

Universidad de Matanzas
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

Tesis de Especialidad

**Propuestas de mejoras en el funcionamiento
de los pozos con unidades de bombeo mecánico
convencional del Ramal Este del Yacimiento
Varadero.**

**Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título
de la Especialidad de postgrado en Perforación de pozos de
petróleo y Producción de petróleo.**

Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Leobel Lay Valdés

Tutor: Esp. Renier Rodríguez González

Matanzas, 2011

Dedicatoria.

A mis familiares y amigos.

A todas aquellas personas que han hecho posible la realización del presente trabajo.

Agradecimientos.

Al concluir una tesis hay muchas personas a las cuales se les tiene que agradecer, pues sin el apoyo de éstas, la realización del trabajo no hubiera sido posible, dentro de ellos se encuentran el especialista Arnulfo, el Papa y mi tutor Renier.

A los compañeros del departamento de Yacimientos, Tecnología, Economía y Mantenimiento, que me ayudaron en la obtención de una serie de datos importantes.

A mis verdaderos amigos del grupo P-14, que de una forma u otra me ayudaron en el curso.

Por último le agradezco el apoyo de mis familiares, sin ellos no me fuera posible sobrepasar las dificultades impuestas por el destino.

Pensamiento.

“En los momentos de crisis, solo la imaginación es más importante que el conocimiento ”.

Albert Einstein.

Resumen

El trabajo que a continuación se presenta fue realizado en el Ramal Este del yacimiento Varadero que comprende los centros colectores 1, 2 y 4 de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro).

La investigación tiene como objetivo fundamental mejorar el funcionamiento de las unidades de bombeo mecánico convencional, con vista a recuperar los niveles de producción de 36 pozos que pertenecen al yacimiento. Para ello se evaluaron algunos parámetros que influyen en el comportamiento productivo como son: el caudal de fluido, la relación gas-petróleo, el porcentaje de agua y sedimentos sólidos en el crudo (BSW), la velocidad de bombeo, el nivel, el recorrido del pistón, las cargas estructurales y de la sarta de cabillas. En la obtención de los resultados se empleó, como técnica fundamental, la dinamografía y en el análisis de estos los criterios de aceptación consultados por bibliografía.

Los resultados obtenidos de las evaluaciones en conjunto con los criterios de aceptaciones consultados, contribuyeron a determinar las características del yacimiento y los problemas que presentaron las unidades de bombeo como la flotación y las sobrecargas.

Finalmente, las mejoras realizadas en las unidades de bombeo, como se demuestra en el trabajo, económicamente son posibles de implementar, se recuperan los caudales de producción y minimizan los problemas identificados.

Summary

The work that from now on shows up was accomplished in the deposit's Branch East Shipyard that you understand the collectors centers 1, 2 and 4 of Perforación's and Extracción's Company of Petróleo of the Center (EPEP Centro).

This has like fundamental objective to improve the functioning of the units of mechanical conventional pumping looking out on recovering the levels of production of 36 wells that belong to the deposit. They evaluated some parameters that influence the productive behavior for it as they are: The flow intensity of fluid, the relation gas oil, the percent of water and solid sediments in the raw (BSW), the pumping velocity, the level, the journey of the piston, the structural and string loads of treenails. It was used, like fundamental technique in the obtaining of the results, the dinamografía and in the analysis of these the criteria of approval looked up by bibliography.

The results obtained of the evaluations in tandem with the criteria of looked up approvals contributed to: Determining the characteristics of the deposit that they presented the pumping units like floating and surcharges and the problems.

Finally, the improvements accomplished in the pumping units, as it is demonstrated at work, economically they are possible of implementing, they recover the flow intensities of production and they minimize the identified problems.

Índice

Introducción	1
Capítulo I Marco Teórico.....	5
1.1 Características físicas del petróleo.....	5
1.1.1 Densidad	5
1.1.2 Gradiente	6
1.1.3 Gravedad específica	6
1.1.4 Gravedad API.....	6
1.1.5 Viscosidad	6
1.1.6 Presión de saturación	7
1.1.7 Relación de gas petróleo producido	7
1.2 Geología y petrofísica del yacimiento Varadero	7
1.3 Métodos de explotación de pozos de petróleo	8
1.3.1 Método natural	8
1.3.2 Método de elevación artificial	9
1.4 Características generales del bombeo mecánico convencional BCM....	9
1.4.1 Evolución de los sistemas de bombeo.....	9
1.4.2 El sistema de bombeo convencional mecánico	10
1.4.3 Unidades de bombeo convencional.....	10
1.4.3.1 Geometría de las Unidades de Bombeo.....	11
1.4.3.2 Descripción de los componentes de superficie	11
1.4.3.3 Equipo de sub-suelo	14
1.5. Problemas más comunes de las unidades de bombeo convencional..	16
1.5.1 Fallas en las cabillas.....	16
1.5.2 Fallas en diseño	16
1.5.3 Fallas mecánicas.....	17
1.5.4 Fallas por conexión.....	17
1.5.5 Fallas por corrosión.....	17
1.5.5.1 Corrosión por H ₂ S	18
1.5.5.2 Corrosión por cloruros.....	18
1.5.6 Flotación de cabillas	19
1.5.7 Golpe de fluidos	19
1.5.8 Unidad de bombeo sobrecargada.....	19
1.5.9 Unidad de bombeo desbalanceada	20
1.5.10 Problemas de nivel	20
1.6 Conclusiones parciales.....	20

Capítulo 2: Caracterización del objeto de estudio. Estrategia de investigación	21
2.1 Descripción del objeto de estudio: Las unidades de bombeo convencional instaladas en los pozos del Ramal Este del yacimiento Varadero.....	21
2.2 Funcionamiento del bombeo convencional con cabillas.....	22
2.3 Procedimiento y técnicas utilizados	23
2.3.1 Investigación documental	23
2.3.2 Procedimiento metodológico para la obtención de datos de los parámetros de producción.....	24
2.3.3 La técnica de la dinamografía	26
2.3.4 Técnica de observación directa.....	29
2.4 Análisis económico	30
2.5 Criterio de análisis de los resultados	32
2.6 Conclusiones Parciales	34
Capítulo III. Análisis y discusión de los resultados.....	35
3.1 Centro Colector 1.....	35
3.1.1 Valores de API y viscosidad del crudo en el centro colector 1.....	35
3.1.2 Comportamiento del caudal de fluido en los pozos del Centro Colector 1.....	36
3.1.3 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del Centro Colector 1	37
3.1.4 Comportamiento de la relación gas – petróleo en los pozos del centro colector 1.....	38
3.1.5 Caudal de petróleo de los pozos del Centro Colector 1	39
3.1.6 Evaluación de los parámetros de operación de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del centro colector 1.....	40
3.1.6.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo del centro colector 1	40
3.1.6.2 Porcentaje de carga máxima a que están sometida la sarta de cabillas.....	41
3.1.6.3 Velocidad de bombeo	42
3.1.6.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.....	43
3.1.6.5 Niveles de los pozos del centro colector 1	44
3.1.6.6 Recorrido del pistón.....	44
3.2 Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas durante los meses de investigación.....	45
3.3 Centro colector 2: Evaluación de los parámetros de producción.....	46
3.3.1 Comportamiento del caudal de fluido en los pozos del centro colector 2	47
3.3.2 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del centro colector 2	48
3.3.3 Comportamiento de la relación gas- petróleo en el crudo de los pozos del Centro Colector 2	49
3.3.4 Caudal de petróleo de los pozos del Centro Colector 2	49

3.4 Evaluación de los parámetros reales de trabajo de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del Centro Colector 2.	50
3.4.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo.....	50
3.4.2 Porcentaje de cargas máximas a que están sometidas la sarta de cabillas.	51
3.4.3 Velocidad de bombeo.	52
3.4.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.	53
3.4.5 Comportamiento de los niveles en los pozos.	54
3.4.6 Recorrido del pistón dentro de la bomba en las unidades de bombeo.....	55
3.5 Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas en los pozos del Centro Colector 2 durante los meses de investigación.....	56
3.6 Centro colector 4: Evaluación de los parámetros de producción.....	57
3.6.1. Comportamiento del Caudal de Fluido de los pozos del centro colector 4.	58
3.6.2. Comportamiento del BSW el petróleo de los pozos del centro colector 4.....	59
3.6.3. Comportamiento de la relación gas-petróleo en el crudo del centro colector 4.....	60
3.6.4. Contenido de petróleo en el crudo de los pozos del centro colector 4.....	60
3.7 Evaluación de los parámetros reales de trabajo de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del centro colector 4.....	61
3.7.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo.....	61
3.7.2 Porcentaje de cargas máximas a que están sometidas las sarta de cabillas.	62
3.7.3 Velocidad de bombeo.	63
3.7.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.....	64
3.7.5 Comportamiento de los niveles en los pozos.	65
3.7.6 Recorrido de las unidades de bombeo.....	65
3.8. Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas en los pozos del centro colector 4 durante los meses de investigación.....	66
3.9. Propuestas de mejoras de las unidades de bombeo.	67
3.9.1 Centro colector 1.....	67
3.9.2 Centro colector 2.....	68
3.9.3 Centro colector 4.....	70
3.10 Análisis económico.....	72
Conclusiones.....	74
Recomendaciones	75
Bibliografía	76
Anexos	79

Introducción

El crecimiento acelerado de la utilización del petróleo en disímiles aplicaciones en el mundo, ha provocado la disminución de la disponibilidad de este combustible fósil. Como se conoce, el petróleo es un recurso no renovable que actualmente, con la intensa explotación de los pozos petrolíferos en todo el mundo, se estima que se extinguirá entre los próximos 100 años en nuestro planeta. Esto quiere decir que éste no se podrá regenerar nunca más en la historia del hombre en un corto plazo, ya que se formó luego de millones de años. Su costo relativo ha aumentado hasta alcanzar valores nunca antes registrados en el mercado mundial, acrecentando las pocas posibilidades de ser adquirido por los países subdesarrollados. Por estas razones, en Cuba se toman decisiones y se llevan a cabo las acciones necesarias aunando esfuerzos para acercarse a cubrir la demanda de crudo actual.

El empleo del crudo nacional, ha tomado una importancia vital en el país, ya que no contamos con otros métodos de obtención de energía alternativa como son grandes y caudalosos ríos los cuales sirvan para la instalación de hidroeléctricas capaces de generar la electricidad necesaria ,ni tampoco con lugares donde se registren grandes vientos que se pueda montar un parque eólico; por lo que se usan las termoeléctricas que trabajan con combustibles derivados del petróleo, actualmente se encuentra empleándose el crudo cubano para la generación eléctrica en más del 90% de las termoeléctricas nacionales.

Actualmente en la provincia de Matanzas existen varios yacimientos de petróleo, el principal es el Yacimiento Varadero que es atendido y explotado por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), fundada en el año 1976. Esta empresa se encuentra enclavada en la finca “La Cachurra”, poblado Guásimas, municipio Cárdenas. [33,37]

Del volumen de petróleo y gas que se extrae en la EPEP-C; la producción del Yacimiento Varadero representa alrededor del 85 % del total. Este yacimiento se caracteriza por tener dos sectores productivos, siendo Ramal Oeste el de mayor aporte, que con un volumen de fluido extraído superior al 75 % lo diferencia en gran medida del Ramal Este.

Debido a que en el Ramal Este se produce alrededor de un 11% de la EPEP-Centro y al desarrollo que viene alcanzando el Ramal Oeste, la atención se ha desviado

notablemente hacia este último y existen hoy en día muchos temas a tratar en el Ramal Este a partir de los cuales pudieran hacerse propuestas de mejoras tanto desde el punto de vista productivo como operacional en las unidades de bombeo mecánico convencional instaladas, las cuales representan el 100% de todos los pozos en explotación del yacimiento Varadero en el Ramal Este, dichas unidades de bombeo conforman el objeto de estudio de esta investigación. [24,5]

El Yacimiento Varadero comenzó su explotación hace más de 3 décadas, debido a esto, los caudales de producción de los pozos han venido disminuyendo considerablemente en el de cursar de los años, fundamentalmente en el Ramal Este, debido a que en esta parte del yacimiento se encuentran los pozos con mayores años de explotación, unido a esto, las unidades de bombeo convencionales han presentado averías debido fundamentalmente al fenómeno de flotación de cabillas, el cual surge a partir de los elevados valores de viscosidad que presenta el crudo que se extrae en estos pozos. [10, 9,11]

En consecuencia de lo anteriormente planteado, en los últimos meses se evidenció una disminución en los caudales de fluido en varios pozos, los cuales tienen instaladas unidades de bombeo mecánico convencional, considerando como principal causante el funcionamiento de estas.

Por esta razón, la investigación de este trabajo se encamina a determinar los problemas que presentan las unidades de bombeo durante su etapa de explotación, a partir de la evaluación de los parámetros fundamentales que influyen en su funcionamiento y una vez conocida las causas, realizar propuestas en dirección a mejorar el trabajo de estos equipos.

Problema Científico:

¿Cómo mejorar el funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional del Ramal Este del Yacimiento Varadero con los menores costos posibles?

Objeto de estudio:

Pozos con unidades de bombeo mecánico convencional instaladas en el Ramal Este del Yacimiento Varadero.

Campo de acción:

Funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo convencionales.

Hipótesis:

Si se realizara una evaluación integral del funcionamiento de los pozos, así como de sus parámetros fundamentales, se podrán hacer propuestas de mejoras de estos con el menor costo posible.

Objetivo general:

Proponer mejoras en el funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional instalados en el Ramal Este del Yacimiento Varadero.

Objetivos específicos:

1. Evaluar de forma integral el funcionamiento de cada pozo.
2. Determinar cuales de ellos presentan problemas en su funcionamiento.
3. Realizar propuestas de mejoras.
4. Evaluar económicamente las propuestas de mejoras.

Existen en la EPEP-Centro una serie de trabajos realizados a favor del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo, estos son los siguientes:

- Evaluación Integral del régimen Tecnológico, Posibilidades de optimización de los pozos de los centros colectores 2 y 8. Autor: Ing. Frank Luís Ruano Martínez.
- Estudio y optimización del consumo de energía en los pozos del Ramal Este del yacimiento Varadero. Autor: Ing. Allen Peña Gómez.
- Análisis de las Posibilidades de Optimización del Flujo Tecnológico de los pozos del Centro Colector # 1 de la EPEP –Centro. Autor: Ing. Elthon Toledo Santamaría.

Los trabajos antes citados constituyeron una sólida base de conocimientos para la realización del presente.

Este estudio surgió debido a la necesidad de minimizar los problemas de los comportamientos de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional con el menor costo posible y a su vez recuperar o mantener los niveles de producción de los pozos ubicados en el Ramal Este del Yacimiento Varadero. Se realiza una búsqueda bibliográfica exhaustiva con el objetivo de hallar información actualizada relacionada con la teoría sobre los sistemas de levantamiento artificial, en específico los sistemas de bombeo mecánico convencional. Se da a conocer informaciones acerca de los parámetros más importantes que influyen en su funcionamiento para evaluar integralmente los pozos.

En gran medida se muestran los aspectos teóricos y prácticos que se deben tener en cuenta para la comprensión del trabajo. Dicho estudio fue basado en un amplio banco de datos y concluye con un análisis económico de las propuestas.

Capítulo I Marco Teórico.

Este capítulo se confecciona después de haber realizado una búsqueda bibliográfica exhaustiva con el objetivo de hallar información actualizada relacionada con la teoría sobre los sistemas de levantamiento artificial, específicamente sistema de bombeo mecánico convencional. También, se incluyeron las características geológicas del Yacimiento de Varadero, especial el Ramal Este.

1.1 Características físicas del petróleo.

Los petróleos: livianos, medianos, pesados y extrapesados, generalmente llamados crudos, tienen características y propiedades físicas que sirven para distinguirlos unos de otros. Dentro de las propiedades más importantes, las cuales algunas de ellas son empleadas como parámetro de producción, pueden mencionarse las siguientes: [3, 13,24]

- Densidad
- Gradiente
- Gravedad específica
- Gravedad *API*
- Viscosidad
- Presión de saturación
- Relación de gas petróleo producido

1.1.1 Densidad.

Es el peso por unidad de volumen de una sustancia, también se conoce como peso específico. El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua. La clasificación de crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria de los hidrocarburos, a 15,5 °C es la siguiente: [24, 7, 47,48]

- Extrapesados, menos de 16 ° *API*
- Pesados, menor de 21,9 ° *API*
- Medianos, entre 22° y 29,9 ° *API*
- Livianos o ligeros mayor de 30 ° *API*

1.1.2 Gradiente.

Es la cantidad de presión ejercida por la cantidad de fluido vertical. Por ejemplo, el agua fresca ejerce 9.81 kpa por cada metro vertical. Los gradientes son importantes para la determinación de parámetros tales como: la presión de entrada de la bomba y las presiones de producción en el fondo del pozo. [13,38]

1.1.3 Gravedad específica.

Es la relación de la densidad de una sustancia dada con la densidad de una sustancia de referencia. El agua a 15,7 °C y 101.3 kpa, por ello la gravedad específica del agua es 1 (para los líquidos) y la del aire es 1 (para los gases). [13]

1.1.4 Gravedad API.

Común para la industria del petróleo es la gravedad *API* (American Petroleum Institute) ésta reconoce al agua fresca como la línea base de referencia líquida con un valor de 10 grados *API*, que corresponde con una gravedad específica de 1.0, la fórmula para determinar la gravedad específica *API* es la siguiente: [1,21]

$$\text{Gravedad específica} = 141.5 \div 131.5 + ^\circ \text{API} \quad (\text{Ec: 1.1})$$

1.1.5 Viscosidad.

Es la medida de la resistencia interna del fluido a fluir. Las fuerzas de cohesión y adhesión dentro de líquidos como el petróleo son tales, que crean un perfil de tensiones de corte con el movimiento, mientras mayor sean estas tensiones, mayor será la viscosidad y por ende, más resistencia del crudo a fluir.

La viscosidad real está en función de la temperatura, la primera disminuye con el aumento de la segunda, éste es un importante parámetro cuando se trabaja con crudos de bajas gravedades y altas viscosidades.

La viscosidad absoluta (o dinámica) es usualmente expresada en centipoises (unidad métrica), mientras que la viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad, se expresa en centistokes (unidad métrica) o en SSU (Saybolt Seconds Universal). [13]

1.1.6 Presión de saturación.

Es el punto de presión de un fluido de petróleo en el cual las moléculas de gas se mantienen en la fase líquida. Esencialmente, el gas disuelto en el crudo como solución de gas. Por debajo de este punto la solución de gas comienza a liberarse a la fase gaseosa, mientras menor sea la presión mayor será la liberación o ruptura de gas crudo. El gas disuelto ocupa espacio físico en el crudo. [3]

1.1.7 Relación de gas petróleo producido.

Cuando se determinan las propiedades del petróleo en el estrato se calcula al mismo tiempo, con la presión de saturación, el factor gas en el petróleo. Este factor es la cantidad de gas en metros cúbicos extraído junto con 1 m³ de petróleo, también se conoce como relación gas-petróleo (RGP). [21]

La RGP se determina:

$$m = \frac{V_{gas}}{V_{pet}} \quad (\text{Ec: 1.2})$$

Donde:

m → Factor de gas disuelto en el crudo m³ de gas /m³ de petróleo

V_{gas} → Volumen de gas en un m³ de petróleo

V_{pet} → Volumen de petróleo extraído en m³

1.2 Geología y petrofísica del yacimiento Varadero.

El yacimiento Varadero, como se observa en la figura 1.1, se encuentra ubicado en la parte norte de la provincia de Matanzas, específicamente en la zona septentrional de la Franja Gasopetrolífera del Norte de Cuba, la cual se caracteriza por la presencia de mantos de carbonatos. El yacimiento fue descubierto durante el ensayo del pozo VD – 01, en los depósitos carbonatados del Cretácico Inferior en la década del 70, a través de la entrada de petróleo viscoso de 9–10 ° API. El yacimiento “convencionalmente” en su área conocida está constituido por dos mantos, denominados Central y Norte, el primero más estudiado que el segundo [5, 8,19 ,13].

Dentro del yacimiento si bien no existen fronteras laterales continuas, han sido separados varios sectores denominados de Oeste a Este, Oeste nuevo, Oeste, Central, y Este, los

cuales se diferencian por comportamientos productivos, y niveles de productividad diferenciado de los pozos [21,23].

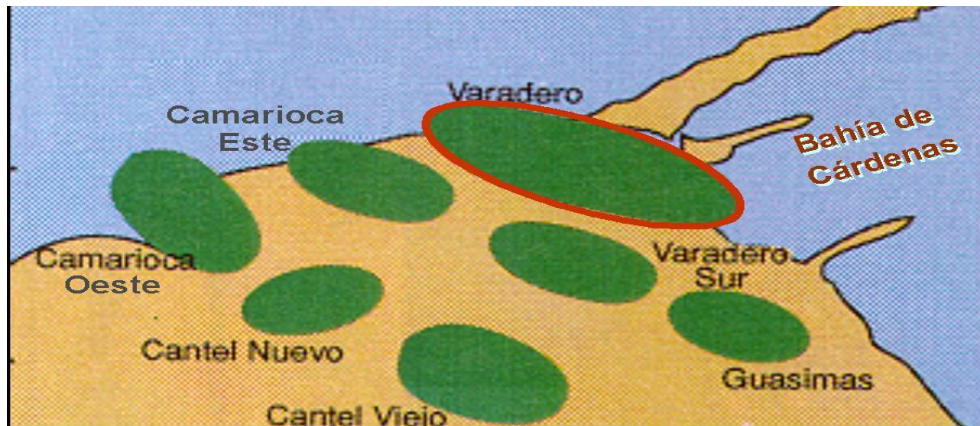


Figura 1.1 Localización del yacimiento Varadero

1.3 Métodos de explotación de pozos de petróleo.

Existen dos tipos fundamentales de métodos de explotación de pozos de petróleo, ellos son: el método natural o por surgencia y el método de elevación artificial. A continuación explicaremos ambos métodos.

1.3.1 Método natural.

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa, la cual es capaz de levantar la columna de petróleo desde el fondo hasta la superficie.

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador o choque (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Inicialmente al pozo se le abre todo el choque para que limpie el caño lo más posible, ya que está lleno de agua producto de la fase de terminación. Si el paso anterior no resulta, entonces se procede a inyectar petróleo ligero que ayudará aligerar la columna hidrostática. Este proceso ayuda a crear una depresión en el fondo del pozo y a su vez una surgencia. Después se va cerrando el choque poco a poco y midiendo la producción en cada momento hasta obtener un choque y una producción óptima con la cual trabajará el pozo.[12, 17, 31].

Este método se utiliza principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural. Existe otro caso en el que el pozo aunque esté surgente se le coloca una unidad de bombeo para estimularlo e incrementar la producción. [3, 6, 24, 36].

1.3.2 Método de elevación artificial.

Cuando un pozo de petróleo no es capaz de surgir naturalmente, algún medio de levantamiento artificial se requiere para elevar el fluido hasta la superficie, dentro de estos métodos se encuentran: bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor, jets pump, bombeo con bombas electrosumergibles (ESP) , bombeo de cavidad progresiva (PCP) , explotación mediante compresores, explotación swab y bombeo mecánico convencional, siendo este último el de mayor importancia en la investigación . [31,47,48,38]

1.4 Características generales del bombeo mecánico convencional BCM.

1.4.1 Evolución de los sistemas de bombeo.

El bombeo mecánico convencional nació prácticamente a la par con la industria petrolera cuando el Coronel Drake perforó su pozo en Pennsylvania en 1859[27, 28,32].

En aquellos tiempos la perforación se hacía con herramientas de percusión. La mecha se suspendía mediante una especie de balancín hecho con madera y se dejaba caer, más o menos en la misma forma como hoy día se hincan los pilotes en una construcción [28].

Cuando el pozo moría, era más fácil usar el balancín de madera que había quedado en el sitio para operar la bomba de sub-suelo. Así nació el bombeo mecánico convencional. Aunque hoy día ya no se usan cabillas ni balancines de madera y mucho menos máquinas a vapor, los componentes del método son los mismos.

Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el bombeo mecánico tiene sus pros y contras (anexo1) que son importantes cuando se determina qué método de levantamiento usar para una aplicación particular.

Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que se desea del pozo. En el rango en que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar en eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio [24, 30,46].

Usualmente la decisión de que método de levantamiento utilizar depende de muchos factores que incluyen: Localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas y parafinas, costos del equipo, etc. [23, 37,36]

1.4.2 El sistema de bombeo convencional mecánico.

El sistema de bombeo por cabillas (anexo 2) consiste en equipo de superficie y de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad motriz (motor eléctrico o motor a gas), unidad de bombeo, barra pulida, prensa estopa, cabezal, y líneas de flujo (anexo 3).

El equipo de fondo incluye el revestidor, tubería de producción, sarta de cabillas, bomba de fondo, ancla de gas (opcional), niple de asentamiento, niple perforado y ancla de lodo (tubo de barro). En este capítulo se examinará cada componente para entender como trabaja y como afecta al resto del sistema [27,22].

La función del sistema de bombeo mecánico por cabillas es transmitir la potencia hasta la bomba de fondo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. La bomba de cabillas, bombeando el fluido que fluye desde la formación hasta el fondo del pozo, disminuye la presión en el fondo. Un diferencial de presión grande entre la formación y el fondo del pozo incrementa la tasa de producción [15, 14,30].

1.4.3 Unidades de bombeo convencional.

La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente-descendente de la barra pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de la caja de engranaje y estructura. También tiene suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que se deseado [20, 36,37].

Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, éstas tienen diferencias que podrían influir significativamente en el comportamiento del sistema. Para maximizar la eficiencia del sistema se necesita entender las ventajas y las desventajas de las diferentes geometrías de las unidades de bombeo para las condiciones de los pozos. Actualmente los países desarrollados lo realizan simulando el sistema de bombeo con un moderno programa de diseño como el RODSTAR que puede modelar toda la geometría de las unidades de bombeo. Con este programa se puede predecir la producción, cargas, tensión, torque y consumo de energía para diferentes geometrías de unidades de bombeo [35, 39, 29, 47,48].

1.4.3.1 Geometría de las Unidades de Bombeo.

Los tipos de unidades de bombeo más populares son:

1. Tipo convencional.
2. Mark II.
3. Balanceadas por Aire.

Existen también otros tipos de unidades tales como: las de bajo perfil, hidráulicas, de carreras largas (Rotaflex), y otras unidades de geometría inusual. Sin embargo, la mayoría de los pozos son bombeados con los tres tipos de unidades más populares. La razón de ser los más utilizados es debido a que han sido usadas por más tiempo, son más confiables y fáciles de mantener con respecto a las otras. Dependiendo de la aplicación, hay ventajas y desventajas para cada tipo de unidad (anexo 4) [29, 27, 30,33]. Ninguna unidad puede reclamar para sí el mejor comportamiento en todas las aplicaciones. Por ejemplo, si el espacio es limitado entonces una unidad balanceada por aire es la mejor opción por lo compacto de su diseño. Si se usan cabillas de fibra de vidrio entonces una unidad convencional será mejor que un Mark II. En pozos profundos con cabillas de acero, una unidad Mark II puede tener el más bajo torque neto en la caja de engranaje [20, 38, 39,47].

1.4.3.2 Descripción de los componentes de superficie.

La torre: Es el componente más fuerte ya que debe soportar las cargas mayores. Puede tener tres o cuatro patas. [14, 15,18]

Silla o pivote del caimán o viga viajera: Se encuentra en el tope de la torre. El caimán debe soportar los esfuerzos de flexión que se generan en sus extremos por la carga del pozo y el empuje en los brazos.

Si no hay una buena alineación longitudinal, la guaya se puede ir rompiendo poco a poco con el roce de la pestaña del cabezote y ocasionar un accidente en que el pozo se pare. Si la desalineación es muy severa, el prensa-estopas y la barra pulida se dañará ocasionando derrames [17, 30,38].

La mejor forma de chequear la alineación longitudinal es colocándose a unos 20 metros detrás del balancín y observar si el centro del caimán está centralizado con la barra pulida [14, 15, 18, 29,34].

Cabezote: Se localiza en el extremo del caimán del lado del pozo que a través de la guaya y brida mueven la barra pulida. Este componente es curvado en su parte delantera

para asegurar que solamente toque la barra pulida cuando está horizontal. Al igual es la referencia para la alineación vertical del balancín. [20]

Esta alineación controla la distancia entre el balancín y el cabezal del pozo. Se debe poner especial atención a este punto porque si no hay una buena alineación vertical, el cabezote puede inducir un doblamiento en la barra [34].

La barra ecualizadora o equalizador: Se encuentra en el extremo opuesto del caimán la cual está unida al caimán por la pelota que es un conjunto de cojinetes que transmite el movimiento oscilatorio. En algunos modelos no existe la pelota sino que el movimiento oscilatorio se efectúa con doble conjunto de cojinetes en ambos extremos del ecualizador conectados a los brazos [18, 29,34].

Los brazos: Conectan al ecualizador con la manivela mediante los pines que transforman el movimiento rotatorio de la manivela en oscilatorio en el caimán. [34]

La manivela: Es la unión entre la caja de engranaje y el balancín, la cual se hace a través de pines, que se colocan en los orificios que ésta presenta, la ubicación de dichos pines representa las longitudes de carreras máximas y mínimas del balancín, el cambio de los pines de un orificio a otro se conoce como cambio de tiro o de recorrido. [15,18].

Las cajas de engranajes: También es llamado como reductor de velocidad, es un sistema rotatorio entre el motor y el sistema biela-manivela. Pueden ser de simple o doble reducción, siendo estas últimas las de mayor uso. La lubricación es por salpicadura y cuando la velocidad es menor de 5 stroke por minutos (SPM) es recomendable instalar un set de lubricación forzada [29].

La función de la caja de engranaje es convertir torque bajos y altas revoluciones por minutos (rpm) de la unidad motriz en altos torque y bajas rpm necesarias para operar la unidad de bombeo.[34]

Tambor del freno: Se encuentra al otro extremo del eje de alta, este se conecta a través de un cable flexible a la palanca situada generalmente cerca del motor.[18]

Pesas o contrapesas: Están en la manivela montadas sobre rieles para facilitar su desplazamiento para efectos del balanceo de la unidad.

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

Los contrapesos ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Estos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en la barra pulida son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la

ayuda de las cargas de las cabillas, quedando listos para ayudar nuevamente en la carrera ascendente. En otras palabras, en la carrera ascendente, las contrapesas proporcionan energía a la caja de engranaje (al caer). En la carrera descendente estos almacenan energía (subiendo). La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento de contrabalanceo. Cuando esto ocurre la unidad está balanceada. [35].

Una unidad fuera de balance puede sobrecargar el motor y la caja de engranaje. Esto puede resultar fallas costosas y pérdidas de producción si no se corrige a tiempo. Para determinar si la unidad esta balanceada, debe hacerse un análisis de torque o registrar un gráfico de amperaje del motor en la carrera ascendente y descendente [14,35].

El balancín :Es un mecanismo que requiere poco mantenimiento para el trabajo que realiza y como todo aparato de grandes dimensiones, hay que moverse alrededor de él con mucho cuidado y no confiar en los frenos .[14]

La barra pulida (BP): Es una pieza sólida de acero que se mueve dentro de la tubería y es la que soporta la mayor carga del sistema de ahí que su correcta selección es muy importante. Su superficie es pulida para lograr un perfecto sello con las gomas del prensa-estopas y cuando se deteriora debe ser cambiada o usar una camisa especial para ella. [14,29]

El prensa-estopas: Va instalado sobre la 'T' de bombeo o sobre la BOP del prensa-estopas cuando ésta es usada. Su función es impedir que los fluidos del pozo se derramen en la superficie por el movimiento de la barra pulida.

El sellado entre el prensa-estopas y la barra pulida se realiza apretando la parte superior lo que hace que las empaaduras aumenten su fuerza de contacto con la BP. La tendencia es siempre apretar lo más que se pueda para evitar los derrames pero esto trae como consecuencia que, en muchos casos, las empaaduras se queman por la alta fricción y se genera una fuerza de agarre que incide en las cargas del sistema [14, 15,18].

Últimamente se han diseñado prensa-estopas especiales para recoger el crudo que pueda salir y almacenarlo en un envase. Otros diseños, como el Auto-Pax se ajustan automáticamente lo cual ayuda a prevenir los derrames. [38,44].

Unidad motriz: la función de la unidad motriz es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita.

La mayoría de las instalaciones de bombeo mecánico hoy día son movidas por motores eléctricos debido a su bajo costo relativo, facilidad para cambiarlos y para automatizarlos.

Los motores son generalmente trifásicos y operan a 60 Hz de frecuencia con velocidades promedios entre 835 y 1200 revoluciones por minutos (RPM) [14,15].

1.4.3.3 Equipo de sub-suelo.

La sarta de cabillas (varillas): es una parte vital del sistema de bombeo mecánico ya que es la que conecta los componentes de fondo con los de superficie (la bomba de fondo con la barra pulida); aunque se ha incluido en el equipo de fondo, realmente forma parte de ambos.

La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionares de la sarta de cabillas tiene un impacto significativo en la eficiencia del sistema y sus fallas ocasionan la total paralización del sistema de bombeo; por tanto, es indispensable un diseño apropiado de la sarta para asegurar la continuidad de la operación y evitar pérdidas de producción y aumento de costos [18].

Tubería de producción: La función principal de esta tubería es la de conducir el fluido desde la bomba de sub-suelo hasta la superficie a través del anular tubería-cabilla. Estas son instaladas en los pozos para anclar la bomba (si es insertada) o para contener parte de ella si se refiere a la bomba de tubería [5,13].

Bomba de sub-suelo: La típica bomba por cabillas de succión es un arreglo émbolo-cilindro. En la terminología de campos petroleros el émbolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. Su función es bombear el fluido. Básicamente el API ha dividido las bombas de sub-suelo en:

Bombas de tubería (T): En este tipo de bomba, el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción. El pistón es luego bajado con la sarta de cabillas y puede o no llevar la válvula fija dependiendo de la práctica que se tenga en el campo.

La práctica tradicional ha sido la de bajar la válvula fija cuando se corre el pistón lo cual implica maniobrar para asentar y soltar la válvula fija.

La mayor desventaja de esta bomba es que hay que hacer un viaje para sacar la tubería cuando se necesita cambiarla. [2]

Bombas de cabillas o insertadas (R): Estas bombas se corren como un todo con las cabillas y se asientan en el anclaje previamente colocado en la tubería de producción. [2,14].

Debido a estas características son más adaptables a las condiciones operacionales que las de tubería en las cuales sólo es posible usar anclaje inferior y el barril siempre es estacionario.

Una bomba de sub-suelo consta de 5 partes principales:

1. Barril o cámara (fijo o movable): Camisa o cuerpo de la bomba (barrel): La camisa de una bomba de petróleo, es el cilindro dentro del cual el fluido del pozo es admitido y desplazado por un pistón o émbolo ajustado a esta. Los tipos son:

- Barril estacionario y anclaje inferior (RWB, RHB)
- Barril estacionario y anclaje superior (RWA, RHA)
- Barril viajero y anclaje inferior. (RWT, RHT)

2. Pistón o émbolo (movible o fijo): El émbolo de bomba es un pistón tubular bien ajustado con una válvula de cheque para desplazar el fluido que está dentro de la camisa [14].

- Metal-metal (liso o acanalado)
- Usados en pozos profundos-más eficientes
- Empaque blando
- Tipo copa para profundidad < 76,2 m
- Tipo anillo para profundidad hasta 177,8 m
- Combinación Copa y Anillo

El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra llamada, válvula fija la cual está fijada a la tubería. [2,14]

3. Válvula fija (contenida en el sistema de anclaje VF): Es la válvula de entrada de la bomba, consiste en una válvula de cheque del tipo bola y asiento. El montaje de la válvula permanece estacionario durante el ciclo de bombeo. [18,14].

4. Válvula viajera contenida en el pistón: Válvula viajera (travelling valve): Es la válvula de descarga que se mueve con el pistón de una bomba de cilindro estacionario y con la camisa de una bomba de cilindro móvil. El montaje completo del pistón equipado junto con la válvula de cheque, es llamado a menudo válvula viajera.[14]

5. Varilla de válvula (valve rod): Las varillas de válvula son usadas en bombas de vástago de cilindro estacionario para conectar la parte más baja de la tira de varilla de bombeo al émbolo de la bomba. [18,14]

1.5 Problemas más comunes de las unidades de bombeo convencional.

En este epígrafe se exponen los problemas más comunes que presentan las unidades de bombeo una vez trabajando en el pozo.

