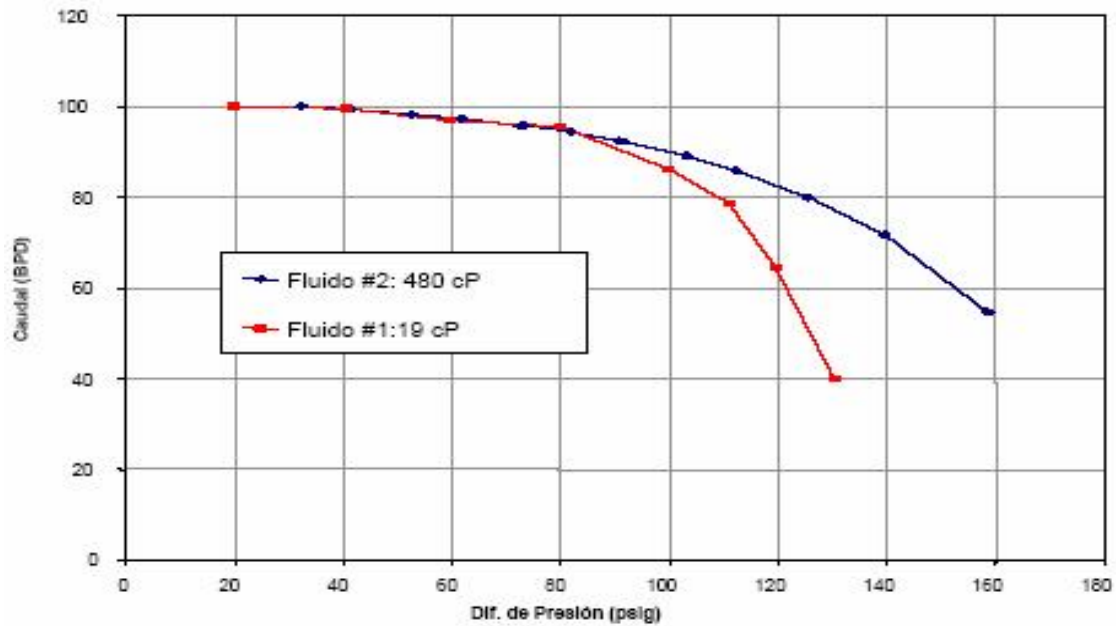


Gráfico 1.1: Comportamiento del caudal en función de la viscosidad y el diferencial de presión.

### 1.7.2 Temperatura del fluido

La temperatura es otra de las variables a considerar, puesto que el elastómero que constituye el material del estator presenta un comportamiento muy común asociado a la expansión térmica, que tiene serias implicaciones mecánicas para el desempeño de la bomba, ya que al aumentar el volumen aumenta también el ajuste entre rotor y estator, y por tanto se incrementan las fuerzas no conservativas que actúan en detrimento de la vida útil del equipo.

Existen tres principales tipos de elastómero usados en BCP, que a su vez poseen variantes determinadas por la concentración de sus componentes, ellos son Caucho Nitrilo (NBR), Caucho Nitrilo Hidrogenado (HNBR) y Fluoroelastómeros, cada uno de los cuales posee propiedades muy particulares desde el punto de vista mecánico, térmico y de resistencia al ataque químico lo cual determina el escenario adecuado para cada tipo. En general, la temperatura de trabajo de bombas con estator elastomérico, puede oscilar entre 93 y 260 °C dependiendo de las especificaciones del material, no obstante, es primordial tomar en cuenta que existe un incremento de temperatura asociado a la dinámica misma del equipo,

causado por los esfuerzos de fatiga en el elastómero (histéresis), el roce entre los componentes y la presencia de gas en el fluido de trabajo, lo cual reduce de manera importante la temperatura permisible del fluido en el fondo del pozo para lograr una temperatura de operación comprendida en dicho rango, ya que cuanto mayor sea el incremento causado por estos fenómenos, menor será la temperatura permisible en el ambiente de trabajo que garantice una temperatura de operación segura en el equipo. (Ver figura 1.7) (6)

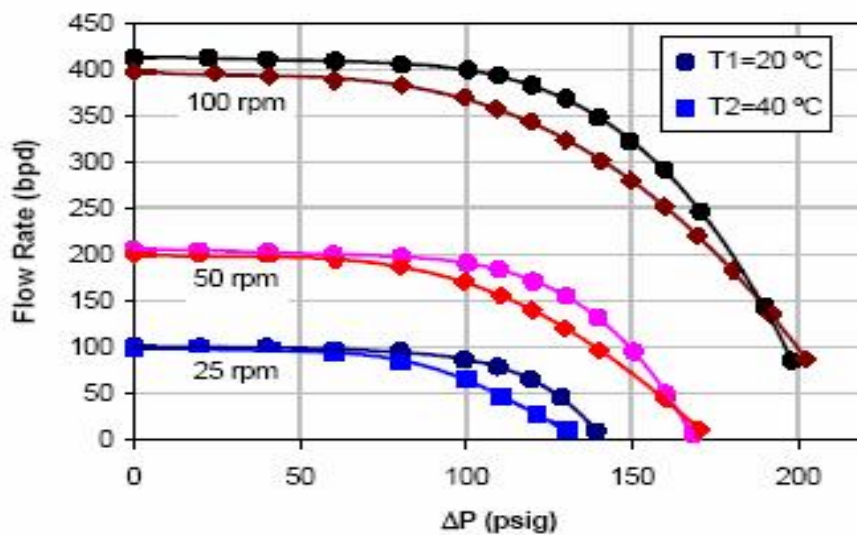


Figura 1.7: Comportamiento del caudal de fluido en función de la temperatura, del diferencial de presión ( $\Delta P$ ) y la velocidad de la bomba.

### 1.7.3 Profundidad

Otra de las variables que determina la ventana de aplicación es la profundidad de instalación de la bomba, cuya magnitud es directamente proporcional a los esfuerzos de tracción y de torsión aplicados sobre la sarta de cabillas, los cuales se generan como producto de la superposición de varios efectos mecánicos e hidráulicos característicos del sistema de bombeo, tales como la diferencia de presión de la bomba, el peso de la sarta en flotación, la fricción entre rotor y estator, la fuerza de arrastre del fluido sobre la sarta de cabillas y el torque resistivo del fluido. En general la carga total aumenta con la profundidad y puede compensarse con la instalación de cabillas de mayor diámetro, sin embargo, al aumentar el diámetro se disminuye el espacio anular existente entre las cabillas

y la tubería de producción, lo que incrementa las pérdidas hidráulicas del fluido que por allí circula. (Ver figura 1.8)

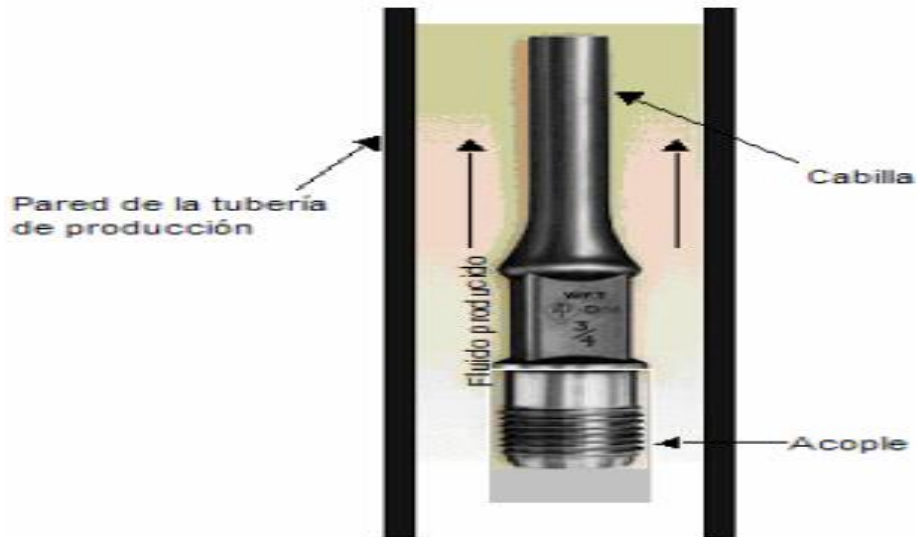


Figura 1.8: Esfuerzos sobre la sarta de cabillas.

Por esta razón se establece un límite en el diámetro de las cabillas y por tanto en la profundidad de instalación de la bomba, el cual depende también del tipo de acople, ya que existen acoples de hoyo grueso y de hoyo delgado, para el tipo grueso los diámetros permisibles son menores puesto que ocupan mayor espacio en la sección de flujo. El compromiso entre la resistencia a los esfuerzos presentes y la limitación de las pérdidas hidráulicas generadas al restringir la sección anular de flujo, define la limitación de este método de producción en cuanto a profundidad. (6,24)

#### 1.7.4 Trayectoria del pozo

La geometría más común para un completamiento con este método de producción, es la de un pozo vertical, sin embargo, por razones geográficas y por otras causas, existen pozos con trayectoria desviada cuyas variables de producción pueden estar enmarcadas en los rangos permisibles para la aplicación del método, en cuyo caso es importante analizar la trayectoria del pozo con el fin de determinar si sus variaciones angulares no generan esfuerzos de tracción-compresión en las cabillas, y esfuerzos de contacto entre las cabillas y la tubería de producción, que puedan ocasionar fallas en el sistema. A continuación se muestra la **figura 1.9**



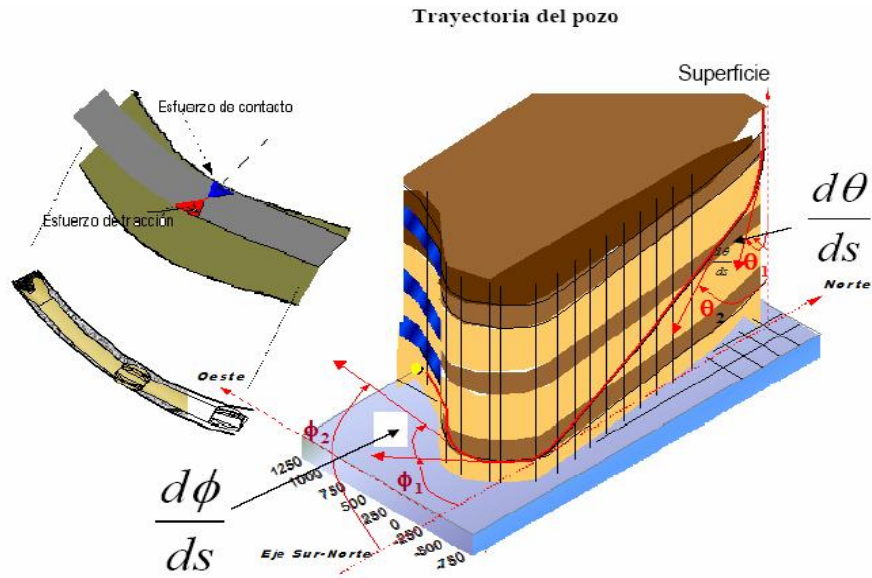


Figura 1.9: Trayectoria de un pozo inclinado.

El diseño de la sarta es afectado por el ángulo de inclinación ( $\theta$ ), que define la desviación de la trayectoria del pozo con respecto al eje vertical, y el ángulo del acimut ( $\phi$ ), que define la desviación del pozo con respecto al eje norte sur en el plano horizontal, como se puede observar en la figura anterior. La tasa de cambio de estos ángulos con respecto a la longitud de arco de la trayectoria es el indicador de referencia para determinar cuan severa es la curvatura del pozo y por tanto de las cabillas, en base a criterios establecidos según modelos analíticos que describen la trayectoria de la sarta en función de sus cargas y de la trayectoria del pozo.

La tasa de cambio del ángulo de inclinación se denomina “Tasa de Construcción” (Build Up Rate), mientras que la tasa de cambio del acimut se denomina “Tasa de Giro” (Turn Rate). Cuando el pozo describe una trayectoria tridimensional, ambas variaciones angulares se superponen generando un ángulo diferencial compuesto que se denomina técnicamente “Dog Leg Severity” el cual se determina a partir de la tasa de cambio del acimut y de la inclinación, y en función del cual se manejan los criterios de tasa de cambio angular máxima de la trayectoria. En general, no se recomienda instalar cabillas en pozos con un “Dog Leg Severity” mayor a 7 grados por cada 30 metros de trayectoria medida. (Ver ecuaciones 1.1 hasta 1.3) (6)

$$BuiUpRate = \frac{d\theta}{ds} \quad (1.1)$$

$$TurnRate = \frac{d\phi}{ds} \quad (1.2)$$

$$DogLegSeverity = \frac{ArcCos(Cos(\theta_2 - \theta_1) - Sen(\theta_1) \cdot Sen(\theta_2) \cdot (1 - Cos(\theta_2 - \theta_1)))}{\Delta S} \quad (1.3)$$

Donde:

$\phi$ : es el acimut

$\theta$ : es la inclinación

$\Delta S$ : es la longitud del arco de la trayectoria, comúnmente llamada Measured Depth (MD)

Para disminuir el rozamiento en los pozos desviados los fabricantes recomiendan el uso de centralizadores no rotativos, debido a que actúan como cojinetes en las partes inclinadas de la tubería. (Ver figura 1.10)

A altas velocidades de rotación, el movimiento con excentricidad puede producir un calentamiento considerable debido a la fricción con el acople inferior del primer tubo de la sarta de tubería de producción. Por lo tanto, es recomendable instalar dos o tres centralizadores no rotativos en la primera cabilla. No obstante, nunca debe colocarse un centralizador en la conexión entre el rotor y la primera cabilla. (Ver tabla 1.2) (28)

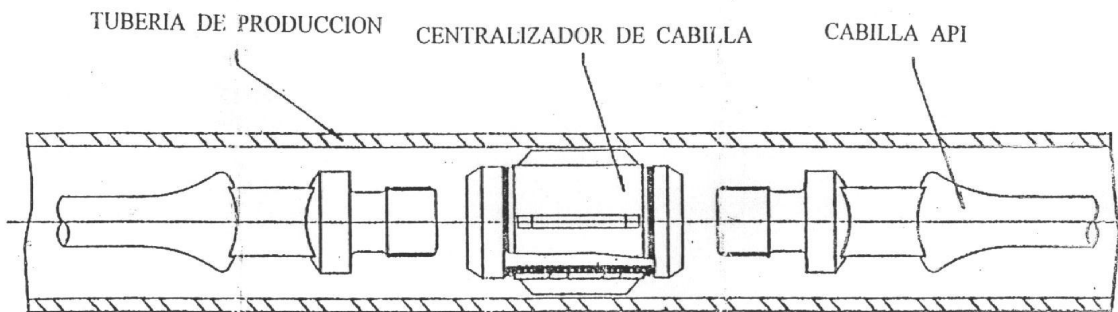


Figura 1.10. Centralizador de cabillas.

Tabla 1.2 Utilización de centralizadores en pozos desviados.

<b>Inclinación de la tubería</b>	0 –2,5 grados a cada 30 m	2,6 – 5,0 grados a cada 30 m	5,0 – 9,0 grados a cada 30 m
<b>Cantidad de centralizadores</b>	No es necesario la instalación	1 centralizador en cada cabilla	2 centralizadores en cada cabilla

### 1.8 Variables determinantes en la explotación del sistema BCP.

Las características principales de las bombas de cavidades progresivas son su caudal (desplazamiento volumétrico) y su altura de descarga (head).

#### 1.8.1 Desplazamiento.

Es el volumen de fluido que la bomba puede desplazar en determinado lapso de tiempo. Para estos equipos se expresa generalmente en unidades de barriles de fluido por día (b/d) o metros cúbicos por día (m<sup>3</sup>/d) a determinadas condiciones de velocidad (rpm) y altura.

La mayoría de los fabricantes refieren las capacidades de sus bombas en b/d (o m<sup>3</sup>/d) a 500 rpm. y 0 head; algunos otros, refieren la capacidad de sus equipos a 100 rpm. y 0 head.

En forma unitaria, el desplazamiento es el volumen generado por la bomba a cero altura por una revolución completa del rotor.

Uno de los criterios es que por una vuelta de rotor el fluido avanza una distancia igual al *paso* de la bomba o lo que es lo mismo, la longitud de una cavidad (la definición del *paso* de la bomba, varia de un fabricante a otro).

El eje del estator y del Rotor, no son concéntricos; las distancia perpendicular entre ambos ejes paralelos (una vez que el rotor se encuentre dentro del estator) se conoce como *excentricidad* de la bomba.

Cada ciclo de rotación produce dos cavidades de flujo. La sección de la cavidad es:

$$A = 4 \cdot dr \cdot E \tag{1.4}$$

El área es constante, y la velocidad de rotación es constante, el caudal es uniforme. Esta es una importante característica del sistema que lo diferencia del bombeo alternativo con

## Capítulo I: Fundamentación teórica

---

descarga pulsante. Esta acción de bombeo puede asemejarse a la de un pistón moviéndose a través de un cilindro de longitud infinita.

La mínima longitud requerida por la bomba para crear un efecto de acción de bombeo es un paso, y es le conoce como etapa de la bomba. Cada longitud adicional de paso da por resultado una etapa más.

El desplazamiento de la bomba, es el volumen producido por cada vuelta del rotor (es función del área y de la longitud de la cavidad).

$$V = A \cdot P = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps \quad (1.5)$$

Donde:

Ps: Paso de la bomba (m).

dr: Diámetro del rotor (m).

E: Excentricidad (m).

En tanto, el caudal es directamente proporcional al desplazamiento y a la velocidad de rotación N

$$Q = V \cdot N \quad (1.6)$$

Donde:

V: volumen producido por cada vuelta del rotor (m<sup>3</sup>).

N: Revoluciones por minutos de la bomba (rpm).

La capacidad de la BCP para vencer una determinada presión está dada por las líneas de sello hidráulico formado entre el rotor y el estator. Para esas líneas de sello se requiere interferencia entre el rotor y el estator, es decir una compresión entre el rotor y el estator.  
(21)

### 1.8.2 Altura de descarga (head).

La altura de descarga o altura de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie.