1.5.1 Fallas en las cabillas.

Las fallas en las cabillas son por tensión o por fatiga.

Las fallas por tensión no son muy comunes y se originan cuando las cargas aplicadas exceden la resistencia a la tensión del material de la cabilla como por ejemplo cuando se intenta liberar una bomba que está pegada por arena u otro tipo de depósito.

Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan por puntos pequeños multiplicadores de esfuerzos que van creciendo bajo la acción de los esfuerzos cíclicos.

Los esfuerzos asociados a este tipo de falla tienen un valor máximo que es menor que la resistencia de la tensión del acero de la cabilla y debido a que la carga aplicada se reparte uniformemente sobre el área transversal de la cabilla, cualquier daño que reduzca esta área, aumentará los esfuerzos en ese punto convirtiéndose en un multiplicador de esfuerzos.

Para evitar este tipo de fallas, es conveniente que se incluya en el programa de intervención el peso máximo que se puede halar, el punto cedente del material y grado de la cabilla de menor diámetro en la sarta [14,18].

1.5.2 Fallas en diseño.

La prevención de fallas en las cabillas comienza con el diseño apropiado de la sarta y se deben aprovechar las herramientas modernas disponibles en la actualidad.

Sin embargo, no se debe pensar que un buen diseño inicial es suficiente porque los parámetros iniciales pueden variar a medida que las condiciones del pozo cambien.

Uno de los parámetros que debe ser monitoreado desde el primer momento es la sumergencia porque puede ser motivo de golpe de fluidos lo cual es sumamente dañino para la sarta de cabillas. [15, 16,14].

Sumergencia (FOP): Es la altura de la columna de fluidos en el anular cuya base es la profundidad de la bomba y el tope es el nivel dinámico [18].

Nivel Dinámico (ND): Es la altura de los fluidos en el anular del pozo una vez que el caudal de producción (rata) se ha estabilizado [18, 15,14].

Otros cambios como velocidad y carrera pueden alterar el diseño original y se debe analizar el impacto que generen mediante un programa rutinario de toma de dinagramas. En la mayoría de los campos, los dinagramas se le toman a un pozo sólo cuando éste presenta baja producción, mientras que los que están produciendo dentro de los límites esperados pueden pasar mucho tiempo sin que se conozca el estado de todo el equipo. Por ello es necesario desarrollar un programa de toma de dinagramas rutinarios para hacerle seguimiento a los parámetros claves de diseño y poder anticipar cuándo y cómo un pozo puede fallar.

1.5.3 Fallas mecánicas.

Las fallas mecánicas son bastante frecuentes y pueden ser originadas por un diseño inapropiado, mal manejo en la localización, torque fuera de rango, velocidades de bombeo fuera de rango, prácticas obsoletas o cualquier combinación de todas[18].

1.5.4 Fallas por conexión.

La carga friccionar que se genera entre el pin y la caja mediante el torque aplicado ayuda a mantener la conexión apretada, pero si ese torque es insuficiente, las cargas cíclicas causarán que la conexión se vaya aflojando gradualmente hasta que ocurra la falla total. Sin embargo, no todas las fallas de conexiones se deben a un torque insuficiente porque en muchos casos el torque excesivo, cajas y pines con roscas dañadas y pobre lubricación y limpieza de las roscas son causales de gran parte de este tipo de falla. Es importante recordar que el torque adecuado es prácticamente el primer paso para evitar fallas futuras de conexiones. [15,30].

1.5.5 Fallas por corrosión.

Casi la mitad de las fallas de las cabillas se debe a la corrosión, pero es muy poco lo que se habla sobre ella especialmente porque en la mayoría de las empresas el control de corrosión se ejecuta por organizaciones separadas. La corrosión es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero y el ambiente operacional donde actúa. En forma simple, la corrosión es la forma que tiene la naturaleza de revertir un material de alta energía (acero) hecho por el hombre, a su estado natural como mineral de hierro. El hierro elemental del acero se combina con humedad o ácidos para formar otros compuestos tales como: óxido de hierro, sulfuro de hierro, carbonato de hierro (siderita), etc. El agua está presente en varias formas y concentración en los fluidos de los pozos

considerados como corrosivos y la mayoría tiene cantidades considerables de impurezas y gases disueltos [16,14].

A continuación se describirán los casos de corrosión más comunes de los pozos petroleros cubanos:

1.5.5.1 Corrosión por H₂S.

El sulfuro de hidrógeno (H₂S) que se encuentra en la mayoría de los pozos petroleros, es altamente soluble por lo cual tiende a disolverse rápidamente en el agua bajando su pH. Los huecos formados por este tipo de corrosión son pequeños, redondos y profundos con bordes biselados y generalmente están esparcidos aleatoriamente por toda el área de la cabilla.

La superficies de la cabilla y los huecos están cubiertas con una escama de color negro, bien adherida, de sulfuro de hierro el cual es altamente insoluble y catódico para el acero que tiende a acelerar la corrosión.

Otro problema causado por el H₂S es la pérdida de resistencia a la tensión causada por el hidrógeno originando que el área de la fisura presente una apariencia granular o quebradiza.

El punto de inicio de la fisura puede o no ser visible sin que se note la presencia de fatiga de material en la superficie de la cabilla.

Aunque es un ácido débil, cualquier indicio de H₂S acompañado por trazas de agua en el sistema es justificación suficiente para iniciar rápidamente un programa de control de corrosión. [8,9, 10,11]

1.5.5.2 Corrosión por cloruros.

Los cloruros aumentan la probabilidad de que las cabillas fallen por corrosión debido a que, por una parte, la corrosividad del agua aumenta cuando la concentración de cloruros aumenta y, por la otra, porque dificultan la acción protectora de los inhibidores. En aguas con grandes concentraciones de cloruros la corrosión es más agresiva en cabillas de acero al carbono que con aleaciones. Los huecos generados por este tipo de corrosión tienden a cubrir toda el área de la cabilla y no son profundos, de fondo plano, con forma irregular y bordes afilados.

La mayoría de los pozos productores están plagados por problemas de corrosión y ningún fabricante puede producir una cabilla que pueda ser inmune totalmente a la corrosión, la cual, si no es posible eliminar, se puede controlar.

Todas las cabillas, cualquiera que sea su grado, deben protegerse mediante el uso de programas de control de corrosión. En todo caso, siempre se debe consultar a los especialistas en control de corrosión [8,9, 10,11].

1.5.6 Flotación de cabillas.

La flotación tendrá lugar cuando la sumatoria de las fuerzas parásitas tales como: W_{frb} (carga friccionar en la bomba); W_{frc} (carga friccionar entre las varillas y la tubería) y W_{acc} (carga friccionar por aceleración de la sarta y la masa de fluidos), sean igual o mayor al peso de la sarta en el fluido (F_o).

En una instalación de bombeo mecánico convencional (BMC) que maneja crudo de alta viscosidad, como en nuestro país estas fallas son muy comunes, sobre todo cuando las unidades operan con números de strokes por minutos incrementados para fluidos muy viscosos, dígase 4 o más golpes por minutos. [39,41].

Este representa un problema grave para todo el sistema de bombeo mecánico y un riesgo potencial de accidentes para los operadores que toman los dinamogramas.

Cuando el balancín baja más rápido que el tren de cabillas, puede suceder que:

1. Se rompa la guaya del balancín
2. Se caiga la celda de carga o todo el dinamómetro
3. Se corra la grampa de la barra pulida
4. Se parta la barra pulida
5. Se partan las cabillas

1.5.7 Golpe de fluidos.

El golpe de fluidos ocurre cuando la bomba se llena parcialmente durante la carrera ascendente debido a bajo aporte de la formación.

Aunque su efecto en la superficie no es tan acentuado como la flotación de cabillas, los efectos que genera son los mismos y se deben tomar las mismas acciones. [18,14].

1.5.8 Unidad de bombeo sobrecargada.

La sobrecarga en la estructura puede ocasionar que la unidad se caiga generando una situación altamente peligrosa para el equipo, personal y ambiente [18].

1.5.9 Unidad de bombeo desbalanceada.

Una caja desbalanceada es fácilmente detectable por el sonido del motor y, dependiendo de cuánto sea el desbalance, es muy probable que no se pueda tomar el efecto de contrabalanceo (CBE).

El efecto de contrabalanceo es la carga en la barra pulida que balancea la unidad [41,43].

1.5.10 Problemas de nivel.

En ocasiones cuando un pozo se le extrae petróleo el nivel dinámico disminuye a tal punto que no puede producir, esto se debe a que la presión de capa no tiene suficiente atmósfera para expulsar el fluido, en consecuencia baja el nivel del pozo y la bomba no opera de forma eficiente. La solución en estos casos es parar la unidad y esperar un tiempo determinado a que se recupere el nivel, como resultado obtendremos el total de fluido de los días que ha parado, esta operación se conoce como operación a régimen. Sin embargo existen casos en que los pozos no recuperen el nivel, luego se debe pensar en otro método de extracción o cerrar el pozo. [36,37].

1.6. Conclusiones parciales.

- Las propiedades del petróleo cubano en las condiciones de capa son aspectos a tener en cuenta en el momento de hacer propuesta de mejoras en las unidades.
- Existe una diversidad de unidades de bombeo, las cuales son utilizadas en longitudes de recorridos medios, largos y en presencia de petróleo pesado.
- El conocimiento de los problemas de las unidades de bombeo convencional tales como: flotación o atraso, golpe de fluido, corrosión, pistón de la bomba desgastado, fugas en la válvula viajera o fija, una unidad severamente fuera de balance, o sobrecargada, los cuales fueron expuestos en este capítulo, son necesarios tenerlos en cuenta para reducir o evitar fallas durante el funcionamiento del sistema.

Capítulo 2: Caracterización del objeto de estudio. **Estrategia de investigación .**

Este capítulo tiene como objetivo describir las unidades de bombeo instaladas en los pozos del Ramal Este del yacimiento Varadero, describir el funcionamiento de éstas, así como exponer las herramientas utilizadas para determinar los parámetros fundamentales que posteriormente se emplearon en la evaluación del objeto de estudio.

2.1. Descripción del objeto de estudio: Las unidades de bombeo convencional instaladas en los pozos del Ramal Este del yacimiento Varadero.

Nuestro objeto de estudio son todas las unidades de bombeo mecánico convencional instaladas en los pozos pertenecientes al Ramal Este del yacimiento Varadero que pertenecen a los centros colectores (CC) # 1, 2 y 4.

Esta zona es la de mayor tiempo de explotación, posee condiciones particulares que limitan la producción de crudo en estos momentos, debido a la proximidad del balneario de Varadero a la zona productiva y en algunos casos nuestras instalaciones se encontraban dentro del polo turístico como los pozos Chapellín-1 y Chapellín-2 que fueron liquidados recientemente, evitando así una futura contaminación en el área hotelera [8, 17,30].

Los crudos extraídos en esta área se clasifican en tres tipos de categorías: parafínico, asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono.

Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. (Anexo 5) [3, 4]

La densidad de estos crudos, de manera general, oscila entre 5 y 12 grados API. Son crudos extremadamente viscosos, capaces de alcanzar los 40000 cp en condiciones normales de presión y temperatura; además contienen un alto contenido de azufre en el crudo (hasta 4%) y de H₂S en el gas disuelto hasta un 12%. Esto hace que la transportación, el tratamiento y principalmente su extracción sean más complejos,

agravándose este aspecto por el área donde se encuentran enclavados, las cuales son altamente sensible a los daños ambientales. [5, 8,19]

De las 144 Unidades de Bombeo empleadas en la empresa, correspondientes al mismo número de pozos que actualmente se explotan con estos sistemas de bombeo, 42 están instaladas en el Ramal Este del yacimiento Varadero, de ellas: 23 son de origen ruso (de la extinta Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas); 6 rumanas (Vulcan) y 13 son norteamericanas. (Anexo 6). [30, 35,36]

Este sistema emplea bombas de profundidad de movimiento alternativo con dos válvulas, una de succión y otra de descarga. En la siguiente tabla 2.1 se muestran el total de bombas insertadas en las unidades de bombeo pertenecientes al Ramal Este.

Tabla 2.1 Bombas empleadas en el Ramal Este del yacimiento Varadero.

Total de bombas	Diámetros (mm)
4	31,8
5	44,5
5	50,8
1	57
25	63,5
1	44
1	88

2.2 Funcionamiento del bombeo convencional con cabillas.

En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba .En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo ésta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite .En el anexo 7 se representa el esquema del ciclo de bombeo [18,14,38].

En su forma más simple, la bomba consiste en un cilindro o camisa suspendida en la tubería de producción; el émbolo se mueve hacia arriba y hacia abajo en el interior de

este cilindro por medio de la sarta de varilla de succión, la cual consiste en una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie de la unidad de bombeo y la máquina motriz en la superficie suministra el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y en consecuencia, a la bomba. [11, 12,42]

El movimiento rotatorio de la manivela se convierte en oscilatorio por medio del balancín. El arreglo del cabezal del balancín y del cable de jalón se usa para asegurar que la tensión aplicada a la sarta de varillas de succión sea siempre vertical, de modo que no se apliquen momentos de flexión a esa parte de las sartas arriba del prensa-estopas. [42,35].

2.3. Procedimiento y técnicas utilizadas.

Para obtener los datos que garanticen validar la hipótesis es necesario tener en cuenta la definición operacional de las variables y el diseño metodológico planificado.

2.3.1 Investigación documental.

La investigación documental es un instrumento o técnica de investigación que permite la recolección de datos a través de documentos escritos [25,26].

Esta fue realizada con el objetivo de conocer:

1. Las características del petróleo del Ramal Este del yacimiento Varadero, específicamente los grados de API y viscosidad lo cual ayuda a clasificar el petróleo en ligero, pesado y extrapesado de esta manera se llega a un mejor grado de comprensión de la complejidad en el proceso de extracción.

2. Documentarnos sobre el sistema de bombeo convencional mecánico, los tipos de unidades ,datos generales de las unidades(anexo 21 y 22), la nomenclatura API(ver anexo 8 y 21), los problemas que presentan las unidades durante su etapa de explotación y los criterios de aceptación que se deben utilizar en distintas situaciones para aumentar su durabilidad en los cuales algunos de ellos fueron aplicados en la determinación de los problemas que presentaron estas unidades, y en la realización de propuestas de mejoras que serán expuestas en el capítulo 3.

3. Por último esta técnica fue aplicada en la búsqueda de información de los costos de producción, costo de consumo de potencia y costo de operaciones.

Las diversas informaciones alcanzadas condujeron a la elaboración del marco teórico conceptual.

2.3.2 Procedimiento metodológico para la obtención de datos de los parámetros de producción.

En este trabajo, con el fin de evaluar el funcionamiento de las unidades de bombeo fue necesario analizar los parámetros de producción cuyos conceptos se presentan a continuación:

- **Caudal teórico:** 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 o metros cúbicos por día a determinadas condiciones de velocidad y recorrido. [35]

La ecuación que se emplea es:

$$Q_t = \frac{1440 \cdot F \cdot N \cdot S}{4} \quad (\text{Ec: 2.1})$$

Donde:

Q_t → Caudal teórico de producción, m³/d.

S → Longitud de recorrido del pistón, m.

N → Velocidad de bombeo, golp/min .

F → área del cilindro de la bomba, m², se calcula por la ecuación:

$$F = \frac{D^2 \cdot 3,14}{4} \quad (\text{Ec: 2.2})$$

Donde:

D → Diámetro de la bomba, m.

Esta ecuación permite relacionar el área de la sección transversal del pistón, longitud de recorrido del pistón y número de golpes por minuto (velocidad de bombeo) del equipo de superficie. [32,33].

- **Caudal de fluido real (Qf):** Es el flujo que se extrae del pozo ya sea por los métodos de levantamiento o por surgencia. [32,].
- **Porcentaje de agua en petróleo (BSW):** Esta es una característica de gran importancia en la producción de petróleo. El % de BSW del caudal de producción, no es más que el porcentaje de residuos sólidos y agua disueltos en la emulsión o mezcla de fluidos que se produce como caudal de producción. También es

importante señalar que un alto % de BSW afecta grandemente el proceso productivo, es mayor la cantidad de agua y residuos a transportar y tratar posteriormente. [32,35]

- **Caudal de fluido de petróleo (Qp):** Es la cantidad de petróleo presente en el caudal de fluido el cual es una mezcla de petróleo, agua y gas [17,32].

Este se determina por la siguiente ecuación:

$$Qp = \frac{Qg}{RGP} \text{ ó } Qp = \frac{Qg}{Qf - BSW} \quad (\text{Ec:2.3})$$

Donde:

Qp → Caudal de petróleo, m³/d.

Qg → Caudal de gas, m³/d.

RGP → Relación de gas-petróleo, m³ de gas/m³ de petróleo.

BSW → Porcentaje de agua en petróleo, % .

- **Relación gas-petróleo (RGP):** en el caso de este parámetro se abordó en el capítulo anterior.

Debemos plantear que estos datos fueron obtenidos a partir del Sistema de Información Especializado (SIE), posteriormente con la ayuda de este software se realizaron las siguientes actividades:

1. Recolección de los valores históricos y actuales de producción en cuanto a (Qf, %BSW, QP, RGP).
2. Tabulación y confección de los gráficos vs. tiempo (enero-2010 a febrero-2011) correspondientes a los datos obtenidos. Ver anexos 10 ,11y 23.

Para lograr una mayor exactitud en esta investigación fue necesario calcular la media que se define como el promedio aritmético de una distribución, se calcula por la siguiente expresión

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum Xi \quad (\text{Ec: 2.4})$$

Donde:

\bar{x} → Media muestral.

x → Mediciones realizadas.

N → Número de mediciones.

Para interpretar como se desvía en promedio la desviación estándar del caudal de producción real en los pozos evaluados con respecto a la media, es necesario calcular este indicador por la siguiente expresión:

$$s = \sqrt{\frac{\sum (xi - \bar{x})^2}{N}} \quad (\text{Ec: 2.5})$$

Donde:

s → Desviación estándar del caudal de producción real.

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

x → Mediciones realizadas.

N → Número de mediciones.

La varianza es la desviación estándar elevada al cuadrado, es un concepto estadístico es sumamente importante debido a que las mediciones cuantitativas del caudal de producción real se fundamentan en él. La expresión utilizada para calcular este indicador es la que sigue:

$$v = s^2 \quad (\text{Ec: 2.6})$$

Donde:

v → Varianza.

s → Desviación estándar del caudal de producción real.

Los resultados obtenidos se encuentran en el anexo 11

2.3.3 La técnica de la dinamografía.

Es una técnica muy empleada, la cual se utiliza en la detección de fallas en los sistemas de bombeo [11, 36,37].

En lo que respecta al instrumento, se empleó el Ecómetro Digital Analizador de Pozos. El procedimiento se realizó colocando el ensayador momentáneo de presión en la barra conductora de la unidad de bombeo, mediante un cable se transmite la información captada hasta el equipo computarizado portátil, unido al dinamógrafo y a través de convertidores se transforman las señales eléctricas en digitales. Los resultados obtenidos (anexo 12) en general tuvieron en nuestro trabajo los siguientes usos:

- Evaluar los problemas de operación de las unidades que se expondrán en el capítulo 3 del trabajo.
- Obtener información que se utilizó como base para hacer, en algunos casos, cambios de unidad de un pozo a otro, mejorar las condiciones de operación por ajuste de la velocidad de bombeo y la longitud de la carrera del pistón.

A continuación se presentan los parámetros obtenidos por esta técnica así como los conceptos de cada uno.

- **Balance de carga de la estructura de la unidad de bombeo:** Es el peso que está soportando la unidad de superficie durante su funcionamiento.

La expresión que a continuación se presenta ayuda a los técnicos a determinar si la unidad está trabajando con un porcentaje adecuado con el fin de evitar el sobrecargo.

$$\% P_{máx} = \frac{P_{máxdin}}{P_{máxfab}} \bullet 100\% \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

% P_{máx} → Por ciento de las cargas de la unidad, %.

P_{máx din.} → Peso que está soportando la unidad en explotación, ton .

P_{máx fab} → Peso máximo según el fabricante, ton.

- **Carga máxima a que está sometida la sarta de cabillas (P_{max}):** Las cargas durante el ciclo de bombeo son siempre de tensión; en el caso del peso máximo, es causado por el mismo peso de la sarta de cabillas más la carga de los fluidos.[30,37,39]

Con este parámetro se puede determinar el por ciento de carga máxima a la que están sometidas la sarta de cabillas a través de la siguiente expresión:

$$\%Wfrc = \frac{Wfrcdin}{Wfrcs} \cdot 100 \quad (\text{Ec 2.8})$$

Donde:

$\%Wfrc$ → Porcentaje de carga a que está sometida la sarta de cabillas, %.

$Wfrc\ din$ → Carga a que está sometida las sartas de cabillas en el campo, este dato se obtiene solamente una vez aplicando la técnica de dinamografía, ton.

$Wfrcs$ → Carga que pueden soportar las sartas de cabillas según fabricante, ton.

- **Número de golpes por minuto** (en el lenguaje técnico es la velocidad de bombeo): La velocidad de bombeo se indica en tiros (golpes, emboladas, strokes) por minuto y es un parámetro muy importante porque tiene un efecto directo sobre el funcionamiento de la unidad.[36,37]

Para comprobar las propuestas se empleó también la siguiente expresión:

$$SPM = \frac{RPM}{R} \cdot \frac{d}{D} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

SPM → Número de golpes por minuto.

RPM → Revoluciones por minuto del motor.

R → Relación del reductor.

d → Diámetro de la polea del motor, m.

D → Diámetro de la polea del reductor, m.

- **Momento de torsión máximo producido por la sarta de cabillas al reductor:** El Torque o momento es definido como la tendencia a causar rotación alrededor de un punto. En bombeo por cabillas, el momento se refiere a la fuerza de torsión que ocurre en la caja de engranajes producido por las contrapesas y la manivela de la unidad de bombeo. [17,27, 35]

Para obtener el resultado de este indicador, se arranca la unidad de bombeo donde el analizador de pozos (Ecómetro Digital Analizador de Pozos) toma el momento de torsión máximo y mínimo producido por la sarta de cabillas al reductor.

A través de este valor se puede calcular el porcentaje de torsión máximo mediante la siguiente ecuación:

$$\% T_{cr} = \frac{T_{creal}}{T_{crdis}} \cdot 100 \quad (\text{Ec: 2.10})$$

Donde:

% Tcr → Porcentaje de torsión, %.

Tcreal → Valor de torsión obtenido por la técnica de dinamografía o torsión real, kgfm .

Tcrdis → Valor de torsión máxima soportar, kgfm .

- **Nivel dinámico:** Para obtener el resultado de este indicador se emplea el instrumento conocido como ensayador momentáneo de presión el cual genera una onda de energía en la superficie y registra el tiempo entre la emisión de la onda y el regreso de su reflexión a la superficie .Esta información es procesada por un software el cual determina el nivel.
- **Recorrido del pistón dentro de la bomba (S):** Es el movimiento ascendente y descendente del pistón dentro de la bomba.

2.3.4 Técnica de observación directa.

Durante la investigación en el campo se utilizó la observación directa como técnica complementaria en la recolección de información, esta se aplicó con el objetivo de conocer las condiciones de las unidades de bombeo, los puntos de ubicación de cada una y obtener datos de la marca y descripción de la unidad, tales como:

- **Longitud y diámetro de la bomba** (anexo 6).
- **Longitud del pistón** (anexo 6).
- **Posición de los pines en la manivela** (anexo 6).
- **Relación de la caja de engranajes.**(anexo 13)
- **Diámetro de la polea del reductor y la del motor.**(anexo 13)
- **Espacio efectivo del pistón (e.e):** Es un espacio libre entre el pistón y la parte inferior del barril de la bomba con el objetivo de evitar el contacto entre ambas partes. Siempre este espacio debe ser menor de 20cm para evitar la influencia de gas dentro de la bomba[20,37,47,48,].Los resultados se encuentran en el anexo 6

- **Corriente:** La corriente eléctrica se define como el movimiento de electrones a lo largo de un conductor conectado a un circuito en el que hay una diferencia de potencial.

Para obtener el valor de consumo de corriente (I) del motor eléctrico se empleó el programa SIE, el cual posee una base de datos de los reportes de los consumos eléctricos diarios de los metros contadores conectados a las unidades de bombeo(anexo 14)

Para ello se empleó la siguiente ecuación:

$$CEDMC = \frac{CETMC}{365 \text{ días}} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde

CETMC → Consumo eléctrico total del metro contador, Mw.

CEDMC → Consumo eléctrico diario del metro contador, Mw /d .

Existen un grupo de pozos que están conectados a un mismo metro contador, en estos casos se busca dentro del programa una parada de una de las unidades, se toma el consumo total de corriente de ese día, posteriormente se toma un valor de consumo donde todas las unidades de ese metro contador trabajen de forma estable, posteriormente ese valor se resta con el valor donde una de las unidades no funcionó , la diferencia es el consumo de corriente que posee la unidad, ese paso se sigue realizando con cada una de las unidades hasta tener todos los consumos.

$$CEU = CTMC - CTMCU \quad (\text{Ec: 2.12})$$

Donde:

CEU → Consumo eléctrico de la unidad, Mw.

CTMC → Consumo total del metro contador, Mw.

CTMCU → Consumo total del metro contador afectado por la unidad, Mw .

2.4. Análisis económico.

Los datos con que se realizaron las evaluaciones económicas se adquirieron en el Departamento de Tecnología, Proyecto y de Economía de EPEP-Centro. Para ello se emplearon las siguientes ecuaciones, Anexo 16:

$$C.O = Tarifa \bullet G.I \text{ \$}$$

(Ec: 2.13)

Donde:

C.O → Costo de operación, \$.

Tarifa de costo de operación, \$.

G.I → Gastos indirectos, en este caso es 12 %.

$$Ganancia = CTA - CTP$$

(Ec: 2.14)

Donde:

CTA → Costo técnico anterior, \$.

CTP → Costo técnico posterior, \$.

Los costos técnicos (CT) se calculan por la siguiente ecuación :

$$CT = \frac{Dp + Costo_{energía} + Gm}{Volumen_{producción}} \bullet 365$$

(Ec: 2.15)

Donde:

CT → costo técnico (CTA y CTP)

Volumen_{producción} → Volumen de producción, m³.

Dp → Depreciación del equipo, \$/año

Costo_{energía} → Costo de la electricidad, \$/año.

Gm → Gastos en mantenimiento, \$/año.

$$EEN = Ganancia - (CO + CAP)$$

(Ec.2.16)

Donde:

EEN → Efecto económico neto, \$/año.

CO → Costo de operación, \$.

CAP → Costo de las afectaciones producidas, \$.

$$TR = \frac{CO}{\left(\frac{Ganancia}{365}\right)} \quad (\text{Ec.2.17})$$

Donde:

TR → es el tiempo de recuperación, \$/días.

CO → es el costo de operación, \$.

2.5. Criterio de análisis de los resultados.

Para cumplir el objetivo propuesto en la investigación fue necesario utilizar los criterios de evaluación que establecen los diferentes fabricantes de las unidades de bombeo empleadas en el Centro Colector. En la siguiente tabla se describen las variables y los criterios de aceptación recopilados de las diferentes bibliografías de colectivos de autores [11, 20, 30, 35,45, 39 33, 32, 29,28,46,47,48].

Tabla 2.2 Criterios de análisis de los resultados.

<i>Criterios de análisis de los resultados</i>	
Parámetros	Criterio de aceptación
°API	°API<16 extrapesado
	°API<21,9 pesados
	22≤°API ≤29,9 medianos
Viscosidad	>4423cp alta viscosidad
	≤4423cp viscosidad baja
Caudal de flujo (Qf):m³/d	Qf≤10 bajo
	25<Qf alto

	10<Qf≤25 medio
Por ciento de agua (BSW):%	BSW ≤20 bajo
	35<BSW alto
	20< BSW ≤35 medio
Relación gas- petróleo(RGP):m ³ gas/m ³ petróleo	RGP ≤ 400 bajo
	1200≤RGP<2500 alto
	400< RGP <1200 medio
Por ciento de petróleo en el crudo(Qp):	Qp≥80% alto
	80>Qp≥50% Medio
	Qp<50% Bajo
Balance de cargas de la estructuras de las unidades de bombeos	≤ 85% adecuado
Balance de cargas de las cabillas	≤ 85% adecuado

Velocidad de bombeo (N)	$2.4 \leq N \leq 3.4$ golp/min
Recorrido del pistón (S)	$e.e \leq 0.2m$
Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor	$\leq 85\%$ adecuado
Niveles	$\leq 200m$ bajo nivel
	$>200m$ alto nivel

2.6 Conclusiones Parciales.

En el presente capítulo se caracterizan el Ramal Este del Yacimiento de Varadero, las unidades de bombeo mecánico instaladas en el área y su funcionamiento de forma general. También, para una mejor comprensión del lector, se conceptualizan los parámetros y explican las técnicas empleadas en la evaluación de estos con el objetivo de que los resultados obtenidos, los cuales se expondrán en el capítulo siguiente, sean lo más verídico posible.

Capítulo III. Análisis y discusión de los resultados.

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos de la evaluación del comportamiento de los parámetros de las unidades de bombeo en cada centro colector, se exponen las diferentes propuestas de mejoras y por último se realiza el análisis económico de las acciones tomadas con vista a mejorar el funcionamiento de los equipos.

3.1 Centro Colector 1.

3.1.1 Valores de API y viscosidad del crudo en el centro colector 1.

En general el petróleo que es extraído, como se muestra primeramente en el gráfico 3.1, atendiendo al grado de API se considera extrapesado, posee valores que van desde 8 hasta 11,3 siendo los pozos VD-102 A y VD-555^a los de menor grado. (anexo15).

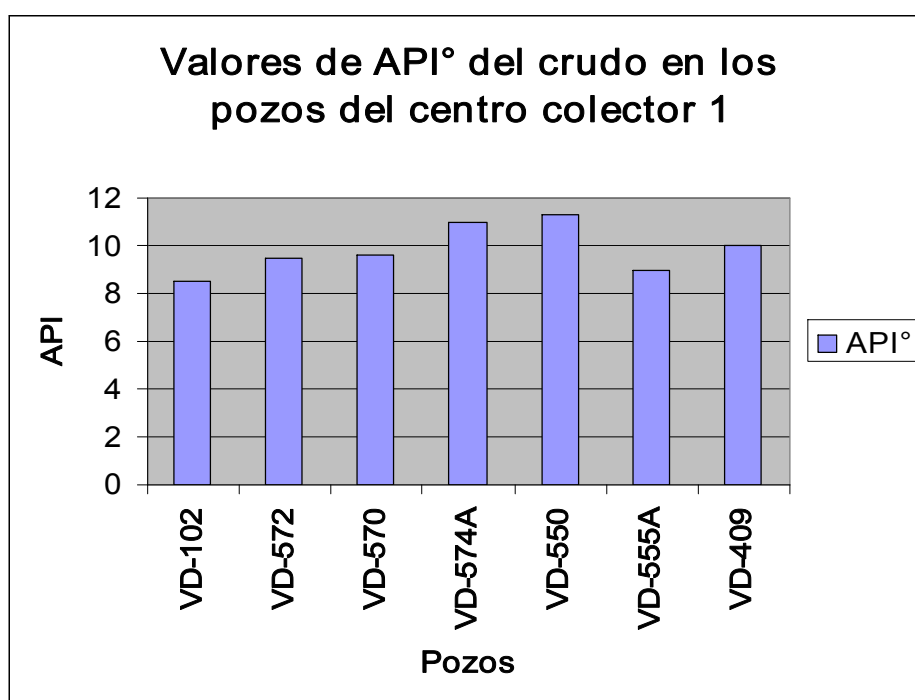


Gráfico 3.1 Valores de API del crudo extraído de los pozos del centro colector 1.

Con respecto a las viscosidades, como se representa en el gráfico 3.2, son altas, sus valores oscilan entre 6140.8–2143.82cp en superficie.

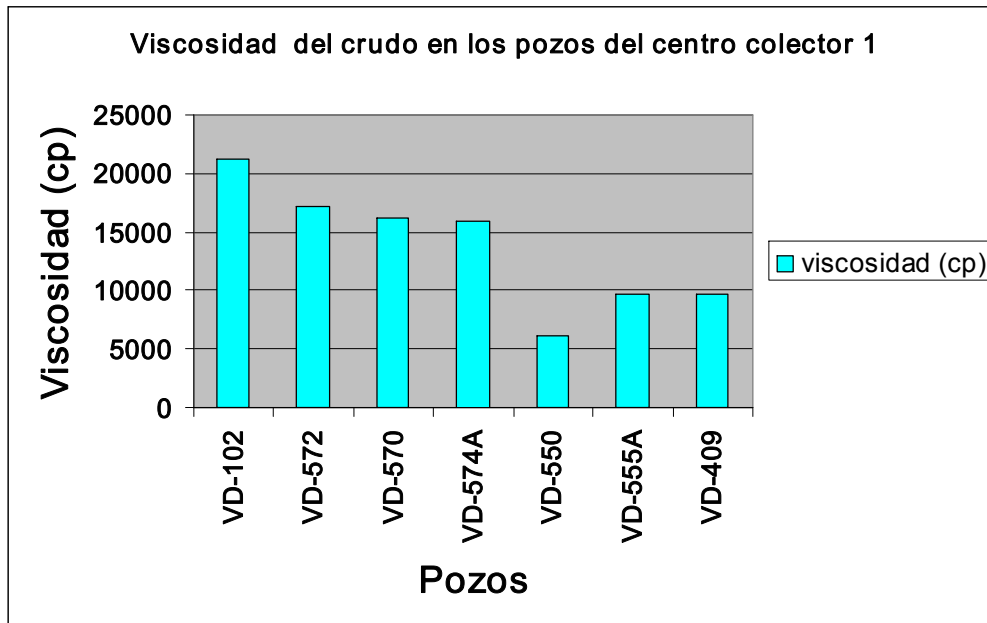


Gráfico 3.2 Viscosidad del crudo extraído de los pozos del centro colector 1.

3.1.2 Comportamiento del caudal de fluido en los pozos del Centro Colector 1.

Teniendo en cuenta los criterios de productividad especificados en el capítulo 2 y aplicando el método matemático-estadístico (ecuaciones: 2.4, 2.5 y 2.6) cuyos resultados se representan en el gráfico 3.3, existen dos pozos altos productores : VD- 570 , aporta $40,805 \text{ m}^3/\text{d}$ y VD-574 A con $26,406 \text{ m}^3/\text{d}$, un pozo productor medio que es el VD-550 , $Q_f=15,383 \text{ m}^3/\text{d}$.En cuanto a los restantes son pozos de producciones bajas (los reportes se encuentran en el anexo 11) .

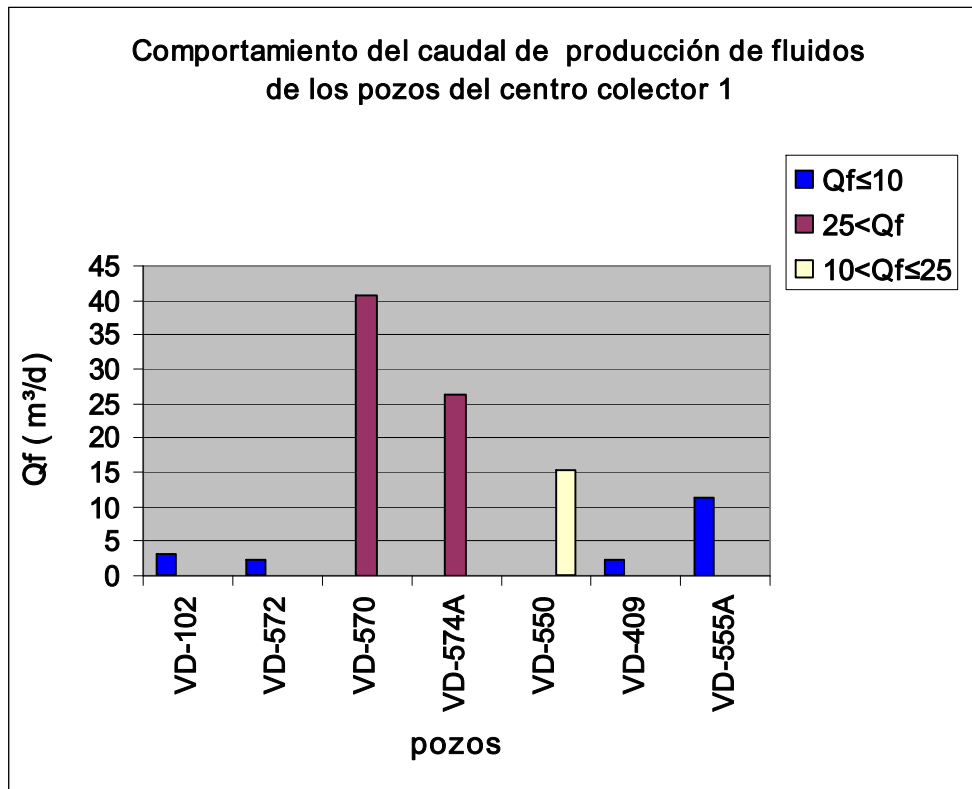


Gráfico 3.3 Comportamiento del caudal de fluido de los pozos del Centro Colector 1.