La altura se puede expresar de dos maneras; como presión propiamente dicha (lpc, bars, etc) o como altura de fluido (mts, pies, etc.).

La altura es función directa del número de etapas de la bomba. Una etapa se puede considerar como la longitud mínima que debe tener una bomba para generar la acción de bombeo; la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad. **(26)**

Cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente de modo que la presión diferencial se incrementa de una etapa a la siguiente dentro de la bomba; por esta razón, la presión (o altura) de descarga es proporcional al número de etapa. Para el cálculo de la presión diferencial en la bomba, se debe conocer la presión de entrada y salida de la misma, ambas deben ser calculas a las condiciones de producción máxima esperada del pozo (no confundir con  $Q_{max}$ . para  $P_s = 0$ ) la diferencia entre la presión de descarga y la presión de entrada a la bomba y la tasa de fluidos esperada son las variables a utilizar para la preselección de la misma. **(1, 3)**

Es importante destacar la diferencia entre altura de la bomba y profundidad de asentamiento de la misma, una bomba con altura de 4000 pies instalada en un pozo de crudo muy viscoso, con presión de cabezal de 1500 lpc y profundidad de bomba de 2000 pies, es decir un 50% de la altura de la bomba, podría estar operando a más del 100% de la capacidad de la misma. **(11, 18)**

### 1.8.3 Eficiencia volumétrica

Eficiencia volumétrica se define como la relación entre el caudal real bombeado y el caudal teórico. La eficiencia volumétrica es un indicador del comportamiento de la bomba ,si ésta es igual a 100% significa que el caudal desplazado es igual al caudal teórico, mientras que si es igual a cero significa que el caudal es cero y el escurrimiento es igual al caudal teórico de la bomba. **(3,19)**

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_t} \tag{1.7}$$

Donde:

$Q_f$ : Caudal del fluido ( $m^3/d$ )

$Q_t$ : Caudal teórico ( $m^3/d$ )

$\eta$ : Eficiencia (%)

Algunos fabricantes han optado por manejar sus diseños con menores diámetros de rotores y mayores excentricidades por las siguientes razones:

1. El perfil helicoidal resultante del rotor tiene mejor eficiencia hidráulica.
2. Se reduce el desgaste y el calor generado por fricción, lo que se traduce en un aumento de vida útil de la bomba.
3. Disminuye el torque de arranque.
4. Se reduce el desbalance del rotor.

La eficiencia de levantamiento será función principalmente de:

1. Número de Etapas.
2. Dureza del Elastómero.
3. Interferencia entre Rotor y Estator.

### 1.9 Factores que afectan el desempeño de la bomba.

Los factores que tienen más efecto sobre la eficiencia volumétrica o desempeño de la bomba son la velocidad de operación y la altura (head) requerida.

La velocidad de bombeo debe ser determinada en función de la viscosidad del fluido. La tabla 1.3 muestra las velocidades óptimas y máximas a que debe ser bombeado el fluido en función de la viscosidad. Bajas velocidades son recomendadas para aumentar el tiempo de vida de la bomba, de las cabillas, de la columna de producción y del equipamiento de superficie. También minimiza las pérdidas de eficiencia en la succión de la bomba cuando se están bombeando fluidos muy viscosos.

Tabla 1.3: Velocidades óptimas y máximas en función de la viscosidad.

VISCOSIDAD (CP)	VELOC. ÓTIMA (RPM)	VELOC. MÁXIMA (RPM)
<500	200	500

## Capítulo I: Fundamentación teórica

500 - 5000	150	400
>5000	100	250

Por otra parte, una característica que intrínsecamente está asociada a la eficiencia de la bomba en cuanto a su desplazamiento y a su capacidad para transportar los fluidos hasta la superficie es el grado de ajuste o “apriete” entre el elastómero y el rotor, esto se conoce como interferencia.

La interferencia en una bomba de cavidades progresivas se define como la diferencia entre el diámetro del rotor y el diámetro menor de la cavidad del estator, esta garantiza que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, el fluido trata de romper este sello para regresar a las cavidades anteriores, lo cual se conoce como escurrimiento (o resbalamiento). Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. El escurrimiento a su vez es función de la interferencia de la bomba a condiciones de operación, del diferencial de presión en la bomba y de la viscosidad del fluido. (23)

La Figura 1.11 muestra la relación entre la altura (Head) y el escurrimiento o resbalamiento (Slippage) para tres bombas de igual capacidad volumétrica pero de diferentes alturas. Nótese (para una misma bomba) que a medida que se incrementa la altura, el escurrimiento es mayor. También se puede concluir de este gráfico, que entre mayor altura tenga la bomba, el escurrimiento es menor. (16,23)

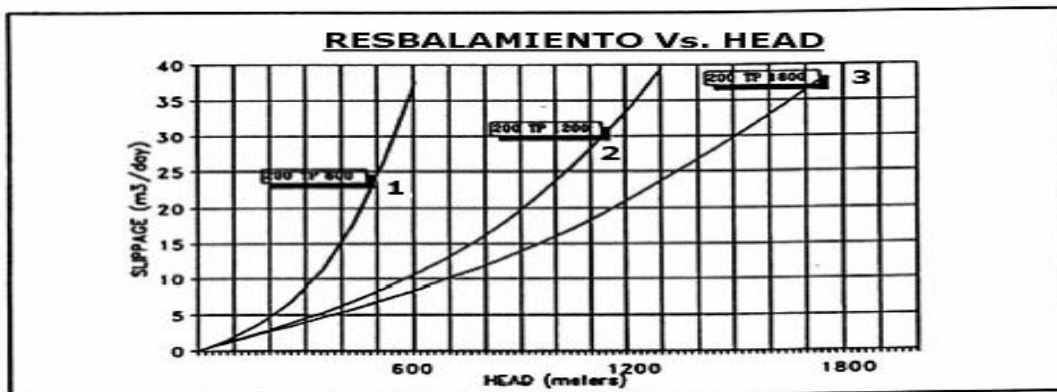


Figura 1.11: Efecto de la altura en el escurrimiento.

Finalmente cabe destacar que una baja interferencia originaría un alto escurrimiento, pero una interferencia de operación excesiva producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero).

A su vez existen factores que inciden directamente sobre la interferencia, entre los cuales destacan la temperatura de operación, las características de los fluidos del pozo, la presión interna en la bomba, presencia de arena, contenido de aromáticos livianos y pesados, presencia de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno.

Temperatura de Operación.- La temperatura origina una expansión térmica del elastómero y una expansión menos notable en el rotor metálico, lo cual incide directamente en la interferencia, y por ende, en la eficiencia de la bomba.

Fluidos del pozo.- Incluso en el caso de hacer una adecuada selección del elastómero, considerando su compatibilidad (o incompatibilidad) con los fluidos del pozo, esto no significa que no se produzca Hinchamiento del elastómero por ataque químico, este hinchamiento incrementa la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesiva (interferencia menores al 3% son aceptables).(8)

Aunque no es posible corregir el hinchamiento del elastómero una vez que el mismo tenga lugar, se cuenta con la flexibilidad de utilizar unos rotores de diámetro transversal más reducido (subdimensionados) y de esta manera reducir la interferencia.

Otra característica de los fluidos que se relaciona con la interferencia (aunque no la afecta directamente), es la viscosidad. La viscosidad está asociada realmente con el escurrimiento, ambas son inversamente proporcionales. Para fluidos muy viscosos se pueden utilizar menores interferencias.

Presión interna en la bomba.- La presión en la bomba tiende a comprimir el elastómero deformando las cavidades aumentando el tamaño de la mismas, disminuyendo así la interferencia. Este efecto se conoce en la literatura como “*Compression Set*”. (5)



## Capítulo I: Fundamentación teórica

---

Abrasión.- El funcionamiento conjunto de rotores de cromo duro y estatores blandos resistentes, brinda mayor tolerancia a los abrasivos. Por ello las BCP manejan fluidos con alto corte de arena de manera eficiente. Donde quiera que exista abrasión el empleo de bombas de mayor flujo (para reducir la velocidad) con alturas mayores que la mínima requerida (para reducir el resbalamiento) reducirá el desgaste.

Presencia de arena.- La historia de producción de arena del pozo es un elemento de decisión importante al momento de determinar la profundidad de colocación de la bomba. La arena provoca aumento de la fricción entre el rotor y el elastómero por lo que se socava la línea de interferencia que debe existir entre ambos. Entonces, la presencia de arena pudiera determinar la profundidad de colocación de la bomba y los accesorios a emplear para minimizar su efecto y presencia. **(30)**

Contenido de aromáticos pesados y aromáticos livianos. Los aromáticos, tanto livianos como pesados tienen en su contenido diversos elementos que afectan en una u otra medida el desempeño de la bomba pues pueden o logran reblandecer o hinchar el material que compone el elastómero.

Presencia de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). La eficiencia volumétrica de las BCP, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre (considerando la separación natural e instalando un ancla de gas eficiente, puede lograrse la producción con menos de un 30% de gas libre en la bomba). Pero esto no es suficiente, se necesita conocer las propiedades físico químicas del crudo y el gas para determinar la concentración de aquellos componentes que atacan los elastómeros.

El comportamiento de todos estos elementos en su conjunto que serán los responsables de que se produzca hinchamiento en el elastómero producto del ataque químico y la pérdida de su capacidad de difusión con la que se incrementaría la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesivo. **(29)**

Aunque no es posible corregir el hinchamiento del elastómero una vez que el mismo tenga lugar, se cuenta con la flexibilidad de utilizar rotores de diámetro transversal más reducido (subdimensionados) y de esta manera reducir la interferencia.

Presencia de sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ) Causa el endurecimiento, lo que elimina su capacidad de recuperación elástica (resiliencia), haciéndolo frágil y provocando cambios en la geometría del mismo. Además provoca encogimiento y ruptura de la goma de la superficie hacia adentro. El azufre en el  $H_2S$  causa el enlace cruzado de las cadenas de polímeros produciendo un efecto como la súper vulcanización. Las investigaciones indican que el  $H_2S$  ataca el acrilonitrilo más rápido que al butadieno. Por ello los elastómeros con mayor contenido de nitrilo tienden a tener menos resistencia al  $H_2S$ , en función de la resistencia que los otros aditivos puedan contribuir. El efecto de los solventes aromáticos es el opuesto al del  $H_2S$ , por lo que en presencia de estos el efecto del  $H_2S$  tiende a desaparecer. Es muy difícil encontrar  $H_2S$  sin aromáticos. Vale notar que altas concentraciones de nitrilo resultan en alta resistencia al  $CO_2$ .

### 1.10 Principios Básicos de Producción.

Los parámetros que se tratarán a continuación intervienen de una manera muy importante en la selección de las bombas, por tanto es primordial que se entiendan perfectamente tanto en sus definiciones como en sus influencias en la operación de la misma de manera de poder seleccionar e instalar el conjunto adecuado.

A continuación se presentan en las siguientes figuras (1.12 y 1.13), las cuales muestran esquemáticamente un pozo y su completación mecánica y de producción.

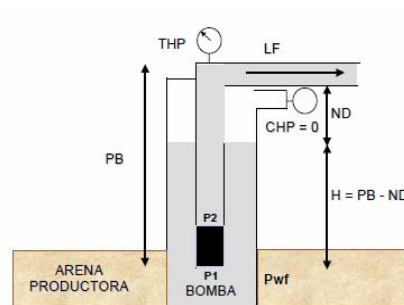
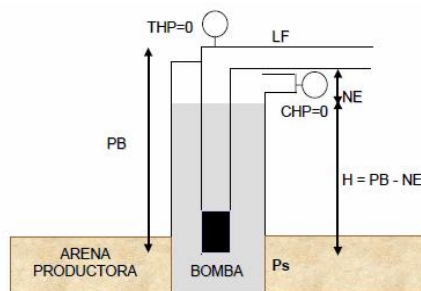


Figura 1.12. Pozo en condiciones estáticas.      Figura 1.13. Pozo en condiciones fluyentes.

Antes de arrancar la bomba en un pozo que no fluye (**Ver Figura 1.12**), el fluido se estabiliza en un nivel tal que la presión ejercida por la columna de fluido a la profundidad del yacimiento más la presión en Tubería de Revestimiento (CHP) es igual a la presión del yacimiento.

## Capítulo I: Fundamentación teórica

---

El nivel de fluido que equilibra exactamente la presión de yacimiento cuando está abierto el espacio anular ( $CHP = 0$ ) se llama Nivel Estático (NE) y se mide desde superficie.

Este es el nivel más alto (más cercano a la superficie) alcanzado por el fluido en el pozo. La presión ejercida por esta columna de fluido al nivel del yacimiento se le llama Presión Estática.

Al arrancar la bomba (Ver Figura 1.13), sube el nivel en la tubería de producción hasta la superficie y baja el nivel en el espacio anular (principios de vasos comunicantes). Al disminuir el nivel en el espacio anular, disminuye la presión de fondo, lo que genera una afluencia de fluido desde el yacimiento, el pozo comienza entonces a producir. Cuanto más baja el nivel de fluido en el espacio anular, más aumenta la afluencia del fluido. El nivel se estabiliza cuando la producción del yacimiento es igual al caudal de la bomba. En este caso la presión hidrostática más la presión en el revestidor ( $CHP$ ) equilibra la Presión Fluyente de fondo ( $P_{wf}$ ). El nivel de fluido que equilibra la presión fluyente de fondo, cuando está abierto el espacio anular, se llama nivel dinámico (ND).

Queda claro que para el diseño apropiado de un sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas (y cualquier otro método de levantamiento artificial e incluso si el pozo produce en forma natural), se debe conocer la capacidad del yacimiento en el área del pozo (oferta), solo el conocimiento de las presiones en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) y sus correspondientes tasas de producción ( $Q$ ) permitirán construir una relación que refleje lo que el yacimiento es capaz de ofrecer en este punto de drenaje. De allí la importancia de establecer la relación entre la afluencia de los fluidos desde el yacimiento al pozo, las cuales son producto de fuerzas que a su vez tienen lugar al variar las presión en el yacimiento desde una presión promedio del yacimiento ( $P_s$ ) a las presiones de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ). Esta relación se conoce como Índice de Comportamiento de Afluencia.

El primer intento para construir una curva que refleje el comportamiento de afluencia de un pozo (primera aproximación) fue el de una línea recta. Bajo este supuesto, la tasa de producción ( $Q$ ) del pozo, sería directamente proporcional a la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente ( $P_s - P_{wf}$ ), esta constante de proporcionalidad es conocida como Índice de Productividad (IP) y matemáticamente se expresa de la siguiente manera.(5)

$$IP = \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \tag{1.8}$$

Donde:

P: Índice de Productividad (B/D/Lpc)

Q: Tasa de producción líquida (B/D)

Ps: Presión promedio del yacimiento (Lpc)

Pwf: Presión de Fondo Fluyente (Lpc).

El diferencial de presión (PS – Pwf) se le conoce como draw-down. La siguiente Figura ilustra de una manera gráfica, esta relación.

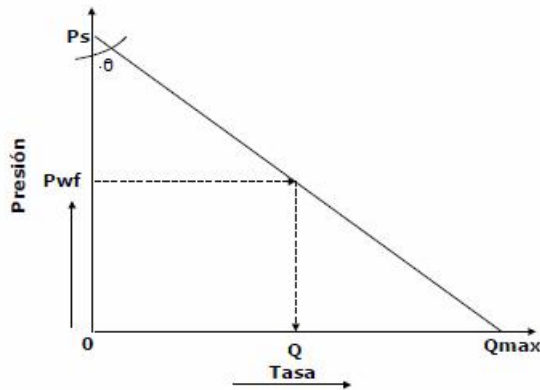


Figura 1.14 Índice de Productividad Constante.

Nótese en esta figura que para  $P_{wf} = 0$ , se obtendría la tasa máxima de producción del pozo, de igual manera, para una tasa de cero producción, la presión de fondo sería igual a la presión estática del yacimiento.

Esta relación de proporcionalidad es válida siempre y cuando la  $P_{wf}$  sea mayor a la Presión de Burbujeo (esta es la presión en la cual el gas disuelto comienza a liberarse).

En muchos pozos que producen por algún método de levantamiento artificial, por lo general la presión de fondo fluyente ha disminuido por fluido es multifásico con una fase gaseosa la cual afecta la producción y la relación matemática expuesta anteriormente.

Gilbert fue el primero en observar el efecto, el desarrolló un método de análisis de pozos utilizando un Índice de Productividad variable y llamó la relación entre la caída en la presión de fondo y la tasa de flujo como Inflow Performance Relationship (Índice de comportamiento de Afluencia) conocida en forma abreviada como IPR. Muskat presentó modelos teóricos mostrando que para dos fases (líquido y gas), la IPR es curva y no una línea recta, tal y como se observa en la figura siguiente. (5)

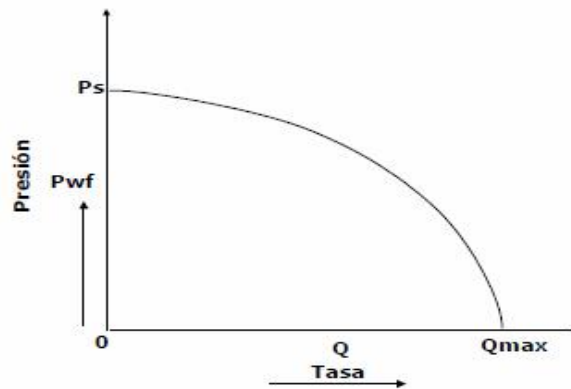


Figura 1.15. Índice de productividad variable.

La curva de IPR varía con el recobro acumulado de fluidos del yacimiento y con el mecanismo de producción. Vogel desarrolló en un computador un estudio del comportamiento de afluencia utilizando las aproximaciones de Weller. Weller derivó ecuaciones para describir los perfiles de presión y saturación en las cercanías de un pozo perteneciente a un yacimiento subsaturado de hidrocarburos.

Con estas ecuaciones, Vogel consideró diferentes draw-down, fluidos y propiedades de rocas y obtuvo una curva para las relaciones  $P_{wf}/P_s$  y  $Q/Q_{m\acute{a}x}$  cuya expresión matemática general es la siguiente:

$$\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (1.9)$$

Esta expresión es conocida como la “ecuación de Vogel” y se utiliza para yacimientos produciendo por debajo del la Presión de Burbujeo.

La figura mostrada a continuación, representa la IPR para un yacimiento subsaturado.

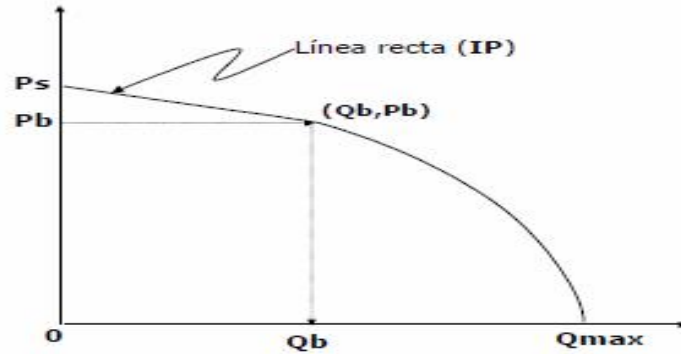


Figura 1.16. IPR compuesta para yacimientos subsaturados.

Conocida la Presión de Burbujeo y una prueba de producción (Q) y la presión fluyente correspondiente (Pwf), se pueden calcular el IP y el caudal en el punto de burbuja (Qb) mediante las siguientes expresiones:

$$IP = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})} \quad (1.10)$$

$$Q_b = IP \cdot (P_s - P_b) \quad (1.11)$$

El  $Q_{m\acute{a}x}$  se calcularía de la siguiente forma:

$$Q_{m\acute{a}x} = (IP \cdot P_b) + Q_b \quad (1.12)$$

Con estos datos se puede predecir cual será la producción dada cualquier Pwf o (nivel dinámico convertido a presión) sobre o debajo de la presión de burbujeo. (5)

Para Pwf mayor o igual a PB:

$$Q = IP \cdot (P_s - P_{wf}) \quad (1.13)$$

Para Pwf menor a PB:

$$Q = Q_b + (Q_{m\acute{a}x} - Q_b) \cdot \left( 1 - 0,2 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \cdot \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad (1.14)$$

### **Conclusiones parciales**

En este capítulo se muestran las características técnicas del sistema de bombeo por cavidades progresivas, mostrando las ventajas de este sistema de levantamiento en el manejo de crudo viscoso como el que se encuentra en nuestra franja norte de Cuba. Se definen los parámetros fundamentales del funcionamiento del sistema y los factores que lo afectan. Además, los principios básicos de producción como son el nivel estático, nivel dinámico, presión estática, presión fluyente, sumergencia, índice de productividad y el comportamiento de afluencia.

## **CAPITULO 2. Técnicas y Métodos**

El tipo de investigación realizada fue del tipo aplicada ya que de un problema dado se le buscan posibles soluciones. Se utilizaron técnicas de recolección de datos como son la investigación documental para los documentos, informes técnicos, reportes de intervenciones, entre otros; y también fue utilizada la técnica de la observación directa en el campo para ver las operaciones y el comportamiento de los sistemas instalados.

Para cumplir el objetivo general se siguió la siguiente metodología.

### **2.1 Procedimiento Metodológico**

#### **Etapas 1: Búsqueda bibliográfica.**

En esta primera etapa se hace una búsqueda bibliográfica, definiciones de términos referidos al sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas que ayudarán a hacer un análisis lógico y darle cumplimiento al objetivo general de este trabajo.

#### **Etapas 2: Recopilación de datos de los pozos.**

En esta etapa se realizaron las siguientes tareas:

- Se obtuvieron datos de los parámetros fundamentales de los pozos a partir del Sistema de Información Especializado (SIE) y del archivo digital localizado un servidor de la empresa (torre G). Los parámetros encontrados fueron los siguientes: caudal de fluido ( $Q_f$ ); caudal de petróleo ( $Q_p$ ); relación gas-petróleo (RGP); Por ciento de agua (BSW).
- Se buscaron los datos relacionados con el yacimiento como son (Presión capa; Presión fondo, intervalos productivos, depresión de trabajo); además los datos de la completación de los pozos, la inclinometría de los pozos, el tipo de bomba instalada y reporte de intervenciones al pozo. Esta información fue suministrada por el departamento de yacimiento de la EPEP-Centro y los centros colectores.



### **Etap 3: Análisis del comportamiento productivo.**

A partir de la construcción de una serie de gráficos, que permiten visualizar el comportamiento de cada uno de los pozos de estudio. Se hicieron gráficos de:  $Q_f$ ,  $Q_p$ , RGP y BSW vs. Tiempo.

También analizar de las intervenciones al pozo, sean por reparaciones capitales, reparaciones subterráneas, mediciones geotécnicas u otras. También analizar las pérdidas de producción por paradas del pozo. Sabiendo que el tiempo perdido se traduce en pérdidas de producción para la empresa.

### **Etap 4: Evaluación del sistema BCP instalado.**

Para evaluar los sistemas BCP se seleccionaron los siguientes parámetros:

1. Índice de productividad.
2. Diferencial de presión en el pozo.
3. Caudal de producción.
4. Eficiencia Volumétrica.
5. Ecurrimiento.
6. La Sumergencia de la bomba.
7. Torque.

#### **1. Índice de productividad.**

Como se expreso en el capitulo 1, el Índice de productividad es el indicador más básico de la capacidad específica de producción de un pozo y se calcula a partir de la **ecuación 1.8**. Se utilizó el software del paquete office Microsoft Excel para el cálculo.

#### **2. Diferencial de presión en el pozo.**

Este diferencial entre la presión de capa productora y presión de fondo del pozo se obtiene a través de mediciones y/o cálculos por el departamento de yacimiento de la empresa.

#### **3. Caudal de producción.**

Para obtener los valores del caudal de producción real a medir en los pozos seleccionados en esta investigación se tomarán las mediciones realizadas en el período comprendido entre

Enero a Diciembre del 2010. El resultado de estas mediciones se obtiene a través del software AIIMA, el cual registra cada medición en un tiempo determinado.

Para obtener el caudal producido se empleó métodos estadísticos como la media que es una medida de centralización. Se llama media de una distribución estadística a la media aritmética de los valores de los distintos individuos que la componen.

La media aritmética es el resultado de sumar todos los elementos del conjunto y dividir por el número de ellos:

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{n} \quad (2.1)$$

La varianza (V) es el promedio de los cuadrados de las desviaciones,  $(x_i - \bar{x})^2$ , de cada elemento,  $x_i$ , respecto a la media:

$$V = \frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n} = \frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad (2.2)$$

La desviación típica o desviación estándar,  $\sigma$ , es la raíz cuadrada de la varianza:

$$\sigma = \sqrt{V} = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n}} = \sqrt{\frac{\sum x_i^2}{n} - \bar{x}^2} \quad (2.3)$$

Desviación típica, en estadística, una de las medidas de dispersión. Representa el alejamiento de una serie de números de su valor medio. Se calcula a partir de todas las desviaciones individuales con respecto a la media. (7)

El coeficiente de variación (C.V), es el cociente entre la desviación típica y la media de la distribución:

$$C.V = \frac{\sigma}{\bar{X}} \cdot 100 \% \quad (2.4)$$

Criterios:

- ✓ Si  $CV < 5\%$   $\Rightarrow$  Datos muy agrupados alrededor de la media (poca dispersión).
- ✓ Si  $CV < 12\%$   $\Rightarrow$  Datos aceptablemente agrupados alrededor de la media.
- ✓ Si  $CV > 12\%$   $\Rightarrow$  Datos muy alejados de la media (gran dispersión).

Este parámetro sirve para relativizar el valor de la desviación típica y así poder comparar la dispersión de dos poblaciones estadísticas con gamas de valores muy discretas.

Para el cálculo se utilizó el paquete office Microsoft Excel para el cálculo.

### 4. Eficiencia Volumétrica ( $\eta$ ).

Como se mencionó en el capítulo anterior la eficiencia volumétrica se define como la relación entre el caudal real bombeado y el caudal teórico. Se calcula a través de la ecuación 1.7.

El caudal teórico se calculó por la ecuación 1.6.

### 5. Ecurrimiento (S)

El escurrimiento es el caudal de fluido que pasa a través de la línea de sello rotor/estator desde la zona de mayor presión a la de menor en la bomba. La expresión para conocer su valor es la diferencia entre el caudal teórico de la bomba y el caudal real a una determinada presión diferencial, (Ver ecuación 2.5)

$$S = Q_{te} - Q_r \quad (2.5)$$

Siendo:

$Q_i$ : Caudal teórico esperado.

$Q_r$ : Caudal producido.

### 6. La Sumergencia de la bomba (H).

Como se explicó en el capítulo 1, la sumergencia es el nivel al cual está sumergida la bomba en el pozo en condiciones dinámicas. Se calcula a partir de la ecuación 2.6.

$$H = PB - ND \quad (2.6)$$

Siendo:

H: la sumergencia de la bomba.

PB: Profundidad a que está anclada la bomba.

ND: El nivel dinámico.

La profundidad de anclaje la bomba se tomó de la carta técnica de diseño de cada pozo localizada en el servidor de la empresa (torre G).

Los niveles dinámicos se tomaron de las ecometrías que se realizaron en el año 2010, la cual se realiza con un ecómetro con pistola de gas compacta. Este equipo funciona conectando el conjunto de la pistola de gas a la abertura anular de la tubería de

revestimiento. Los valores se obtuvieron del departamento de yacimiento.

**7. Torque.**

El torque transmitido por el cabezal a la columna de cabillas depende de la potencia, la velocidad a que rota el motor y la relación de reducción. Para obtener este valor se utilizó la ecuación 2.8.

$$T = \left[ \frac{Pot \cdot 5252}{N_{mot}} \right] \cdot IT \tag{2.8}$$

Donde:

T: Torque en la barra pulida (lb-ft)

Pot: Potencia consumida (hp)

Nmot: Velocidad del motor (rpm)

IT: Relación de reducción.

**2.2- Evaluación de los pozos según los criterios de la tabla 2.1.**

Para el análisis de los pozos se tomaron varios criterios de aceptación del departamento de tecnología, departamento de yacimiento y criterios de fabricantes.

Tabla 2.1 Criterios de Evaluación.

PARÁMETROS	CRITERIO DE COMPARACIÓN
Índice de productividad (IP)	Si $IP < 1 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$ es bajo Si $1 \leq IP \leq 3 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$ es medio Si $IP > 3 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$ es alto
Diferencial de presión del pozo (atm)	$\Delta P \leq 25 \text{ atm}$
Caudal de fluido ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	$Q = Q_t$
Eficiencia (%)	$E_{fic} \leq 60$ es mala

Escurrencimiento (m <sup>3</sup> /d)	S= 0
Sumergencia de la bomba (m)	H ≤ 150 es baja
Torque (Nm)	Treal < 80 %Tad

### 2.3 Análisis de los resultados obtenidos y evaluación de propuestas.

En esta etapa se hace un análisis de los resultados obtenidos en la evaluación de cada parámetro en el pozo y se hacen propuestas para mejorar la producción de petróleo.

### 2.4 Población o Universo

La población de la investigación son los pozos que opera la EPEP-C por levantamiento artificial por cavidades progresivas.

### 2.5 Muestra.

MB-001L	MB-020	Vd-719	Gs-018	Cm-008
Mj-100	Vw-1000	Vw-1001	Vw-1002	

### 2.6 Caracterización de los Pozos

Los yacimientos de la empresa están en un proceso de declinación, la producción de los pozos va en descenso. Producen entre 10 -300 m<sup>3</sup>/d de fluido, la profundidad total se encuentra entre 1129-2585 metros por la vertical, con una gravedad API entre 9 y 15 grados. De un total de 9 bombas:

- El 55% son BCP del tipo elastomérica y el 45% del tipo metal – metal.
- Se encuentran surgentes los pozos Vd-1000, Vd-1001 y Vd-1002, recientemente perforados.
- Las cabillas instaladas son de 25,4 mm y 31,75 mm.
- El cabezal instalado es de la firma NETZSCH.

### **Conclusiones parciales**

En este capítulo se muestra la metodología de la investigación utilizada, empezando por la caracterización y diagnóstico de los pozos, luego la evaluación de los sistemas instalados en los pozos y finalmente las propuestas de mejoras para aumentar la producción.

**CAPITULO 3: Análisis de Resultados**

En este capítulo se expondrán los resultados de la investigación a los pozos que producen por el sistema de cavidades progresiva, dándole cumplimiento el objetivo general de esta investigación que es proponer mejoras a estos sistemas instalados en la empresa buscando aumentar la producción.

**3.1 Análisis del comportamiento productivo de los pozos.**

**Pozo MB-001L.** (Gráfico 3.1)

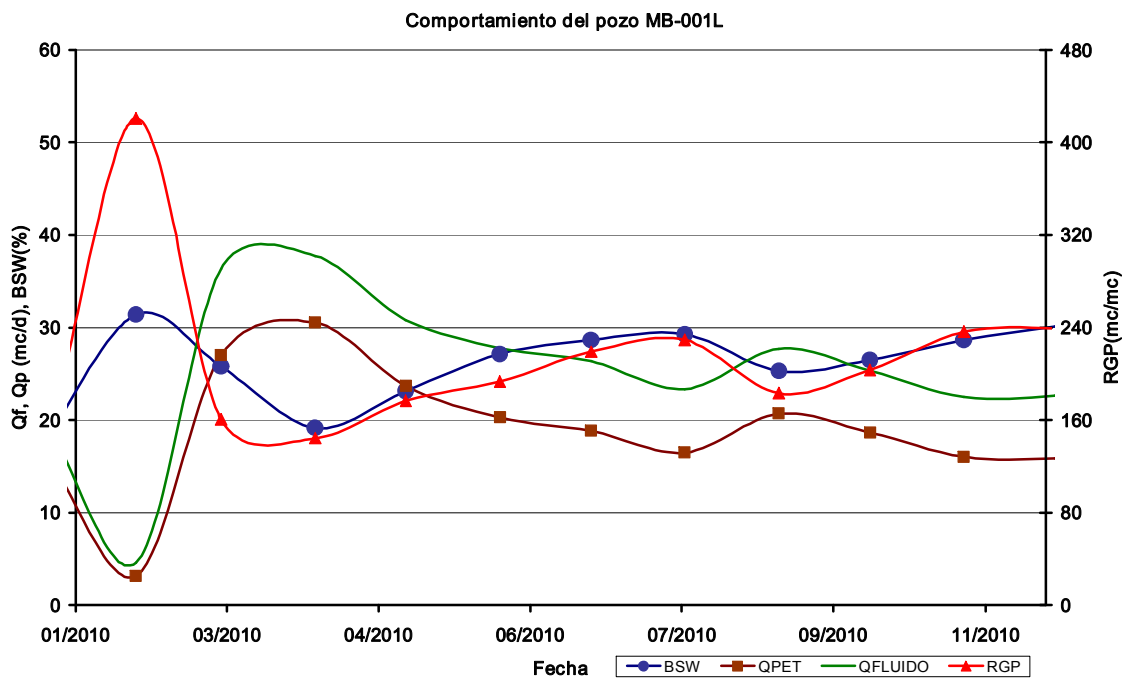


Gráfico 3.1: Comportamiento del pozo MB-001L

En el período de evaluación este pozo el caudal de petróleo ha ido disminuyendo con el aumento del caudal de agua y un ligero incremento de la relación gas-petróleo. Durante el año 2010 la principal afectación a la producción fue la rotura de la barra pulida 3 veces, esto puede ser dedido a varias razones tales como: un mal montaje o una mala calidad del material.

**Pozo MB-020. (Gráfico 3.2)**

El pozo Mb-020 durante el 2010 tuvo un comportamiento regularmente estable en cuanto los parámetros productivos, alto BSW y baja relación gas-petróleo. La principal afectación en este pozo fue la partidura de correas 3 veces y falla de la barra pulida (2 veces). Entre las causas se encuentran la viscosidad del fluido, fricción entre las cabillas y la tubería de producción o un mal ajuste de las mismas en el cabezal.

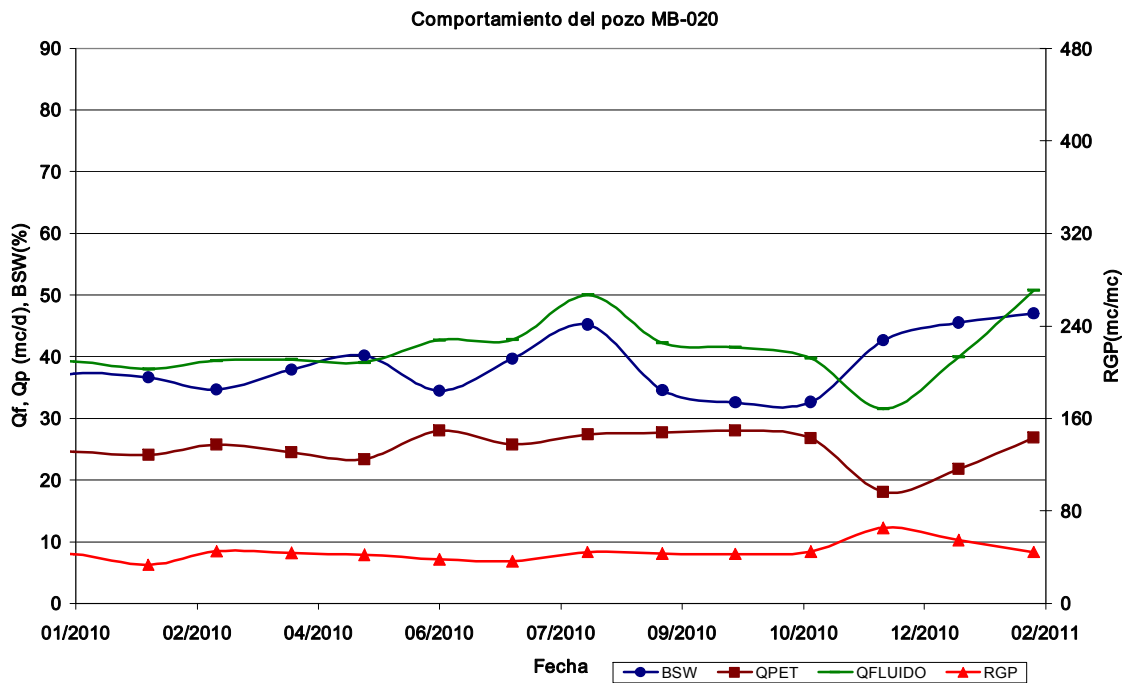


Gráfico 3.2: Comportamiento del pozo MB-020

**Pozo Vd-719. (Gráfico 3.3)**

Durante el año 2010 se nota una disminución del caudal de fluido de 60 a 45 m<sup>3</sup> debido a cambio de los parámetros de explotación buscando disminuir o frenar el aumento del porcentaje de agua.