Por otra parte se puede plantear que todos los caudales de fluido de los pozos están por debajo de la desviación típica. Este resultado significa que los comportamientos de los caudales de fluido de producción no han alcanzado las producciones planificadas, por lo que se deduce que debe existir problemas en el sistema.

Si nos remitimos a los gráficos de comportamiento del caudal de fluido con respecto al tiempo (anexo10) se notará, generalmente, que estos resultados tienen mayor influencia en los meses de diciembre del año 2010, enero y febrero del año 2011(anexo23).

3.1.3 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del Centro Colector 1.

Aplicando la ecuaciones matemáticas-estadísticas, cuyos resultados están representados en el gráfico 3.4 (los reportes se encuentran en el anexo 11), se puede plantear que, la mayoría de los pozos presentan considerables contenidos de agua y sedimentos en el crudo desde 27,6 % hasta aproximadamente 79,3% como es el caso del VD-570. Este

indicador, relacionado con los grados de API pueden provocar problemas de atraso (flotación) en la unidad. El pozo de menor contenido de agua es el VD-572.

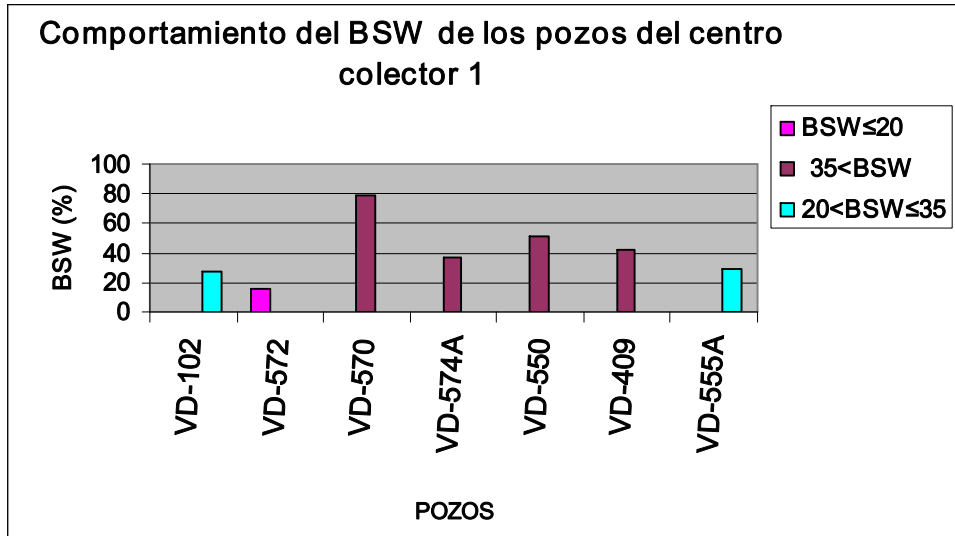


Gráfico 3.4 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del Centro Colector 1.

3.1.4. Comportamiento de la relación gas – petróleo en los pozos del centro colector 1.

En el caso de la relación de gas-petróleo (RGP), después de aplicadas las ecuaciones matemáticas –estadísticas 2.4, 2.5 y 2.6, como se aprecia en el gráfico 3.5, el de mayor relación es VD-572 cuya RGP sobrepasa $2500 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ petróleo}$ extraído (los reportes se encuentran en el anexo 11). Presentan valores medios los pozos VD-550 y VD-555A. Por último, los pozos VD-102, VD-570, VD-574 A y VD-409 presentan bajas relaciones.

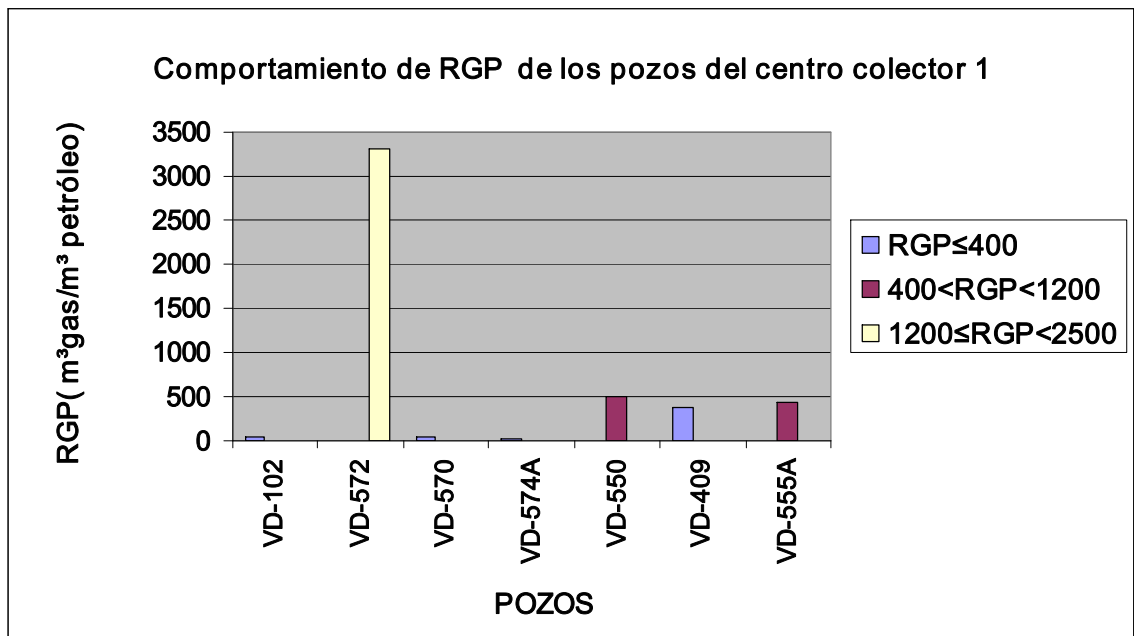


Gráfico 3.5 Comportamiento de la RGP de los pozos del centro colector 1.

3.1.5 Caudal de petróleo de los pozos del Centro Colector 1.

Como se puede notar en el gráfico 3.6, los pozos considerados anteriormente altos productores como: VD-570 y VD-574 A (remítase al gráfico 3.3) en realidad el aporte de petróleo es menor del 50%, el restante es de agua, sedimento y gas, lo que significa que estas unidades de bombeo pueden presentar problemas con las cargas reales de trabajo. En los restantes pozos, pese a que aportan cantidades menores de fluido y considerando que presentan cantidades de agua significativas, en general más del 50% es de contenido de petróleo.

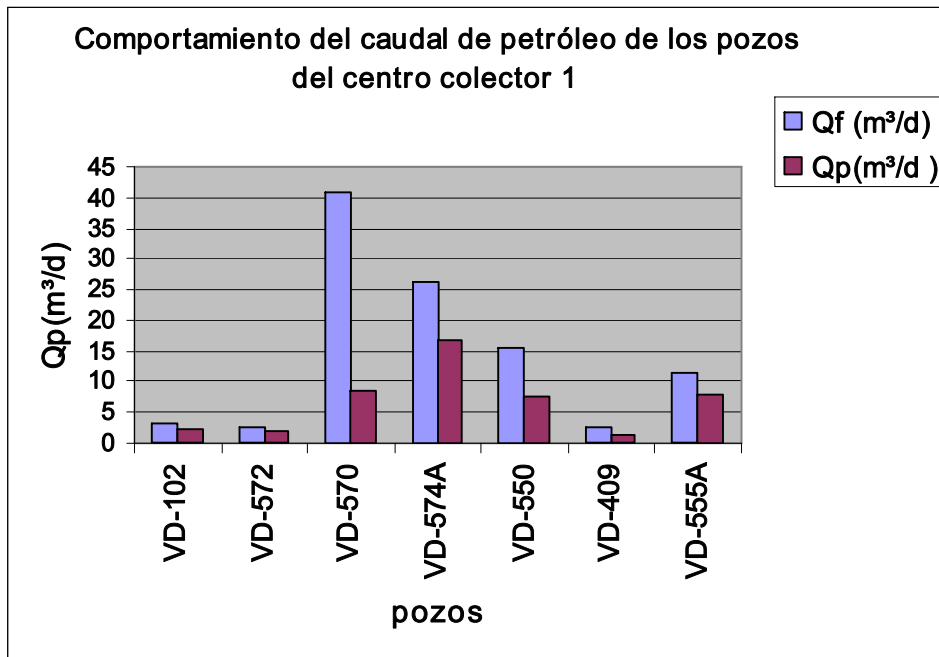


Gráfico 3.6 Comportamiento del caudal de petróleo de los pozos del Centro Colector 1.

3.1.6 Evaluación de los parámetros de operación de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del centro colector 1.

En este epígrafe, como bien plantea el título, se analizan los parámetros operacionales tales como: cargas de las estructuras de las unidades, cargas que soportan las sartas de cabillas, momento de torsión, número de golpes y recorrido del pistón los cuales fueron determinados por las técnicas expuestas en el capítulo anterior.

3.1.6.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo del centro colector 1.

En el gráfico 3.7 se representan los porcentajes de las cargas estructurales obtenidos de los resultados de la técnica de dinamografía aplicada en el campo (anexo12) y el empleo de la ecuación 2.7.

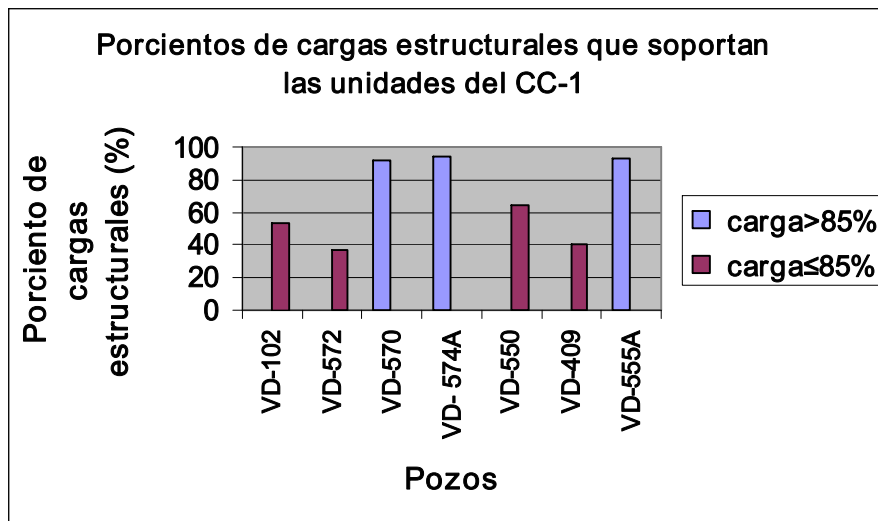


Gráfico 3.7 Balance de cargas estructurales de las unidades instaladas en los pozos del centro colector 1.

Atendiendo a los criterios anteriormente expresados en el capítulo 2, los resultados son los siguientes:

En los casos de las unidades instaladas en los pozos: VD-570, VD-574, VD-555^a, las cargas máximas a soportar están por encima de la carga permisible, los valores son: 91,25%; 94% y 92,5 % respectivamente (anexo18). Esto se debe en gran parte a las considerables cantidades de agua presente en los crudos como se observó anteriormente en los parámetros de producción específicamente en el gráfico3.4. En consecuencia estos pozos pueden presentar problemas de atraso.

Las restantes unidades de bombeo no tienen problemas, los porcentos de cargas a soportar están por debajo de la permisible.

3.1.6.2 Porciento de carga máxima a que están sometida la sarta de cabillas.

El comportamiento del porciento de carga máxima a soportar de la sarta de cabillas según el criterio de aceptación no debe exceder el 85 % en ninguna de las condiciones de trabajo .Aplicando la técnica de dinamografía (anexo12) y empleando la ecuación 2.8 se realizó el gráfico 3.8 el cual representa los resultados siguientes.

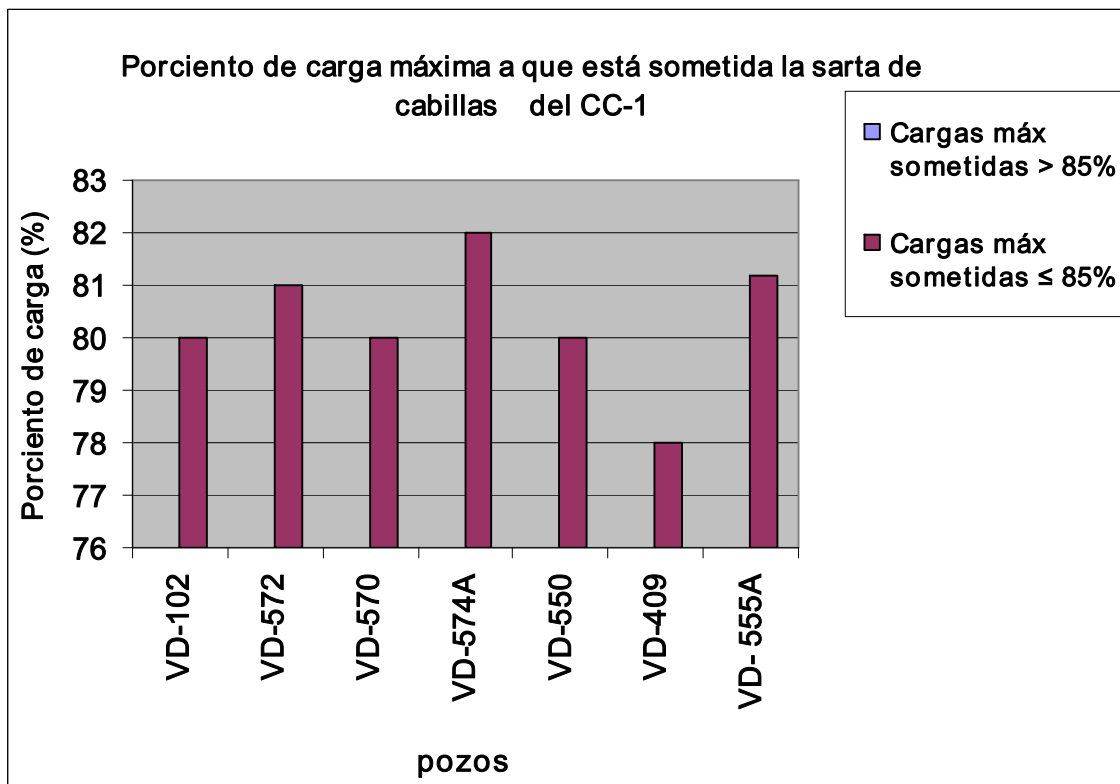


Gráfico 3.8 Balance de carga a que está sometida la sarta de cabillas de las unidades de bombeo del centro colector 1.

La sarta de cabillas de las unidades VD-102, VD-572, VD-574^a, VD-550 y VD-555^a, soportan cargas considerablemente altas debido a las características del crudo, no obstante, se considera que no debe existir riesgo debido a que los porcentajes de cada una se encuentran dentro de los parámetros establecidos (anexo19).

3.1.6.3 Velocidad de bombeo.

Al observar el gráfico 3.9 el cual representa el número de golpes, cuyos resultados fueron obtenidos de la técnica de dinamografía (anexo12), podemos deducir que están trabajando fuera del criterio de aceptación, en consecuencia, pueden presentar problemas de flotación teniendo en cuenta las características del crudo del yacimiento.

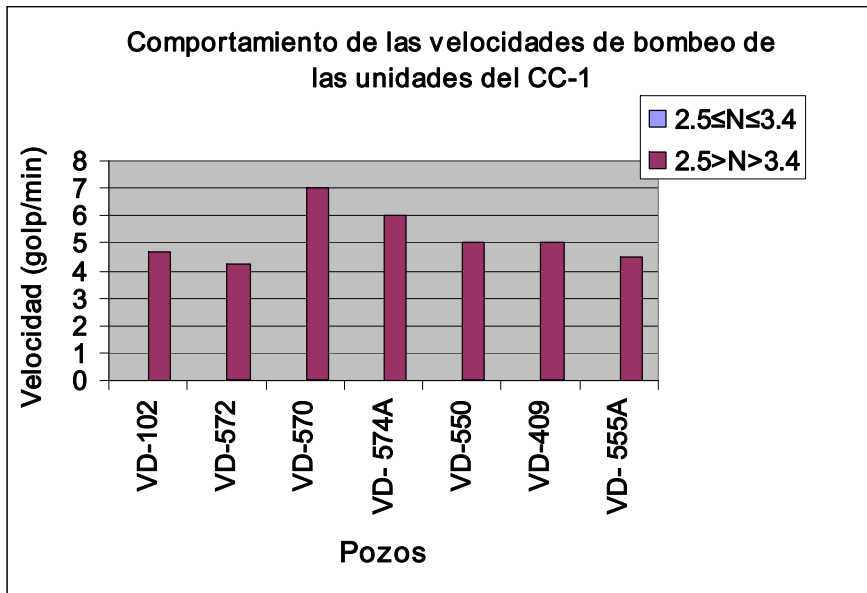


Gráfico 3.9 Comportamiento de las velocidades de bombeo de las unidades de bombeo del centro colector 1.

3.1.6.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.

A partir de los resultados obtenidos de la ecuación 2.10, representados en el gráfico 3.10 (anexo 20) se llegaron a los resultados siguientes.

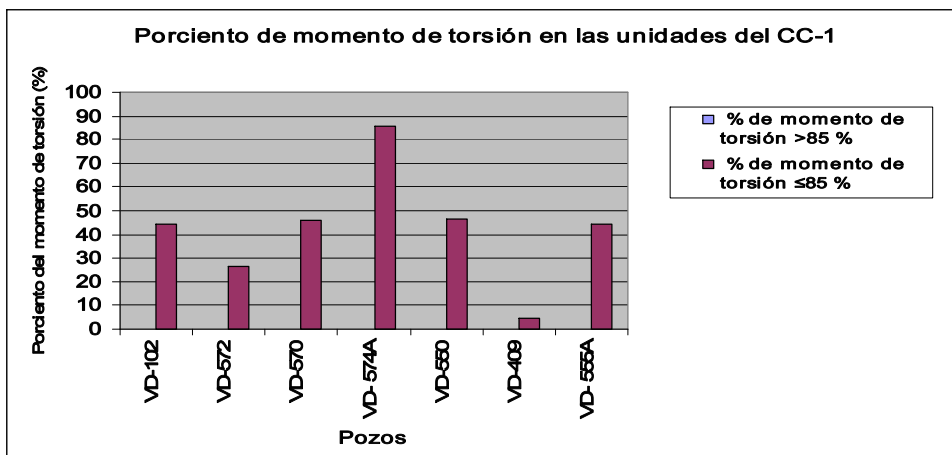


Gráfico 3.10 Momento de torsión en las unidades de bombeo convencional del centro colector 1.

Respecto este indicador, todos los pozos se encuentran en el rango permisible, incluyendo el VD-574 que trabaja con un valor de 85%.

3.1.6.5 Niveles de los pozos del centro colector 1.

En el gráfico 3.11 se representan los niveles reportados por el instrumento descrito en el capítulo 2 el cual fue aplicado a cada uno de los pozos, llegando a las siguientes conclusiones:

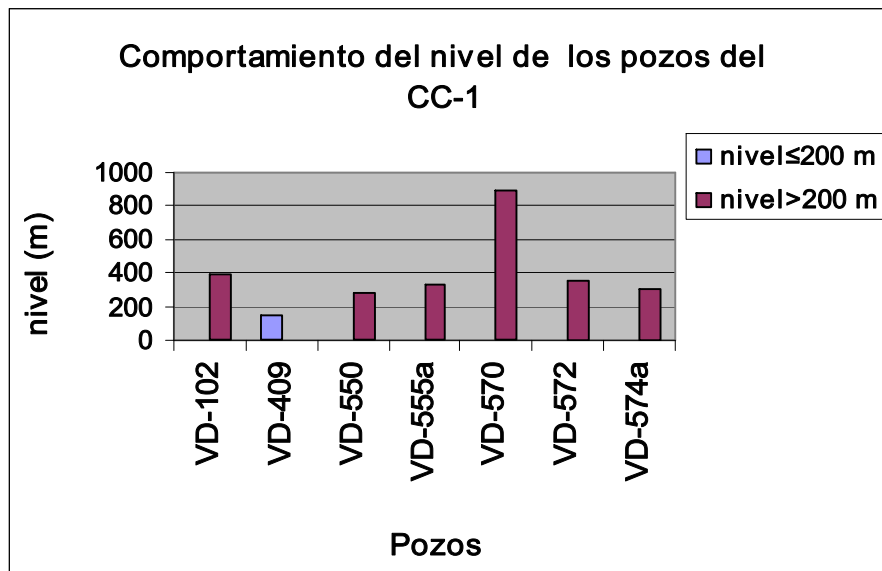


Gráfico 3.11 Niveles de los pozos del centro colector 1.

El pozo VD-409 presenta bajo nivel según el criterio de aceptación, en consecuencia el fluido no llega a la bomba y el pozo en un momento determinado dejará de producir. Los restantes pozos no presentan problemas (anexo 17).

3.1.6.6 Recorrido del pistón.

Respecto al recorrido del pistón representado en el gráfico 3.12, se puede plantear que éstos dejan un espacio menor de 20 cm lo que evita influencia de gas dentro de la bomba (anexo 6).

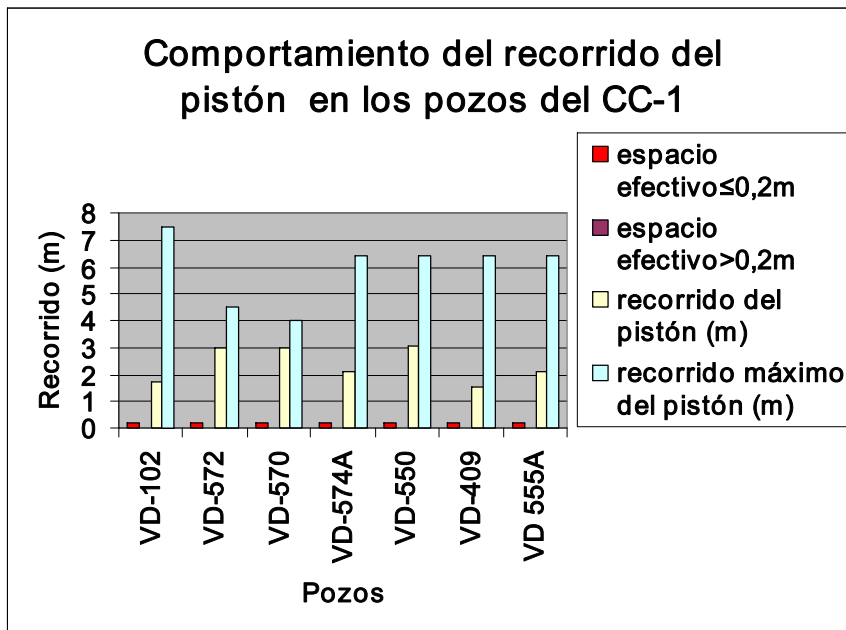


Gráfico 3.12 Recorrido del pistón en la bomba.

Por otra parte, como se observa en el gráfico existe suficiente recorrido libre por si es necesario aumentar este para disminuir las velocidades de bombeo en las unidades que puedan presentar problemas con este parámetro logrando de esta manera mantener el caudal de fluido.

3.2 Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas durante los meses de investigación.

Unidades VD-102, VD-572 y VD-550: Presentan problemas de flotación debido a las altas velocidades de bombeo las cuales son inadecuadas para las características de este yacimiento que presenta viscosidades altas y considerables contenidos de agua en el crudo.

Unidades: VD-570, VD-574 A y VD-555 A: presentan problemas de sobrecargas y atraso, como las otras unidades las velocidades de bombeo son altas; con respecto a los porcentos de cargas estructurales, las tres unidades están por encima del criterio de aceptación.

En el caso de la unidad de bombeo del pozo VD-409, pese a que la velocidad está fuera del criterio de aceptación no tiene problema, solo hay que señalar que el pozo presenta bajo nivel dinámico.

3.3 Centro colector 2: Evaluación de los parámetros de producción.

En general el petróleo que es extraído, como se muestra en el gráfico 3.13, se considera extrapesado. Posee grados de API que van desde 7, son los casos de los crudos de los pozos VD-415 y VD-104, hasta 10 ° API como el VD-577(anexo15).

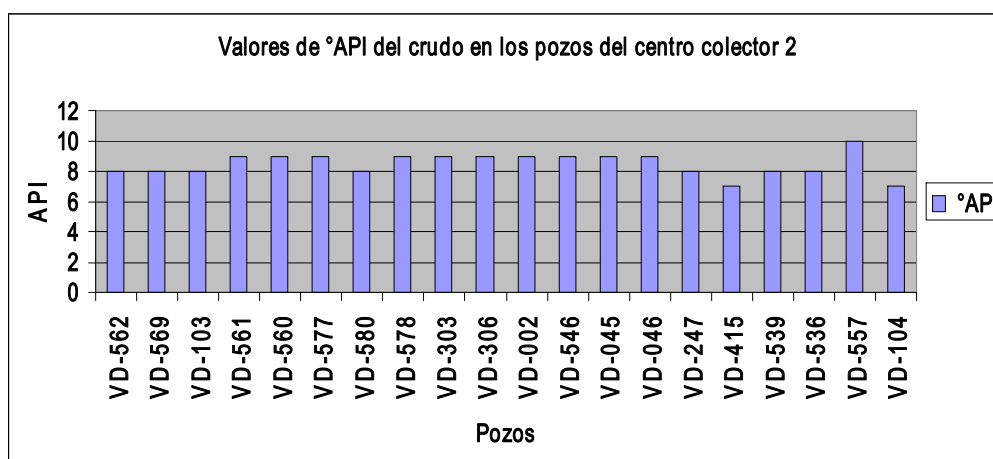


Gráfico 3.13 Valores de API extraído de los crudos de los pozos del Centro Colector 2.

Con respecto a las viscosidades, como se representa en el gráfico 3.14, son altas, oscilan entre 4964 cp como el caso del VD-045 y 43078 cp en superficie como el VD-104; por último dentro de su composición tienen altos contenidos de resinas, asfáltenos y agua en su mayoría.

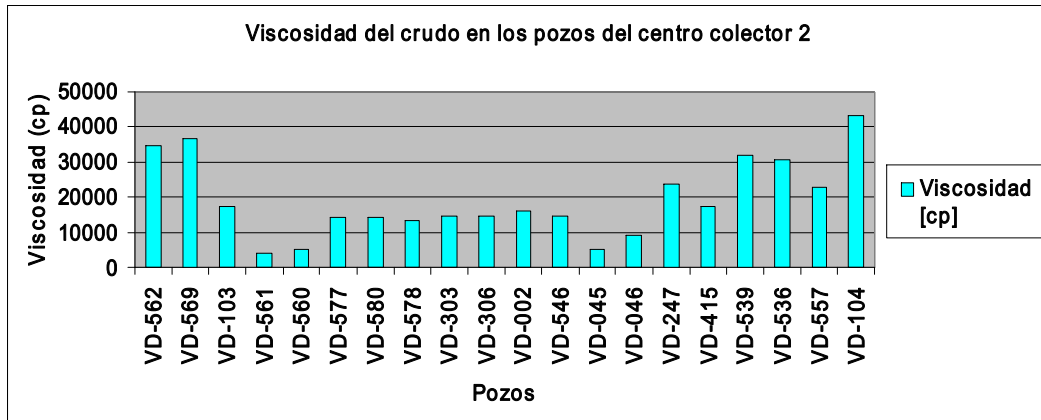


Gráfico 3.14 Viscosidad del crudo de los pozos del centro colector 2.

3.3.1 Comportamiento del caudal de fluido en los pozos del centro colector 2.

Aplicando el método matemático-estadístico (ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6) cuyos resultados se representan en el gráfico 3.15, se puede deducir, que no existen pozos altos productores. Los pozos como VD-562, VD-580 y VD-536, se consideran medios, estos aportan: $13,07 \text{ m}^3/\text{d}$, $22,917 \text{ m}^3/\text{d}$ y $11 \text{ m}^3/\text{d}$ respectivamente. Los restantes pueden aportar entre $9 \text{ m}^3/\text{d}$ hasta $1,54 \text{ m}^3/\text{d}$ como es el caso de VD-045, por lo que se consideran de baja producción. (Anexo11 se encuentra los reportes promedio de los caudales de fluido).

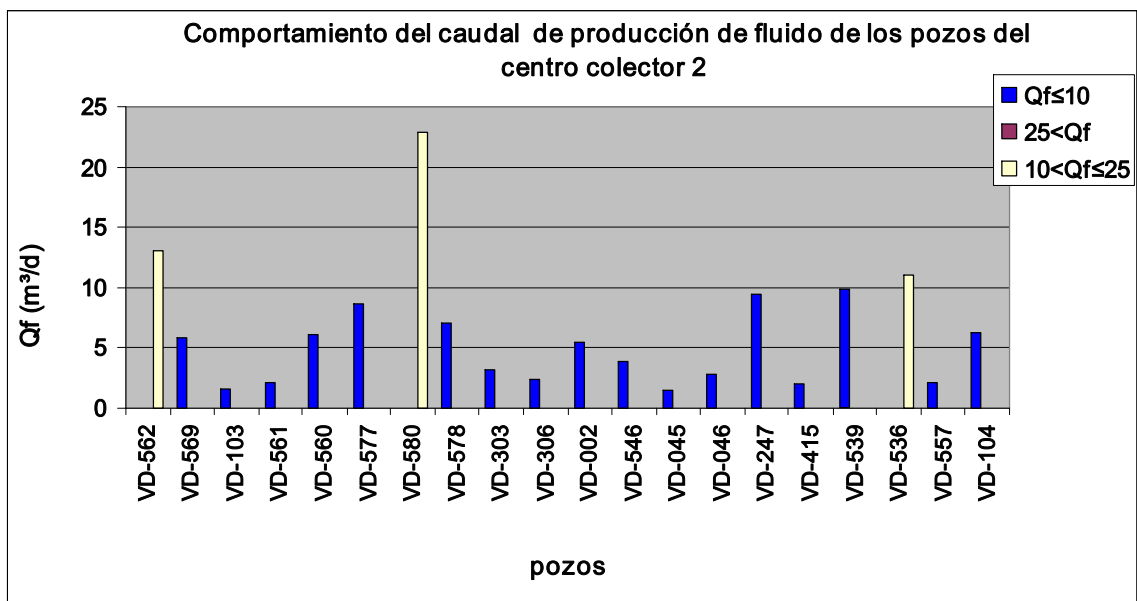


Gráfico 3.15 Comportamiento del caudal de fluido de los pozos del Centro Colector 2.

Por otra parte se puede plantear que todos los caudales de fluido de los pozos :VD-560 , VD-580 , VD-306 , VD-002 , VD-546, VD-045 , VD-046 , VD-247^a ,VD-415, VD-103 , VD-536, VD-104 están por debajo de la desviación típica (ver anexo 11) , este resultado significa que los comportamientos de los caudales de fluido de producción no han alcanzado las producciones planificadas, por lo que se deduce que debe existir problemas en el sistema.

Si nos remitimos a los gráficos de comportamiento del caudal de fluido con respecto al tiempo (anexo10) se notará, generalmente, que estos resultados tienen mayor influencia en los meses de diciembre del año 2010, enero y febrero del año 2011 al igual que el centro colector 1(anexo 23).

3.3.2 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del centro colector 2.

Aplicando las ecuaciones: 2.4 , 2.5 y 2.6 , como se observa en el gráfico 3.16 (los reportes se encuentran en el anexo 11) podemos plantear que existen 5 pozos con elevado contenido de agua, estos son: VD-247, VD-562 con BSW=50% ;VD-546 con BSW= 41% y el VD-580 con BSW=37% .Presentan cantidades medias los pozos: VD-577 y VD-539 ; los restantes presentan bajas relaciones , según los reportes las BSW se encuentran en un rango de 1.9 % como el VD-580 hasta 18,67% como el VD-045.

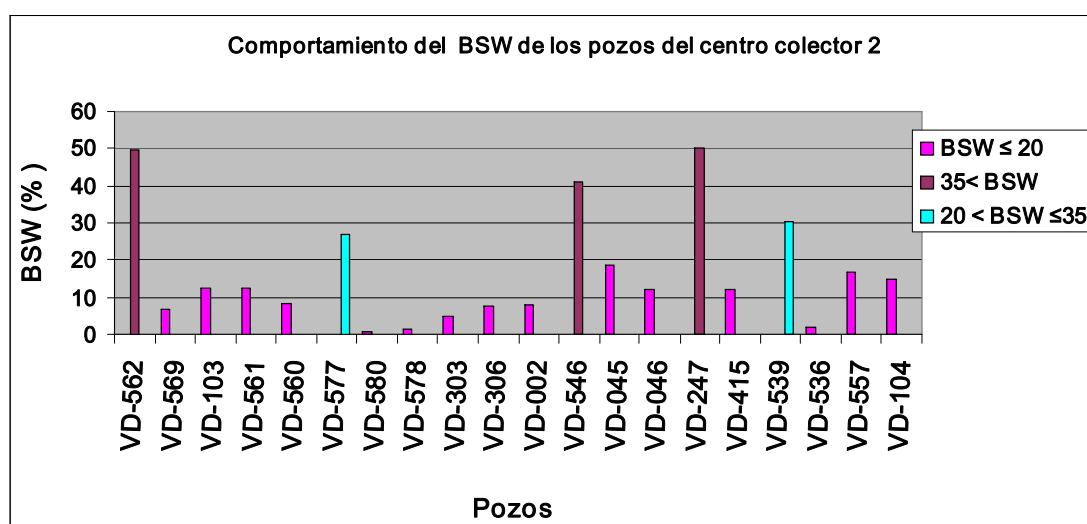


Gráfico 3.16 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del Centro Colector 2.

3.3.3 Comportamiento de la relación gas- petróleo en el crudo de los pozos del Centro Colector 2.

En el caso de la relación de gas-petróleo (RGP), después de aplicadas las ecuaciones matemáticas –estadísticas, como se aprecia en el gráfico 3.17 se llegaron a los siguientes resultados:

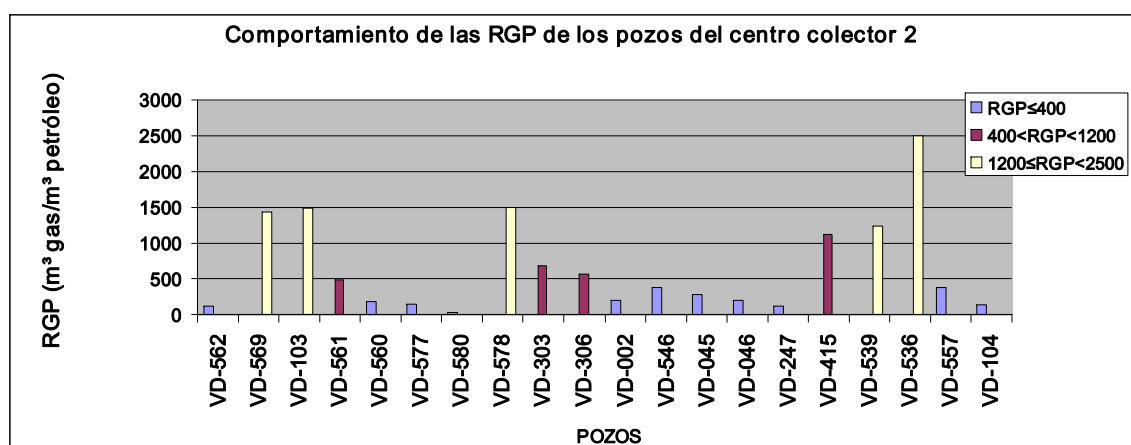


Gráfico 3.17 Comportamiento de la RGP en el crudo de los pozos del centro colector 2.

Los pozos de mayores RGP son: VD-569, VD-103, VD-578, VD-539 y VD-536, sus valores se encuentran en un rango entre los 1241 m³ de gas/ m³ petróleo hasta 2499 m³ de gas/ m³ petróleo, siendo el VD-536 el de mayor contenido de gas. Existen pozos con producciones medias de gas, son los casos: VD-561, VD-303, VD-306, VD-415, los valores oscilan en un rango desde 483 m³ de gas/ m³ petróleo hasta 1116 m³ de gas/ m³ petróleo. Los restantes son pozos de baja producción. (Anexo 11).