Este pozo también tuvo una rotura de la barra pulida y durante la visita al campo se observó que también trabaja en condición seca. En octubre de 2010 se cambió el estator de la bomba PCP m-m que se encontraba en mal estado aumentando la eficiencia de la bomba.



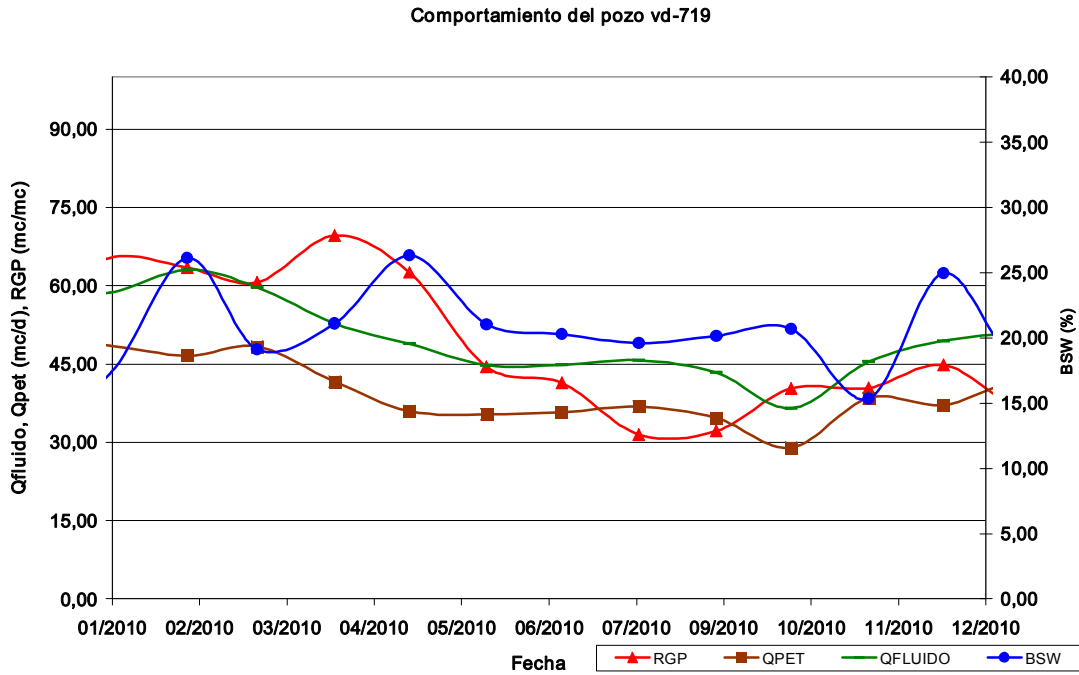


Gráfico 3.3: Comportamiento del pozo VD-719

**Pozo Cm-008. (Gráfico 3.4)**

Este pozo en el 2010 tuvo un comportamiento bastante bueno, pocas intervenciones, el % de agua disminuyó de un 80 % a 40%, aumentando ligeramente el caudal de petróleo, en junio se le cambió el cabezal del pozo por problemas eléctricos, se le aumentó el parámetro de velocidad de la bomba a 100 rpm aumentando el caudal volviendo aumentar el BSW (relación agua-petróleo) a 55%.

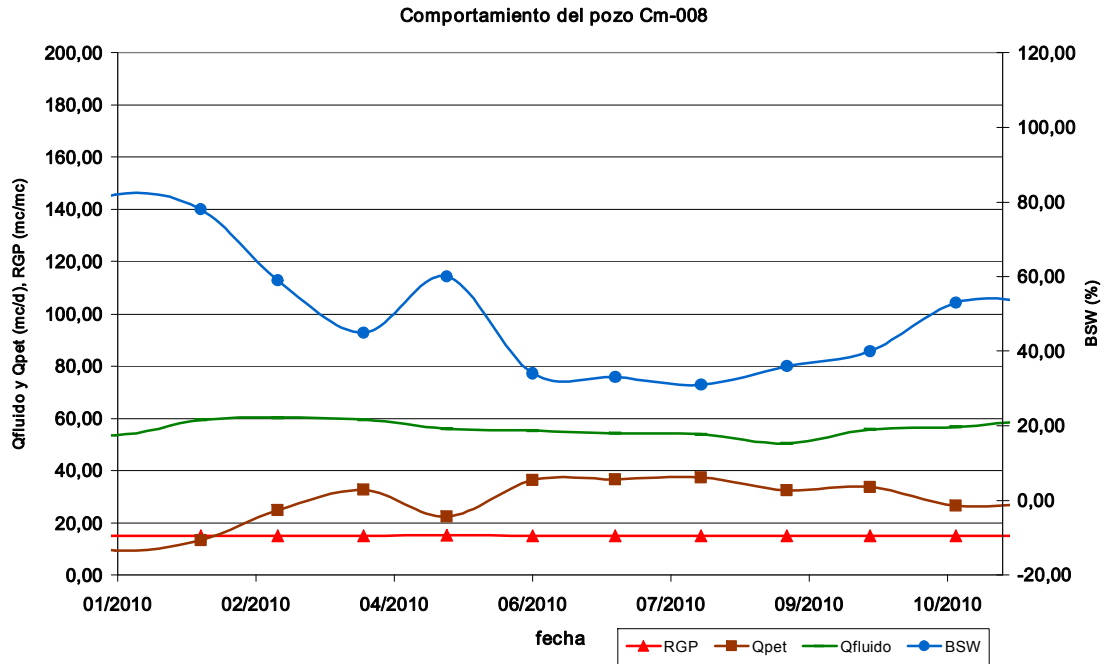


Gráfico 3.4: Comportamiento del pozo Cm-008

**Pozo Gs-018 (Gráfico 3.5)**

La producción de este pozo tuvo un ligero aumento en el 2010, manteniendo con poca variación la relación gas-petróleo y el por ciento de agua, aunque tuvo muchas intervenciones por falla de la bomba. En el mes de mayo se detiene la producción se interviene el pozo y se comienza a sacar la bomba, encontrando los dos últimos tubos encima de la bomba llenos de petróleo, lo que indica que existía obstrucción en algún elemento del subsuelo. Se decide cambiar la bomba por otra NTZ 400 x 200 DT 66. Un mes después la bomba se tranca y rompe un niple, este se sustituye y se libera la bomba pero al arrancarla se vuelve a parar, por lo que se decide darle una circulación de 20 m<sup>3</sup> de petróleo ligero, dejándola trabajando en buenas condiciones. Se realiza intervención en julio, en septiembre se cambia la bomba NTZ-400-200 DT-66 por otra igual el niple del filtro salió con pedazos de la goma del estator. Finales octubre principio de noviembre se realiza otro cambio de bomba NTZ 400 x 240 ST25. La inestabilidad en la duración de la bomba puede ser la sumergencia de la bomba.

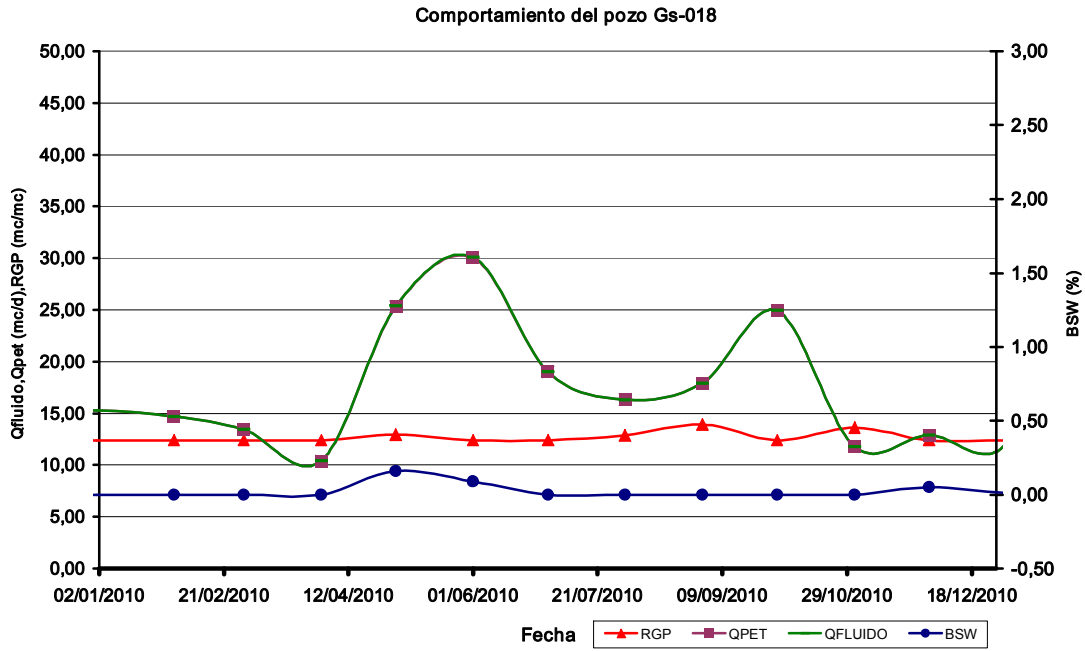


Gráfico 3.5: Comportamiento del pozo Gs-018

**Pozo Mj-100. (Gráfico 3.6)**

Este es un pozo que trabaja con una alta depresión produciendo 10 m<sup>3</sup>/d con muy poco por ciento de agua, la producción se almacena en un tanque, existe una baja permeabilidad que puede ser el resultado de algún daño hecho a la formación durante la perforación. Por lo que este pozo se pudiera evaluar para una limpieza del fondo y luego aplicarle un tratamiento selectivo en la capa.

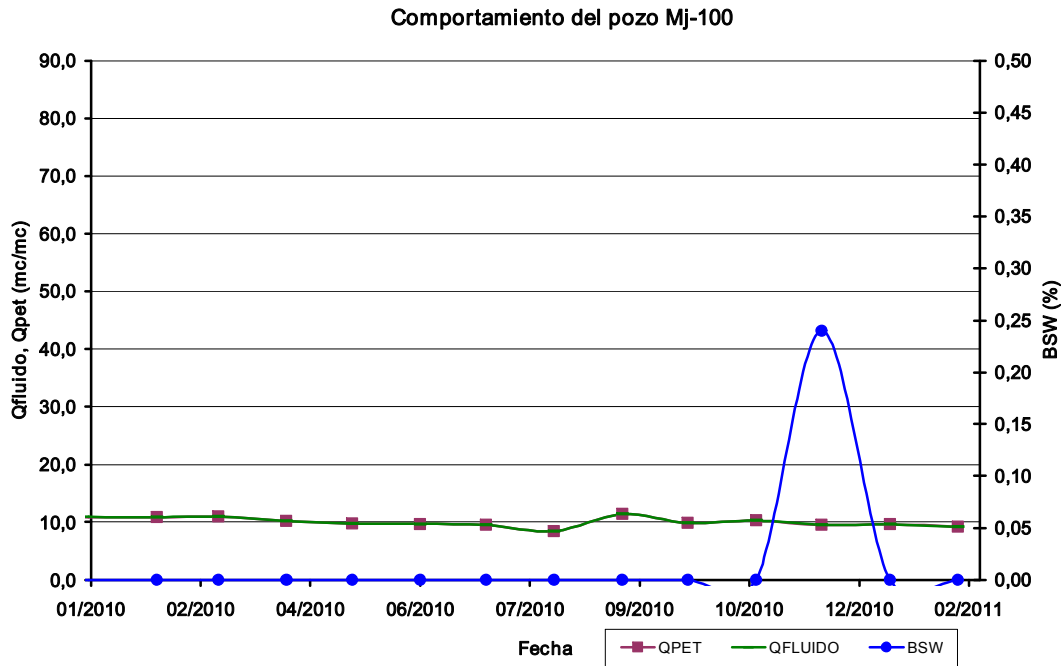


Gráfico 3.6: Comportamiento del pozo Mj-100.

**Pozo Vd-1000 (Gráfico 3.7)**

Este pozo se encuentra surgente, pero también se utiliza la bomba de profundidad para aumentar la producción. En el mismo se instalaron manómetros de memoria debajo de la bomba y al fondo de la tubería, a 1432 tvd y se puso en explotación con bombeo BCP a 1301 m LI (1121tvd). La producción ha ido bajando y el por ciento de agua ha aumentado en un 4%.

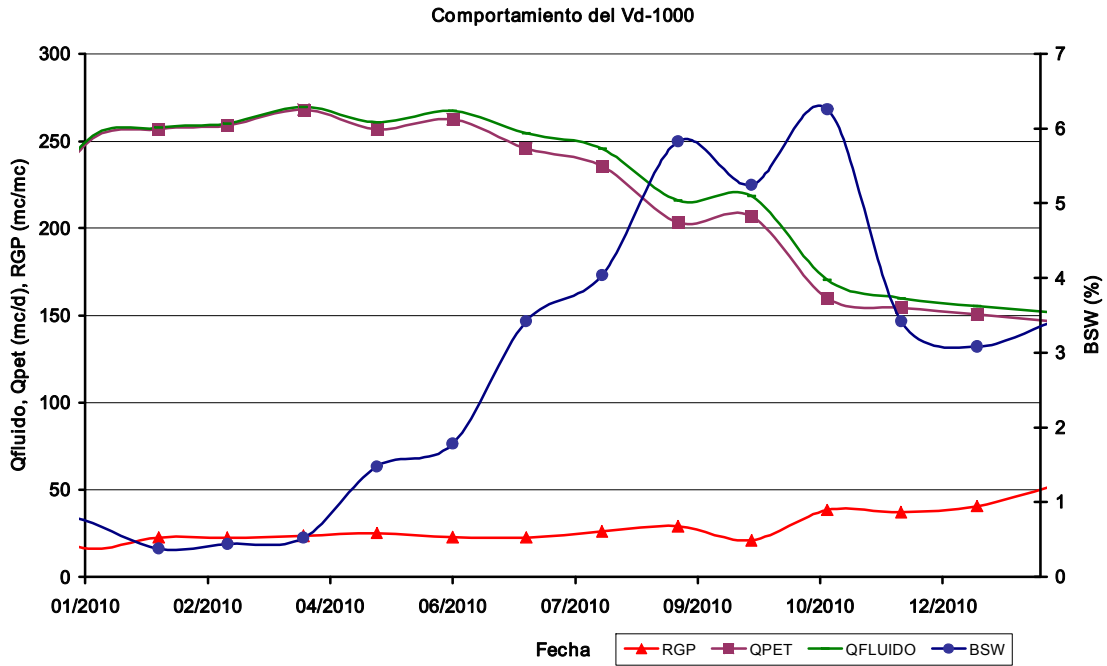


Gráfico 3.7: Comportamiento del pozo VD-1000.

**Pozo Vd-1001 (Gráfico 3.8)**

Se encuentra surgente pero la bomba en estos momento no funciona Este pozo alcanzó una profundidad total de 6083 m LI (1677 tvd). Se decidió terminar sin encamisar (desnudo) debido a las grandes pérdidas que se presentaron hacia la parte final del pozo y que llegaron a alcanzar casi los 2000 m<sup>3</sup> de lodo, considerando que pudieran haber creado canalizaciones que provocaran la entrada de agua temprana al pozo y teniendo en cuenta la imposibilidad de aislamiento de la misma en caso de terminar encamisado con filtros.

Se propuso adicionalmente un programa para posible evaluación selectiva, tanto para el pozo desnudo como encamisado con filtros, de ser necesario en el caso de ocurrencia de derrumbes y/o entrada de agua.

Inicialmente se evaluó a 100, 50 y 25 rpm, con choque de 10, 15 y 13 mm, presentando caudales iniciales que oscilaban entre 490-540 m<sup>3</sup>/d con 100% BSW, el cual fue disminuyendo paulatinamente hasta alcanzar el 5% en aproximadamente 1 mes de explotación.

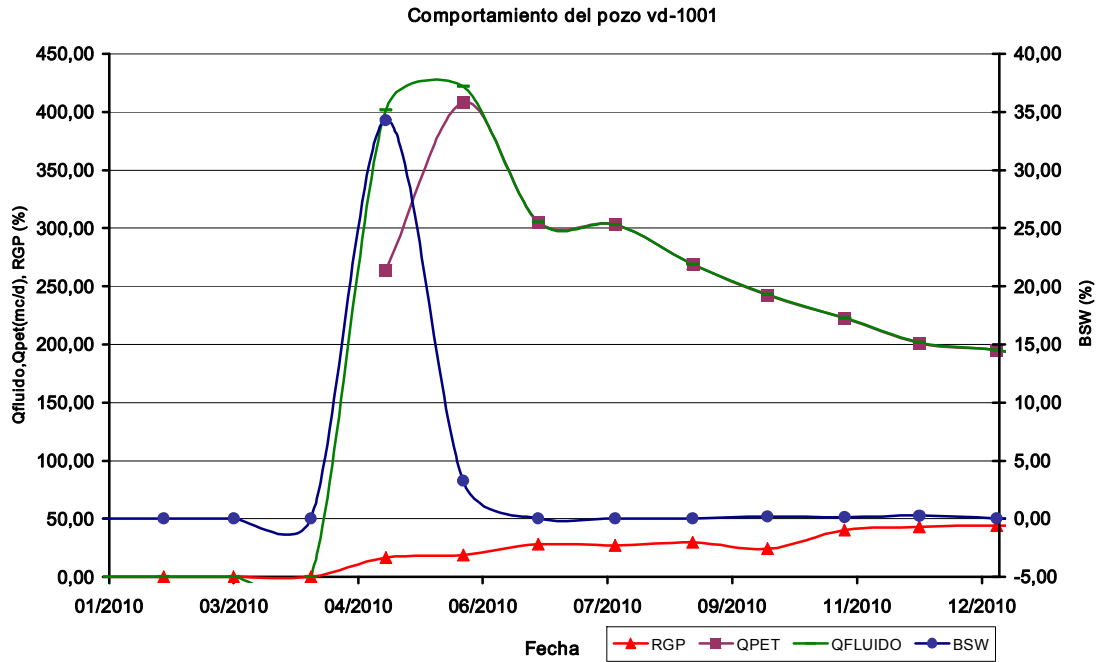


Gráfico 3.8: Comportamiento del pozo VD-1001.

**Pozo Vd-1002. (Gráfico 3.9)**

Este pozo alcanzó una profundidad total de 6450 m LI (1695 tvd). Se decidió terminar desnudo considerando la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la recuperación de la producción de petróleo.

En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real a 2569 m LI (1440 tvd) y su producción comienza el 21 de agosto de 2010 mediante explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 1390 m LI (con manómetro de memoria debajo a 1403 m LI, 1213tvd) y surgencia por el casing.

Inicialmente se evaluó a 25-50-75-100-150 rpm, devolviendo 100% BSW los dos primeros días. A partir del tercer día (23-08-2010) comienza a producir petróleo con un 26% BSW a 100 rpm, el cual se ha mantenido de 23-5% hasta la fecha. Tuvo una partidura de la barra pulida.

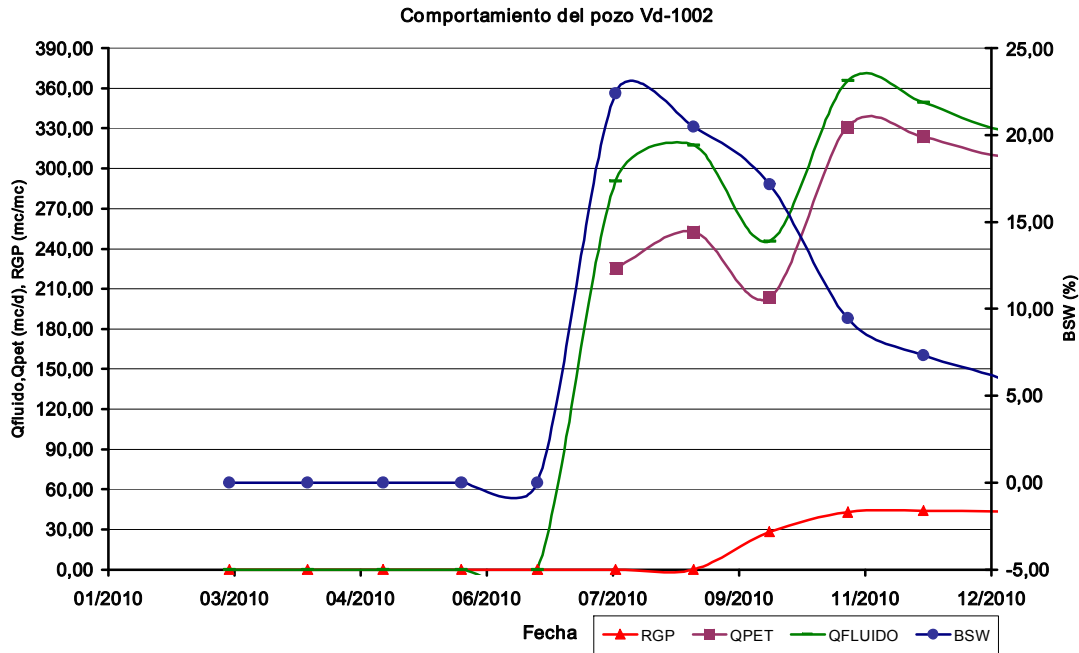


Gráfico 3.9: Comportamiento del pozo VD-1002.

### 3.2 Resultados de la Evaluación

#### 1. Índice de productividad.(Gráfico 3.9)

El comportamiento de los índices de productividad calculados de los pozos en estudio se muestra en el gráfico 3.9.

Los pozos Mb-001L, Cm-008, Gs-018, Vd-1000, Vd-1001 y Vd-1002 muestran un índice de productividad alto; los pozos Vd- 719 y Gs-018 medio; y los pozos Mb-020 y Mj-100 bajo. El índice de productividad está dado por la permeabilidad de las rocas de la zona donde está localizado el pozo, la viscosidad del crudo que en caso nuestro es pesado y extrapesado entre 9.5 y 15 API, el volumen de reservas del yacimiento y la presión de la formación del depósito entre otros, si estos factores cambian pueden aumentar o disminuir la afluencia al pozo.

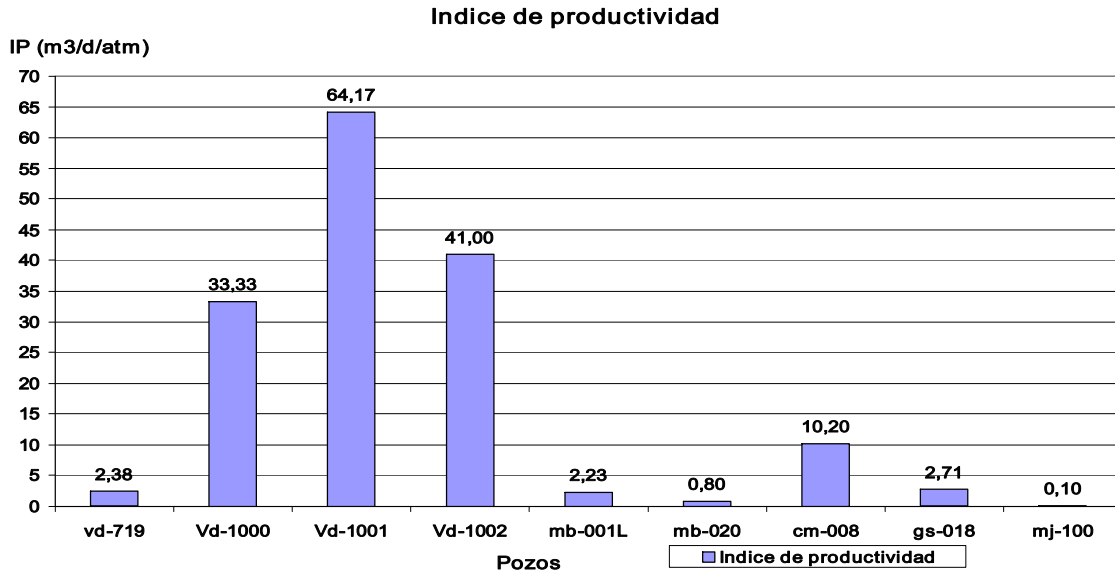


Gráfico 3.9: Índice de productividad de los pozos.

## 2. Análisis de la depresión de los pozos. (Gráfico 3.10)

Las depresiones de trabajo en los pozos muestran que solo los pozos Mb-020 y Mj-100 sobrepasan el máximo diferencial de presión de 25 atm fijado por el departamento de yacimiento.

Majaguillar-100 este pozo empezó con buena producción pero al los 45 días bajó la producción y en los informes de perforación se encontró que se en determinadas zonas hubo grandes perdidas de fluido y se trabajó con lodo con densidad entre 1.30 y 1.37 g/cm<sup>3</sup> con 35 m<sup>3</sup> de pérdidas total en el intervalo actualmente abierto, por lo que indica que puede existir algún daño en la capa.



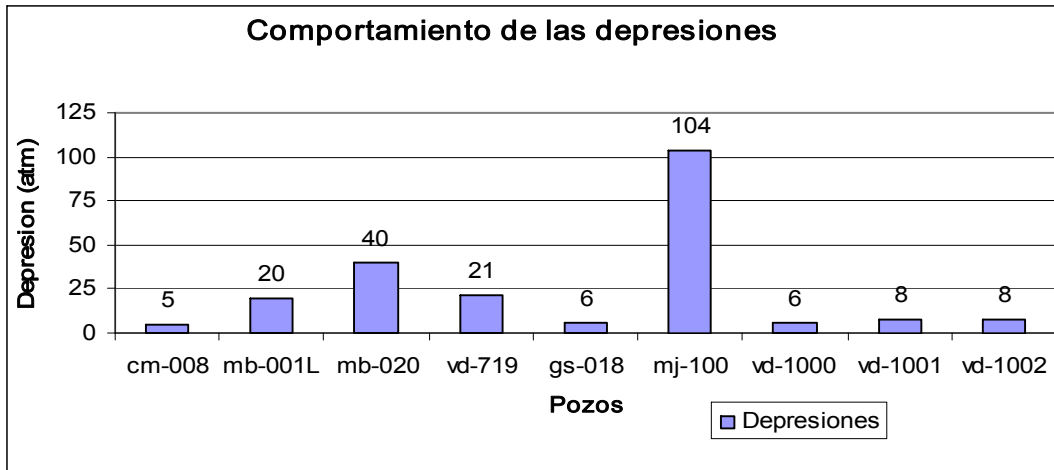


Gráfico 3.10: Comportamiento de las depresiones en los pozos.

### 3. Caudal producido. (Gráfico 3.11)

Como se muestra en el siguiente gráfico el caudal producido por ningún pozo es igual al caudal teórico esperado del pozo, esto es debido al escurrimiento que se produce dentro de la bomba y este está dado por muchos factores entre los cuales están: la interferencia entre el rotor y el estator a condiciones de operación, el diferencial de presión en la bomba, de la viscosidad del fluido y el aporte del pozo. (ver anexo 1)

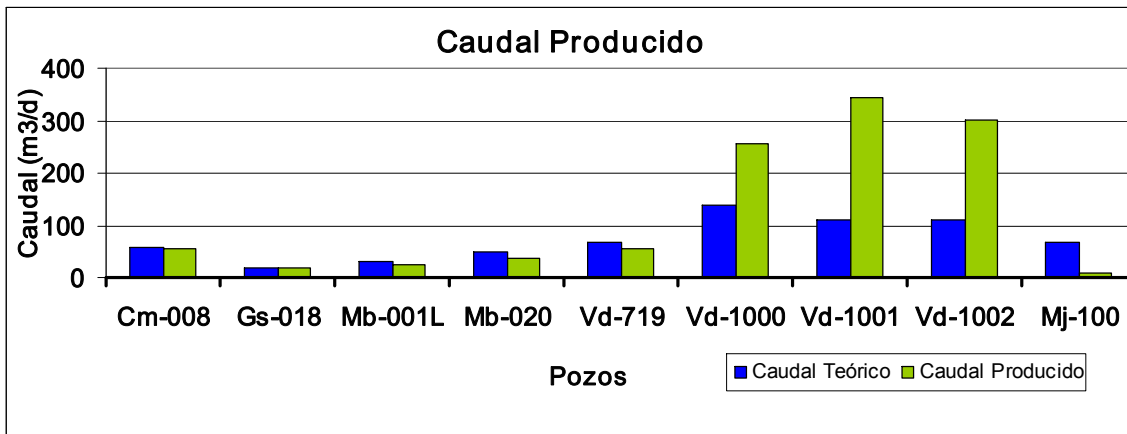


Gráfico 3.11: Caudal producido para cada uno de los pozos.

### 4. Eficiencia Volumétrica. (Gráfico 3.12)

A continuación se muestran los valores de eficiencia calculada en los pozos evaluados. Los resultados muestran que la eficiencia de la bomba de profundidad en los pozos del yacimiento de Marbella Mb-001L, Mb-020 y el pozo Mj-100 de Majaguiar están por debajo

### Capítulo III: Análisis de los resultados

del 60%, entre las causas de mayor incidencia está, la disminución de la presión estática del reservorio, la presencia de altas tasas de agua, o desgaste en las cavidades de la bomba, entre otras. Además los pozos con baja eficiencia muestran alto escurrimiento.

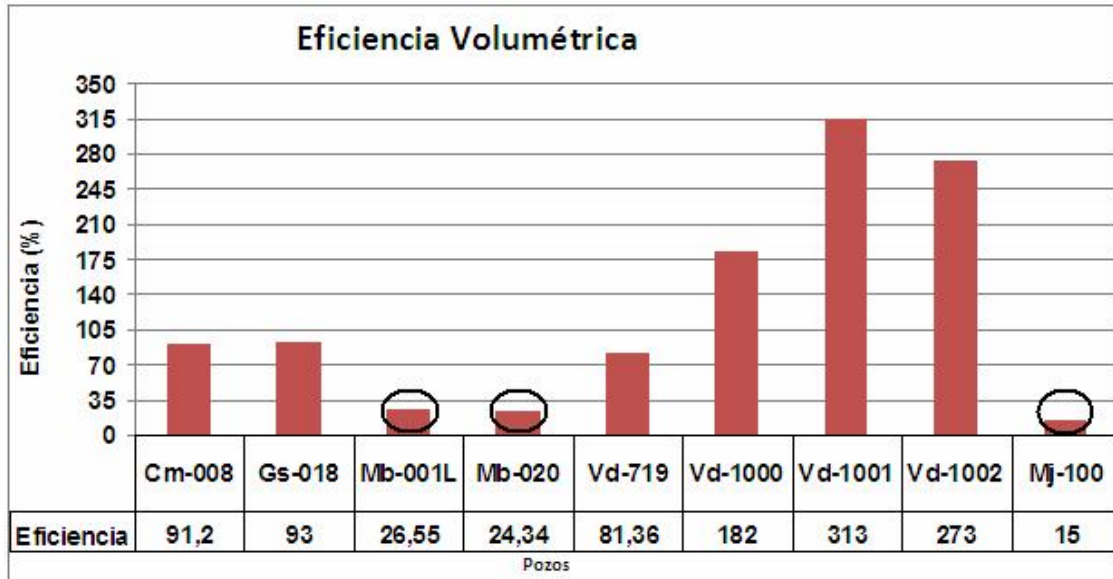


Gráfico 3.12: Eficiencia volumétrica de los pozos.

#### 5. Escurrimiento (Gráfico 3.13)

Apoyándonos en el gráfico 3.13 vemos que existe un gran escurrimiento en los pozos: Mb-001L, Mb-020, Mj-100 y Vd-719 con más de 10 m<sup>3</sup>/d de fluido. Solo los Vd-1000, Vd1001 y Vd1002 no presentan escurrimiento debido a la surgencia del pozo. El escurrimiento está dado por poca interferencia entre el rotor y el estator que debe ser desgaste, la presión entre etapas en la bomba y la presencia de agua que también influye disminuyendo la viscosidad del fluido.

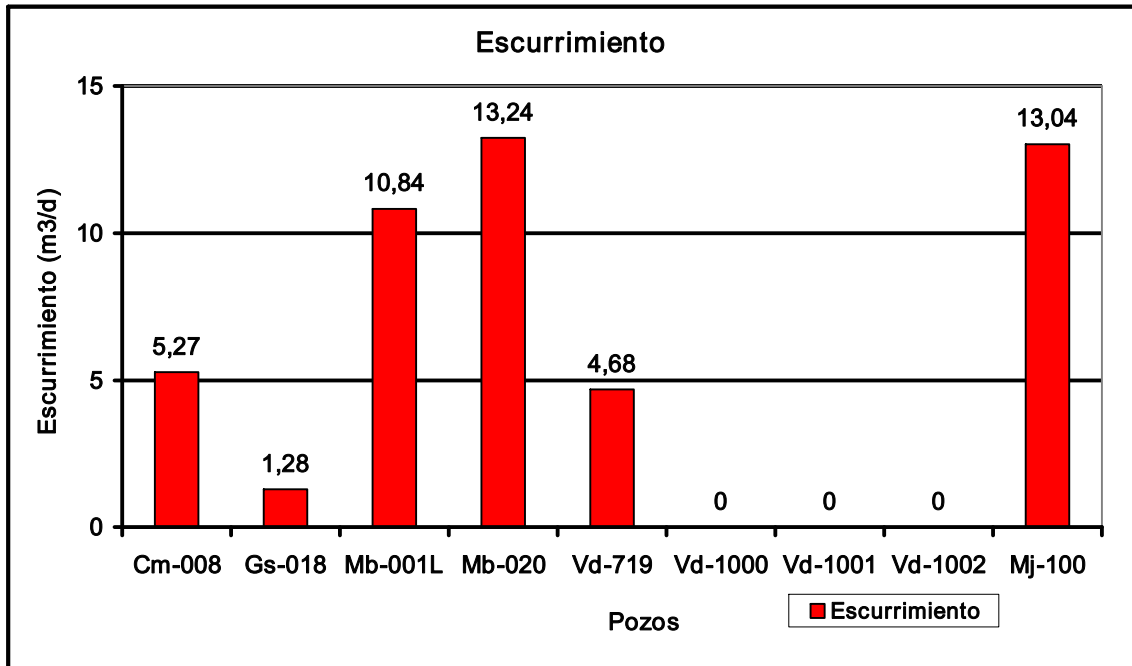


Gráfico 3.13: Ecurrimiento de los pozos.