3.3.4 Caudal de petróleo de los pozos del Centro Colector 2.

A partir del empleo de la ecuación 2.3 cuyos resultados se encuentran representados en el gráfico 3.18 se puede plantear que: en la mayoría de los pozos que son de baja producción estos presentan aproximadamente más del 85% de petróleo en el crudo, el

cual se considera alto. Los pozos como: VD-536, VD-578, VD-539A, no alcanzan este porcentaje debido a la presencia de gas analizado en el gráfico 3.17 de comportamiento de RGP. En los casos de VD-562, VD-577, VD-560, VD-577, VD-546, VD-546, VD-247 y VD-104 es producto de la presencia de considerables por ciento de agua en el crudo (véase gráfico3.16).

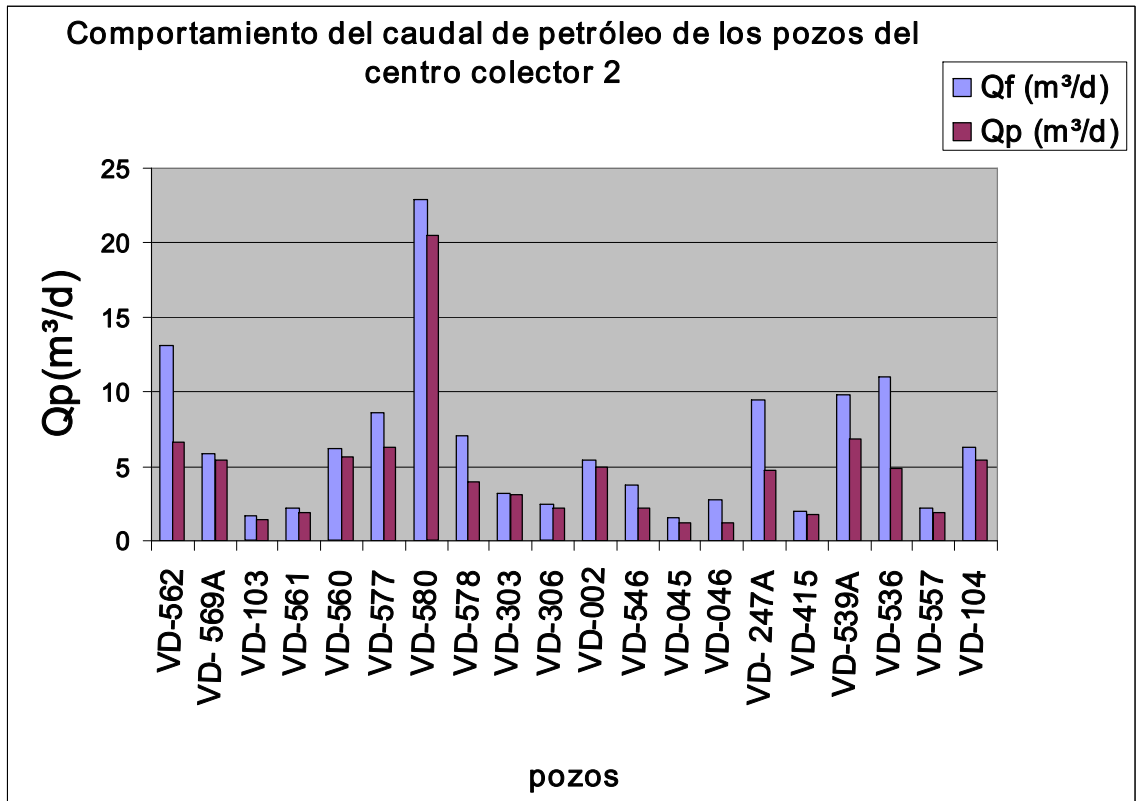


Gráfico 3.18 Comportamiento del caudal de petróleo de los pozos del centro colector 2.

3.4 Evaluación de los parámetros reales de trabajo de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del Centro Colector 2.

3.4.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo.

En el gráfico 3.19 se representan los porcentajes de las cargas estructurales obtenidos de los resultados de la técnica de dinamografía aplicada en el campo (anexo12) y el empleo de la ecuacion2.7.

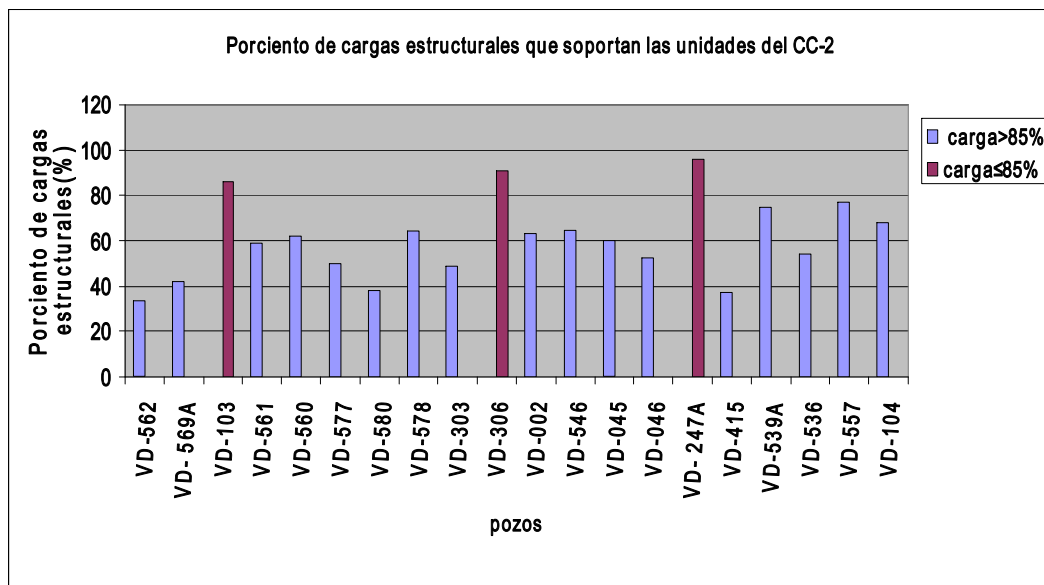


Gráfico 3.19 Balance de cargas estructurales de las unidades instaladas en los pozos del centro colector 2.

Atendiendo a los criterios anteriormente expresados en el capítulo 2, los resultados son los siguientes:

En los casos de las unidades instaladas en los pozos: VD-103, VD-306, VD-247 A, las cargas máximas a soportar están por encima de la carga permisible del 85 %, los valores como se podrá verificar son: 86%; 91% y 96 % respectivamente (anexo 18). En el caso del VD-247^a, se debe posiblemente a las considerables cantidades de agua en el crudo. En los casos de las restantes unidades, pese a las bajas cantidades de agua y gas, el problema se debe a la alta viscosidad y API del crudo (véase gráficos 3.13 y 3.14).

3.4.2 Porciento de carga máxima a que están sometida la sarta de cabillas.

Aplicando la técnica de dinamografía (anexo12) y empleando la ecuación 2.8 se realizó el gráfico 3.20 el cual representa los resultados siguientes:

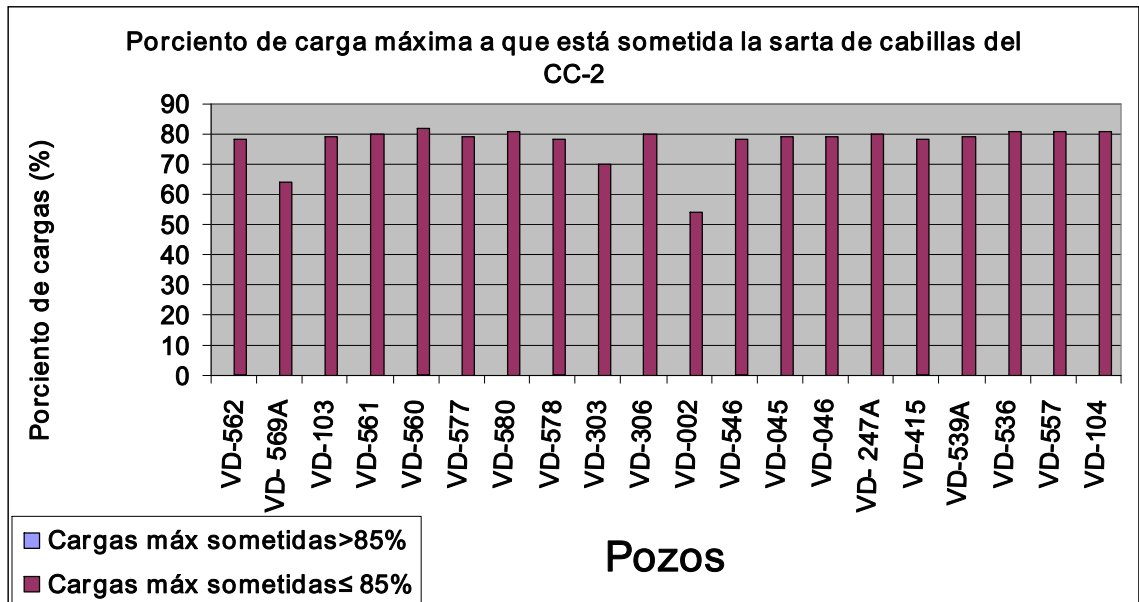


Gráfico 3.20 Balance de carga a que están sometidas las cabillas de las unidades de bombeo del centro colector 2.

La sarta de cabillas de las unidades VD-560, VD-580, VD-306, VD-546, VD-274, VD-536, VD-557y VD-104,soportan cargas considerablemente altas, no obstante, como las restantes unidades de bombeo, se considera que no existe riesgo de partiduras de cabillas debido a que los porcentos se encuentran dentro de los parámetros establecidos(anexo19).

3.4.3 Velocidad de bombeo.

Al observar el gráfico 3.21 el cual representa el número de golpes, cuyos resultados fueron obtenidos de la técnica de dinamografía (anexo12), se puede plantear:

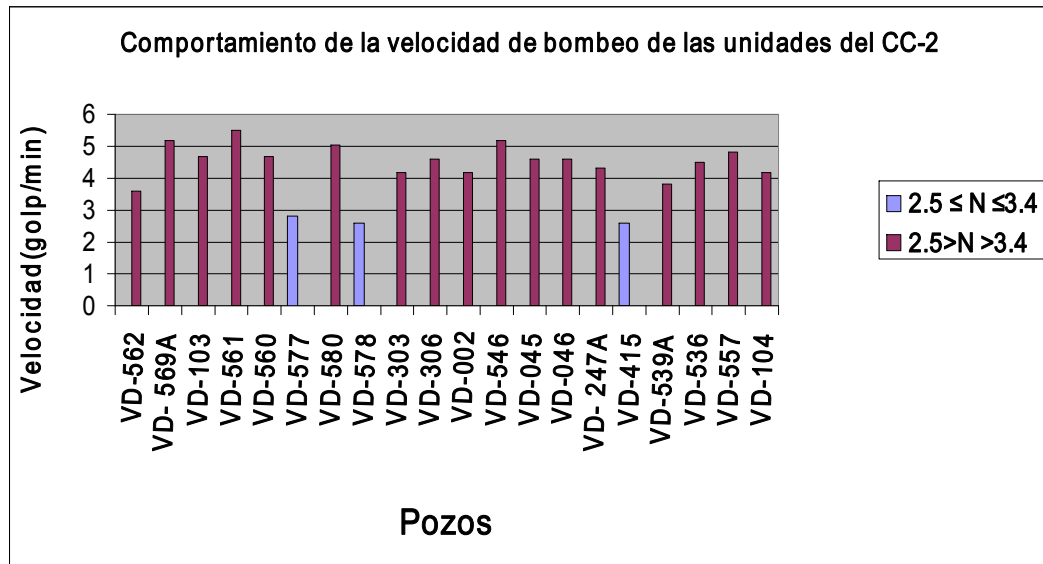


Gráfico 3.20 Comportamiento de las velocidades de bombeo de las unidades de bombeo del centro colector 2.

Las unidades: VD-562, VD-577, VD-415 y VD-578 trabajan con los números de golpes adecuados según los criterios de aceptación. Las restantes unidades trabajan por encima del criterio, lo cual puede traer problemas de atraso teniendo en cuenta las características del yacimiento.

En los casos de las unidades: VD-103, VD-306, VD-247 A, que presentan problemas con las cargas el fenómeno de atraso se incrementa.

3.4.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.

En el gráfico 3.22 aparecen representados los porcentajes de los pesos de las sarta de cabillas obtenidos a partir de la aplicación de la ecuación 2.10, los datos empleados provienen de los reportes de la técnica de dinamografía (anexo 12).

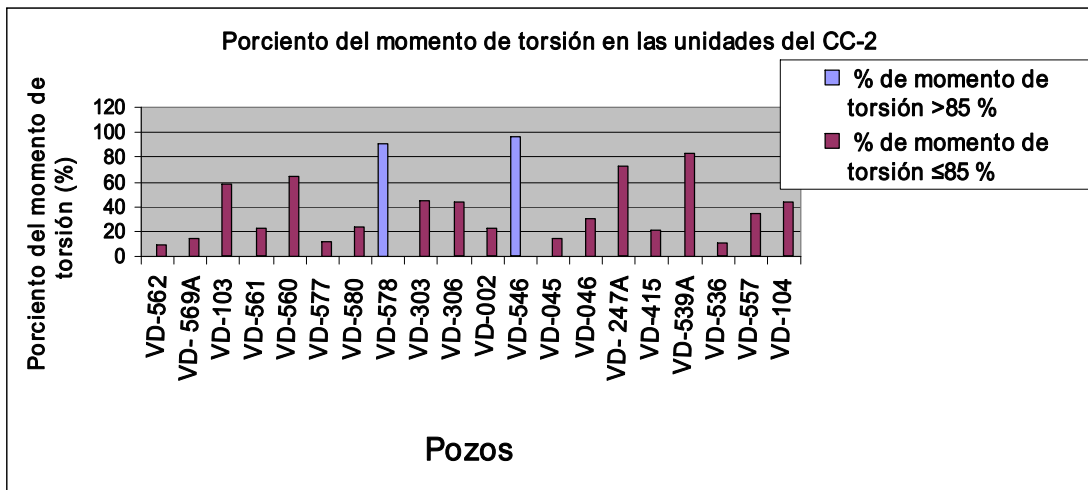


Gráfico 3.22 Momento de torsión en las unidades de bombeo convencional del centro colector 2.

En general las unidades cumplen con los criterios de aceptación, excepto VD-578 y VD-546 las cuales sobrepasan con porcentos de 91% y 96% respectivamente, esto puede traer como consecuencia la ruptura del reductor de la unidad de bombeo (anexo 20).

3.4.5 Comportamiento de los niveles en los pozos.

Según los resultados obtenidos en dinamografía los cuales están reflejados en el gráfico 3.23 que presentamos a continuación, podemos determinar que los pozos como: VD-045, VD-046, VD-561, VD-557, VD-103, VD-560, VD-002, VD-415, VD-103 tienen bajo nivel (anexo17). Los restantes tienen niveles adecuados.

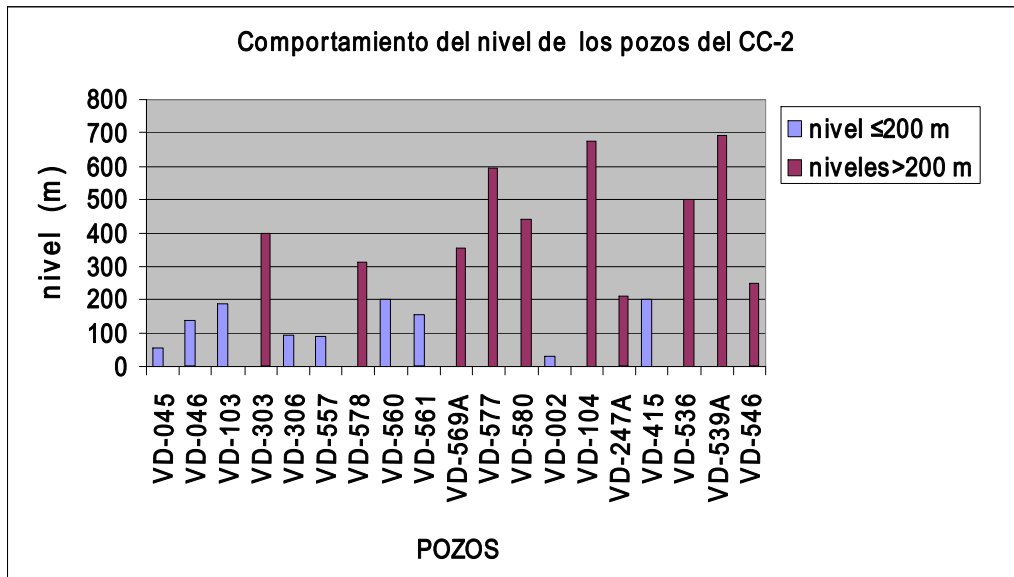


Gráfico 3.23 Niveles de los pozos del centro colector 2.

3.4.6 Recorrido del pistón dentro de la bomba en las unidades de bombeo.

Respecto al recorrido del pistón representado en el gráfico 3.24, se puede plantear que éstos dejan un espacio menor de 20 cm lo que evita influencia de gas dentro de la bomba (anexo 6).

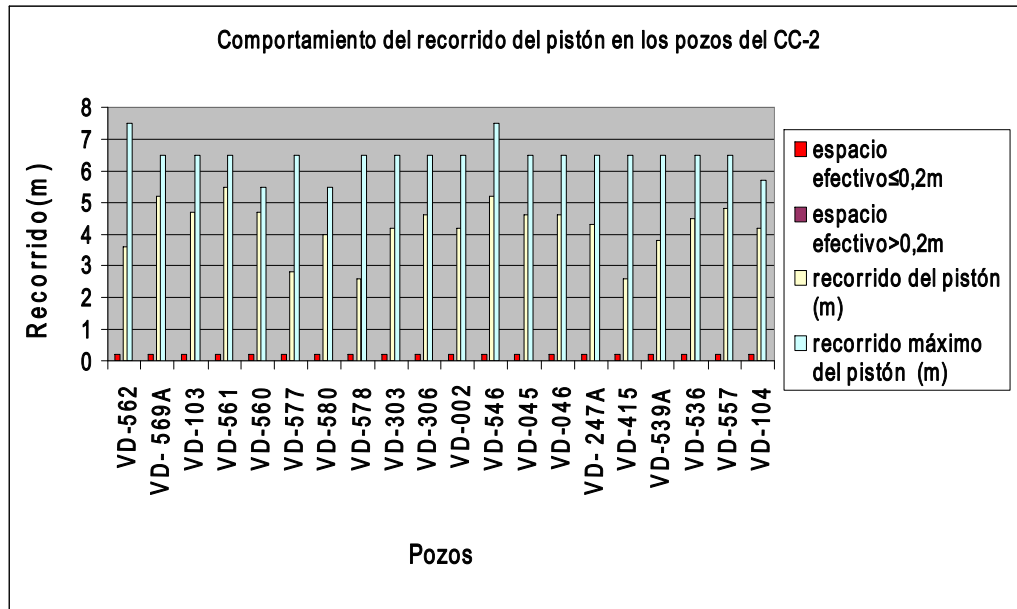


Gráfico 3.24 Recorrido del pistón en la bomba.

Por otra parte, como se observa en el gráfico, al igual que las unidades del centro colector 1, existe suficiente recorrido libre por si es necesario aumentar éste para disminuir las velocidades de bombeo en las unidades que puedan presentar problemas, con este parámetro logrando de esta manera mantener el caudal de fluido.

3.5 Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas en los pozos del Centro Colector 2 durante los meses de investigación.

Basado en el comportamiento de los caudales de fluido (anexo 10), las evaluaciones realizadas en los parámetros de producción y de operación se determinaron que las unidades con problemas son las siguientes:

Unidades: VD-560, VD-580, VD-557, VD-104, VD-536 debido a las considerables cantidades de agua tienen problemas de atraso por estar trabajando con números de golpes (velocidad de bombeo) incrementados. En el caso del VD-536 se le suma el considerable contenido de gas el cual operacionalmente no es factible.

Unidades: VD-306, VD-546, VD-247 A, tienen problemas de atraso y sobrecargas. Las cargas que soportan las estructuras están por encima de los límites permisibles, los números de golpes están incrementados y en el caso de las dos últimas unidades se le suma que los crudos presentan contenidos de agua considerables.

Las unidades como VD-103, VD- 561, VD-560, VD-002, VD-045, VD-046, VD-415, VD-557 presentan problemas en el comportamiento del caudal de fluido debido a los bajos niveles.

3.6 Centro colector 4. Evaluación de los parámetros de producción.

El petróleo que se extrae en los pozos, es extrapesado como se puede observar en el gráfico 3.25, tienen valores de 7.3 API y 9.7 API (anexo15).

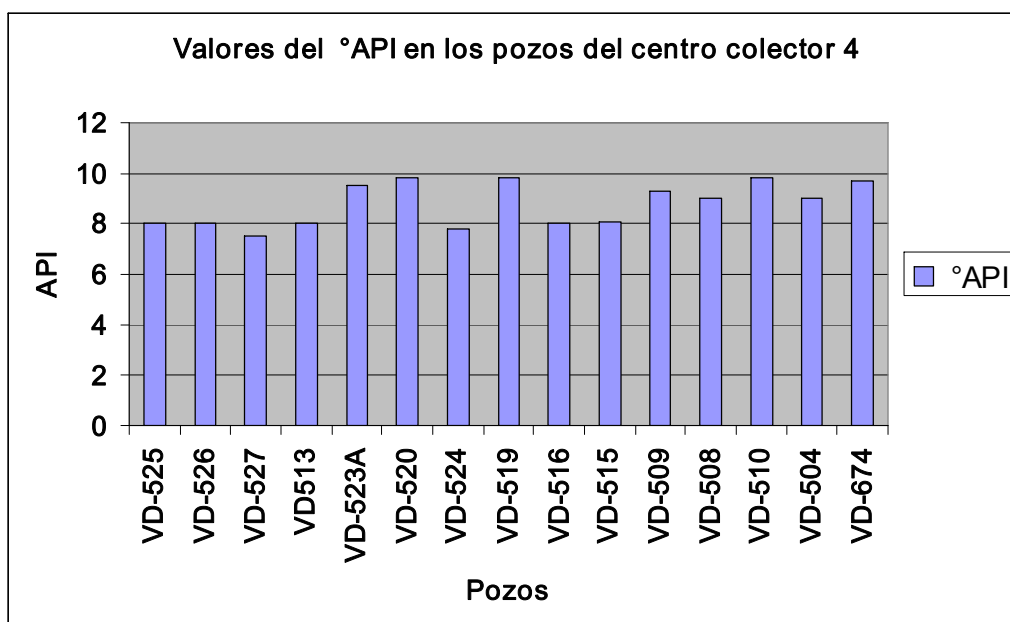


Gráfico 3.25 Valores de API extraído del crudo de los pozos del centro colector 4

Las viscosidades, como se muestra en el gráfico 3.26 se encuentran entre valores de 5815 cp como el VD-515 hasta valores de 93786 cp como el VD-508, esto lo califica como extremadamente viscoso, lo cual lo lleva a ser muy complejo en el proceso de extracción.

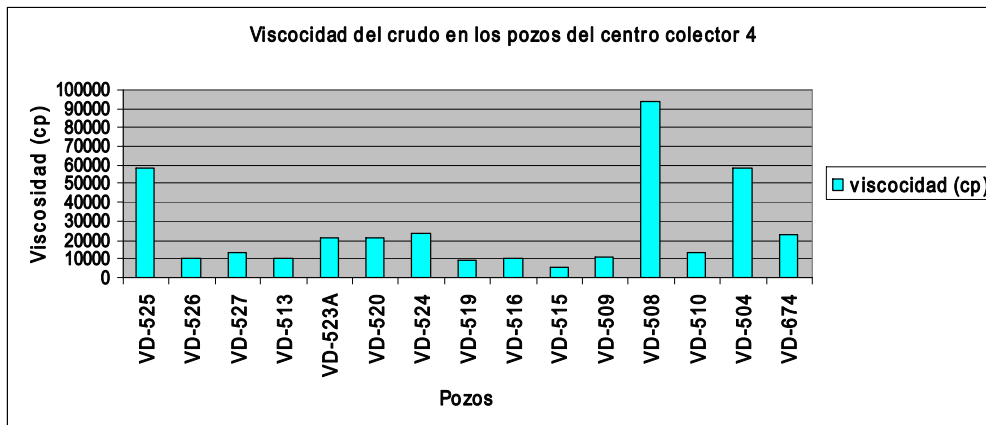


Gráfico 3.26 Valores de viscosidad del crudo de los pozos del centro colector 4.

3.6.1 Comportamiento del Caudal de Fluido de los pozos del centro colector 4.

Aplicando el método matemático-estadístico (ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6) cuyos resultados se representan en el gráfico 3.27, se puede plantear que los pozos de mayor producción son el VD-504 y el VD-674, estos producen alrededor de 40 y 37 m³/día, en cuanto a los pozos productores medios se encuentran: VD-526 y VD-527, estos producen 23m³/d y 10.24 m³/d. Los restantes se consideran de baja producción (Anexo 11)

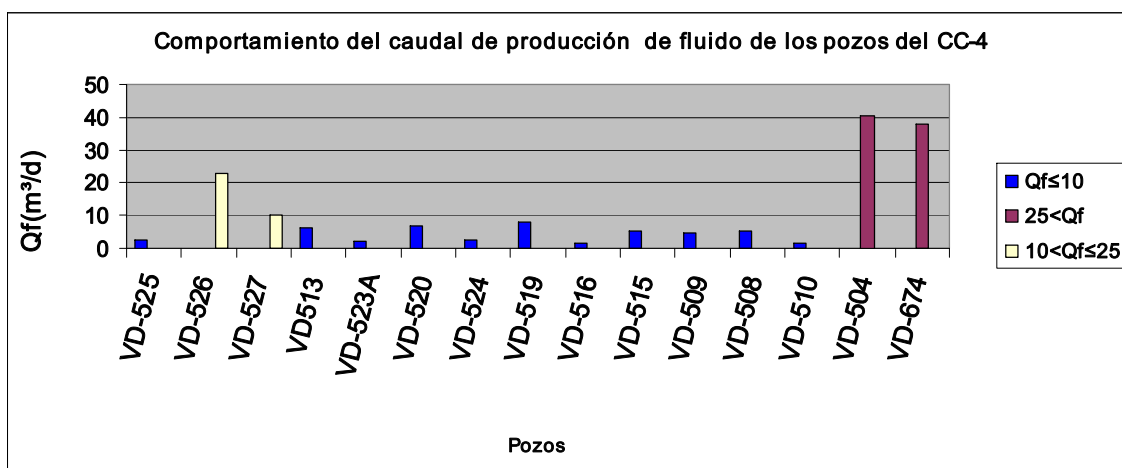


Gráfico 3.27 Comportamiento del Caudal de Flujo de los pozos del centro colector 4.

Por otra parte se puede plantear que los caudales de fluido de los pozos: VD-525, VD-526, VD-527, VD-513, VD-523^a, VD-516, VD-509, VD-510 y VD-674 están por debajo de

la desviación típica (Anexo11), este resultado significa que los comportamientos de los caudales de fluido de producción no han alcanzado las producciones planificadas, por lo que se deduce que debe existir problemas en el sistema (anexo23).

3.6.2 Comportamiento del BSW el petróleo de los pozos del centro colector 4.

Aplicando la ecuación 2.4, 2.5 y 2.6, como se observa en el gráfico 3.28 cuyos reportes se encuentran en el anexo11, podemos plantear que existen seis pozos con valores altos, estos son: VD-525, VD-526, VD-527, VD-513, VD-515 y VD-674. Dentro de los valores medios se encuentran: VD-523 A, VD-520, VD-508 y VD-510. Los restantes están por debajo de 20% del BSW; por lo que se puede deducir que este parámetro tiene gran influencia en los problemas de funcionamiento de las unidades de bombeo debido al elevado peso del crudo.

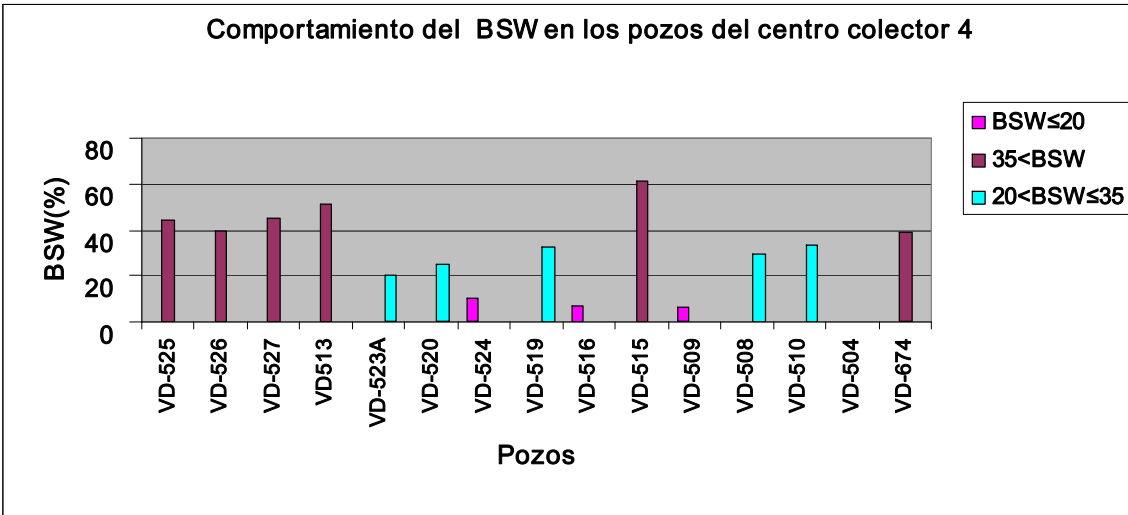


Gráfico 3.28 Comportamiento del BSW en el petróleo de los pozos del centro colector 4.

3.6.3 Comportamiento de la relación gas-petróleo en el crudo del centro colector 4.

En el caso a la relación de gas-petróleo (RGP), después de aplicado las ecuaciones matemáticas –estadísticas, como se aprecia en el gráfico 3.29, se llegaron a los siguientes resultados:

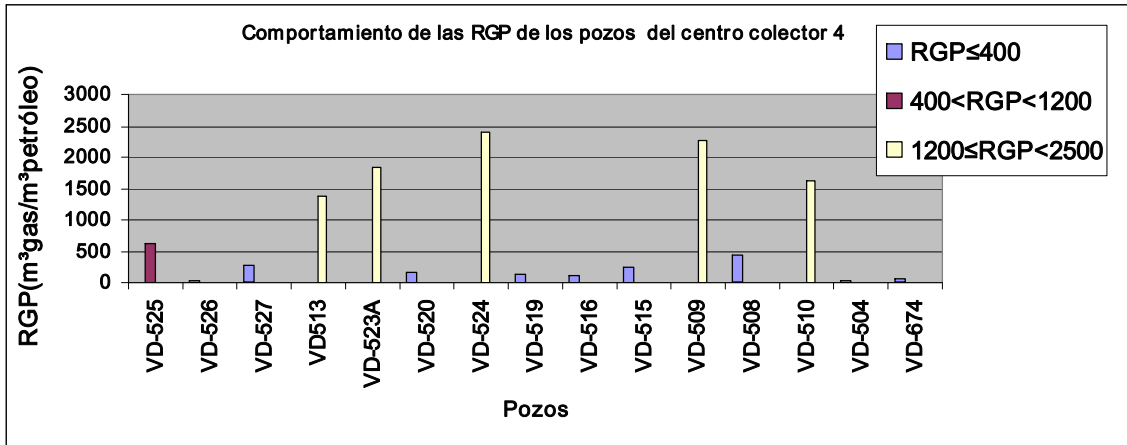


Gráfico 3.29 Comportamiento de la RGP en los pozos del centro colector 4.

Existen pozos como: VD-513, VD-523 A, VD-509, VD-510 y VD-524 que sus RGP son altos. Presenta valores medios el VD-525 y en los casos de los pozos como el VD-504 y el VD-674 no tienen cantidades considerables de gas.

3.6.4 Contenido de petróleo en el crudo de los pozos del centro colector 4.

En cuanto a la cantidad de petróleo presente en los caudales de fluido se puede deducir, según los resultados de la aplicación de la ecuación 2.3 mostrados en el gráfico 3.30, que los pozos de mayor porcentaje son: VD-523^a, VD-509, VD-504, VD-516, este último alcanza porcentaje de más del 85%, esto se debe al bajo contenido de gas y agua que poseen en el crudo (véase gráfico 3.28 y 3.29).

Los pozos como: VD-508, VD-510, VD-674, tienen porcentajes aproximados entre 60 y 70% los cuales son considerables teniendo en cuenta las cantidades apreciables de agua y gas. En cuanto a los restantes, debido al alto contenido fundamentalmente de agua, presentan porcentajes bajos siendo los pozos VD-515 y VD-524, los de menor contenido

de petróleo en el crudo, el primero es prácticamente un pozo productor de agua y el último de gas.

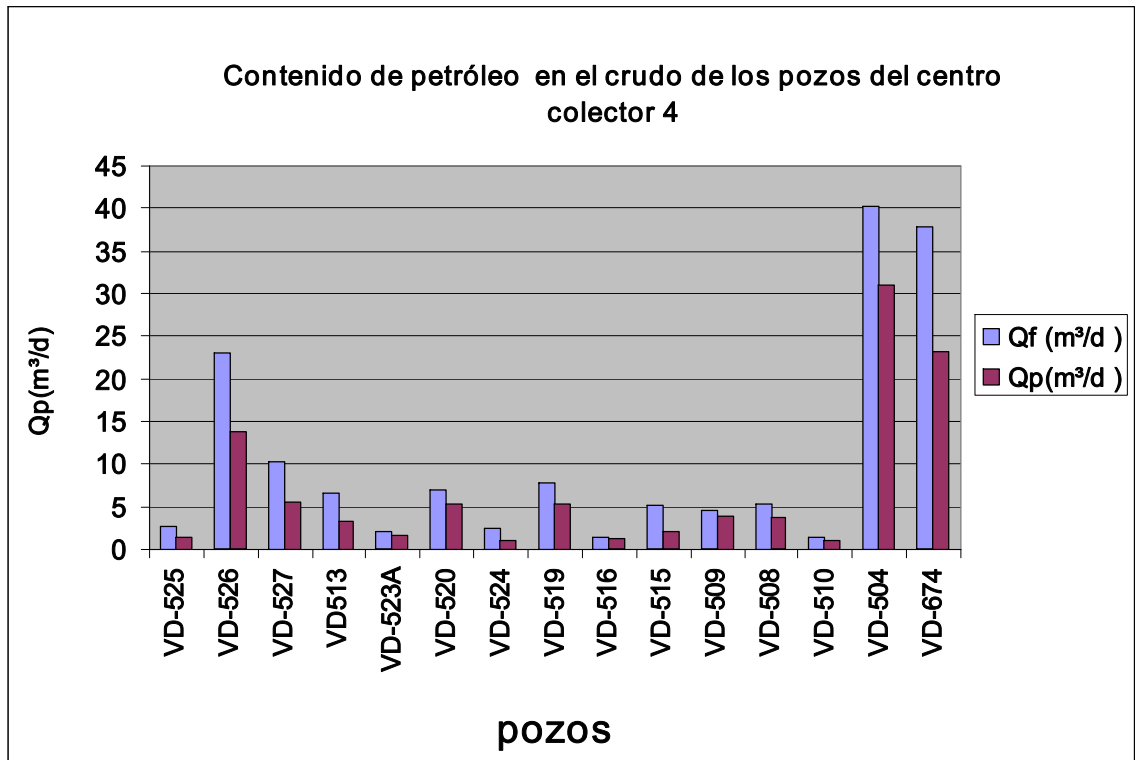


Gráfico 3.30 Por ciento de petróleo contenido en el caudal de producción de los pozos del centro colector 4.

3.7 Evaluación de los parámetros reales de trabajo de las unidades de bombeo instaladas en los pozos del centro colector 4.

3.7.1 Balance de cargas de las estructuras de las unidades de bombeo.

En el gráfico 3.31 se representan los porcentajes de las cargas estructurales obtenidos de los resultados de la técnica de dinamografía aplicada en el campo (anexo12) y el empleo de la ecuación 2.7.

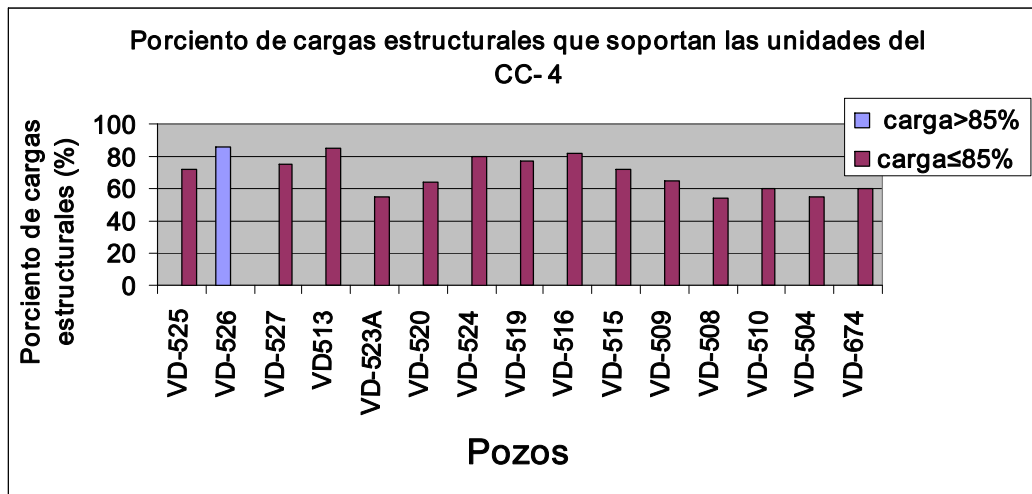


Gráfico 3.31 Balance de cargas estructurales de las unidades instaladas en los pozos del centro colector 4.

En los casos de las unidades instaladas en los pozos se obtiene la siguiente información: VD-526, la carga máxima a soportar está por encima de la carga permisible del 85 %, es de 86% (anexo18). En el caso del VD-513, se encuentra en el límite de la carga .El resultado de esta evaluación induce que estas unidades tendrán problemas de atraso, síntoma que puede justificar las pérdidas del caudal de fluido. Las restantes unidades tienen cargas por debajo del valor permisible.

3.7.2 Porcentaje de carga máxima a que están sometida la sarta de cabillas.

Aplicando la técnica de dinamografía (anexo12) y empleando la ecuación 2.8 se realizó el gráfico 3.32 el cual representa los resultados siguientes:

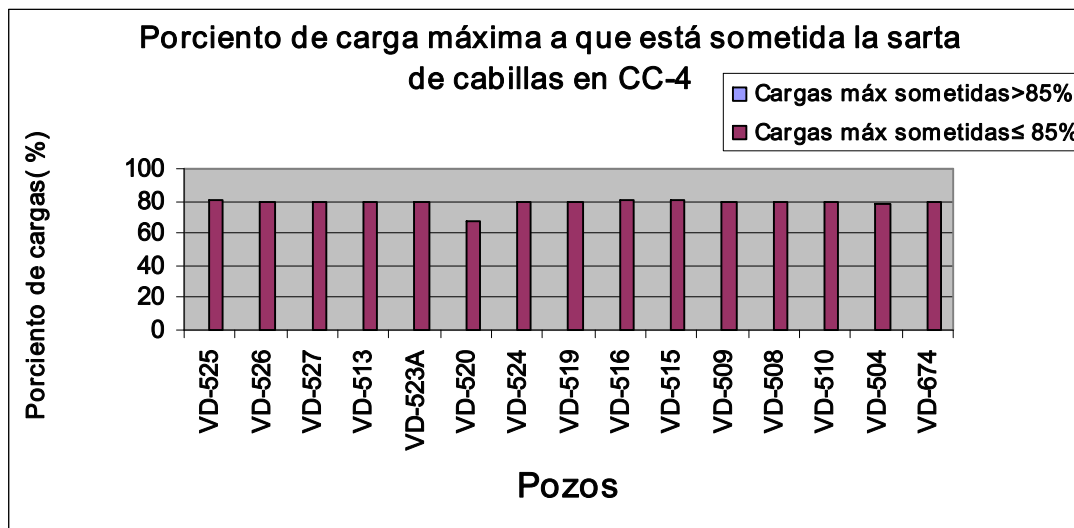


Gráfico 3.32 Balance de carga a que está sometida la sarta de cabillas de las unidades de bombeo del centro colector 4.

Los porcentos de cargas de las sargas de todas las unidades están dentro del rango permisible, luego no existe riesgo de partidura de cabilla (anexo18).

3.7.3 Velocidad de bombeo.

Como muestra el gráfico 3.33, basado en la técnica de dinamografía, se puede deducir que la mayoría de las unidades trabajan con números de golpes por encima del criterio de aceptación según las características del tipo de crudo, lo que traerá como resultado problemas de flotación en algunas de ellas. Solamente las unidades: VD-520, VD-519 y VD-516 trabajan en los rangos adecuados (anexo 12).

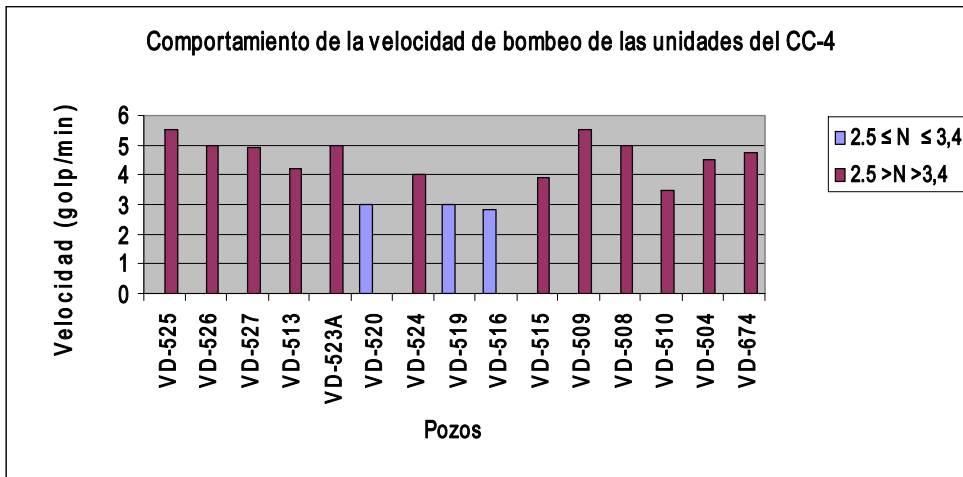


Gráfico 3.33 Comportamiento de las velocidades de bombeo de las unidades de bombeo del centro colector 4.

3.7.4 Momento de torsión máximo producido por el peso de la sarta de cabillas al reductor.

En el gráfico 3.34 se representa el momento de torsión máximo producido por el peso de las sargas de cabillas. Estos valores se obtienen aplicando ecuación 2.10 y empleando los reportes de la dinamografía tabulados en el anexo12.

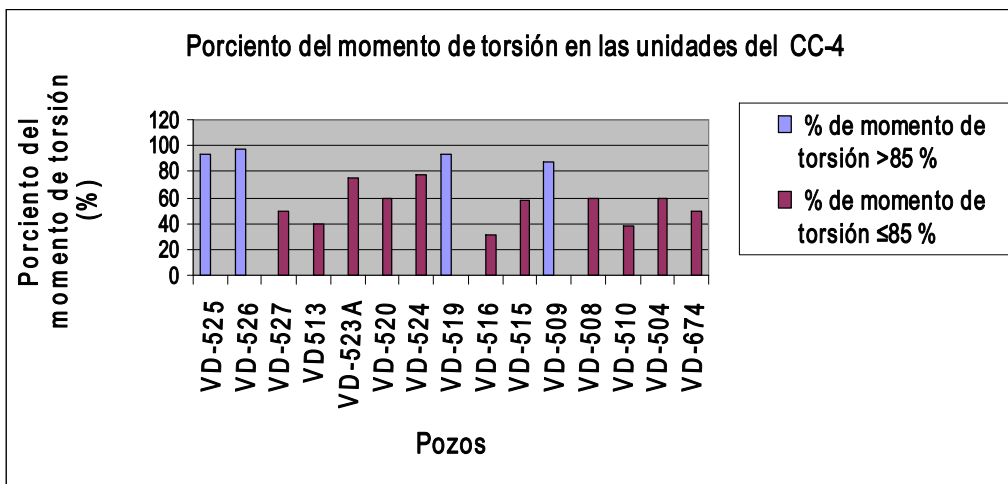


Gráfico 3.34 Momento de torsión en las unidades de bombeo convencional del centro colector 4.

Según los valores obtenidos: los pozos VD-525, VD-519, VD-509 están por encima del valor permisible, los dos primeros tienen 93% y el último de 87% (anexo 20). Estas unidades corren el riesgo de sufrir fallas de rotura en el reductor. En el caso de las restantes, no presentan problemas.

3.7.5 Comportamiento de los niveles en los pozos.

Según los resultados obtenidos en dinamografía los cuales están reflejados en el gráfico 3.35 que se presenta a continuación, podemos determinar que los pozos como: VD-525, VD- 524, VD-519, VD-516, VD-515, VD-510, tienen niveles por debajo de 200m; los restantes tienen niveles adecuados (anexo17).

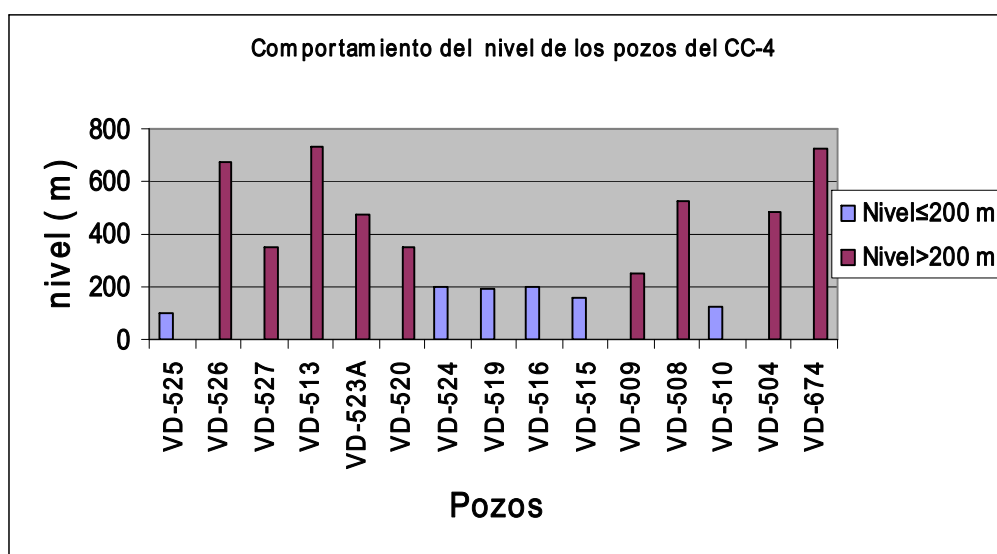


Gráfico 3.35 Niveles de los pozos del centro colector 4.

3.7.6 Recorrido de las unidades de bombeo.

Respecto al recorrido del pistón representado en el gráfico 3.36, se puede plantear que éstos dejan un espacio menor de 20 cm lo que evita influencia de gas dentro de la bomba (anexo 6).

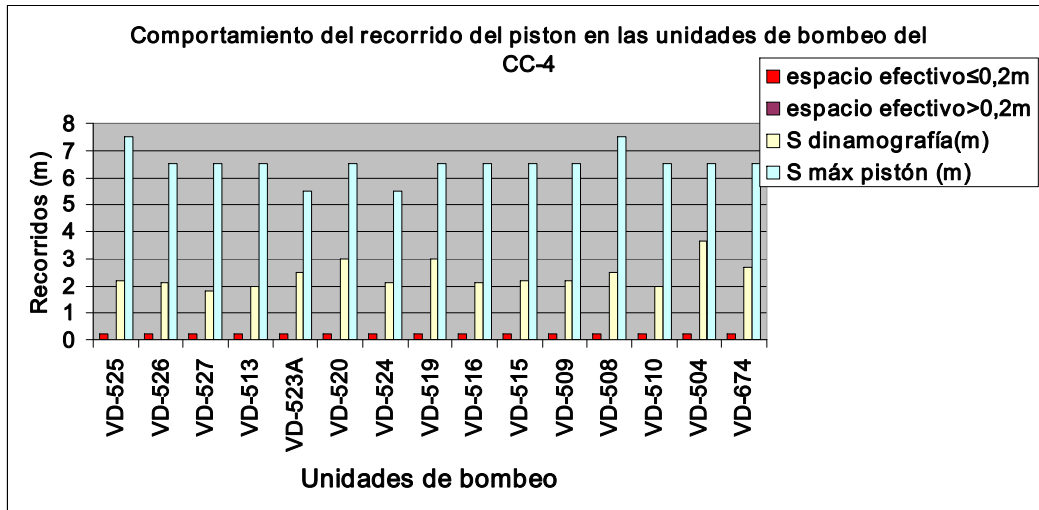


Gráfico 3.36 Recorrido del pistón en la bomba.

Por otra parte, como se observa en el gráfico existe, al igual que las restantes unidades de los centros colectores 1 y 2 , suficiente recorrido libre por si es necesario aumentarlo para disminuir las velocidades de bombeo en las unidades que puedan presentar problemas con los números de golpes , logrando de esta manera mantener el caudal de fluido.

3.8 Resultados parciales de las evaluaciones del funcionamiento de las unidades instaladas en los pozos del centro colector 4 durante los meses de investigación.

Basado en el comportamiento de los caudales de fluido (anexo10), las evaluaciones realizadas en los parámetros de producción y de operación se determinaron que las unidades con problemas son las siguientes:

Las unidades: VD-525, VD-526, VD-527, VD-513, VD-523^a, VD-509, VD-508, VD-674 presentan problemas de flotación, debido a los altos números de golpes con los que operan las unidades en la cual, como se han analizado anteriormente en los parámetros de producción, son inadecuadas para un crudo muy viscoso y con considerables contenidos de agua y sedimentos. Por otra parte, debemos sumar que dentro de estas unidades de bombeo existen tres que trabajan con porcentos de torsión fuera del rango

corriendo aún más riesgos de fallas mecánicas en el reductor lo cual trae como consecuencia que la unidad quede inutilizada, estas son: VD-525, VD-526 y VD-509 .

En los casos de las unidades VD-525, VD-524, VD-516, VD-515, VD-510, presentan bajo nivel lo que afecta la eficiencia de llenado de la bomba.

3.9 Propuestas de mejoras de las unidades de bombeo.

3.9.1 Centro colector 1.

La unidad **SK-8-3.5-4000** instalada en el pozo **VD-574**, se encuentra sobrecargada, se propone cambiarla por la unidad **SK-12-2.5-4000** instalada en el pozo **VD-102**. De esta manera, aplicando la ecuación 2.7, se reduce el problema de la carga estructural de 94% a 68%. En cuanto a la velocidad de bombeo, se propone aumentar el recorrido a 2,5 m (orificio 5), cambiar el diámetro del poleador del reductor a 800 mm y del motor a 230 mm. Según los resultados obtenidos de las ecuaciones 2.9 y 2.1 se logra que la unidad, trabajando a 3 golp/min, extraiga del pozo un caudal de fluido de 26m³/d.

En el caso pozo **VD-102** cuya unidad es el **SK-8-3.5-4000** la cual proviene del pozo **VD-574**, no tiene problema con la carga estructural, su porcentaje es 80%, está por debajo del límite permisible .Se recomienda incrementar el recorrido hasta 3m (orificio 4), cambiar el diámetro del poleador del motor a 185 mm y mantener el diámetro del poleador del reductor en 920 mm .Como resultado, se reduce el problema de flotación debido a que la unidad puede trabajar con una velocidad de bombeo de 3,2 golp/min y puede extraer un caudal de crudo de 3m³/d.

La unidad **SK-8-3.5-4000** instalada en el pozo **VD-570** se encuentra sobrecargada, debido a que la carga de la estructura tiene un porcentaje de 93%. Se propone cambiar esta unidad por el **SK-10-3-5600** instalada en el pozo **VD-572**. Según el resultado obtenido de la ecuación 2.7 se reduce la carga de 93% a 73%. Por otra parte, se puede aumentar el recorrido de la unidad hasta 3m (orificio 5), cambiar el diámetro del poleador del reductor a 1100mm y mantener el diámetro del poleador del motor en 217mm. Como resultado final, mediante la aplicación de las ecuaciones 2.9 y 2.1, se logra que la unidad trabaje a una velocidad de bombeo de 3.45 golp/min extrayendo 40m³/d.

En el caso del pozo **VD-572** cuya unidad es **SK-8-3.5-4000** proveniente del **VD-570**, puede operar sin presentar problema de sobrecargo, el porcentaje es de 60%. Es necesario aumentar el recorrido hasta 3.5 m (orificio 4) y cambiar el diámetro del poleador

del motor a 200mm, de esta manera se logra que la unidad opere a 3 golp/min produciendo un caudal de fluido de $2.3 \text{ m}^3/\text{d}$.

La unidad **SK-8-3.5-4000** instalada en el pozo **VD-555^a**, se encuentra sobrecargada, el porcentaje de carga estructural es de 92%, por lo que se propone cambiarla por el **SK-10-3-5600** instalada en el pozo **VD-409**, de esta manera se reduce la carga, el porcentaje obtenido, aplicando la ecuación 2.7, es de 74%. También se puede, aumentar el recorrido a 3m (orificio 6), cambiar el diámetro del poleador del motor a 200mm y la del reductor a 980 mm de tal manera que, aplicando la ecuación 2.9, la unidad trabaje a una velocidad de bombeo de 3 golp/min produciendo un caudal de fluido, según el resultado de la ecuación 2.1, de $11 \text{ m}^3/\text{d}$.

En el caso del pozo **VD-409** que posee la unidad de bombeo **SK-8-3.5-4000** proveniente del pozo **VD-555^a**, el pozo presenta bajo nivel y entrega poco caudal, luego se propone que opere la unidad a régimen.

3.9.2 Centro colector 2.

La unidad **UP-11.6-3.66-5112** instalada en el pozo **VD-546** presenta problema de flotación debido a la alta velocidad de bombeo, por otra parte esta unidad presenta un porcentaje de momento de torsión por encima del criterio de aceptación de 97% lo cual puede provocar fallas en el reductor. Por esta razón se propone cambiarla por la unidad **AMPS-13.9-4.27-8000** instalada en el pozo **VD-577**. Una vez instalada, aplicando la ecuación 2.10, el momento de torsión se reduce a 62,2%, También se puede aumentar el recorrido hasta 4.27m (orificio 4) y cambiar el diámetro del poleador del motor a 136 mm. Según el resultado de la ecuación 2.9, la unidad opera a 3.1 golp/min obteniéndose un caudal de fluido, aplicando la ecuación 2.1, de $2.99 \text{ m}^3/\text{d}$ con una diferencia de $0.8 \text{ m}^3/\text{d}$ lo cual se considera a los efectos despreciable.

La unidad **UP-11.6-3.66-5112** desinstalada del pozo **VD-546** será colocada en el pozo **VD-247^a**, debido a que la unidad con que se extrae el crudo, **SK-8-3.5-4000**, está sobrecargada, la carga estructural está fuera del criterio de aceptación, 96%. También, se le suma la alta velocidad de bombeo de la unidad, 4.3 golp/min. Instalada la **UP-11.6-3.66-5112** se reduce el problema de la carga, aplicando la ecuación 2.7, se obtiene un resultado de 66%. Por otra parte, si aumentamos el recorrido a 3m (orificio 2) y cambiamos el diámetro del poleador del motor a 200mm esta puede operar con 2.69 golp/min según el resultado de aplicación de la ecuación 2.9. Con respecto al caudal de fluido, la unidad podrá extraer $9,30 \text{ m}^3/\text{d}$.

La unidad **SK-8-3.5-4000** proveniente del pozo **VD-247A**, será instalada en el pozo **VD-577**, el cual puede trabajar con los mismos parámetros que tenía con la otra unidad sin afectar el caudal de fluido.

La unidad **AMPS 13.9-4.27-8000** instalada en el pozo **VD-580** presenta problema de atraso. Se recomienda aumentar el recorrido a 4.27m (orificio 3) y cambiar el diámetro del poleador del motor 210 mm con lo cual la unidad podrá trabajar a 3 golp/min recuperando el caudal de fluido.

La unidad **SK-8-3.5-4000** instalada en el pozo **VD-306** está sobrecarga, la carga estructural está por encima del criterio máximo permisible, 95%. También, la velocidad de bombeo es alta, 5.2 golp/min por lo que también se le suma el problema de flotación. Se propone cambiar esta unidad por el **SK-10-3-5600** instalada en el pozo **VD-561**. Con esta alternativa se reduce el problema de la carga estructural, aplicando la ecuación 2.7, la unidad trabajará con un porcentaje de 74 %, además se puede aumentar el recorrido hasta 3m (orificio 6) y cambiar el diámetro del poleador del motor a 215mm y del reductor a 869 mm. Según el resultado obtenido de la ecuación 2.9, la unidad trabajará a una velocidad de bombeo de 2.6 golp/min con capacidad de extraer un caudal de fluido, aplicando la ecuación 2.1, de 3m³/d.

En el caso de la unidad **SK-8-3.5-4000** proveniente del pozo **VD-306** se instalará en el pozo **VD-523^a** del centro colector 4 debido al problema de flotación.

En el caso del pozo **VD-561** se instalará la unidad **UNIV-9.7-3.05-3615** proveniente del pozo **VD-525** del centro colector 4 en la que se propone que trabaje a régimen debido a que el pozo presenta un nivel bajo acorde a los criterios de aceptación expresado en el capítulo anterior y aporta un caudal de fluido aproximadamente de 2.15 m³/d .

En los casos de las unidades **SK-10-3-5600** instalada en el **VD-536**, **SKD-8-3-4000** instalada en el **VD-557** y **SK-8-3.5-4000** instalada en el **VD-104**, operan a velocidades de: 4.5 golp/min, 4.8 golp/min y 4.2 golp/min respectivamente, en consecuencia presentan problemas de flotación debido a que este parámetro está fuera del rango establecido para la extracción de este tipo de crudo.

Se propone en el caso del **SK-10** del pozo **VD-536** trabajar con recorrido de 3m (orificio 6) y cambiar el diámetro del poleador del motor a 199 mm y la del reductor a 980 mm de tal manera que la unidad pueda operar a 2.6 golp/min .El **SKD-8** del pozo **VD-557** se recomienda que opere a régimen debido al bajo nivel que presenta el pozo según el criterio de aceptación de yacimiento y al poco caudal que entrega. En el caso del **SK-8-**

3.5-4000 del pozo **VD-104**, si aumentamos el recorrido a 3 m (orificio 4) y cambiamos el diámetro del poleador del motor a 198mm y la del reductor a 1000mm la unidad trabajaría a 2.8 golp/min. Como resultado final, se reducen los problemas de flotación y se recupera los niveles de producción, en el caso del **SK-10** extraería 11m³/d y el **SK-8** del **VD-104** ,6.14m³/d.

En los casos de las unidades instaladas en los pozos: **VD-103**, **VD-560**, **VD-002**, **VD-415**, **VD-045** y **VD-046**, se propone que estas trabajen a régimen debido al bajo nivel que presentan los pozos y el poco caudal que entregan.

3.9.3 Centro colector 4.

La unidad **SK-10-3-3315** instalada en el pozo **VD-526**, está sobrecarga, opera con un porcentaje de carga estructural de 86 %, la velocidad de bombeo es alta, 5 golp/min, además, el porcentaje de momento de torsión en el reductor es de 86%. Todos estos problemas pueden traer como resultados fallas mecánicas de la unidad si tenemos en cuenta que el crudo que se extrae del pozo tiene una considerable cantidad de agua y es muy viscoso (véanse gráficos 3.26 y 3.28). Por esta razón, se propone cambiar la unidad por la **UP-12-3-5000** instalada en el pozo **VD-510**. Como resultado, el porcentaje de torsión máximo, aplicando la ecuación 2.10, es de 77% ,y el porcentaje de carga estructural es de 77%, por lo que los problemas de fallas en el reductor y el de la carga se reducen .

Respecto a la flotación, se propone incrementar el recorrido de esta unidad a 3m (orificio 3) y cambiar el diámetro del poleador del motor a 235mm. De esta manera la unidad podrá operar, aplicando la ecuación 2.9, a 3,41golp/min Según el resultado de la aplicación de la ecuación 2.1, la unidad puede extraer 23m³/d.

En el caso de la unidad **AMP11.6-3.66-5112** instalada en el pozo **VD-527** presenta problema de flotación producto de la alta velocidad de bombeo, 4.9 golp/min. Por esta razón se recomienda incrementar el recorrido a 3m (orificio 2), y cambiar el diámetro del poleador del motor a 178 mm y la del reductor a 890mm de esta manera aplicando la ecuación 2.9 y 2.1 tenemos como resultado que la unidad recupera el caudal de fluido promedio 10,24m³/d trabajando a una velocidad de 3,3 golp/min la cual está dentro de los parámetros de criterio de aceptación

En cuanto a la unidad **SKN-10-3-3315** instalada en el pozo **VD-510**, por el bajo nivel que presenta el pozo y el poco caudal de fluido que aporta se propone que trabaje a régimen.

La unidad **SK-10-3-5600** instalado en el pozo **VD-513** presenta problema de flotación debido a la alta velocidad de bombeo, 4.2 golp/min .El porcentaje de carga estructural, que

tiene un valor de 87%, está por encima del criterio de aceptación. Se propone cambiar la unidad por el **UP-12-3-5000** instalado en el pozo **VD-508**, de esta manera se reduce el problema de la carga estructural, aplicando la ecuación 2.7, el resultado es de 72%. Si aumentamos el recorrido de la bomba a 3m (orificio 6) y cambiamos el diámetro del poleador del motor a 215mm la velocidad de bombeo será 2.66 golp/min, por lo que la unidad extraerá $6\text{m}^3/\text{d}$ según los resultados arrojados por las ecuaciones 2.1 y 2.9.

En el caso del pozo **VD-508**, el cual tiene instalada el **SK-10-3-5600** proveniente del pozo **VD-513** si disminuimos el diámetro del poleador del motor de 201mm a 177mm y aumentamos el diámetro del poleador del reductor de 900mm a 970mm la unidad podrá trabajar, según los resultados arrojados por la ecuación 2.9 con una velocidad de bombeo de 3.1 golp/min, la cual es adecuada de acuerdo a los criterios de aceptación. Con esta mejora la unidad de bombeo podrá extraer un caudal de fluido, según el resultado de la ecuación 2.1, de $4.33\text{m}^3/\text{d}$. Debemos plantear que, a pesar de no alcanzar el caudal de fluido planificado, si es mayor con respecto al que extraía.

La unidad **UNIV-9.7-3.05-3615** instalada en el pozo **VD-509** presenta problema de flotación debido a la alta velocidad de bombeo, 5.5 golp/min. También, el porcentaje del momento de torsión es considerable, 87%, lo cual puede traer riesgo de fallas en el reductor. Se propone, por las razones anteriormente expuestas, cambiar la unidad por **SKD-8-3-4000** instalada en el pozo **VD-516**. Una vez instalada la unidad ésta podrá operar con un porcentaje de momento de torsión, según el resultado obtenido de la ecuación 2.10, de 79%. En cuanto a la velocidad de bombeo, se propone cambiar el diámetro del poleador del motor a 250mm y el del reductor a 910mm. Con esta alternativa la unidad puede trabajar a 3golp/min.

En el caso de la unidad **UNIV 9.7-3.05-3615** instalado en el pozo **VD-516** se propone trabajar a régimen debido al bajo nivel que presenta el pozo y al poco caudal que aporta.

En el caso de la unidad **SK-12-2.5-4000** del pozo **VD-523^a** que presenta problema de flotación debido a la alta velocidad con la que opera de 5 golp/min, se decide sustituirlo por la unidad **SK-8-3.5-4000** proveniente del pozo **VD-306**, con el cual variando el recorrido hasta 3.5m y cambiando los diámetros del poleador del motor a 215 mm la unidad puede trabajar a 3.42 golp/min recuperando el caudal de fluido de $2\text{m}^3/\text{d}$.

La unidad **UNIV-9.7-3.05-3615** instalada en el pozo **VD-525** presenta problema de flotación debido al incremento de la velocidad de bombeo, a esto se le suma un porcentaje de momento de torsión elevado, 99%, por lo que existe riesgo de fallas en el reductor. Por esta razón se decide cambiarla por la unidad **SK-12-2.5-4000** del pozo **VD-523A** de

esta manera se logra reducir el momento de torsión a un 83%. Debido al bajo nivel que presenta el pozo se propone que esta unidad trabaje a régimen.

Con respecto a la **UNIV9.7-3.05-3615** proveniente del pozo **VD-525** ésta se trasladará al pozo **VD-561** del centro colector 2, el cual se había propuesto que trabajara a régimen debido al poco nivel que presentaba el pozo, y recordemos que en el pozo **VD-523** se trasladará el **SK-8-4000** proveniente del pozo **VD-306**, a esta unidad se le propone aumentar el recorrido hasta 3.5m y cambiar el diámetro del poleador del motor a 215mm según los resultados obtenidos de la ecuación 2.1 esta unidad podrá extraer 2m³/d.

La unidad **AMPS11.6-3.66-5112** instalada en el pozo **VD-674** se propone, para reducir el problema de flotación debido a la alta velocidad de bombeo, aumentar el recorrido a 3.66m y cambiar el diámetro del poleador del motor a 211mm. Según los resultados arrojados por las ecuaciones 2.1 y 2.9 la unidad extraerá un caudal de 37m³/d a una velocidad de bombeo de 3.2 golp/min.

3.10 Análisis económico.

De manera general, en los centros colectores del Ramal Este del Yacimiento Varadero se proponen cambiar 17 unidades de bombeo convencional mecánico, dentro de éstas, se cambia el recorrido, los diámetros de los poleadores del motor y del reductor. Fuera de estas unidades existen 4 más que solamente se le realizan ajustes de recorrido y velocidad de bombeo. Por último se propone trabajar a régimen 15 unidades.

Para darle cumplimiento a estas acciones de trabajo, la empresa cuenta dentro de su logística con una grúa, 2 camiones de alto tonelaje con cama y una brigada de 3 hombres. (Anexo16 se encuentran los reportes de la tarifa)

A partir del empleo de las ecuaciones desde la 2.11 hasta la 2.15 se obtuvieron los siguientes resultados los cuales se encuentran representados en la tabla 3.1.

Tabla 3.10 Resultado económico.

Variables	Resultados
Costo total de operación (\$)	94000
Costo técnico anterior (\$)	515675
Costo técnico posterior (\$)	314020
Ganancia diaria (\$/d)	1171
Afectación por paralización (\$)	80190
Efecto económico estimado (\$/año)	427674,8
Tiempo de recuperación (días)	180

De forma general se puede asegurar que las propuestas planteadas en el trabajo de investigación son económicamente factibles, el tiempo de recuperación es de 180 días, es decir, menos de 2 años. Por otra parte se eliminan los problemas de funcionamiento de las unidades de bombeo, además, la empresa obtendrá un efecto económico al año de 427674 pesos.

Conclusiones.

1. Durante la evaluación de las unidades de bombeo mecánico convencional del ramal Este se mostró que los principales parámetros de producción y operaciones que afectan el funcionamiento son:
Viscosidad, BSW, API, cargas estructurales, cargas de las sartas de cabillas y la velocidad de bombeo.
2. Como principales propuestas para mejorar el funcionamiento de las unidades de bombeo mecánico convencional se proponen: la sustitución de las unidades de bombeo, cambios de los diámetros de los poleadores de los motores y reductores y el trabajo del pozo a régimen
3. Las propuestas de mejoras son posibles de ejecutarse ya que la inversión se recupera en solo 180 días.

Recomendaciones.

1. Sustituir las unidades de bombeo mecánico convencional que se relacionan en el epígrafe 3.9, teniendo en cuenta los cambios propuestos con respecto al recorrido del pistón y la velocidad de bombeo.
2. Construir la curva de entrada de recuperación del nivel dinámico con el pozo abierto para determinar el tiempo en que deben trabajar los pozos propuestos a régimen con vista a obtener los caudales de producciones deseados.
3. Comparar los resultados reales que se obtendrán en el campo con los planteados a partir de las propuestas realizadas en la investigación.
4. Realizar un estudio respecto a los consumos de corriente de las unidades de bombeo, específicamente: los motores y los ciclos de contrabalanceo de las unidades.