**6. La Sumergencia de la bomba. (Gráfico 3.14)**

Los valores de sumergencia de las bombas está por encima de 300 m, pero los pozos Gs-018 y Vd-719 están cerca con 313.38 m y 252 m respectivamente por lo que hay que darle seguimiento al nivel dinámico ya que la bomba no puede quedarse sin nivel o provocaría una avería irreparable a la bomba. También hay que tener en cuenta la presencia de espuma en el espacio anular, que puede ser más de 50 m de espuma.

Entre más sumergida se coloque la bomba se puede aumentar la producción de fluido, porque es posible alcanzar menores presiones de fondo fluyente, y posiblemente una mejor eficiencia volumétrica. Sin embargo si se baja la bomba se puede incrementar la arena en el sistema, aumentando la abrasión, disminuyendo la vida útil de la bomba, este no es el caso ya que en la última investigación realizada el 19-11-2010, el fondo a 1527 m estaba limpio.

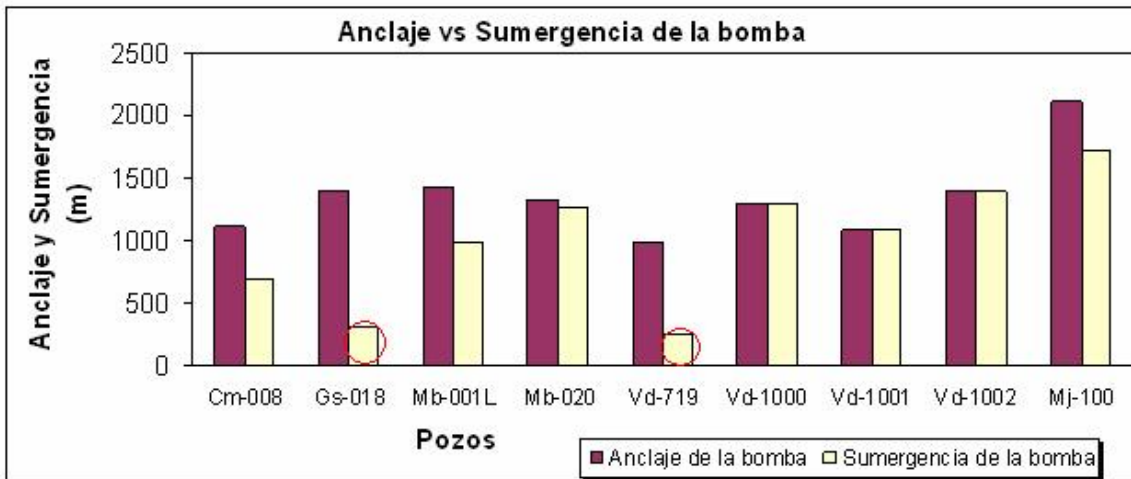


Gráfico 3.14: Anclaje vs Sumergencia de la bomba.

**7. Torque. (Gráfico 3.16)**

El comportamiento del torque que imprime el cabezal a la barra pulida en los pozos se comporta por debajo del 80% como muestra el grafico 3.16. El pozo Gs-018 tiene el torque al 79 % y puede ser causado por el poco nivel del pozo lo que provoca un hinchamiento del elastómero aumentando la interferencia, este pozo es vertical. El Vd-1000 trabaja con bajas revoluciones 25 rpm y un alto torque 73%, causado por las bajas revoluciones que opera la bomba un crudo con alta viscosidad o existir fricción en la tubería, y el pozo Mb-020 trabaja a 75%, puede tener la causa en la fricción entre la sarta de cabillas y la tubería de producción y la viscosidad del fluido en el anular.

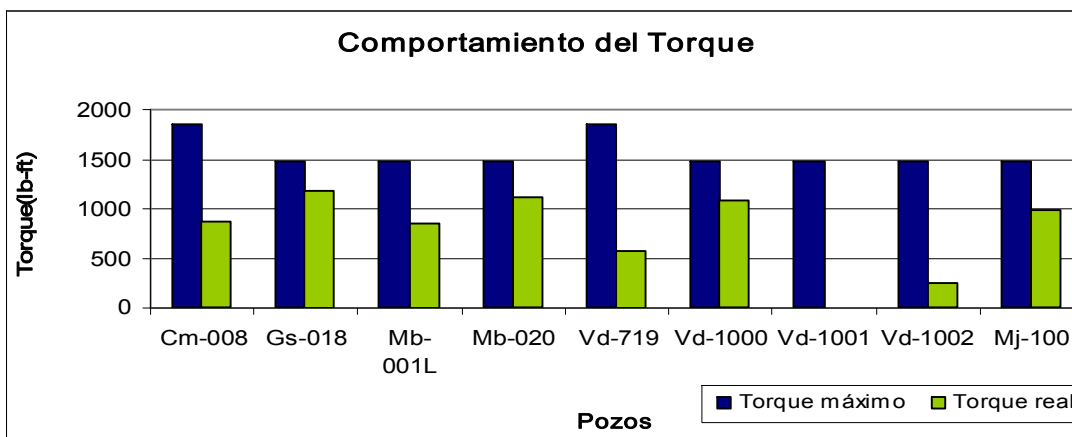


Gráfico 3.16: Comportamiento del torque.

### 3.3 Propuestas de mejoras para los pozos

#### Mb-001L

Este pozo presenta baja eficiencia, índice de productividad es bueno de  $2.33 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$  y trabaja con una depresión de 20 atm, pero está limitado porque el BSW es de un 30% considerado alto. Se propone:

- Cambiar la bomba que tiene NTZ500\*150STM68 por una NTZ500\*150STM68,1 que se diferencia con la anterior porque tiene más etapas lo cual hace que disminuya el escurrimiento.

Con el cambio de bomba se espera mejorar la eficiencia al menos a un 50 % que sería un aumento de  $16.9$  a  $23.8 \text{ m}^3/\text{d}$  de petróleo, (incrementado  $6.9 \text{ m}^3/\text{d}$  de petróleo), al año serian  $2518.5 \text{ m}^3$ .

- También se debería evaluar por el departamento de yacimiento el aislamiento de la zona de agua ya sea mediante packers o inyectando gel.

#### Mb-020

Este pozo presenta baja eficiencia, tiene un índice de productividad bajo  $0.8 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$  con una depresión de 40 atm y un alto por ciento de agua 48 %, lo cual limita al pozo, pero la eficiencia se puede aumentar cambiando la bomba NTZ500\*150STM140.

El torque está al 75 % y tiene de antecedente que en el período de análisis tuvo dos fallas en barra pulida (varillón). En la inclinometría del pozo se ve que a partir de 390 m por la longitud del instrumento el ángulo de inclinación está entre 2.5 y 5 grados, lo cual especialistas en diseño de estos sistemas sugieren colocar 1 centralizador en cada cabilla pues puede estar rozando la cabilla con la tubería. Tiene una tubería de producción de 88.9 mm con cabillas de 31.75 mm por lo que se pudiera aumentar el diámetro de la tubería para disminuir la fricción. Entonces se propone:

- Se propone poner otra bomba del tipo NTZ500\*150STM68,1 para disminuir el escurrimiento.

Con el cambio de bomba se espera mejorar la eficiencia al menos a un 60 % que sería un aumento de  $19.1$  a  $21.2 \text{ m}^3/\text{d}$  de petróleo, (incrementado  $2.1 \text{ m}^3/\text{d}$  de petróleo), al año serian  $766.5 \text{ m}^3$

## Capítulo III: Análisis de los resultados

---

- El aislamiento de la zona de agua mediante packers o la inyección de gel.
- Aumentar la tubería de producción de 88.9 a 114.3 mm
- Colocar un centralizador en cada cabilla a partir de la profundidad LI de 390 m hasta 920 m.

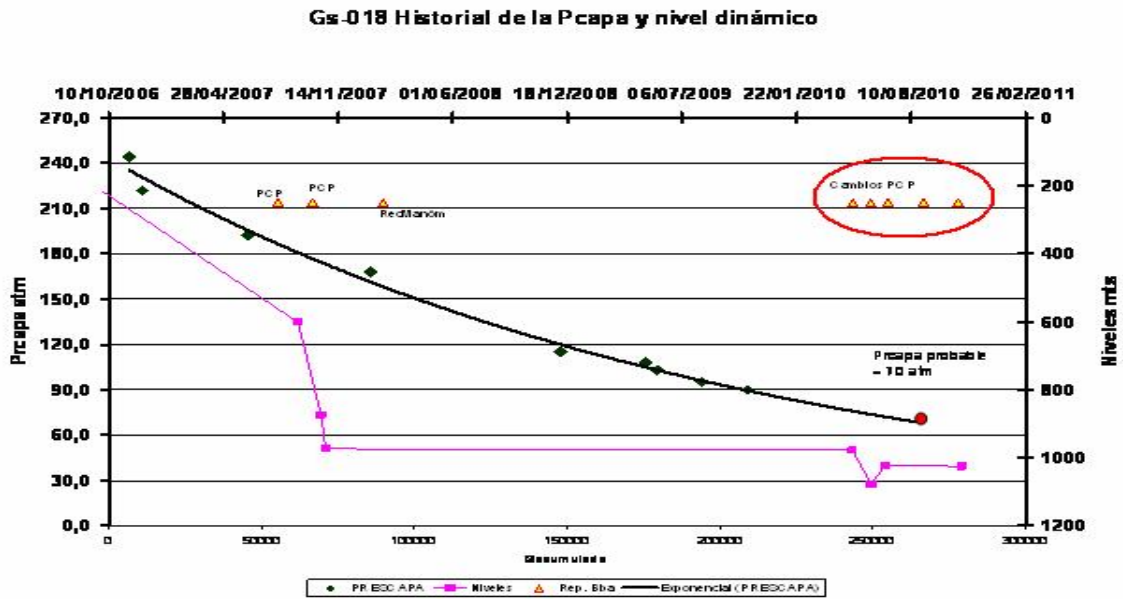
### Vd-719

Este pozo trabaja la bomba con altas revoluciones 180 rpm el diferencial de presión está en 21 atm, con un IP de  $2.38 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$  y el BSW al 20% que limita para aumentar producción y presenta una sumergencia de 252 m y teniendo en cuenta la espuma que se forma en el anular hace pensar que el nivel de líquido dinámico está más bajo, por lo que se propone:

- Aumentar la profundidad de la bomba para aumentar la sumergencia y mantener el parámetro velocidad de la bomba.
- Si se aislara la zona de agua se podría aumentar la producción.

### Gs-018

- Este pozo tiene buen índice de productividad  $2.71 \text{ m}^3/\text{d}/\text{atm}$ , baja con una depresión de 6 atm, bajo BSW, pero ha perdido nivel dinámico lo que se traduce a una disminución de la sumergencia de la bomba 313.38 m. La bomba se ha quedado sin o con poco fluido en varias ocasiones, provocando que el estator se atasque con pedazos del elastómero y falle la bomba (5 veces) en el año, esto sugiere que la bomba habría que colocarla a más profundidad o cambiar el sistema de bombeo al mecánico convencional que puede trabajar con bajo nivel sin que la bomba se dañe, en las condiciones de surgencia intermitente en las que se encuentra este pozo.
- El siguiente gráfico muestra el descenso del nivel dinámico y la presión de capa y los cambios de bomba que fueron el resultado de trabajar con poca sumergencia o trabajar en seco por instantes el pozo Gs-18.



• Gráfico 3.17: Historial de la Pcapa y el nivel dinámico del Gs-018

El caño está limpio y la distancia entre la profundidad del anclaje y la profundidad final del pozo es de 115 m muy poca para aumentar la sumergencia de la bomba, por lo que se propone:

- Cambiar el sistema de levantamiento BCP por el sistema de bombeo mecánico convencional.

Con el cambio de bomba, se ahorraría \$191409 por concepto de cambios de bombas BCP y evitaría pérdidas en la producción con valores de 465 m<sup>3</sup> anuales.

### Mj-100

Este pozo trabaja con una gran depresión entre la presión de capa y la presión de fondo fluente de 104 atm, produciendo 10 m<sup>3</sup>/d y ha sido muy estable su trabajo, esta poca afluencia es debido a la poca permeabilidad de la capa, y la presión de capa de 115 atm, por lo que se propone:

- Darle un tratamiento selectivo a la capa con ácido clorhídrico para así aumentar la afluencia del pozo y aumentar la producción.

### Cm-008

El pozo camarioca 08, tiene poco diferencial de presión 5 atm, un índice de productividad alto 10.2 m<sup>3</sup>/d/atm y un 55 % de agua, por lo que se propone:

- Mantener el régimen actual y mantener el monitoreo del por ciento de agua.

### Vd-1000

Este pozo está surgente pero se tiene trabajando la bomba para aumentar y/o mantener la producción, esta trabajando con un alto torque a una velocidad de la bomba de 25 rpm, por lo que se propone:

- Aumentar el parámetro velocidad a 100 rpm velocidad.
- Poner centralizadores a partir de los 485- 801 m LI, un centralizador por cabilla.

### Vd-1001

La bomba está trancada, es del tipo elastomérica y cuando se le aplique fuerza para liberarla quedará inservible por lo que se propone cambiar la bomba metal-elastómero por otra metal-metal que tiene la misma capacidad de elevación pero puede manejar mayor caudal y se pudiera trabajar con menores revoluciones, lo cual aumentaría el tiempo de duración de la bomba (ver anexo 3), entonces se propone:

- Cambiar la bomba una NTZ400\*150DT110 por otra NTZ500\*150STM140.

### Vd-1002

En este pozo se propone mantener el régimen actual de explotación.

## **Conclusiones Parciales**

1. Del estudio realizado observamos que hay una tendencia a la disminución en la producción de fluido.
2. Existen 4 pozos con un por ciento de agua por encima de 20%, limitando cambios de parámetros para aumentar la producción.
3. Hay poca afluencia en 2 pozos.
4. Los pozos Vd-1000, Vd-1001 y Vd-1002 están surgentes.



### Capítulo III: Análisis de los resultados

---

5. Dos pozos trabajan con una depresión por encima de 25 atm.
6. Hubo varias intervenciones a los pozos, principalmente por falla de la barra pulida.
7. Se encontró baja eficiencia en 3 pozos.
8. Existe escurrimiento en 6 pozos.
9. Hubo varios cambios de bomba en un pozo provocado por trabajar con poca sumergencia. Y existe otro pozo que está cerca de una baja sumergencia.
10. En fluidos con mucha espuma el valor de 150 m de sumergencia de la bomba puede ser insuficiente para el buen funcionamiento de la bomba.
11. No hay mucha influencia del gas en estos pozos.
12. Se encontró 3 pozos con el torque cerca del 80%.

## CONCLUSIONES

1. Se hizo un análisis del comportamiento de la producción, se realizó una evaluación del sistema de levantamiento y se pudo proponer mejoras en 7 pozos para aumentar o mantener la producción en las condiciones actuales.
2. La disminución de la producción en los pozos está asociada a la disminución la presión del yacimiento, al aumento del % de agua y al número de interrupciones por intervenciones en los pozos.
3. Con la implementación de las propuestas se debe aumenta la producción en 9 m<sup>3</sup>/d.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar un análisis metalográfico y de ensayos destructivos para comprobar la calidad de las barras pulidas.
2. Emplear este método de levantamiento artificial en más pozos por las ventajas que presenta.
3. Adquirir el software PC-Pump para realizar una mejor selección y análisis del diseño de los sistemas BCP y para evaluar el comportamiento de los ya instalados.
4. Adquirir o construir un banco de prueba para las bombas por cavidades progresivas.
5. Hacer un estudio de factibilidad económica para las propuestas realizadas a los pozos.

---

---

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Barberii, Efraín E: "Pozo ilustrado". Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
2. Beauquin, J.-L; Boireau C.; Lemay, L. "Development Status of a Metal Progressing Cavity Pump for Heavy-Oil and Hot-Production Wells," 2006.
3. Cajigal Correa, Armando. "Manual de producción de petróleo y gas". Centro Politécnico del Petróleo, La Habana. 2005
4. C-FER Technologies, "PCP failure nomenclature.ver3.0" 2009.
5. Chacín, Nelvy. "Manual de Bombeo de Cavidad Progresiva". Instalaciones de PDVSA, San Tomé Edo, Anzoátegui, Venezuela, 2003.
6. Colectivo de autores, "Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas" 2007.
7. Conoco Phillips, S.G. Noonan, "The Progressing Cavity Pump Operating Envelope: You Cannot Expand What You Don't Understand" SPE/PS/CHOA 117521 PS2008-407, 2009.
8. De Rossi, Nereu Carlos, "Bombeio de Cavidades Progresivas", 2008.
9. Dominguez, Felix Juan Dr, Benitez Hernandez, Agustín Msc "Análisis Estadístico para Procesos", 2005.
10. Gamboa, José; Olivet, Aurelio; Iglesias, Juan; González, Pedro "Understanding the performance of a progressive cavity pump with a metallic stator" Research and Development Institute of PDVSA (Intevep) Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) Los Teques, Venezuela, 2008.
11. García Dihigo, Joaquín; Alonso Granados, Vladimir; Cruz González, Lourdes Z "Metodología y Técnicas para La investigación Científica", 2000.
12. Gasse de Carvalho, Paulo; Milani de RossiI, Nereu Carlos; "Bombeio de Cavidades Progresivas" 2008.
13. Guo Boyun, Lyon William, Ghalanbor Alí. "Petroleum\_Production\_Engineering" 2007.
14. Hirschfeldt, Marcelo, "Introducción al sistema de bombas de cavidades progresivas" Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Argentina, 2005.
15. Hirschfeldt, Marcelo. "Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas", 2008.