Bibliografía

1. Angelo, Larry. *Effects of Polished Rod Clamps on Polished Rod Fatque Life*. R&M Energy Systems, Canada, 2005.
2. API well data glossary and unique well numbering, American Petroleum Institute, Dallas, Texas, 1966.
3. Barberii, Efraín E: *Pozo ilustrado*. Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
4. Berger Brill D: *Petróleo Moderno*. USA. Penn Well Publishing Company. 1992.
5. Brooks Salazar, Antonio: *Estudio de la elevación artificial en los pozos de la Capa E del yacimiento Boca de Jaruco*. (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo) CPP, EPEPO, 2003.
6. Cajigal Correa, Armando. *Manual de producción de petróleo y gas*. Centro Politécnico del Petróleo. La Habana. 2005.
7. Castellanos González, Feliciano H: *Explotación de yacimientos de petróleo y gas*. Editorial Pueblo y Educación. La Habana, 1998.
8. Colectivo de autores EPEP-Centro: *Identificación y control del riesgo de impacto ambiental*. Manual de documentos de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiental. Informe interno CUPET, Varadero, 2005.
9. Colectivo de autores EPEP-Centro: *Protección a las instalaciones*. Manual de documentos de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiental. Informe interno CUPET, Varadero, 2005.
10. Colectivo de autores PDVSA: *Estudio de métodos de producción en el campo Varadero*. Informe interno CUPET, Varadero, 2001.
11. Chalet, H: *Well Productivity. Well Production Practical Handbook*. Edition Techmp. Paris, 2000.
12. Demoulin, Philippe: *Sucker Rod Pumping*. Enspm Formation Industries. 2000.
13. Demoulin, Philippe: *Example Problems*. Enspm Formation Industries. 2000.
14. Demoulin, Phillippe: *Forage, Production, Gisement*. Enspm Formation Industries. 1998.
15. Frick, Thomas: *Petroleum production handbook*. Mcgraw-hill book company, New York, 1962.
16. García Sánchez, Rolando. *Geología general y estratigrafía. Resumen del curso de geología general y estratigrafía para el programa básico de ingenieros perforadores del CPP*. Centro de Investigaciones del Petróleo. 2003.
17. Gómez Peña, Allen: Evaluación del estudio y optimización del consumo de energía en los pozos del Ramal Este del yacimiento Varadero .Trabajo especial de grado.(En

- opción al Título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, 2002.
18. González Juana: *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*. Ediciones Foninves, Caracas, 1980.
 19. González Lantigua Javier y D. Zayas Macías: *Análisis del fondo de pozos explotados por levantamiento artificial en la EPEP-Centro. Posibilidades de optimización*. (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2003.
 20. Guido, E.: *Modernos conceptos y sus aplicaciones sobre bombeo mecánico de pozos petrolíferos*. Lufkin Overseas Corporation S.A, Venezuela, 1971.
 21. Hernández Díaz, Alexis: *Evaluación de métodos de recuperación y optimización de petróleo pesado y viscoso en yacimientos de carbonato fracturado*. (En opción al título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, La Habana, 2004.
 22. Hernández Lescay, Henry: *Análisis de las complejidades tecnológicas en la elevación artificial de pozos desviados en Cuba*. (En opción al título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, La Habana, 2005.
 23. Hernández Sampier, Roberto: *Metodología de la investigación 1*. Editorial Félix Varela, La Habana, 2003.
 24. Hernández Sampier, Roberto: *Metodología de la investigación 2*. Editorial Félix Varela, La Habana, 2003.
 25. Howard B, Bradley: *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers, USA, 1992.
 26. Ivey, Ray: *Elevación artificial en pozos horizontales*. Training program form Cupet. EPEP Oc. Transmeridian Inc, 2001.
 27. Luthbertson, Doug: *Explotación y mantenimiento de bombas*. (En opción al título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2002.
 28. Martínez, Aníbal: *Recursos de hidrocarburos de Venezuela*, Editorial Senda Ávila. Caracas, 1972.
 29. Martínez, Aníbal R.: *Cronología del petróleo venezolano, 1943-1993 Volumen II*. Ediciones CEPET, Caracas, 1995.
 30. Martínez Ruano, Frank Luís: *Evaluación Integral del régimen Tecnológico, Posibilidades de optimización de los pozos de los centros colectores 2 y 8*. Trabajo especial de grado.(

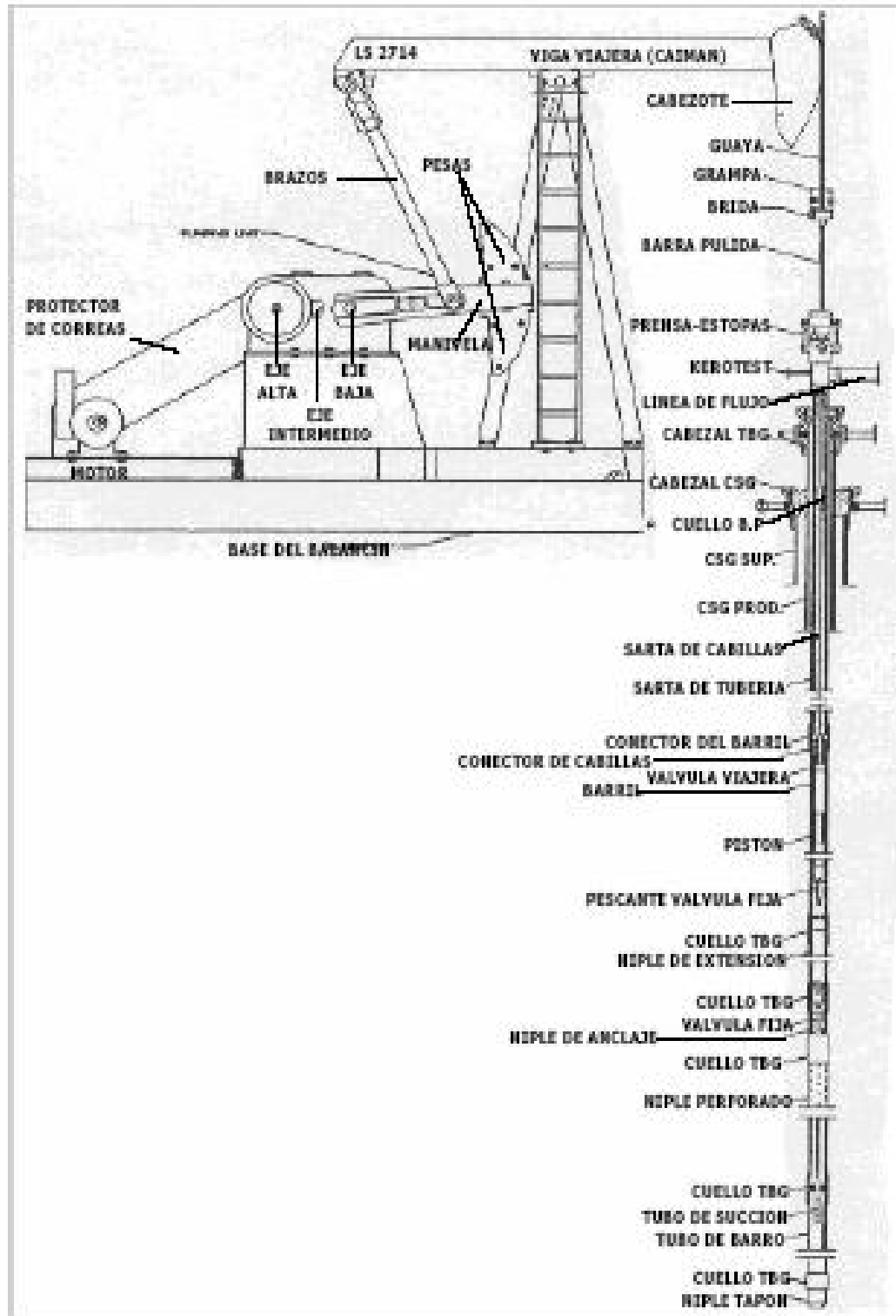
- En opción al Título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, 2002.
31. Muravyov, I: *Development and exploitation of oil and exploitation of gas fields*. Peace Publishers, Moscow, 1998.
 32. Núñez Herrera, Eumelio E.: *Comprobación de unidades de bombeo para el levantamiento artificial en pozos de Petróleo, proyecciones en este campo*. (En opción al título de Ingeniero Mecánico). Matanzas, 2007.
 33. Pereira A.: *Selección de pozos y diseño de levantamiento artificial en el Campo Jobo, Yacimiento Morichal 01*. Trabajo especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Puerto La Cruz, 1999.
 34. Petróleos de Venezuela: *Arranque, operación y parada de pozos por levantamiento artificial de bombeo mecánico para operadores*. En: Manual del participante. Universidad de Oriente Núcleo Puerto la Cruz, Venezuela, 1990.
 35. Santamaría Toledo, Elthon: *Análisis de las Posibilidades de Optimización del Flujo Tecnológico de los pozos del Centro Colector # 1 de la EPEP –Centro Trabajo especial de grado*. (En opción al Título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, 2002.
 36. Tavares Noa, David: *Estudio de optimización de la explotación del Yacimiento Varadero. Vol. 1*. Informe interno. CUPET, Varadero, 1999.
 37. Tavares Noa, David: *Trabajo sobre estrategia de explotación a seguir en el sector este*. Informe interno. CUPET, Varadero, 2003.
 38. [http:// www.carlbadnm.com](http://www.carlbadnm.com). (Junio/2007)
 39. <http://www.cptdc.com/workover&Production Equipment>. (Julio/2007)
 40. [http:// www.eandpnet.com](http://www.eandpnet.com). (Mayo/2007)
 41. [http:// www.fepetro.com](http://www.fepetro.com). (Junio/2007)
 42. [http:// www.lufkin.com](http://www.lufkin.com). (Mayo/2007)
 43. <http://www.natoil.com>. (Mayo/2007)
 44. <http://www.netzsch.com.br>. (Julio/2007)
 45. [http:// www.oilstates.com](http://www.oilstates.com). (Mayo/2007)
 46. [http:// www.oilwell.com](http://www.oilwell.com). (Junio/2007)
 47. [http:// www.telvent.com](http://www.telvent.com). (Julio/2007)
 48. [http:// www.weatherford.com](http://www.weatherford.com). (Junio/2007)

Anexos.

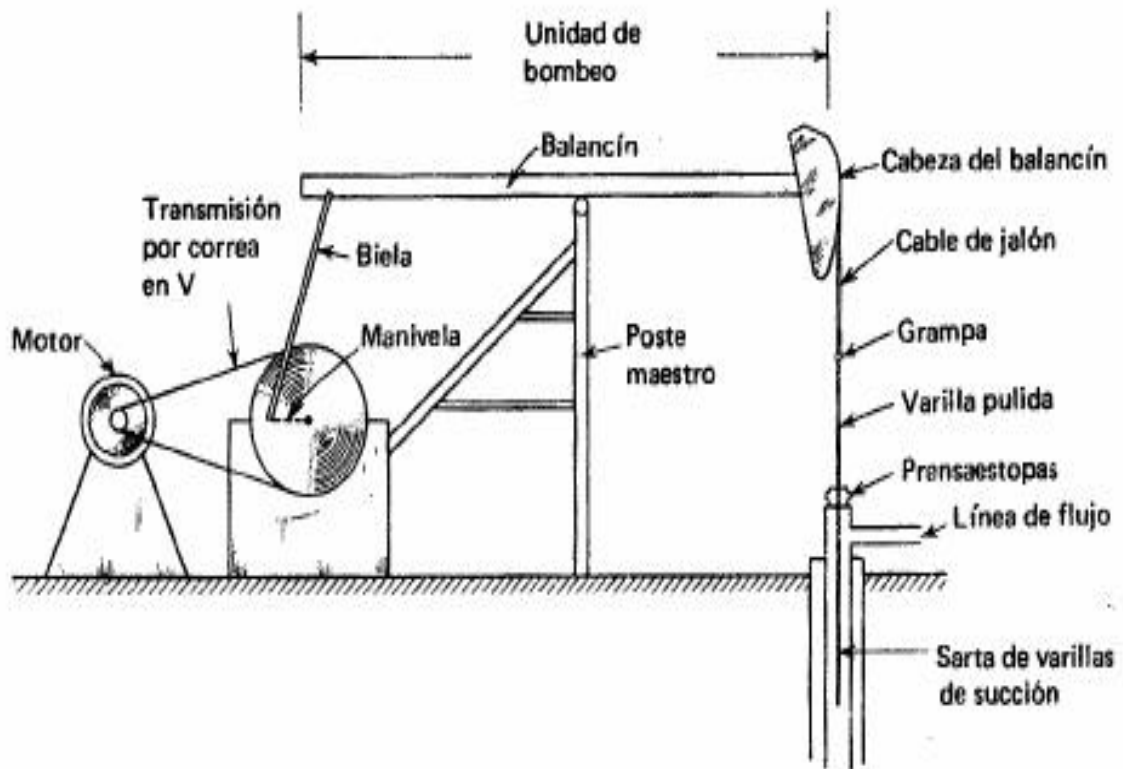
Anexo 1: Las ventajas y desventajas de los sistemas de bombeo mecánico.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Fácil de operar	<ul style="list-style-type: none">• Es problemático en pozos desviados.
<ul style="list-style-type: none">• Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera.	<ul style="list-style-type: none">• No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos.
<ul style="list-style-type: none">• Puede disminuir la entrada de presión de la bomba para maximizar la producción.	<ul style="list-style-type: none">• No puede manejar producción excesiva de arena.
<ul style="list-style-type: none">• Usualmente es el método de producción más eficiente.	<ul style="list-style-type: none">• La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre.
<ul style="list-style-type: none">• Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie.	<ul style="list-style-type: none">• La tasa de producción cae rápido comparado con otros métodos de levantamiento artificial.
<ul style="list-style-type: none">• Puede emplear motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica.	<ul style="list-style-type: none">• No es oportuno en áreas urbanas.
<ul style="list-style-type: none">• Puede utilizar controladores de bombeo para minimizar golpes de fluido, costo de electricidad y fallas de cabillas.	
<ul style="list-style-type: none">• Puede ser monitoreado de manera remota con un sistema controlador de bombeo.	
<ul style="list-style-type: none">• Puede usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema	

Anexo 2: Sistema de bombeo mecánico convencional .

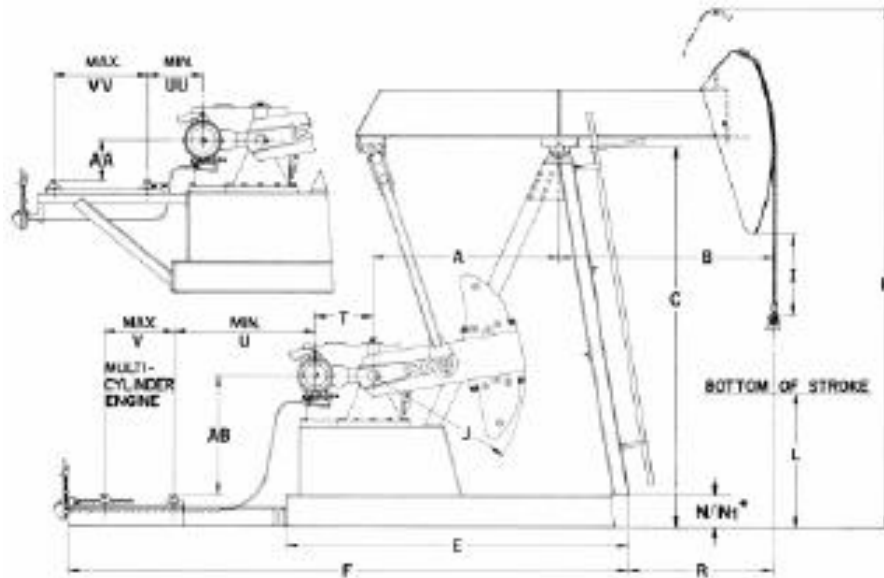


Anexo 3: Componentes de la unidad de superficie de la unidad de bombeo convencional .



Anexo 4: Tipos de unidades de bombeo convencionales atendiendo a su geometría .Ventajas y desventajas.

1. Unidades de Bombeo Convencional



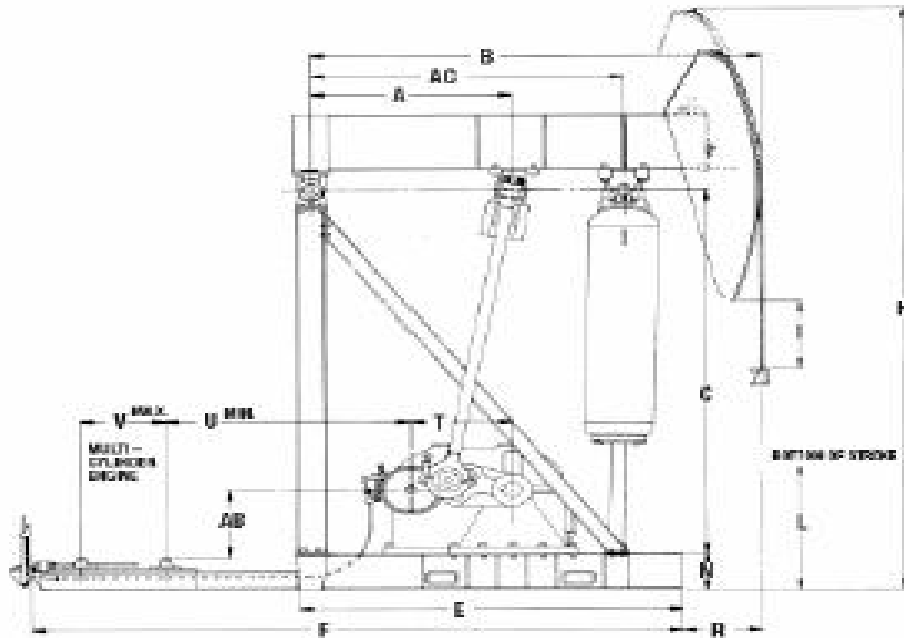
Ventajas:

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

Desventajas:

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

3. Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire



Ventajas:

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

Desventajas:

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

Anexo 5 : Composición del petróleo del Ramal Este del yacimiento Varadero.

Tabla 1-1. Composición química de los hidrocarburos

Nombre y fórmula del grupo de series	Nombre	Fórmula	Estado	Notas	
Parafinas C_nH_{2n+2}	METANO	CH_4	Gas	Estos hidrocarburos pueden subdividirse aún más en cierto número de la serie isómera: parafinas primarias, secundarias y terciarias, que aunque tienen igual porcentaje de composición, difieren en propiedades físicas debido a las diferencias de arreglos atómicos internos en sus moléculas. Esta serie está presente prácticamente en todos los petróleos pero es preponderante en los de "base parafínica". Los componentes más livianos de la serie -gases y líquidos- están generalmente asociados con petróleos de base asfáltica. Los gases arrastran vapores de la forma líquida todo el tiempo. El gas natural está compuesto exclusivamente de los hidrocarburos más livianos (gases) de esta serie. Los hidrocarburos de esta serie contienen el más alto porcentaje de hidrógeno y son los más estables.	
	ETANO	C_2H_6	Gas		
	PROPANO	C_3H_8	Gas		
	BUTANO	C_4H_{10}	Gas		
	PENTANO	C_5H_{12}	Líquido		
	HEXANO	C_6H_{14}	Líquido		
	HEPTANO	C_7H_{16}	Líquido		
	OCTANO	C_8H_{18}	Líquido		
	a				
	HEXADECANO	$C_{16}H_{34}$	Líquido		
	HEXAOCANO	$C_{18}H_{38}$	Sólido		
	EICOSANO	$C_{20}H_{42}$	Sólido		
	a				
PENTATRICONTANO	$C_{32}H_{72}$	Sólido			
Olefinas C_nH_{2n} Polimetileno $(C_nH_{2n})_x$ (Originalmente llamados naftenos)	ETILENO	C_2H_4	Gas	Estos hidrocarburos son relativamente de poca saturación y constituyen la llamada cadena de "anillos abiertos". Incluyen varias series independientes, diferentes en características físicas y químicas, aunque son idénticas en su porcentaje de composición. Una de ellas, la serie de las olefinas, es relativamente inestable.	
	PROPILENO	C_3H_6	Gas		
	BUTILENO	C_4H_8	Gas		
	AMILENO	C_5H_{10}	Líquido		
	HEXILENO	C_6H_{12}	Líquido		
	EICOSILENO	$C_{20}H_{40}$	Líquido		
	CEROLENO	$C_{27}H_{54}$	Sólido		
	MOLENO	$C_{30}H_{60}$	Sólido		

Anexo 6: Datos operacionales de las unidades de bombeo convencional presente en Ramal Este del Yacimiento de Varadero.

pozos	unidad	bomba	D.B	L.b	e.e	S	S máx	orificio	L.P
CC-1									
VD-102	SK12 - 2.5 - 4000	inglesa 44.5mm	44,5	8	0,17	1,7	7,5	2	50
VD-572	SK10-3.0-5600	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,16	3	4,5	3	60
VD-570	SK8-3.5-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,19	3	4	2	60
VD-574A	SK8-3.5-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,18	2,1	6,4	2	60
VD-550	SK10-3.0-5600	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,13	3,06	6,4	3	60
VD-409	SK10-3.0-5600	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,14	1,5	6,4	1	60
VD- 555A	SK8-3.5-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,17	2,1	6,4	2	60
CC-2									
VD-562	UP12-3000-5500	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,4	6,4	4	60
VD-569A	SK10-3.0-5600	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	3,4	6,4	3	60

VD-103	AMPS 6.5 - 1.63 - 1317	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,77	6,4	1	60
VD-561	SK10-3.0-5600	inglesa 50.8mm	50,8	7	0,2	5	6,5	2	50
VD-560	UP7.9 - 1.88 - 2625	inglesa 50.8mm	50,8	7	0,2	3,5	6,5	3	50
VD-577	AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	2,72	6,4	4	60
VD-580	AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	2,74	6,4	4	60
VD-578	D320-256-100	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	3,4	6,4	4	60
VD-303	SK10-3.0-5600	inglesa 38,1mm	38,1	7	0,2	3,5	6,5	3	50
VD-306	SK8-3.5-4000	Soviético 57 mm	57	7	0,2	4,4	6,5	2	50
VD-002	GUIBE	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,8	6,4	2	60
VD-546	UP11.6 - 3.66 - 5152	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	3,24	6,4	3	60
VD-045	SK8-3.5-4000	inglesa 44.5mm	44,5	7	0,2	4,4	6,5	2	50
VD-046	SK8-3.5-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,6	6,4	1	60
VD247A	SK8-3.5-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,6	6,4	1	60
VD-415	AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	3,45	6,5	3	50
VD-539A	SK10-3.0-5600	inglesa 38,1mm	38,1	6	0,2	1,85	5,5	3	50
VD-536	SK10-3.0-5600	inglesa 50.8mm	50,8	6	0,2	3,7	5,5	2	50

VD-557	SKD8-3.5-4000	inglesa 50.8mm	50,8	6	0,2	4	5,5	2	50
VD-104	SK8-3.5-4000	inglesa 44.5mm	44,5	6	0,2	5,5	5,5	2	50
CC-4									
VD-525	UNIV 9.7-3.05- 3615	inglesa 44.5mm	44,5	6	0,2	3,82	5,5	2	50
VD-526	SKN 10-3315- 4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,16	4,9	6,4	2	60
VD-527	AMPS 11.6 - 3.66 - 5112	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,18	5,2	6,4	1	60
VD-513	SK10-3.0-5600	inglesa 44mm	44	5	0,17	3	4,5	3	50
VD-523A	SK12 - 2.5 - 4000	inglesa 50.8mm	50,8	6	0,2	3,5	5,5	6	50
VD-520	AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4	6,4	3	60
VD-524	UP 9-2.5-3000	inglesa 38.1mm	38,1	6	0,2	3,9	5,5	4	50
VD-519	AMPS 11.6 - 3.66 - 5112	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,17	4	6,4	2	60
VD-516	SKD 8-3-4000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,18	4,9	6,4	3	60
VD-515	UNIV 9.7-3.05- 3615	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,19	4,82	6,4	2	60
VD-509	UNIV 9.7-3.05- 3615	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	4,82	6,4	2	60
VD-508	UP12-3-5000	inglesa 44.5mm	44,5	6	0,2	3,5	5,5	6	50
VD-510	UP12-3-5000	inglesa	38,1	6	0,2	4	5,5	4	50

		38.1mm							
VD-504	AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	inglesa 63.5mm	63,5	7	0,2	3,35	6,4	1	60
VD-674	AMPS 11.6 - 3.66 - 5112	inglesa 88.5mm	88,5	7	0,2	4,34	6,4	2	60
índice									
D.b	:diámetro de la bomba :mm								
L .b	:longitud de la bomba :m								
Smáx	:recorrido máximo del pistón :m								
orificio	: m								
L.P	: longitud del pistón cm.								
S	recorrido del pistón en operación :m								
e.e	espacio efectivo :m								

Anexo 7: Esquema del principio de funcionamiento del ciclo de bombeo .

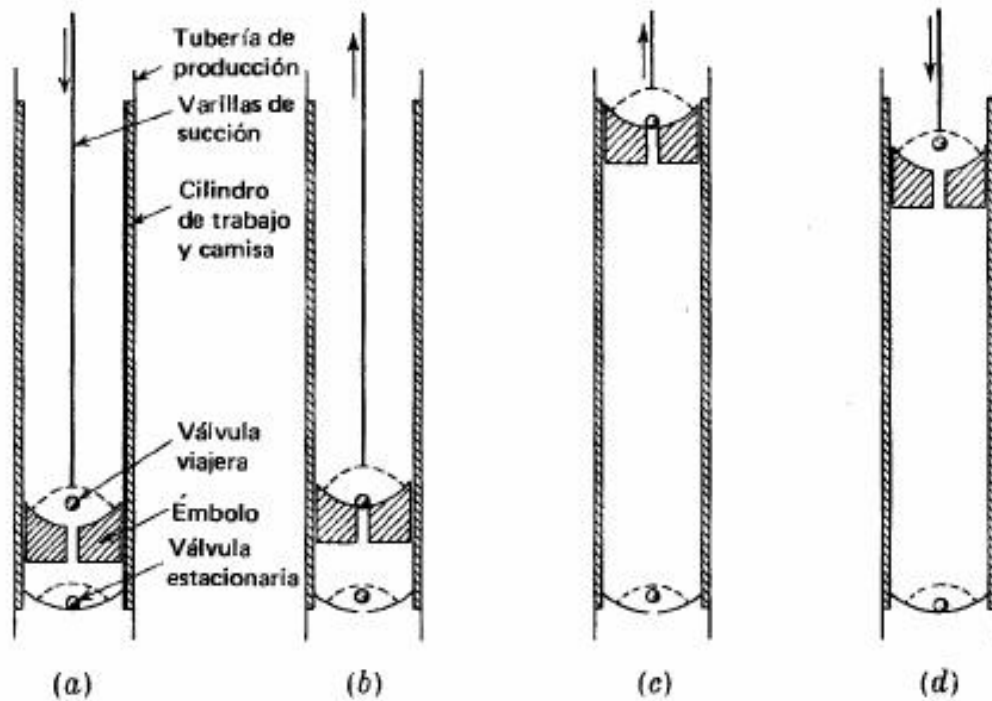


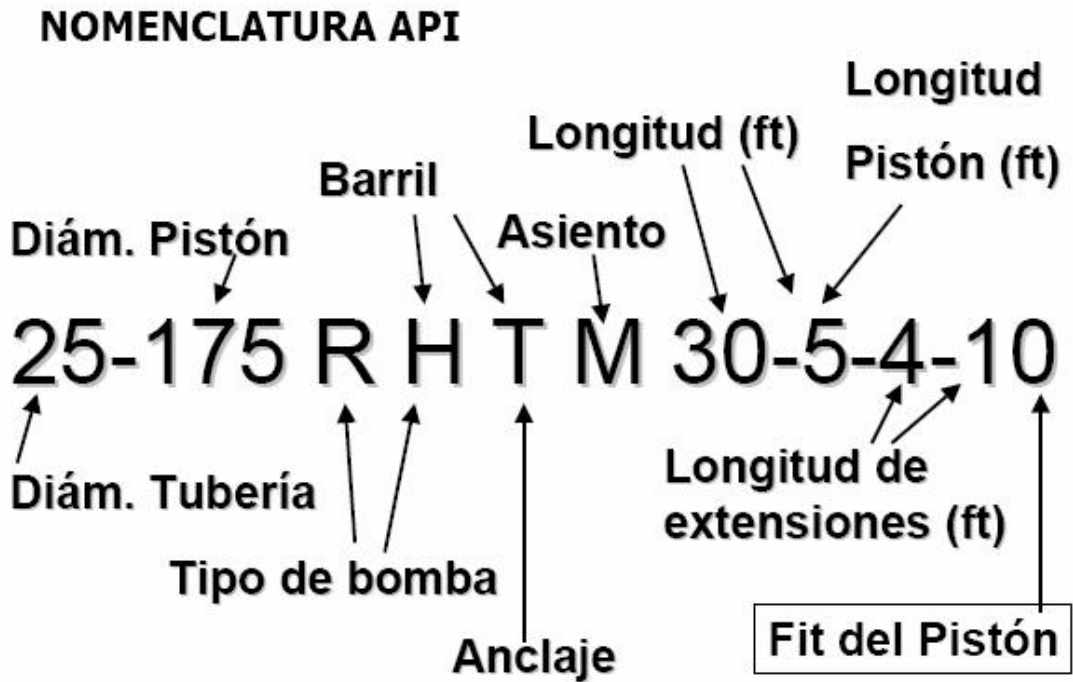
Figura 9.1 Ciclo de bombeo: *a)* el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera; *b)* el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera; *c)* el émbolo sube cerca de la parte superior de la carrera; *d)* el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope de la carrera.

Anexo 8: Nomenclatura de API de la unidad de bombeo mecánico.

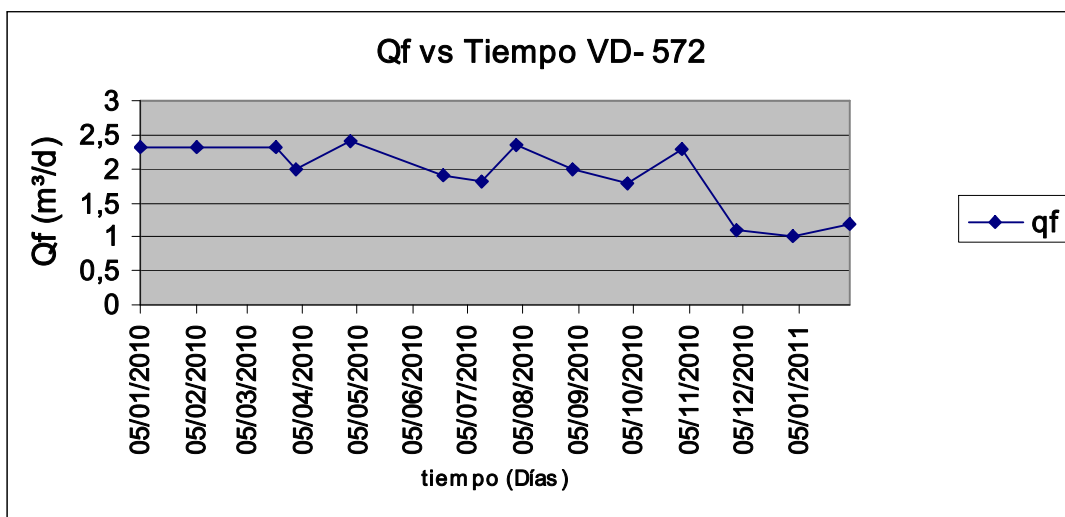
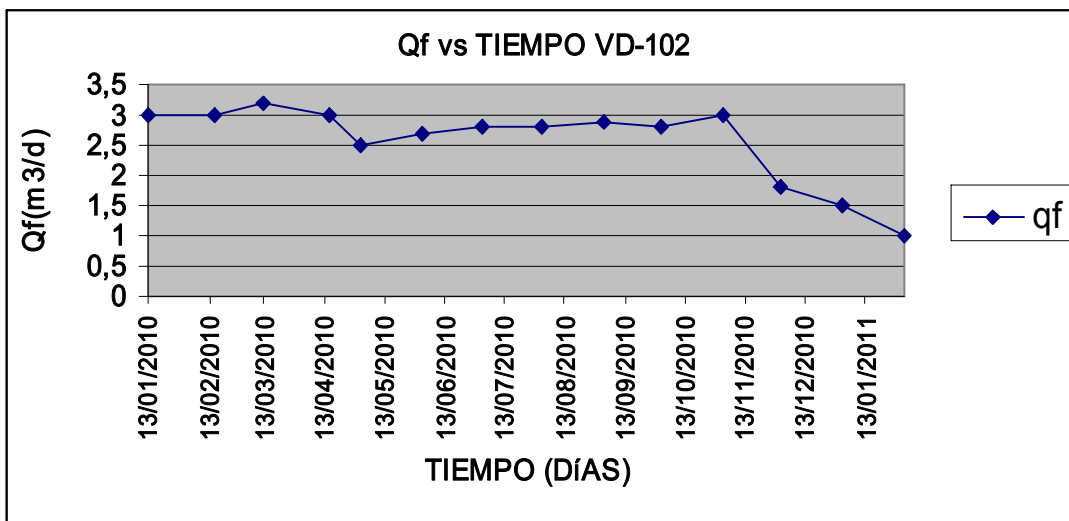
CODIGO DE IDENTIFICACION DE LAS UNIDADES API

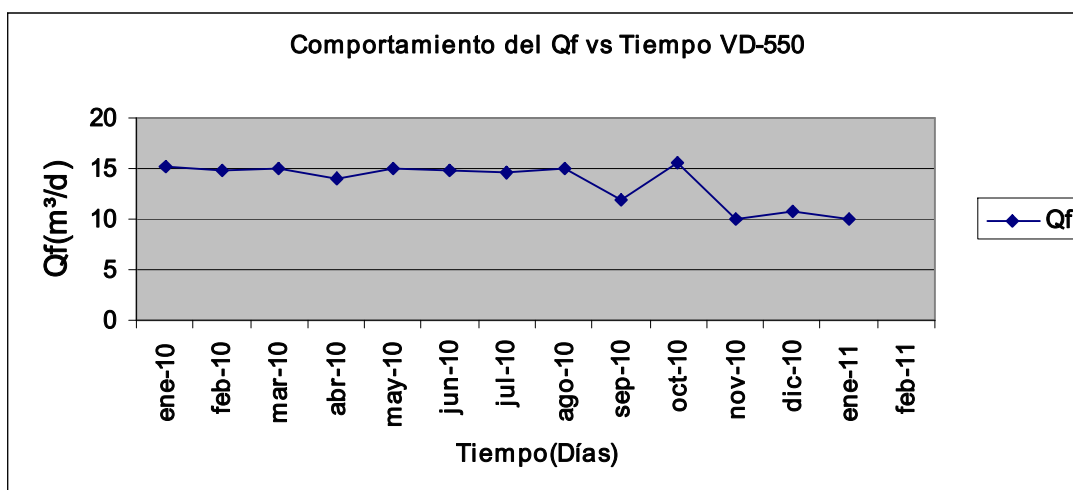
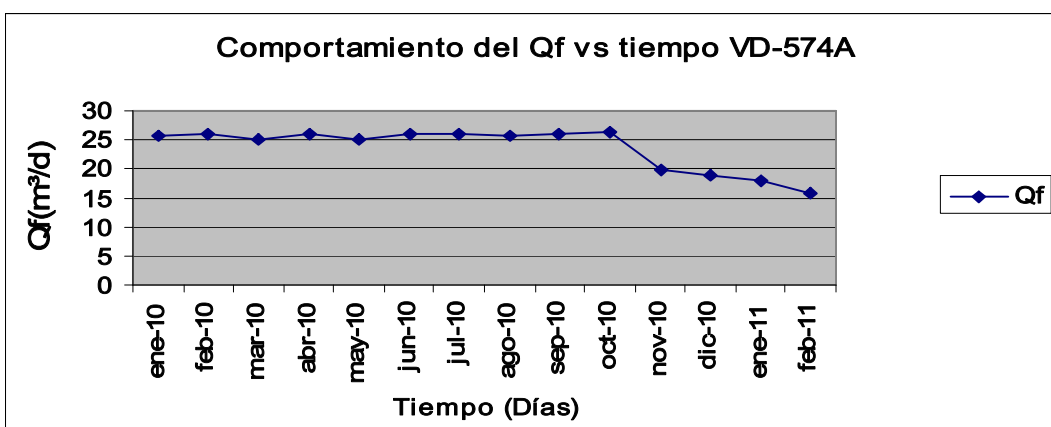
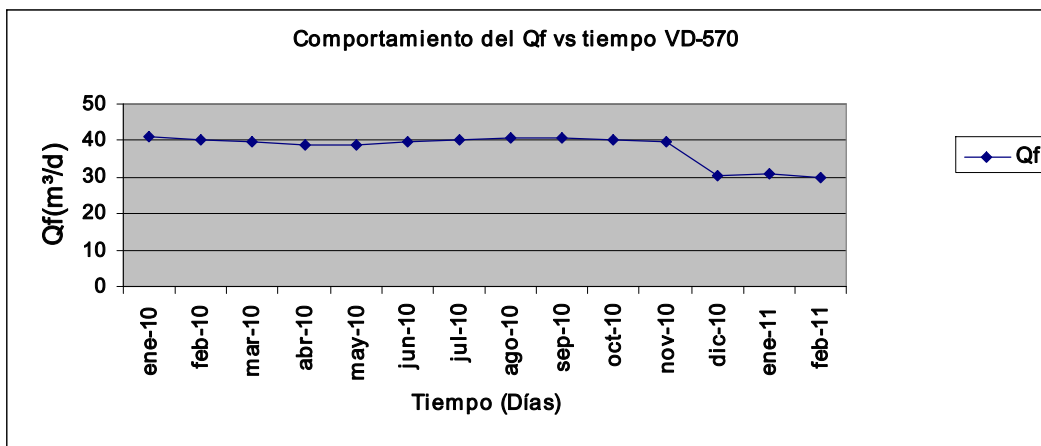


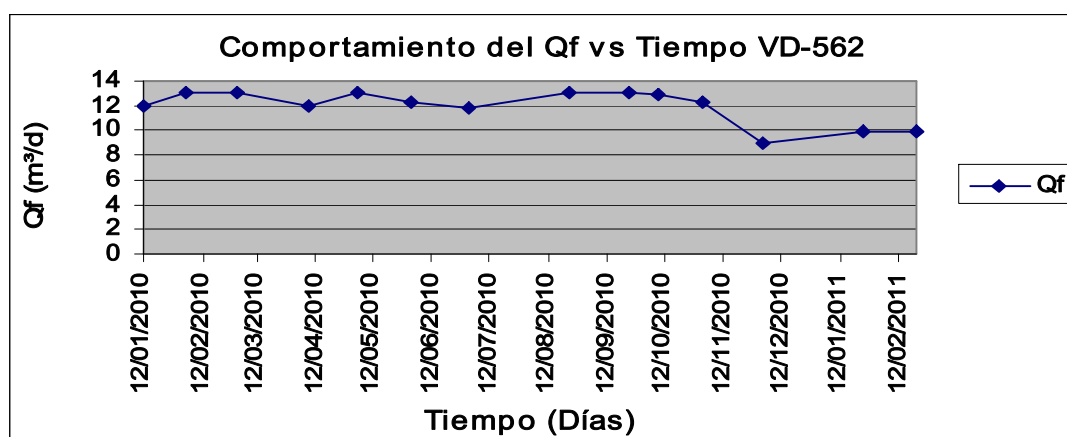
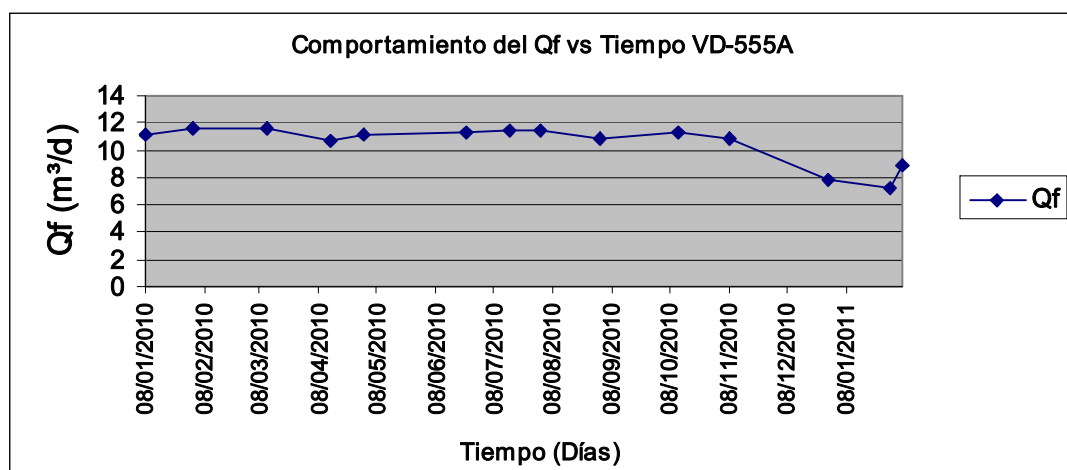
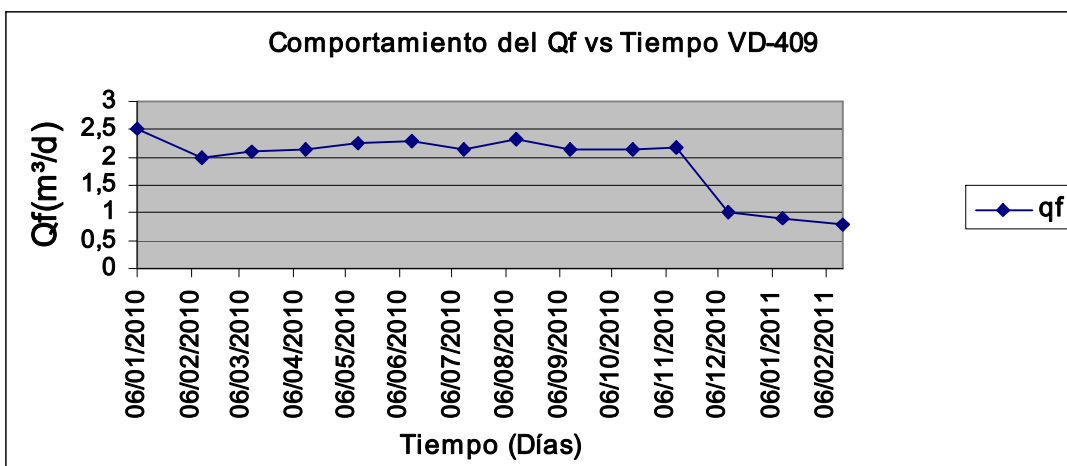
Anexo 9: Nomenclatura de API de la bomba.

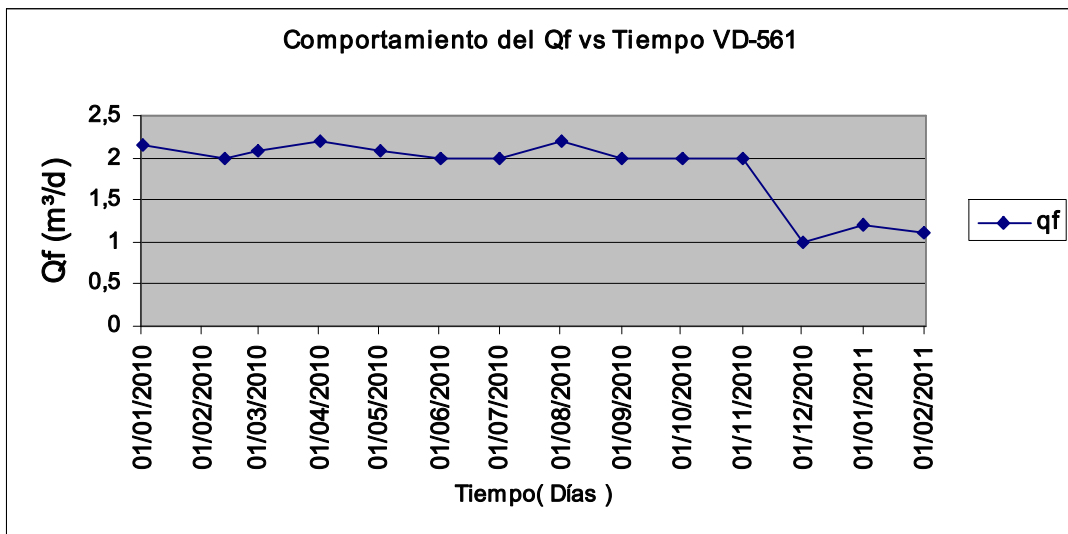
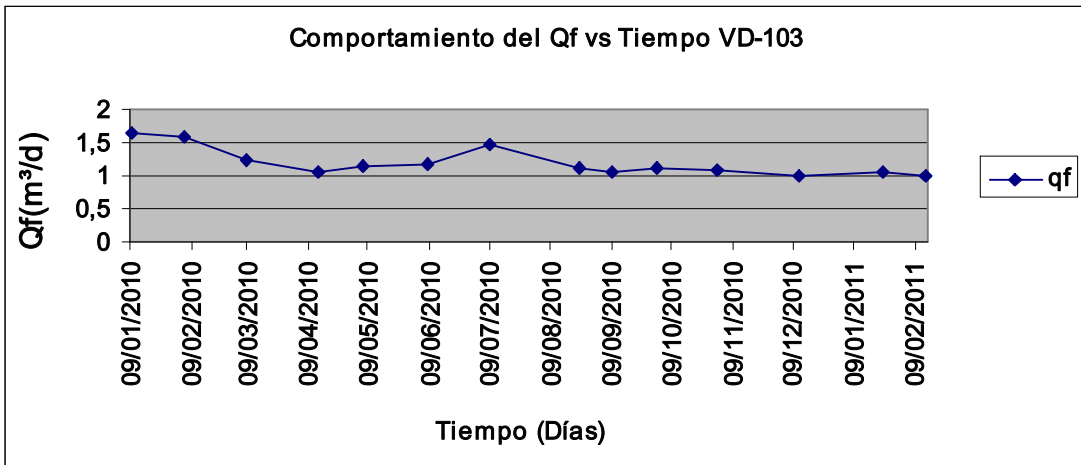
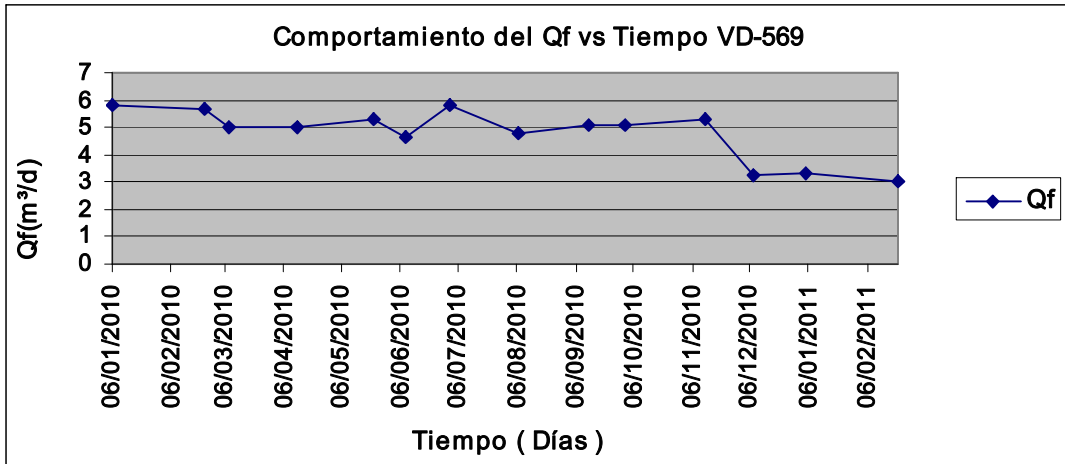


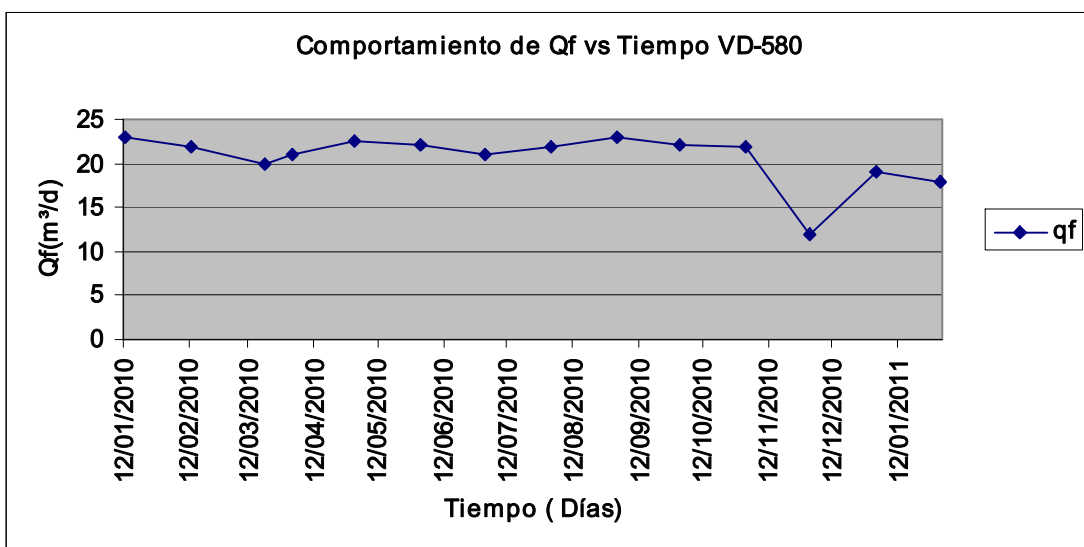
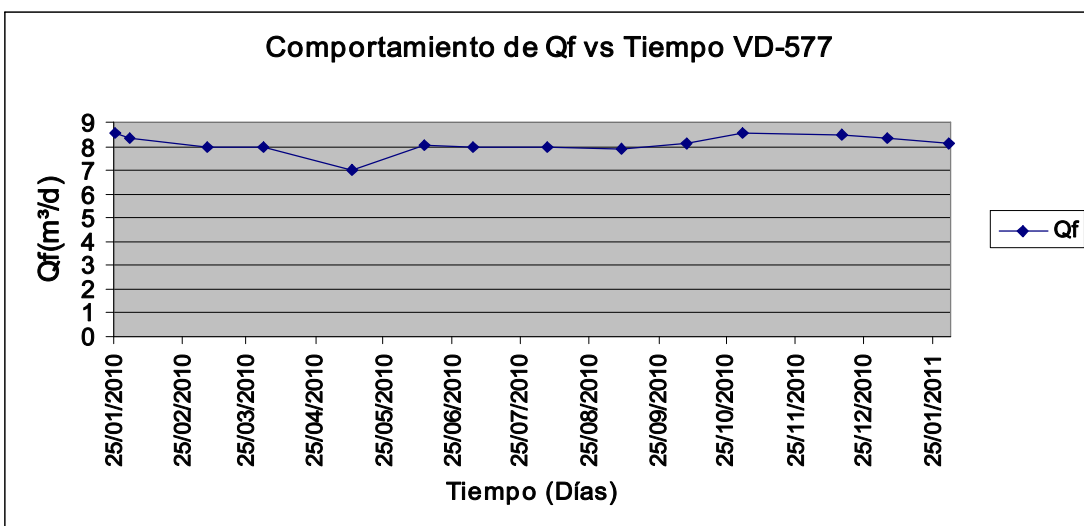
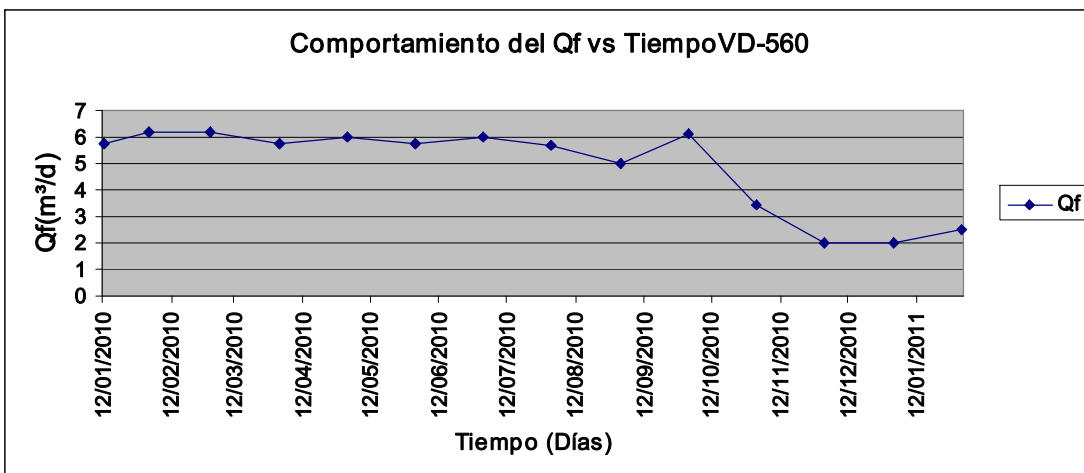
Anexo 10: Gráficos vs. Tiempo (Enero-2010 a Febrero 2011) correspondientes a los datos obtenidos de caudal de flujo.

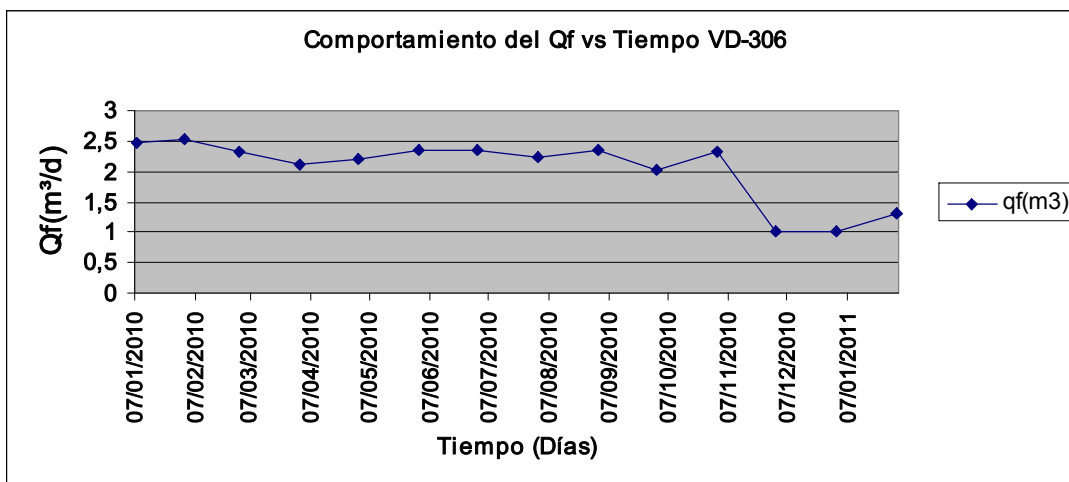
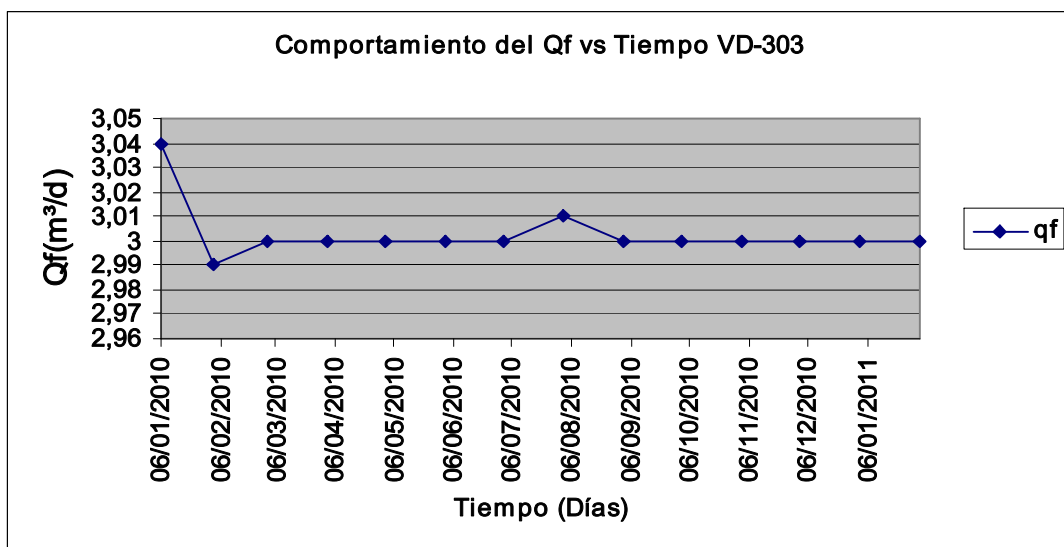
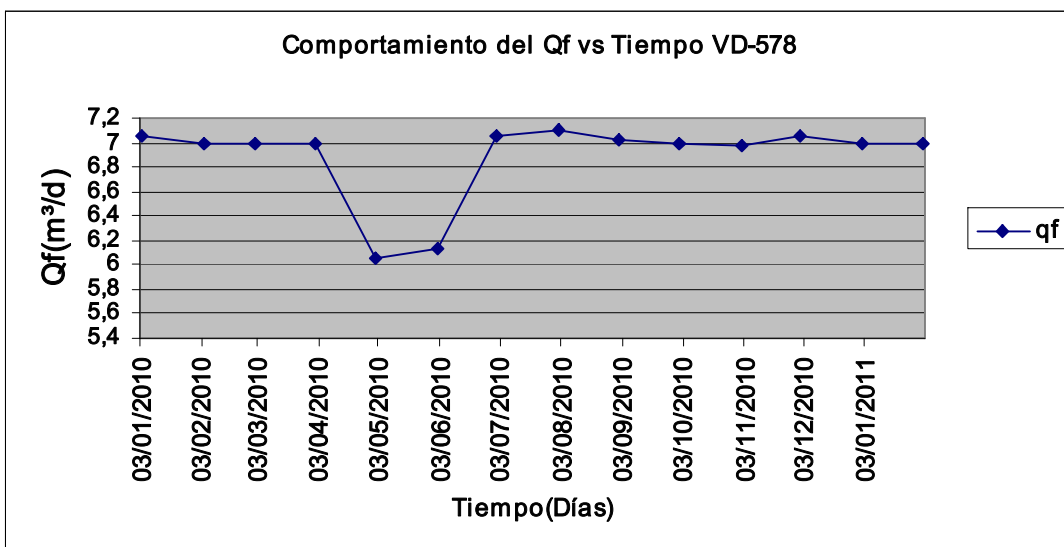


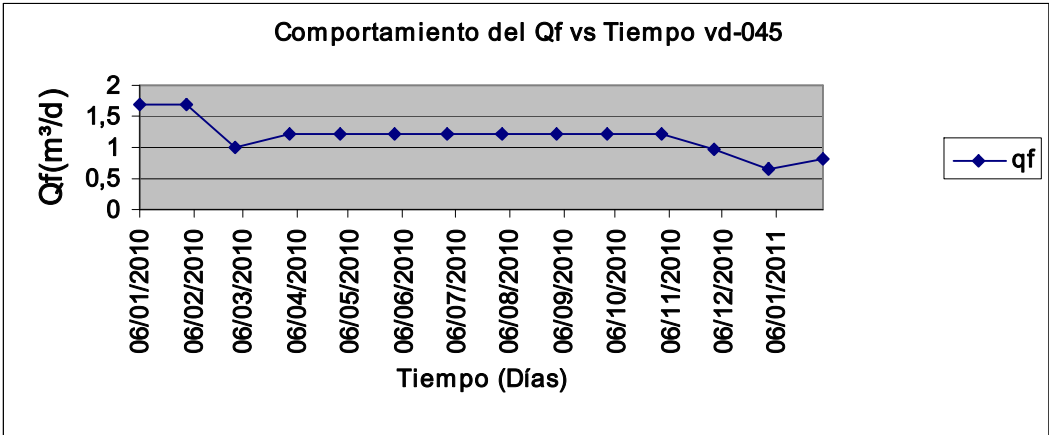
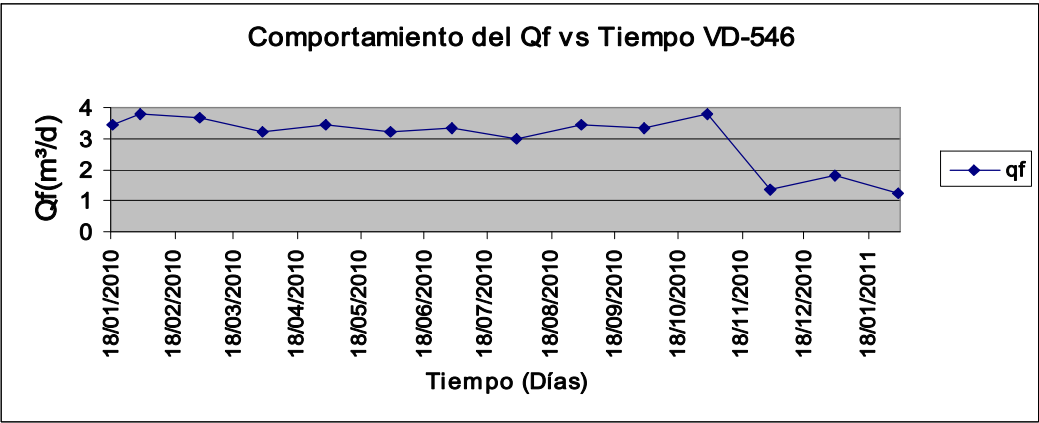
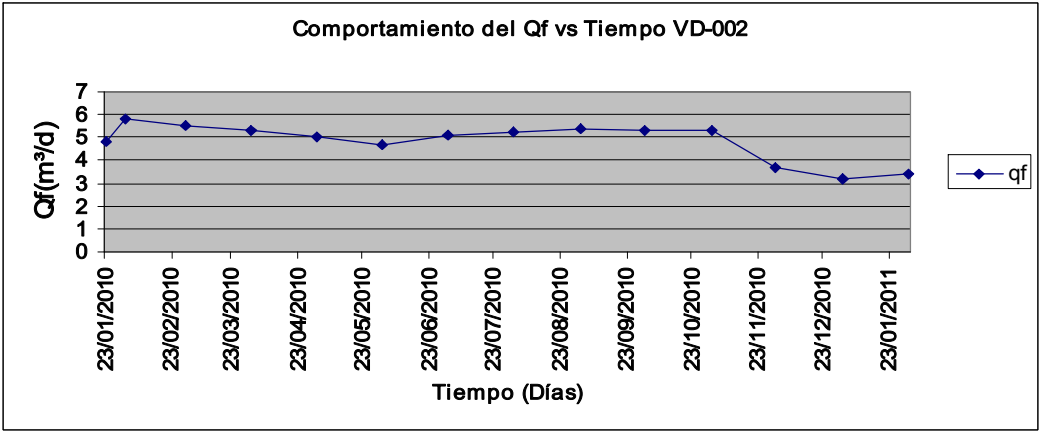


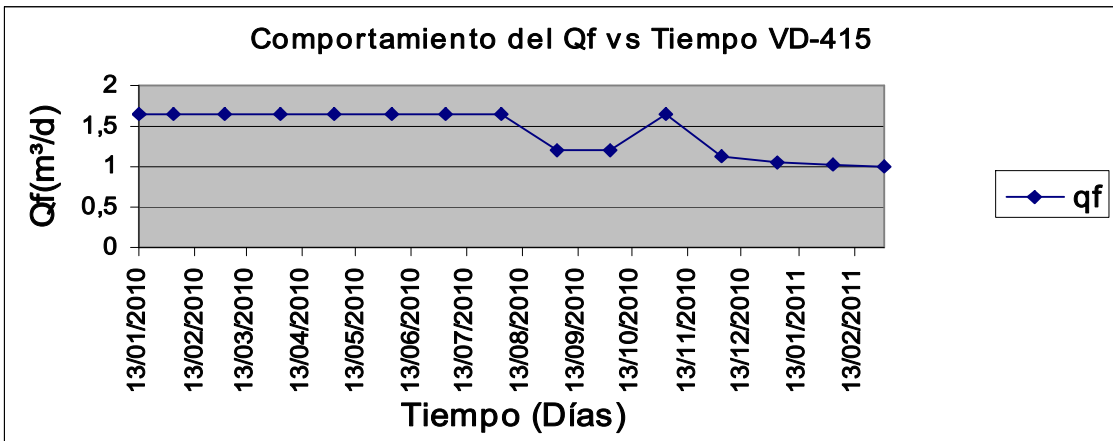
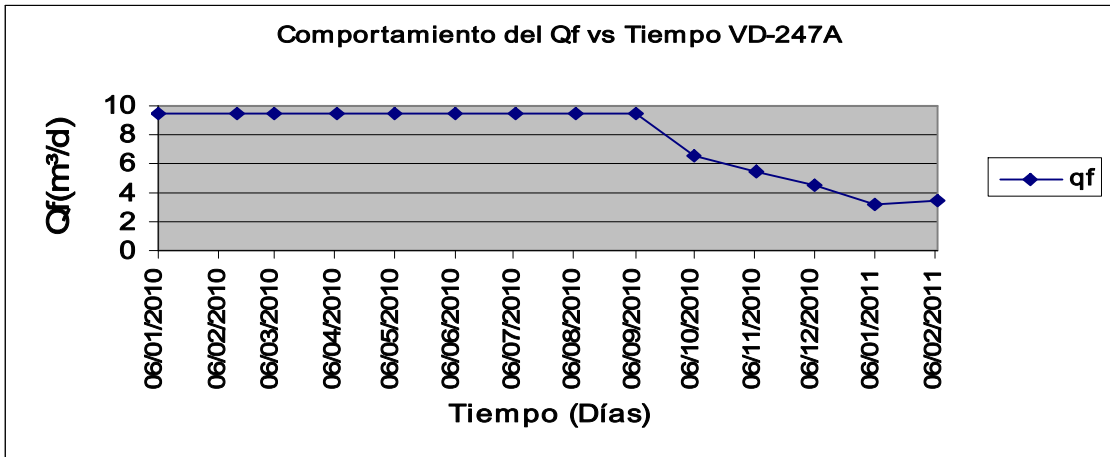
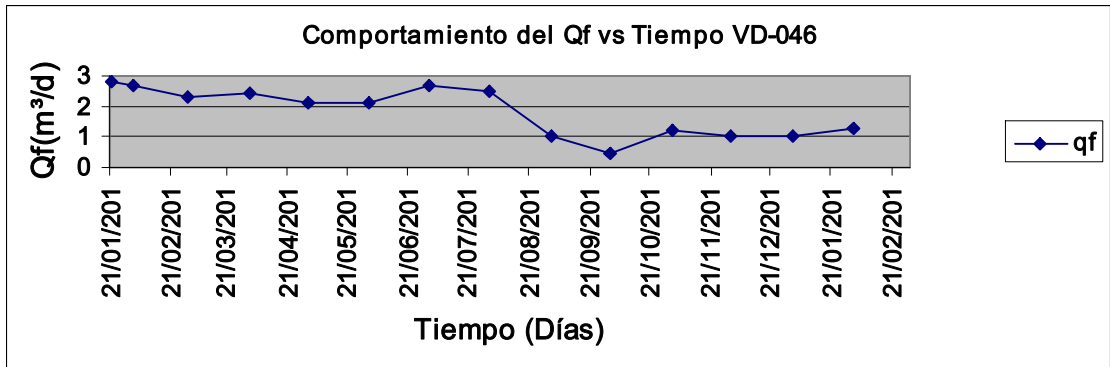


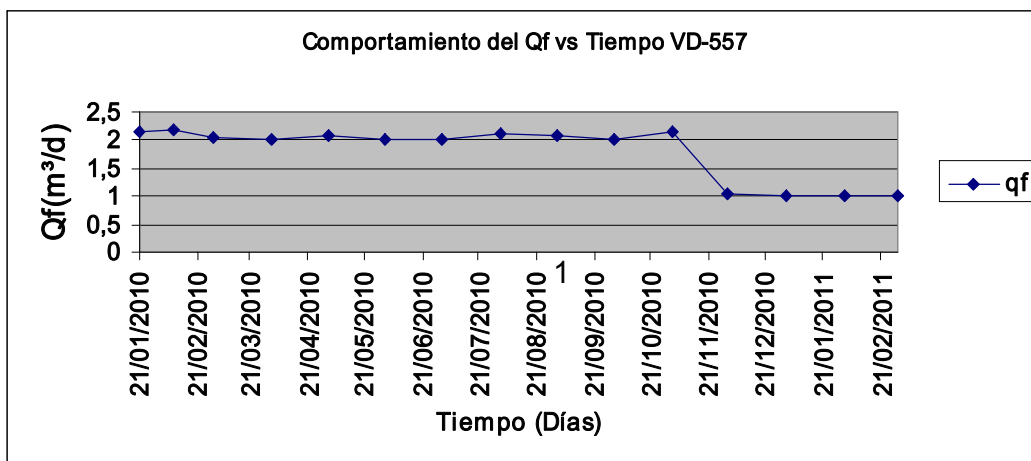
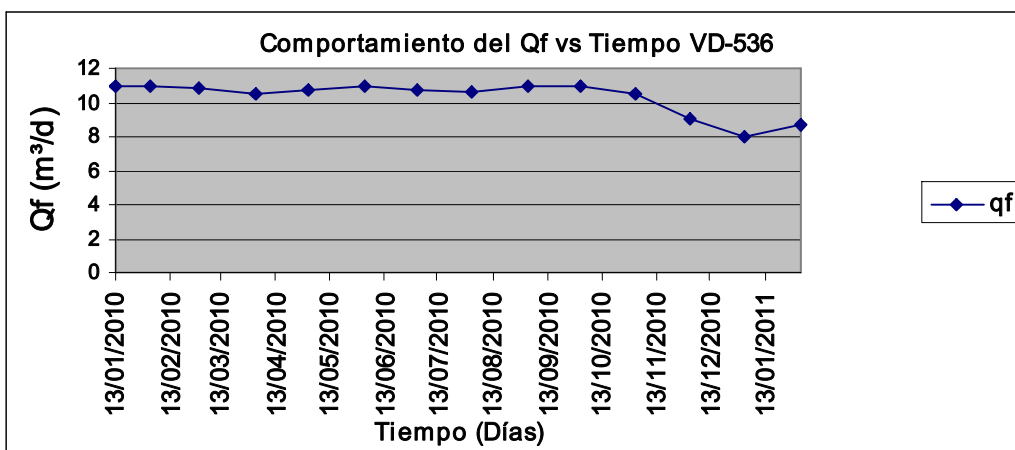
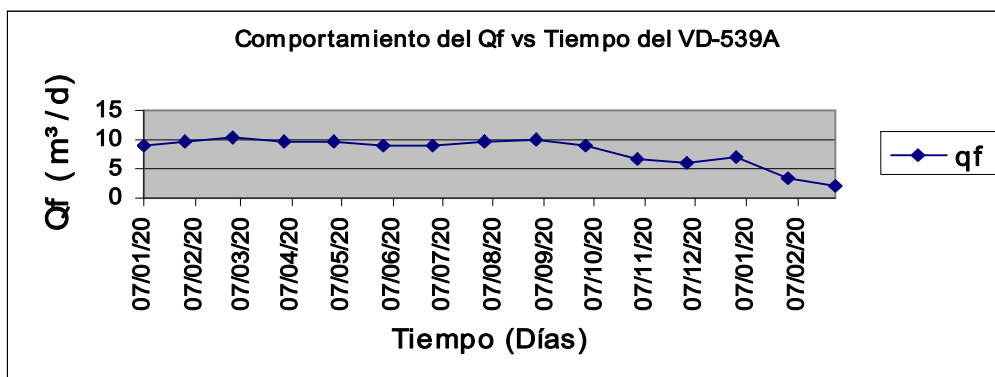


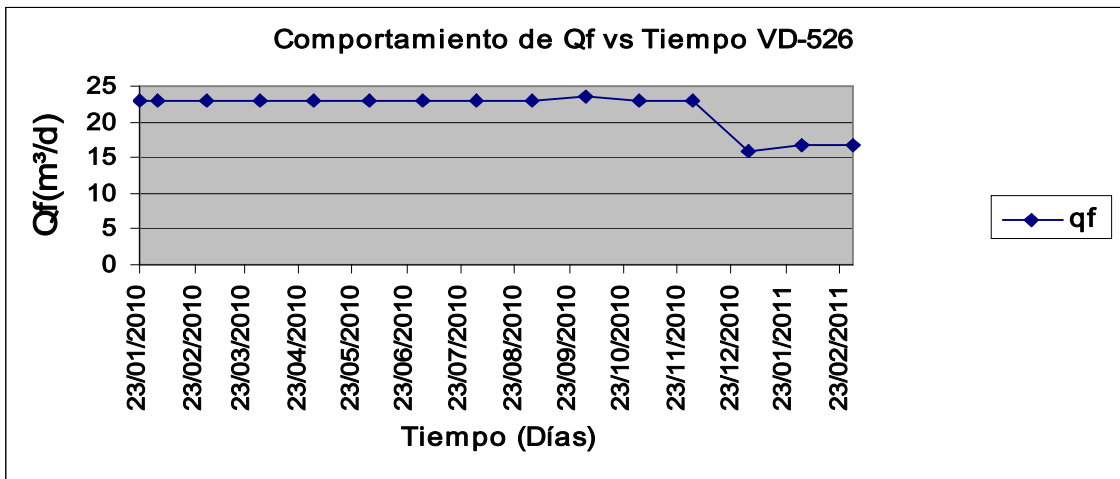
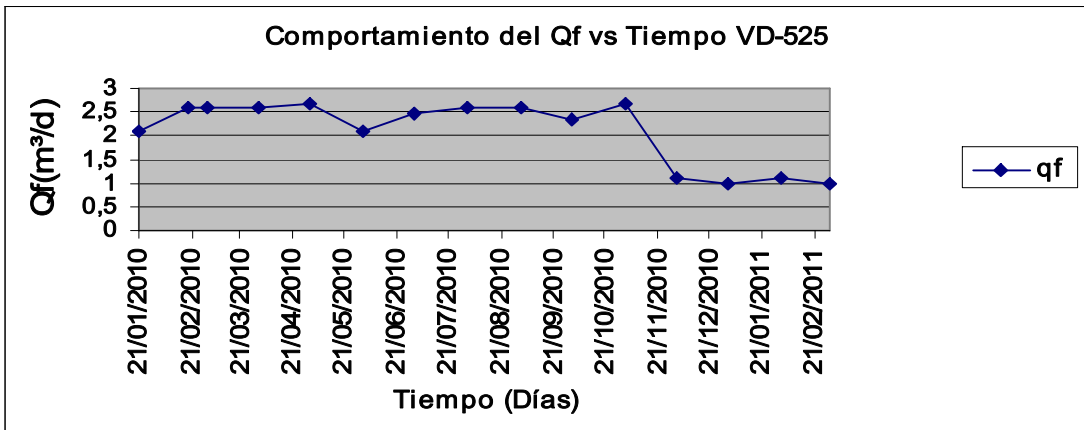
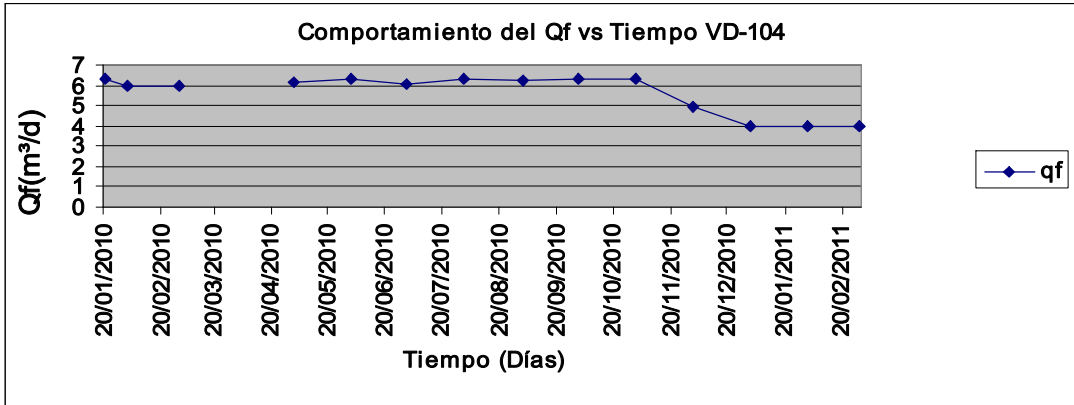