16. Iglesias, Juan, González, Pedro “Bombas de Cavidades Progresivas“, 2008
17. Kishiuchi, K.L. MSc, “Elastomer Classification and Characterization”, September 2007.
18. Kudu Industries Inc. “Eficiency Progressing Cavity Pump”, 1993.
19. NETZSCH Oilfield Products, “PCP System Manual” 2005.
20. Nicholas L. Hopkins, Cannon; “Operational Energy Savings Through the Use of Continuous Sucker Rods with Progressing-Cavity Pumps” SPE 121345, 2007.
21. Norma ISO 15136-1-2001. “Downhole equipment for petroleum and natural gas industries Progressing cavity pump systems for artificial lift.Part 1: Pumps”, 2001.
22. PDVSA-INTEVEP, “Diseño de instalaciones de levantamiento artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas”, 2004.
23. PDVSA-INTEVEP. “Diseño y diagnóstico de sistemas de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas”, 2003.
24. Protex Complete Integrated Solutions “PROGRESSIVE CAVITY PUMP MANUAL” 2003.
25. R & M Energy Systems, a Unit of Robbins and Myers Inc, “Progressing Cavity (PC) Pump Design Optimization for Abrasive Applications”, 2009.
26. Samir Mohamed, Different Application of Artificial Lift Methods in Heavy Oil Reservoir below 12 API, 2009.
27. Saveth Ken General Guidelines for Failure Analysis Of Downhole Progressing Cavity Pumps, 2010.
28. VETTER, G.; Wirth, W. “Understand Progressing Cavity Pumps Characteristics and Avoid Abrasive Wear”. Proceeding 12TH Pumps User Symposium. Pum User. Houston, 1995.
29. Wagg B. T. MSc, PEng “Progressing Cavity Pump Inspection and Reporting, 2007.
30. [www.librosingenieria.net/bombeo-de-cavidad-progresiva](http://www.librosingenieria.net/bombeo-de-cavidad-progresiva), consultado en enero del 2011.
31. [www.netzsch.com.br](http://www.netzsch.com.br), consultado en enero del 2011.

---

---

## ANEXOS

### ANEXO-1 Cálculos Estadísticos para el caudal Producido.

Pozo	C. Teórico Esperado	C. Producido	Desviación Estándar	Varianza	Coef.Var
Cm-008	60	54,73	11,33	128,37	0,207016
Gs-018	18,5	17,22	7,78	60,63	0,4518
Mb-001L	35	24,16	8,93	79,74	0,369619
Mb-020	50	36,76	10,53	110,88	0,286453
Vd-719	60	55,32	7,34	53,87	0,132683
Vd-1000	140	255,64	24,64	607,13	0,096386
Vd-1001	110	344,59	81,25	6601,56	0,235787
Vd-1002	110	300,72	76,54	5858,37	0,254522
Mj-100	23	9,96	2,62	6,86	0,263052

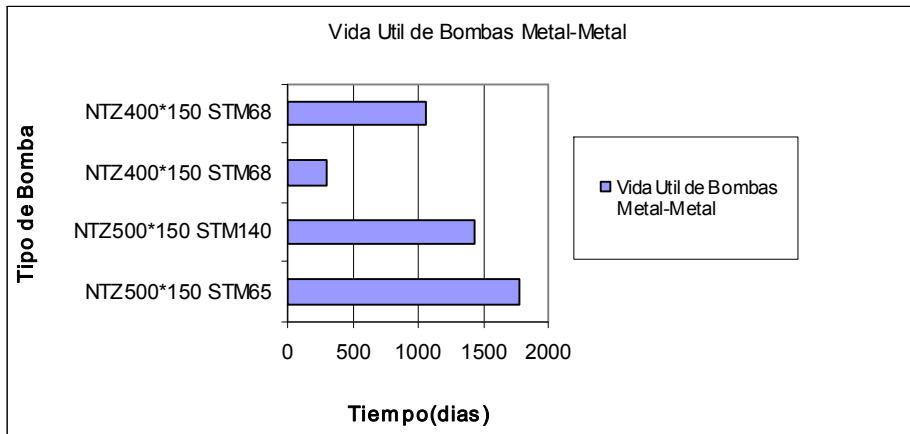
---

**ANEXO-2 Régimen tecnológico de explotación de los pozos.**

Pozo	Tipo de Bomba	Profundidad de la Bomba	Nivel Dinámico	Sumergencia	Velocidad de la Bomba	Diámetro de la tubería	Diámetro de las Cabillas
Cm-008	400*200DT54C/T 06D	995 m	418 m	577 m	75 rpm	88.9 mm	25.4 mm
Mb-001L	NTZ500*150STM68	1430.21 m	438 m	992.21 m	140 rpm	114.3 mm	25.4 mm
Mb-020	NTZ500*150STM140	1322.88 m	50 m	1272.88 m	108 rpm	88.9 mm	31.75 mm
Vd-719	NTZ450*150STM68	995 m	743 m	252 m	180 rpm	114.3 mm	25.4 mm
Gs-018	NTZ400*240ST25	1391.38 m	1078 m	313.38 m	75 rpm	88.9 mm	25.4 mm
Mj-100	OB-541500S/N 1632	1395 m	387 m	1008 m	47 rpm	88.9 mm	25.4 mm
Vd-1000	NTZ500*150STM140	1121 m	0 m	1121 m	25 rpm	114.3 mm	31.75 mm
Vd-1001	NTZ400*150DT110	1077 m	0 m	1077 m	0 rpm	114.3 mm	31.75 mm
Vd-1002	NTZ400*150DT110	1205 m	0 m	1205 m	100 rpm	114.3 mm	31.75 mm

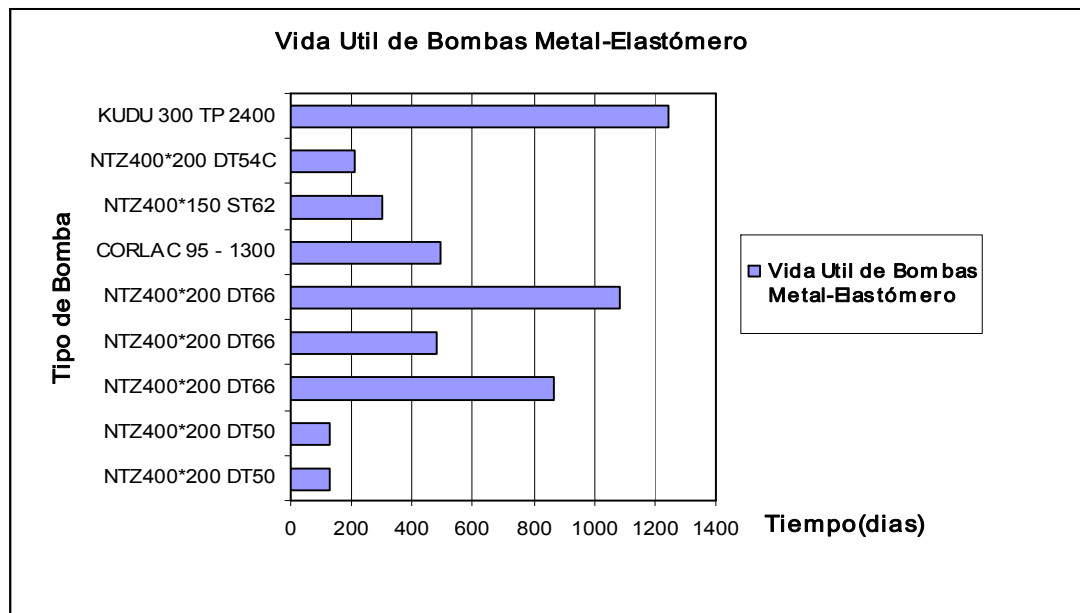
**ANEXO 3 Duración de las bombas en la Empresa en el período 2002-2009.**

Vida útil de las bombas Metal – Metal.



Media aritmética de 944.62 días.

Vida útil de las bombas Metal – Elastómero.



Media aritmética de 406.62 días.



ANEXO-4 Análisis de la inclinometría del pozo Mb-020

RESULTADOS DE LOS CALCULOS DE LA INCLINOMETRIA

Pozo.....>                      Fecha del Registro ...>

Nº del buzo ....> Pseudodesplazamiento final

Nr	Profund.	Angulo		Profund.	Desp
		Inclinacion			
reg.	medicion	puntual		vertical	azim
	mts	∅	∅	mts	∅
1		356	0	0	
2	362.79	1.73	11.57	362.79	5.476257
3	372.49	2.62	356.37	372.4823	5.836896
4	382.21	4.16	349.44	382.1843	6.382438
5	391.89	4.76	346.26	391.8342	7.087467
6	401.62	6.18	346.57	401.5189	7.961973
7	411.3	7.11	345.74	411.1331	9.030496
8	421.04	8.35	345.77	420.7836	10.29201
9	430.77	9.24	345.22	430.3984	11.73585
10	440.51	10.76	343.07	439.9895	13.37995
11	450.23	11.59	340.76	449.5244	15.20815
12	459.91	12.31	342.14	458.9939	17.1638
13	469.59	13.05	342.27	468.437	19.25289
14	479.32	14.33	342.06	477.8897	21.52449
15	489.06	15.2	342.78	487.3073	23.98136
16	499.76	15.83	345.38	497.6166	26.82831
17	508.44	16.54	346.47	505.952	29.24314
18	518.14	17.19	348.46	515.2341	32.05548
19	527.88	17.97	347.81	524.5184	34.99667
20	537.59	19.04	347.89	533.7255	38.07767
21	546.96	19.35	345.16	542.5741	41.15487
22	556.17	20.34	343.76	551.2365	44.27288
23	565.38	21.15	343.29	559.8486	47.52376
24	574.43	22.26	342.13	568.2563	50.85644
25	583.34	23.69	341.94	576.4587	54.31784
26	592.17	24.83	343.33	584.5082	57.93383
27	601.47	25.73	344.25	592.9169	61.89882
28	610.59	26.79	344.73	601.0949	65.93031
29	619.81	27.24	344.06	609.3083	70.11463
30	629.1	28.27	343.28	617.5287	74.43518
31	647.28	30.67	343.07	633.3541	83.3651

---

---

32	655.98	31.58	343.68	640.8011	87.85708
33	665.07	32.81	343.56	648.4927	92.69609
34	674.31	34.38	343.55	656.1885	97.80449
35	684.04	35.94	343.69	664.1423	103.4036
36	703.48	38.97	345.44	679.5718	115.221
37	713.15	39.62	345.55	687.0548	121.3446
38	722.85	39.77	344.89	694.518	127.5394
39	742.29	42.57	346.32	709.1494	140.3337
40	752.03	43.63	345.85	716.2606	146.9878
41	761.71	44.46	345.14	723.218	153.7169
42	771.44	45.33	343.92	730.1102	160.5827
43	781.13	46.24	343.46	736.867	167.5239
44	790.86	47.36	342.87	743.527	174.611
45	800.59	48.06	342.65	750.0737	181.8014
46	810.27	49.15	342.44	756.4739	189.0549
47	819.97	50.48	342.29	762.7323	196.4565
48	829.71	51.74	342.56	768.8467	204.0296
49	839.44	52.98	343.49	774.7883	211.7296
50	849.18	54.81	343.94	780.5271	219.5965
51	858.91	56.2	343.43	786.037	227.6135
52	868.63	57.31	342.75	791.3652	235.7386
53	878.34	58.33	342.47	796.5361	243.9509
54	888.06	59.68	343.1	801.5411	252.278
55	897.79	60.88	343.89	806.3644	260.7258
56	907.52	62.73	343.84	810.9611	269.2997
57	917.24	64.39	343.71	815.2885	278.0014
58	926.98	65.69	343.19	819.3983	286.8294
59	936.7	67.37	343	823.269	295.7418
60	946.42	68.89	344.02	826.8894	304.7601
61	965.84	69.17	342.79	833.8391	322.8896
62	975.57	69.19	342.98	837.2974	331.9814
63	985.26	70.04	343.39	840.6724	341.0621
64	994.99	70.92	343.64	843.9232	350.2314
65	1014.4	71.48	344.42	850.1779	368.6041
66	1033.84	71.42	345.1	856.3619	387.0318
67	1053.31	71.81	345.63	862.5023	405.5032
68	1072.76	70.59	345.47	868.7697	423.9097
69	1092.26	69.76	343.77	875.3829	442.2514
70	1102	70	343.86	878.7331	451.3959
71	1120.93	70.65	344.72	885.1061	469.2191
72	1140.33	70.4	345.12	891.5734	487.5069
73	1150.01	70.26	345.24	894.8317	496.6212
74	1169.47	69.5	344.22	901.5253	514.8915
75	1188.93	70.07	343.98	908.249	533.1511
76	1208.37	70.84	345	914.7521	551.4691
77	1225.43	70.34	344.88	920.4211	567.5576
78	1244.01	71.2	346.01	926.5403	585.0963
79	1262.19	70.55	345.34	932.4962	602.2675
80	1280.23	70.51	344.66	938.5087	619.2738
81	1298.75	69.85	343.19	944.7879	636.6939

---

---

82	1317.67	69.89	343.32	951.2992	654.4542
83	1337.13	69.63	343.1	958.0309	672.7071
84	1356.53	69.37	343.28	964.8243	690.8731
85	1376	70.02	344.49	971.5804	709.1307
86	1395.47	69.78	343.74	978.2709	727.4131
87	1414.87	69.16	343.22	985.0739	745.5774
88	1434.26	68.95	343.13	992.0052	763.6825
89	1453.72	69.04	343.52	998.9801	781.8453
90	1473.15	69.12	343.32	1005.918	799.9924
91	1492.62	69.18	345	1012.847	818.1852
92	1502.33	69.11	345.25	1016.304	827.2581
93	1512.02	69.71	345.02	1019.712	836.3273
94	1531.42	70.97	344.23	1026.238	854.5942
95	1550.89	70.11	343.17	1032.724	872.9492
96	1570.36	71.2	343.6	1039.173	891.316
97	1589.8	70.68	344.39	1045.521	909.6884
98	1609.23	70.68	343.64	1051.949	928.0226
99	1618.96	70.81	343.62	1055.157	937.2077
100	1628.69	70.55	343.84	1058.376	946.3887
101	1648.06	70.5	342.24	1064.834	964.6445
102	1667.47	70.91	343.62	1071.247	982.9577
103	1686.93	70.12	342.54	1077.738	1001.298
104	1706.4	70.34	342.95	1084.323	1019.613
105	1725.87	70.28	343.87	1090.882	1037.942
106	1745.26	69.65	342.97	1097.525	1056.155
107	1755.01	69.55	343.15	1100.923	1065.292
108	1764.7	69.97	343.82	1104.276	1074.383
109	1774.4	70.65	344.12	1107.543	1083.515
110	1784.11	70.4	342.89	1110.781	1092.668
111	1793.83	70.26	343.13	1114.052	1101.818
112	1805.53	70.21	343.49	1118.008	1112.827
113	1822.99	71.79	343.77	1123.692	1129.333
114	1832.7	71.39	343.45	1126.758	1138.546
115	1842.43	71.03	343.63	1129.892	1147.756
116	1861.79	71	344.92	1136.19	1166.061
117	1881.14	70.2	344.55	1142.617	1184.309
118	1890.76	70.49	345.25	1145.852	1193.367
119	1900.32	71.13	345.19	1148.994	1202.394
120	1909.75	71.07	345.25	1152.049	1211.313
121	1919.27	70.84	344.28	1155.155	1220.311
122	1938.34	71.3	344.61	1161.341	1238.348
123	1957.53	70.84	344.12	1167.566	1256.498
124	1976.08	70.78	345.22	1173.663	1274.015
125	1995.3	70.67	345.18	1180.008	1292.155
126	2014.54	70.93	344.36	1186.335	1310.322
127	2033.43	69.72	345.55	1192.694	1328.105
128	2043.08	69.51	345.09	1196.055	1337.148
129	2052.84	69.64	345.32	1199.461	1346.292
130	2062.07	69.73	344.93	1202.665	1354.947
131	2071.67	69.91	345.31	1205.977	1363.955

---

---

132	2081.22	70	345.25	1209.25	1372.925
133	2090.8	70.21	346.38	1212.51	1381.929
134	2100.98	69.54	345.59	1216.012	1391.482
135	2109	68.54	344.33	1218.881	1398.97
136	2119.56	68.08	343.68	1222.783	1408.781
137	2129.22	68.24	343.43	1226.377	1417.747
138	2138.79	68.84	343.31	1229.877	1426.651
139	2148.41	70.06	344.53	1233.254	1435.658
140	2158.03	69.19	343	1236.603	1444.675
141	2167.67	69.54	342.49	1240	1453.693
142	2177.24	70.08	342.92	1243.303	1462.671
143	2186.8	69.7	342.34	1246.59	1471.644
144	2196.34	70.14	342.62	1249.865	1480.6
145	2205.88	70	342.52	1253.117	1489.565
146	2215.47	70.94	343.22	1256.322	1498.6
147	2224.84	70.44	342.79	1259.42	1507.44
148	2234.42	70.43	342.61	1262.629	1516.464
149	2239	70.63	342.77	1264.155	1520.781
150	2248	71.01	343.08	1267.112	1529.279
151	2262.28	69.38	344.23	1271.949	1542.712
152	2268	68.46	345.45	1274.007	1548.048
153	2271.91	67.84	346.3	1275.462	1551.675
154	2291.17	66.95	350.75	1282.867	1569.397
155	2300.8	68.49	351.31	1286.518	1578.243
156	2310.5	70.05	351.95	1289.951	1587.239
157	2320.37	70.39	351.44	1293.291	1596.448
158	2329.97	70.56	351.88	1296.499	1605.421
159	2339.45	72.26	351.58	1299.521	1614.332
160	2348.77	72.61	352.93	1302.333	1623.133
161	2358.35	72.58	353	1305.199	1632.173
162	2368.08	71.8	352.47	1308.175	1641.341
163	2377.82	71.59	352.45	1311.234	1650.5
164	2387.42	71.76	352.38	1314.252	1659.528
165	2396.98	71.88	352.43	1317.235	1668.527
166	2406.55	72.1	352.6	1320.194	1677.543
167	2416.13	72.16	352.45	1323.133	1686.576
168	2425.68	72.1	352.56	1326.064	1695.582
169	2435.48	71.96	353.45	1329.087	1704.808
170	2445.03	71.4	354.44	1332.089	1713.759
171	2454.59	71.75	356.12	1335.11	1722.679
172	2464.14	71.31	356.31	1338.135	1731.562
173	2473.73	71.42	357.98	1341.2	1740.445
174	2483.22	72.05	358.4	1344.174	1749.222
175	2492.8	71.82	358.97	1347.144	1758.076
176	2502.35	71.82	0.64	1350.124	1766.856
177	2511.92	72.62	2.45	1353.046	1775.603
178	2521.45	73.13	3.98	1355.852	1784.272
179	2530.73	73.11	4.14	1358.547	1792.689
180	2539.98	72.42	3.91	1361.287	1801.069
181	2549.8	72.34	4.36	1364.259	1809.945

---

---

182	2559.42	72.21	4.67	1367.188	1818.621
183	2569.05	72.66	5.66	1370.094	1827.284
184	2578.66	73.64	6	1372.879	1835.932
185	2588.32	74.8	6.64	1375.506	1844.651
186	2597.92	76.25	7.67	1377.906	1853.327
187	2607.59	76.6	9.31	1380.175	1862.026
188	2616.78	76.57	11.02	1382.307	1870.204
189	2626.26	77.24	11.47	1384.455	1878.587
190	2635.9	77.32	12.93	1386.578	1887.066
191	2645.55	77.41	14.54	1388.688	1895.454
192	2655.33	77.86	15.97	1390.782	1903.856
193	2665.01	77.54	17.33	1392.844	1912.075
194	2674.58	77.57	18.48	1394.907	1920.103
195	2683.83	77.63	18.9	1396.893	1927.813
196	2693.65	78.04	19.32	1398.962	1935.981
197	2703.27	77.77	19.77	1400.978	1943.959
198	2712.9	77.6	20.12	1403.031	1951.917
199	2722.51	77.86	21.09	1405.073	1959.815
200	2731.99	77.21	21.69	1407.119	1967.545
201	2741.59	79.17	22.07	1409.084	1975.36
202	2751.26	80.17	22.95	1410.818	1983.228
203	2760.86	81.89	23.1	1412.314	1991.037
204	2770.55	82.87	24.11	1413.599	1998.906
205	2780.1	82.85	25.54	1414.786	2006.568
206	2789.71	84.5	26.18	1415.845	2014.204
207	2799.23	84.34	27.5	1416.77	2021.697
208	2808.93	84.42	29.18	1417.72	2029.192
209	2818.49	84.98	30.61	1418.603	2036.436
210	2828.33	86.11	31.59	1419.367	2043.786
211	2837.85	86.23	32.97	1420.003	2050.793
212	2847.45	86.13	33.62	1420.643	2057.763
213	2857.45	85.95	33.77	1421.333	2064.998
214	2866.7	86.89	33.26	1421.911	2071.733
215	2876.26	88.85	33.17	1422.266	2078.756
216	2885.81	89	33.92	1422.445	2085.758
217	2895.38	90.16	34.28	1422.515	2092.734
218	2905.06	89.84	34.1	1422.515	2099.8
219	2914.68	90.28	33.82	1422.505	2106.869
220	2924.28	90.4	33.88	1422.448	2113.957
221	2933.86	90.87	33.99	1422.342	2121.039
222	2943.86	91.56	33.11	1422.13	2128.495
223	2962.48	88.88	34.82	1422.058	2142.347
224	2972.1	89.97	33.63	1422.155	2149.503
225	2990.98	88.88	35.7	1422.344	2163.506
226	3000.98	89.07	35.9	1422.523	2170.819
227	3010.43	89.69	35.63	1422.625	2177.754
228	3020.09	90.65	35.12	1422.597	2184.907
229	3029.71	91.18	35.03	1422.443	2192.082
230	3039.36	91.56	34.76	1422.212	2199.317
231	3048.45	90.81	35.24	1422.024	2206.139

232	3057.94	91.06	34.88	1421.869	2213.273
233	3067.31	91.34	34.49	1421.673	2220.373
234	3076.8	91.43	34.3	1421.444	2227.612
235	3086.26	91	34.46	1421.243	2234.846
236	3095.76	91.15	34.77	1421.065	2242.104
237	3104.67	90	34.96	1420.975	2248.901
238	3113.97	88.63	35.17	1421.087	2255.99
239	3123.15	88.6	35.06	1421.308	2262.998
240	3132.23	89.13	34.72	1421.488	2269.968
241	3141.62	89.07	34.5	1421.636	2277.221
242	3150.99	89.75	34.25	1421.732	2284.498
243	3169.04	87.94	35.4	1422.096	2298.468
244	3178.42	88.88	35.07	1422.356	2305.707
245	3187.84	88.29	35.56	1422.589	2312.984
246	3197.22	89.1	34.8	1422.802	2320.26
247	3205.7	89.07	34.17	1422.938	2326.916
248	3215.34	88.69	34.19	1423.126	2334.528
249	3226.52	89.28	34.42	1423.324	2343.359
250	3230	89.42	34.2	1423.363	2346.113
251	3236.12	89.66	33.82	1423.412	2350.979
252	3245.59	90.06	33.77	1423.436	2358.542
253	3258.59	90.61	34	1423.359	2368.933

Azimet final ø--> 357.057712181647      Desplazamiento al azimet final-->  
2368.933

ANEXO-5 Análisis de la inclinometria del pozo Vd-1000.

RESULTADOS DE LOS CALCULOS DE LA INCLINOMETRIA

=====

PozoVD-1000>                      Fecha del Registro ...>

Nø del buzo ...> Pseudodesplazamiento final

Nr	Profund.	Angulo	Azimet	Profund.	Desp
reg.	medicion	Inclinacion		vertical	azim
	puntual			final	
	mts	ø	ø	mts	ø
1	0	0	0	0	0
2	310.66	0.08	181.89	310.66	0.216882
3	343.4	0.18	193.17	343.3999	0.2903477
4	371.52	0.14	119.45	371.5198	0.349584
5	400.07	0.3	136.27	400.0696	0.4287109

---

---

6	430.38	0.43	179.08	430.3767	0.6078837
7	458.09	1.04	314.68	458.0833	0.520339
8	485.82	4.37	335.74	485.7768	0.9002453
9	513.75	8.19	339.52	513.532	3.889795
10	542.64	12.57	340.09	541.9402	9.075895
11	572.17	16.41	343.2	570.5238	16.44431
12	601.41	18.77	347.23	598.3936	25.2398
13	629.45	21.95	350.48	624.6773	34.92603
14	658.63	25.53	353.56	651.3828	46.56519
15	687.15	29.63	354.09	676.6547	59.65922
16	715.96	32.74	353.15	701.2968	74.50433
17	744.74	36.08	351.7	725.0359	90.73522
18	773.82	39.26	352.25	748.0494	108.4866
19	801.63	41.83	352.95	769.1788	126.542
20	830.76	44.52	354.65	790.4194	146.4338
21	859.3	43.15	354.88	811.0043	166.1535
22	888.72	44.05	355.53	832.3077	186.3949
23	916.73	44.16	355.53	852.4207	205.8475
24	945.87	44.51	355.92	873.2619	226.1705
25	973.97	45.26	357.23	893.1702	245.947
26	1002.76	44.75	357.47	913.5244	266.2415
27	1030.83	44.85	358.43	933.4407	285.9501
28	1059.74	44.18	357.28	954.0541	306.1578
29	1087.9	44.02	357.29	974.2764	325.7176
30	1116.64	43.42	355.6	995.0466	345.5587
31	1145.48	44.09	355.53	1015.876	365.4953
32	1174.28	44.32	355.8	1036.52	385.5667
33	1187.75	44.13	355.6	1046.172	394.9585
34	1216.14	44.5	355.91	1066.484	414.7835
35	1245.92	49.4	356.38	1086.805	436.5262
36	1272.05	51.97	356.67	1103.358	456.7255
37	1301.22	54.58	356.58	1120.798	480.0863
38	1331.8	59.56	355.38	1137.416	505.7354
39	1358.22	62.36	354.87	1150.238	528.829
40	1388.04	63.29	355.12	1163.856	555.3546
41	1415.46	66.75	354.67	1175.433	580.2037
42	1444.4	69.05	354.96	1186.319	607.0136
43	1472.66	69.78	355.5	1196.255	633.4659
44	1502.73	71.12	355.28	1206.316	661.7977
45	1529.67	73.27	354.99	1214.552	687.4434
46	1558.29	76.34	355.15	1222.052	715.057
47	1588.52	80.67	355.97	1228.075	744.6685
48	1615.42	81.86	356	1232.16	771.2485
49	1645.6	80.68	356.06	1236.74	801.07
50	1672.86	80.61	356.18	1241.171	827.9615
51	1685.41	80.42	356.14	1243.239	840.3371
52	1708.37	81.99	355.54	1246.749	863.022
53	1734.89	81.68	354.85	1250.515	889.2708
54	1765.26	81.78	354.95	1254.883	919.3249
55	1784.87	81.99	354.73	1257.651	938.737

---

---

56	1816.79	80.4	354.68	1262.537	970.2771
57	1843.71	80.39	354.85	1267.028	996.8195
58	1874.6	79.42	355.07	1272.442	1027.229
59	1900.73	77.64	355.26	1277.638	1052.834
60	1904.35	77.43	355.11	1278.419	1056.368
61	1932.52	75.04	354.81	1285.12	1083.725
62	1962.16	72.6	355.47	1293.379	1112.186
63	1983.08	71.04	355.32	1299.905	1132.059
64	2000.01	70.57	355.47	1305.471	1148.047
65	2027.43	72.52	351.59	1314.153	1174.039
66	2056.06	76.33	351.4	1321.838	1201.561
67	2086.31	76.2	350.35	1329.02	1230.874
68	2113.69	78.43	350.83	1335.031	1257.512
69	2139.97	79.13	351.41	1340.144	1283.239
70	2168.33	80.63	352.78	1345.127	1311.127
71	2197.41	81.23	352.92	1349.711	1339.829
72	2227.66	81.68	355.18	1354.205	1369.738
73	2256.22	81.68	354.21	1358.338	1397.994
74	2285.27	81.68	353.79	1362.541	1426.735
75	2313.61	79.97	352.84	1367.059	1454.703
76	2341.95	80.11	352.43	1371.96	1482.6
77	2370.52	79.24	352.44	1377.081	1510.688
78	2399.48	78.78	352.13	1382.601	1539.095
79	2428.92	76.46	353.28	1388.912	1567.834
80	2456.19	74.44	353.99	1395.762	1594.224
81	2485.73	76.31	353.94	1403.219	1622.802
82	2513.57	76.17	354.64	1409.841	1649.841
83	2539.43	77.33	355.39	1415.767	1675.008
84	2574.15	76.49	355.83	1423.63	1708.815
85	2600.12	76.1	355.76	1429.782	1734.036
86	2631.7	75.57	355.9	1437.51	1764.644
87	2659.06	76.77	355.85	1444.049	1791.2
88	2690.45	78.36	355.82	1450.808	1821.841
89	2716.99	79.68	355.88	1455.862	1847.885
90	2744.7	79.93	355.95	1460.766	1875.147
91	2775.16	80.21	356.06	1466.018	1905.138
92	2803.86	80.7	356.08	1470.777	1933.428
93	2817.16	80.63	355.99	1472.934	1946.547
94	2851.06	81.26	354.79	1478.269	1980.018
95	2880.33	82.23	354.65	1482.472	2008.982
96	2907.5	82.96	354.14	1485.973	2035.923
97	2937.11	83.55	354.47	1489.45	2065.325
98	2964.96	84.07	354.78	1492.453	2093.011
99	2994.89	84.18	354.56	1495.516	2122.783
100	3023.29	84.21	354.81	1498.388	2151.036
101	3053.07	84.14	354.83	1501.411	2180.662
102	3082.41	84.39	354.55	1504.342	2209.853
103	3111.18	84.11	354.82	1507.224	2238.475
104	3129.27	84.21	354.93	1509.065	2256.471
105	3157.69	83.72	354.94	1512.053	2284.731



---

---

106	3176.98	84.18	354.59	1514.085	2303.912
107	3191.02	84.35	354.98	1515.488	2317.88
108	3219.71	85.04	355.38	1518.141	2346.444
109	3249.14	84.73	355.01	1520.764	2375.752
110	3278.39	85	355.31	1523.382	2404.881
111	3306.25	85.93	355.6	1525.584	2432.649
112	3334.45	86.28	355.54	1527.5	2460.778
113	3357.54	86.11	355.5	1529.032	2483.814
114	3390.16	85.76	355.37	1531.344	2516.346
115	3419.56	86.94	355.56	1533.215	2545.681
116	3446.77	84	355.47	1535.364	2572.798
117	3476.27	84.07	355.48	1538.429	2602.135
118	3505.21	83.93	355.9	1541.454	2630.91
119	3533.55	85.45	355.49	1544.077	2659.121
120	3561.63	85	355.81	1546.414	2687.097
121	3590.43	85.9	355.94	1548.698	2715.798
122	3618.97	85.66	356.09	1550.798	2744.251
123	3648.26	85.52	356	1553.05	2773.447
124	3677.09	85.63	355.66	1555.274	2802.183
125	3706.08	85.87	355.78	1557.422	2831.087
126	3733.12	85.9	356.12	1559.362	2858.05
127	3762.04	85.63	356.71	1561.498	2886.877
128	3791.88	85.76	357.4	1563.738	2916.607
129	3827.04	86.49	356.79	1566.113	2951.656
130	3856.26	85.87	356.59	1568.06	2980.794
131	3884.99	86.18	356.54	1570.051	3009.44
132	3915.42	86.67	356.25	1571.948	3039.798
133	3942.39	87	356.16	1573.437	3066.718
134	3971.58	86.25	356.19	1575.155	3095.847
135	4000.28	86.42	356.29	1576.99	3124.481
136	4029.02	86.38	356.44	1578.794	3153.155
137	4044.04	85.14	356.38	1579.905	3168.128
138	4075.01	85.42	357.25	1582.453	3198.974
139	4103.91	86.87	0.97	1584.396	3227.726
140	4132.26	88.59	3.97	1585.519	3255.809
141	4163.29	89.45	6.94	1586.05	3286.324
142	4191.85	89.28	9.11	1586.366	3314.168
143	4221.89	87.32	9.7	1587.257	3343.291
144	4250.43	86.35	12.02	1588.833	3370.76
145	4278.26	81.5	9.27	1591.777	3397.47
146	4307.44	81.05	3.53	1596.207	3425.796
147	4336.27	80.7	4.01	1600.779	3453.982
148	4376.07	80.63	15.08	1607.253	3492.078
149	4394.63	81.44	15.26	1610.145	3509.394
150	4429.48	82.93	11.91	1614.885	3542.325
151	4450.86	83.27	13.46	1617.453	3562.683
152	4480.71	83.76	11.01	1620.825	3591.21
153	4509.24	85.18	11.3	1623.574	3618.682
154	4532.36	85.52	9.39	1625.448	3641.064
155	4567.21	86.07	6.33	1628.004	3675.157

156	4616.11	86.8	359.66	1631.047	3723.646
157	4625.67	86.93	0.16	1631.57	3733.177
158	4654.26	87.14	0.79	1633.049	3761.669
159	4682.5	87.52	2.21	1634.364	3789.785
160	4715.01	87.32	4.02	1635.827	3822.069
161	4750.25	86.83	1.25	1637.626	3857.086
162	4779.97	85.8	5.27	1639.536	3886.561
163	4809.12	86.76	3.31	1641.428	3915.416
164	4837.43	85.76	1.12	1643.274	3943.551
165	4857.4	86.11	1.27	1644.69	3963.42
166	4885.29	85.56	359.91	1646.715	3991.184
167	4914.11	87.38	0.36	1648.489	4019.908
168	4944.51	87.18	2.1	1649.932	4050.197
169	4963.99	86.42	3.31	1651.019	4069.556
170	4992.16	86.01	5.36	1652.879	4097.449
171	5029.54	86.07	1.56	1655.461	4134.519
172	5041.11	85.94	2.53	1656.267	4146.021
173	5050.38	85.42	3.16	1656.965	4155.222
174	5077.96	85.25	1.89	1659.208	4182.599
175	5106.7	84.9	0.32	1661.675	4211.171
176	5145.13	86.87	357.81	1664.433	4249.479
177	5173.44	87.32	359.55	1665.867	4277.744
178	5201.92	86.07	0.33	1667.509	4306.147
179	5231.65	86.39	0.58	1669.464	4335.771
180	5260.17	84.9	359.28	1671.629	4364.181
181	5309.18	86.39	4.8	1675.353	4412.875
182	5344.83	85.32	6.23	1677.93	4448.09
183	5370.08	85.94	5.38	1679.853	4473.012
184	5399.19	86.25	8.17	1681.836	4501.687
185	5428.9	85.35	10.44	1684.012	4530.716
186	5456.93	86.52	9.6	1685.998	4558.046
187	5485.75	86.83	8.98	1687.67	4586.252
188	5517.36	86.66	9.95	1689.464	4617.18
189	5541.13	86.42	10.25	1690.899	4640.384
190	5572.71	86.42	13.13	1692.871	4671.022
191	5600.66	86.7	15.03	1694.548	4697.86
192	5629.41	86.15	16.56	1696.34	4725.23
193	5658.1	86.42	16.68	1698.199	4752.431
194	5682.12	85.42	15.52	1699.908	4775.272
195	5711.27	85.04	14	1702.332	4803.177
196	5740.69	85.21	16.09	1704.832	4831.307
197	5777.79	85.18	13.49	1707.94	4866.849
198	5807.27	85.45	10.71	1710.348	4895.455
199	5835.72	86.8	10.12	1712.27	4923.277
200	5864.05	86.69	10.78	1713.878	4951.005
201	5886.45	86.39	10.26	1715.23	4972.923
202	5904	86.23	10.26	1716.359	4990.11

Azimet final  $\emptyset$ ---> 359.205729811951 Desplazamiento al azimet final---> 4990.11