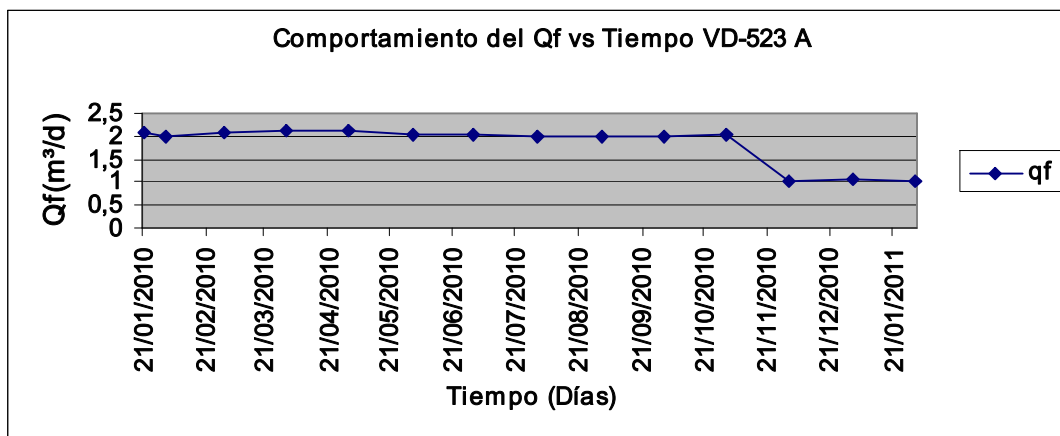
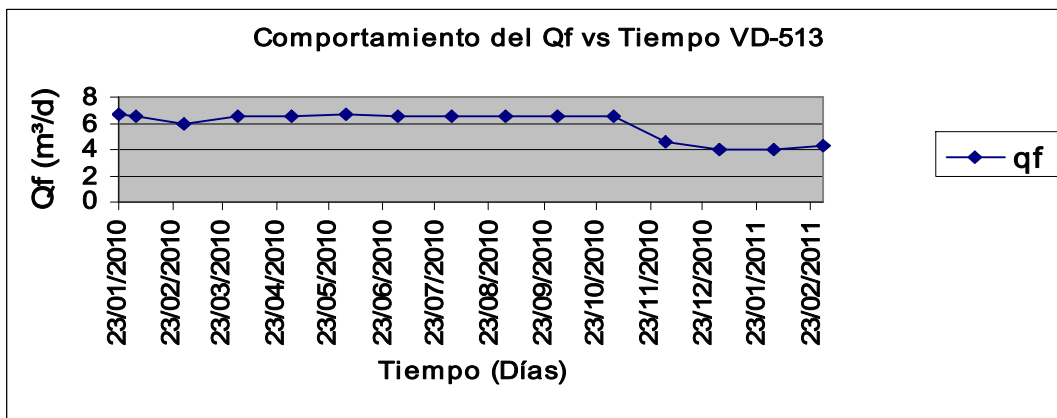
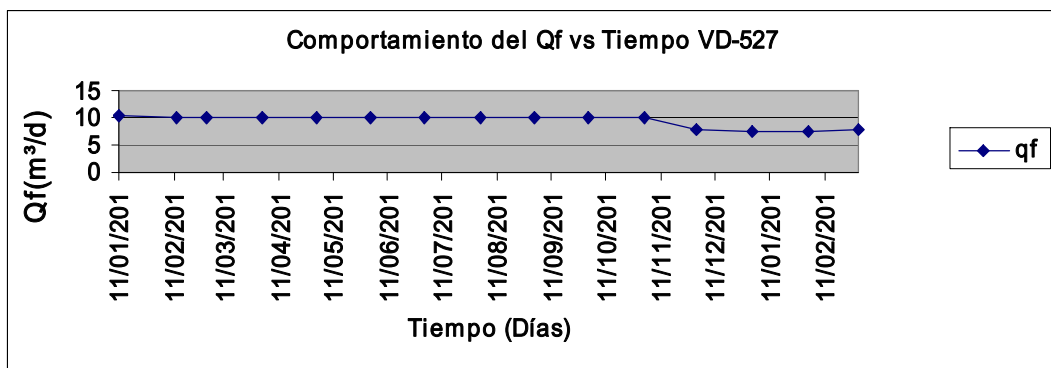


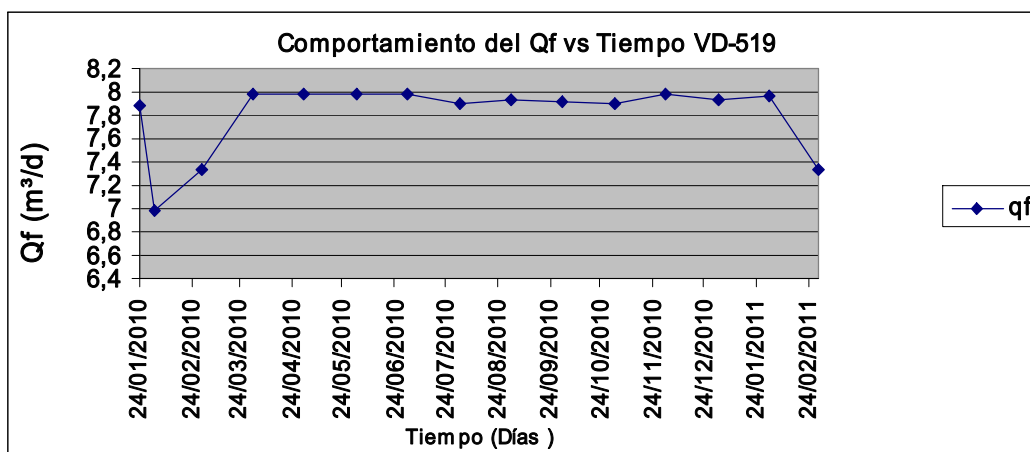
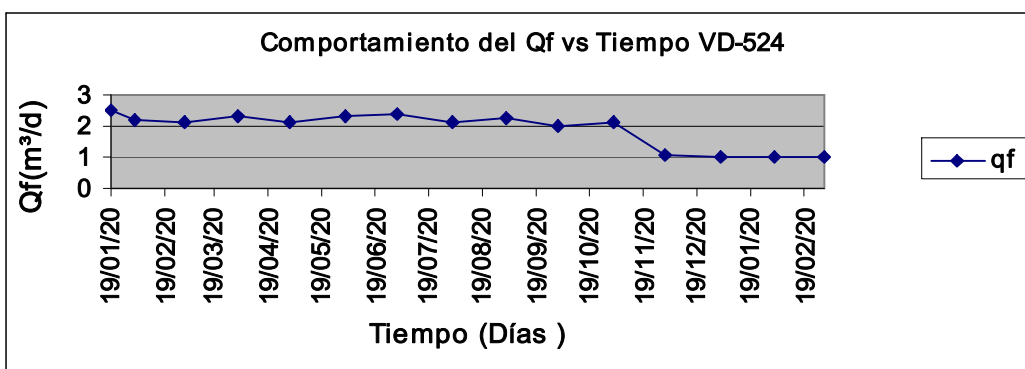
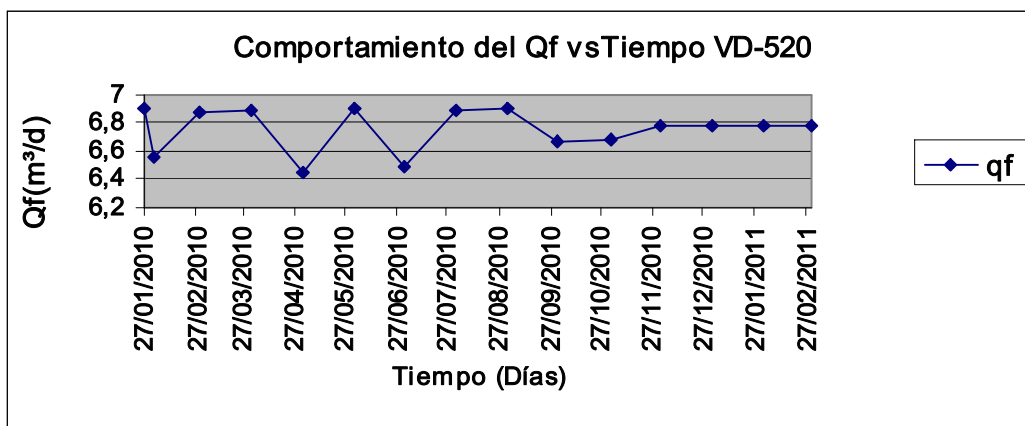


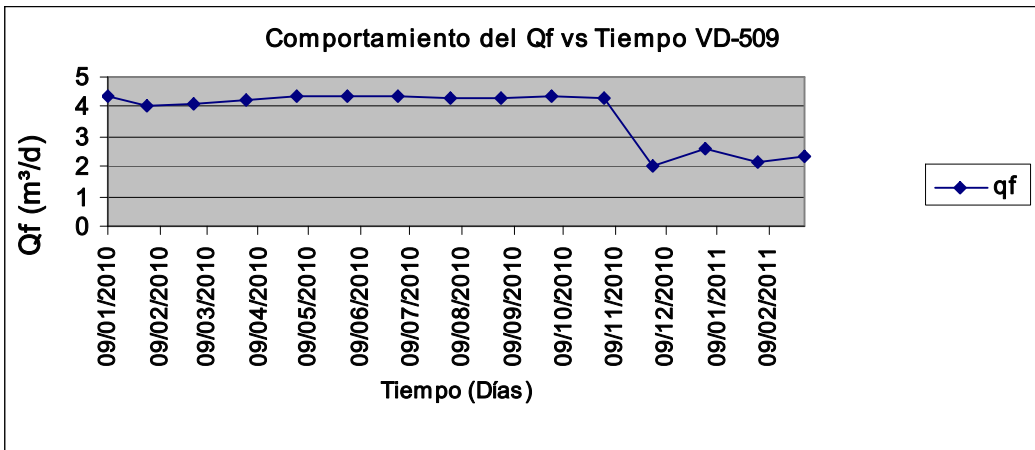
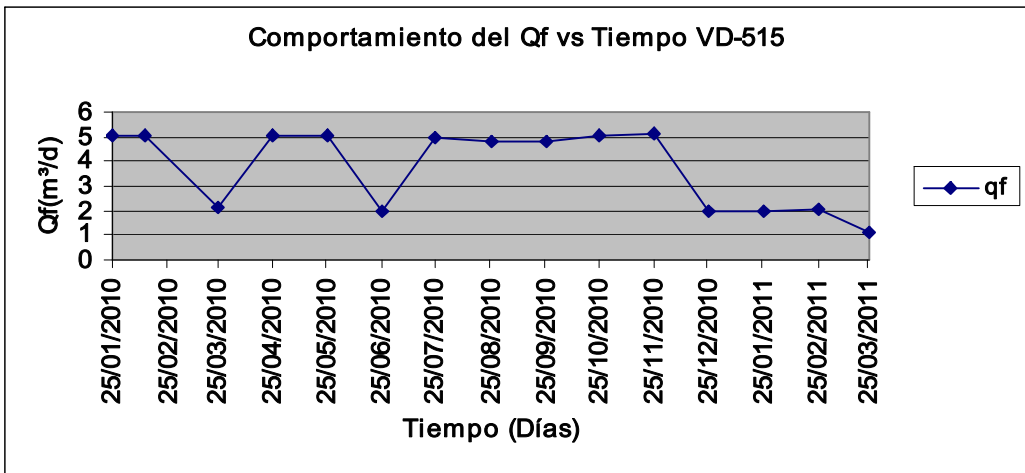
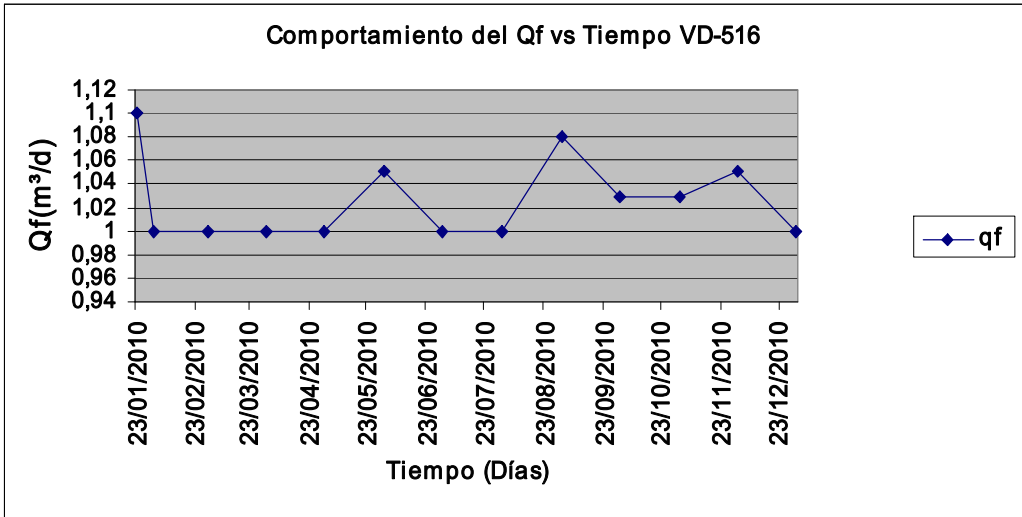


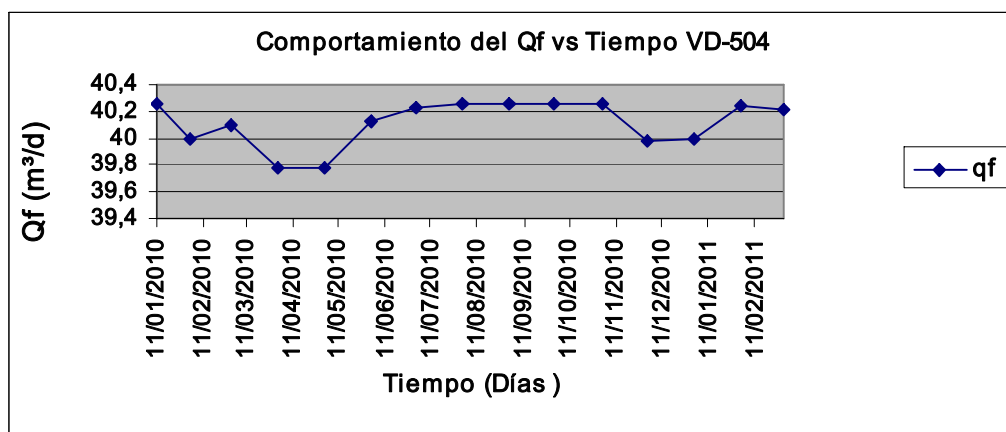
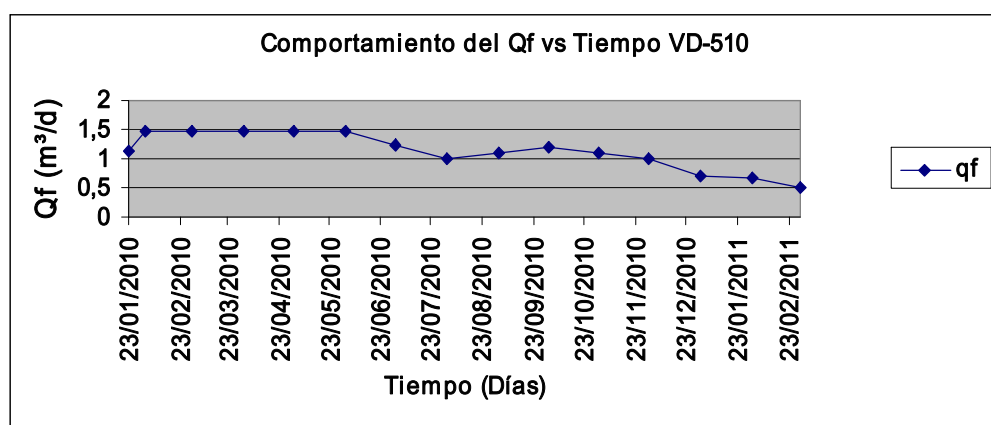
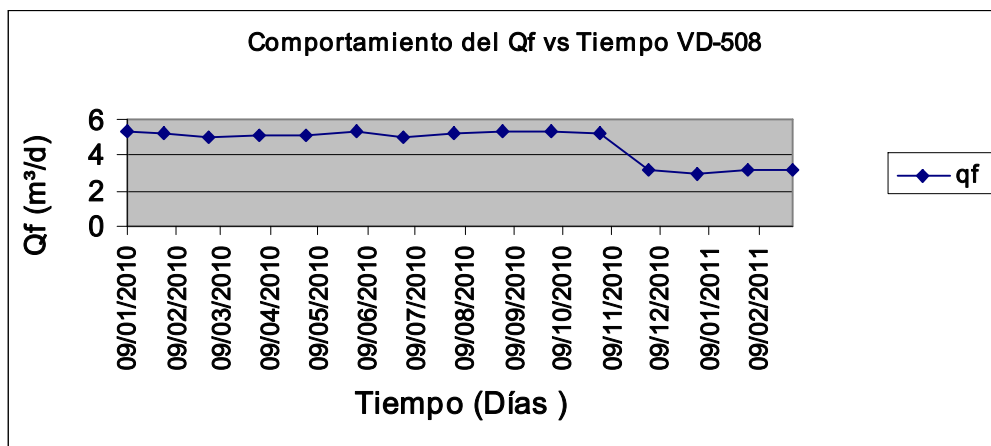


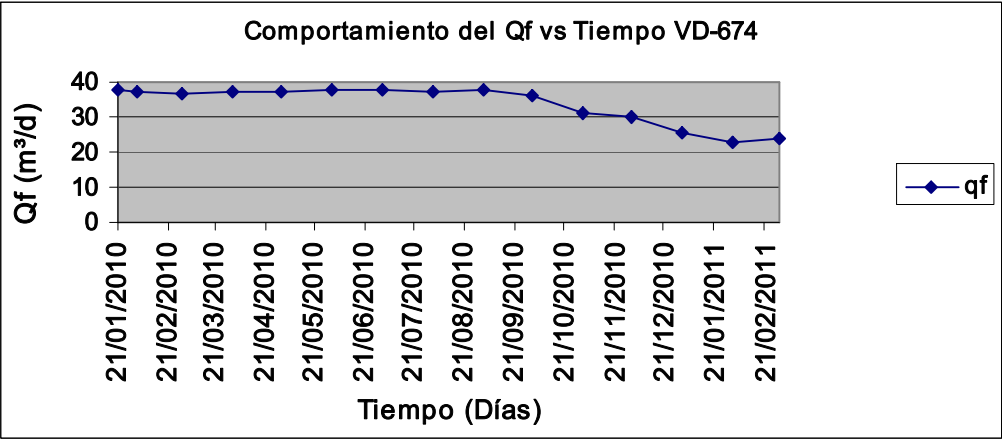












Anexo 11: Reportes de los valores históricos y actuales de producción de los centros colectores en cuanto a (Qf, %BSW, QP, RGP).

Índice

VD: pozos

Qf: Caudal de fluido, m³/d.

Qg: Caudal de gas, m³/d.

RGP: Relación gas-petróleo, m³ de gas/m³ petróleo.

BSW: Porcentaje de agua y sedimento, %.

Qp: Caudal de petróleo, m³/d.

VD-102						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		3,452588248	1001	471,49	27,6	2,198
Varianza		1,175955556	0,78	0,45	1,2622	0,67
Desviación Típica		1,29183975	0,89	0,78	3,5527	0,35
VD-572						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,396	6643	3319	16	2,0132

Desviación Típica		1,01	0,909	0,9012	0,4523	4,4409
VD-570						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		40,805	129	48,53	79,315	8,44
Varianza		0,689	0,78	5,0487	2,01	0,56
Desviación Típica		0,78	0,967	7,105	3,421	0,89
VD-562						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		13,07	657	112,115	49,7	6,574
Varianza		2,8399	0,789	0,4589	5,0487	7,8886
Desviación Típica		5,32907	0,89	0,789	7,1054	8,8818
VD-569A						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		5,81	14264	1441,48	7	5,403
Varianza		2,1554	0,5678	0,12789	0,67	0,456
Desviación Típica		4,7764	0,679	0,2312	0,89	0,895

VD-574A						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		26,406	230	13,39	36,67	16,724
Varianza		1,2622	0,90765	0,908	5,0487	1,2622
Desviación Típica		3,5527	1,564	1,234	7,1054	3,5527
VD-550						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		15,383	3458,7	501	51,33	7,486
Varianza		3,15543	2,06825	0,789	5,048729	7,888631
Desviación Típica		1,776415	4,547	0,95678	7,105415	8,881816
VD-409						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,3933	517	376,73	42,33	1,38
Varianza		0,78	0,68	0,345	5,048729	4,930432
Desviación Típica		0,89	0,8934	0,4598	7,105415	5,220416
VD-555A						

		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		11,33	3508	428	28,67	8,08
Varianza		0,908	0,2345	0,234	1,136	0,123
Desviación Típica		1,23	0,456	0,789	1,6514	0,167
VD-103						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		1,6	3893,67	1483	12,67	1,4
Varianza		0,9304	1,8612	0,98	0,345	4,9304
Desviación Típica		1,2204	1,9642	1,8	6734	7,2204
VD-561						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,15	927	483,16	12,67	1,878
Varianza		0,9722	0,345	1,2925	0,432	0,672
Desviación Típica		1,04409	0,896	1,369	0,678	0,789
VD-560						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		6,17	882	190,5	8,5	5,645

Varianza		2,8886	0,765	0,507	0,678	7,8886
Desviación Típica		3,8818	0,89	0,623	0,8965	8,8818
VD-577						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		8,58	924,67	146,74	27	6,268
Varianza		0,678	0,128	0,23	0,78	0,487
Desviación Típica		0,901	0,2367	0,567	1,1	0,567
VD-580						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		22,917	726,33	35,777	0,67	20,472
Varianza		0,456	0,78	5,0487	0,11	1,2622
Desviación Típica		0,789	0,89	7,1054	0,201	3,5527
VD-578						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		7,05	24253,67	1496,62	1,6	6,9372
Varianza		3,1554	1,3235	2,068	4,9304	0,234

Desviación Típica		5,7764	3,638	4,5475	5,2204	0,678
VD-303						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		3,1967	1816	675,18	4,867	3,04
Varianza		0,34	0,56	1,2925	7,8886	1,9722
Desviación Típica		0,56	0,601	1,3369	8,8818	4,4409
VD-306						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,4367	1256,67	566,55	7,75	2,2478
Varianza		0,1722	0,5689	1,2925	0,234	0,9722
Desviación Típica		0,4409	0,765	1,369	0,345	1,4409
VD-002						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		5,39	878,5	202,59	8	4,9588
Varianza		0,78	0,9078	0,98	0,09	7,8886
Desviación Típica		0,89	1,098	1,897	0,1	8,8818
VD-546						

		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		3,7923	3353	1478,68	41,009	2,2361
Varianza		1,40452431	9494,07639	2041,87209	0,07638889	0,17711852
Desviación Típica		1,18512628	97,4375512	45,1870788	0,2763854	0,42085451
VD-045						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		1,52	34,33	280,67	18,67	1,236
Varianza		0,02065556	0,41470764	8,69679097	0,21304097	0,00425456
Desviación Típica		0,14372041	0,64397798	2,94903221	0,46156362	0,06522695
VD-046						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,79346	495,098	205,095	12	2,7931
Varianza		0,04767431	1253,47222	1,98298108	4,24305556	0,04767431
Desviación Típica		0,21834447	35,4044096	1,40818361	2,05986785	0,21834447
VD-247A						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp

Media Aritmética		9,46098	45,30987	114,930987	50,043	4,7259
Varianza		0,16283056	0,40409722	0,65579097	3,78918291	0,22754194
Desviación Típica		0,40352268	0,63568642	0,80980922	1,94658237	0,47701356
VD-415						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		1,967	1452	1116,01	12,0089	1,7303
Varianza		0,08696791	4851	1028,06612	0,30555556	0,00833388
Desviación Típica		0,29490322	69,6491206	32,0634702	0,5527708	0,0912901
VD- 539A						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		9,7967	14973,33	1241,077	30,33	6,825
Varianza		0,24659333	305555,556	763,888889	0,07638889	0,07638889
Desviación Típica		0,49658165	552,770798	27,6385399	0,2763854	0,2763854
VD-536						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		11,012312	132522	2499	1,90987	10,8123
Varianza		0,07792431	20800,5556	763,888889	0,0011	0,07638889

Desviación Típica		0,27914925	144,223977	27,6385399	0,03316625	0,2763854
VD-104						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		6,29908	781,6457	137,953098	14,67323	5,367
Varianza		0,12711875	501,1875	68,75	0,07638889	0,07638889
Desviación Típica		0,35653716	22,3872173	8,29156198	0,2763854	0,2763854
VD-525						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,59062	788,3311	612,7309	44,231	1,4504
Varianza		0,07735556	3027,78597	30,5337	3	0,03803628
Desviación Típica		0,27812867	55,0253212	5,52573072	1,73205081	0,19502892
VD-526						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		23,045	350,5	18,22	40,009	13,827
Varianza		1,28778125	194,810764	0,11369722	0,07638889	0,61049458
Desviación Típica		1,1348045	13,9574627	0,33719019	0,2763854	0,78134152

VD-527						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		10,24	1294,545	276,4523	45,009	10,2412
Varianza		0,9408	16261,9219	138,903125	7,63888889	0,9408
Desviación Típica		0,96994845	127,522241	11,785717	2,76385399	0,96994845
VD-513						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		6,62333	3959	1384,897	51,33	3,2217
Varianza		0,52436389	172440,188	6410,04386	0,96972431	0,72416718
Desviación Típica		0,72412975	415,259181	80,0627495	0,98474581	0,85098013
VD-523A						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,075009	3190,009	1833,43098	20,165	1,657
Varianza		0,2166796	167431,07	2470,6231	0,8788546	0,137709
Desviación Típica		0,4654886	409,18342	49,705363	0,9374725	0,371091
VD-520						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp

Media Aritmética		6,9687	860,33	159,07	25,0098	5,24098
Varianza		0,72670869	261,286669	524,820641	4,24305556	0,2883
Desviación Típica		0,85247211	16,1643642	22,9089642	2,05986785	0,53693575
VD-524						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		2,47099	12016,009	5482,2832	10,12765	2,223
Varianza		0,29780764	378892,806	513,638889	4,6875	0,28044919
Desviación Típica		0,54571754	615,542692	22,6636027	2,16506351	0,52957453
VD-519						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		7,81001	788,345	147,465	32,50123	5,271
Varianza		0,61426875	1875	440,410542	16,921875	0,30289519
Desviación Típica		0,78375299	43,3012702	20,9859606	4,11362067	0,55035914
VD-516						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		1,387	155,67	120,67	7,00987	1,2896

Varianza		0,12652819	334,460141	80,1091688	0,75	0,01164836
Desviación Típica		0,35570801	18,2882514	8,95037255	0,8660254	0,10792755
VD-515						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		5,065	487,5111	2,44,97	61,7098	5,065
Varianza		0,79954219	1435,54688	0,39405564	4,141875	0,79954219
Desviación Típica		0,89417123	37,8886114	0,62773851	2,0351597	0,89417123
VD-509						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		4,565	9277,0998	2280,16	6,1007	4,565
Varianza		0,50257969	14386,6875	5995,73529	0,75	1,23360469
Desviación Típica		0,70892855	119,944518	77,4321334	0,8660254	1,11067758
VD-508						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		5,33	1558,67	427,13	29,667	3,751
Varianza		0,33166875	458,75	138,006919	8,33416669	1,41900019
Desviación Típica		0,57590689	21,41845	11,7476346	2,88689568	1,19121794

VD-510						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		1,4766	1603,333	1634,7509	33,33	0,984
Varianza		0,14475905	810,409722	12268,0985	2,07916875	0,01848675
Desviación Típica		0,38047214	28,4676961	110,761449	1,4419323	0,13596599
VD-504						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		40,2533	1006,74	25,49	0,98	39,25333
Varianza		0,29451767	8,517675	1,16251875	7,64E-06	0,29453177
Desviación Típica		0,54269482	2,91850561	1,07820163	0,00276385	0,54270781
VD-674						
		Qf	Qg	RGP	BSW	Qp
Media Aritmética		37,817	1101,67	53,7605	38,563	23,233
Varianza		16,7706832	789,615819	1,07995556	0,96975458	0,93492919
Desviación Típica		4,09520246	28,1001035	1,0392091	0,98476118	0,96691736

Anexo 12: Datos obtenidos aplicando la técnica de dinamografía.

Pozos	Pmax	Pcab	S	N	Torque
CC-1					
VD-102	6,4	4,4	1,7	4,8	1785
VD-572	3,7	2,6	3	4,2	1500
VD-570	7,3	4,7	2,1	7	1845
VD-574A	8,25	3,8	2,1	6	3439
VD-550	6,4	3,5	3,06	5	2601
VD-409	4	3,3	1,5	5	262
VD-555A	7,4	4,5	2,1	4,5	1785
CC-2					
VD-562	4	3	2	3,6	500
VD-569A	4,2	3,7	3	5,2	825
VD-103	5,6	4,2	1,63	4,7	774
VD-561	5,9	4,5	1,5	5,5	1313
VD-560	4,9	4	3	4,7	1725
VD-577	6	2,5	3,68	2,8	1688
VD-580	5,3	4	3,66	5,06	1922
VD-578	9	4,7	3	2,6	3300
VD-303	4,9	2,7	3	4,2	2550
VD-306	7,3	5,2	2,1	4,6	1733
VD-002	6,3	3,7	1,6	4,2	1280
VD-546	7,6	4,2	3,16	5,2	4977
VD-045	4,8	3,9	2,1	4,6	630

VD-046	4,2	3,2	1,8	4,6	1215
VD-247A	7,7	3,2	1,8	4,3	2880
VD-415	5,2	3,8	3,05	2,6	1754
VD-539A	7,5	3,8	3,65	3,8	4654
VD-536	5,4	4,12	1,8	4,5	630
VD-557	6,2	3,6	1,5	4,8	1388
VD-104	5,5	3,2	2,1	4,2	1733
CC-4					
VD-525	7	4	2,18	5,5	3379
VD-526	8,6	3,8	2,1	5	3885
VD-527	8,7	3	1,8	4,9	2565
VD-513	8,5	5,6	2	4,2	2200
VD-523A	6,6	4,2	2,5	5	3000
VD-520	9	4,01	3	3,02	4800
VD-524	7,2	3,09	2,1	4	2363
VD-519	9	4,01	3	3,02	4800
VD-516	6,6	4,4	2,1	2,8	1260
VD-515	7	1,2	2,18	3,92	2100
VD-509	6,4	3,6	2,18	5,5	3161
VD-508	6,5	4	2,5	5	2950
VD-510	7,2	4,3	2	3,5	1900
VD-504	7,7	3,8	3,65	4,5	4745
VD-674	8,4	1	2,66	4,75	3558

Índice:

Pmax: peso de la máximo sostenido por la estructura en la etapa de trabajo, ton.

Pcab: peso de la sarta de cabilla de la unidad de bombeo, ton.

S: Recorrido del pistón,m.

N: número de golpes o velocidad de bombeo, golp/min.

Torque, kgfm.

Anexo 13: Datos de las unidades recolectados en el campo.

Pozo	RPM	n	R	D motor(mm)	D reductor(mm)	D intermedio(mm)
VD-102	1785	4,88	100	251	920	
VD-409	1785	5	100	259	925	
VD-550	975	5	45	213	926	160
VD-555a	975	4,5	45	192	926	114
VD-570	1785	7	100	363	926	
VD-572	1785	4,2	100	217	926	
VD-574a	1785	6	100	319	950	
VD-562	1867	3,6	100	185	960	
VD- 569A	1785	5,2	100	282	970	
VD-103	975	4,7	45	212	978	120
VD-561	1785	5,5	100	304	987	

VD-560	1785	4,7	45	192	887	
VD-577	975	2,8	100	210	867	113
VD-580	1785	5,06	100	255	900	
VD-578	1785	2,6	100	128	879	
VD-303	1785	4,2	100	211	897	
VD-306	1875	4,6	100	223	910	
VD-002	1875	4,2	100	203	910	
VD-546	1875	5,2	100	252	910	
VD-045	1875	4,6	100	223	910	
VD-046	1875	4,6	100	223	910	
VD- 247A	1875	4,3	100	208	910	
VD-415	1875	2,6	100	126	910	
VD-539A	1875	3,8	100	184	910	
VD-536	1875	4,5	100	218	910	

VD-557	1875	4,8	100	232	910	
VD-104	1875	4,2	100	203	910	
VD-525	1875	5,5	100	266	907	
VD-526	1875	5	100	244	917	
VD-527	975	4,9	45	198	876	
VD513	1875	4,2	100	201	900	
VD-523A	1875	5	100	144	543	
VD-520	975	3,02	45	124	890	119
VD-524	1785	4	100	196	879	
VD-519	975	3,02	45	123	888	109
VD-516	1875	2,8	100	133	894	
VD-515	1875	3,92	100	188	900	
VD-509	1875	5,5	100	264	900	
VD-508	1875	5	100	241	905	

VD-510	1875	3,5	100	170,	912	
VD-504	975	4,5	45	166	800	123
VD-674	975	4,75	45	179	821	114

Índice

RPM: Revoluciones por minutos del motor.

N: Velocidad de bombeo de la unidad, golp/min .

R: Relación de la caja de engranaje del reductor, este dato es adimensional y fue recogido en el taller de mantenimiento mecánico en la instalación de Batería debido a las dificultades de las chapillas de las unidades de bombeo.

D motor: Diámetro del poleador del motor, mm.

Dreductor: Diámetro del poleador del reductor, mm.

Dintermedio: Diámetro intermedio del poleador que se encuentra en el medio del poleador del motor y la del reductor, mm.

Anexo 14. Reportes de los consumos de corriente por días de cada una de las unidades.

Pozos	Consumo eléctrico Mw/d
VD-102	0,119
VD-572	0,354
VD-570	0,128
VD- 574A	0,259
VD-550	0,16
VD-409	0,8
VD-555A	0,2155
VD-562	0,18
VD- 569A	0,07
VD-103	0,07
VD-561	0,18
VD-560	0,18
VD-577	0,269
VD-580	0,362
VD-578	0,168
VD-303	0,1
VD-306	0,12
VD-002	0,291

VD-546	0,1495
VD-045	0,16
VD-046	0,17
VD- 247A	0,66
VD-415	0,1865
VD-539A	0,03
VD-536	0,27
VD-557	0,1525
VD-104	0,186
VD-525	0,16
VD-526	0,24
VD-527	0,4
VD-513	0,24
VD-523A	0,3
VD-520	0,32
VD-524	0,08
VD-519	0,24
VD-516	0,1
VD-515	0,16
VD-509	0,16
VD-508	0,14

VD-510	0,11
VD-504	0,11
VD-674	0,16

Anexo 15 : Valores de viscosidad y grados de API de los pozos de los centros colectores 1,2 y 4 pertenecientes al Ramal Este del Yacimiento Varadero.

Centro colector 1			Centro colector 2			Centro colector 4		
pozos	viscosidad (cp)	API°	Pozos	Viscosidad [cp]	API	Pozos	viscocidad (cp)	°API
VD-102	21143	8,5	VD-562	34632	8	VD-525	58209	8
VD-572	17173	9,5	VD-569	36785	8	VD-526	10462,9	8
VD-570	16197	9,6	VD-103	17476	8	VD-527	13611,2	7,5
VD-574A	15980	11	VD-561	3932	9	VD-513	10000	8
VD-550	6140,8	11,3	VD-560	5025	9	VD-523A	20934,6	9,5
VD-555A	9671,47	9	VD-577	14366	9	VD-520	20940	9,8
VD-409	9665,3	10	VD-580	14278	8	VD-524	23876	7,8
			VD-578	13341	9	VD-519	9824,1	9,8

			VD-303	14525	9	VD-516	10010	8
			VD-306	14719	9	VD-515	5815,4	8,1
			VD-002	15870	9	VD-509	10792,9	9,3
			VD-546	14718	9	VD-508	93786	9
			VD-045	4964	9	VD-510	13746	9,8
			VD-046	9304	9	VD-504	58209	9
			VD-247	23741	8	VD-674	22943,49	9,7
			VD-415	17341	7			
			VD-539	32137	8			
			VD-536	30471	8			
			VD-557	22753	10			
			VD-104	43078	7			

Anexo 16: Datos económicos generales.

			costo de operación de cambio de unidad(CCU)		
elementos					
Tarifa			cantidad	Costo CUC	Costo MN
Servicio de isaje			1	60	
Camiones de alto tonelaje con cama			2	32,58	
Hombre			4	23.16	
horas a trabajar/h			8		
otros elementos					
gasto por fuerza de trabajo			39		
gastos indirectos			12		
costo de operación de cambio o rectificación de poleadores(CCRP)					
poleador del reductor o intermedio			cantidad	Costo CUC	Costo MN
elementos en el campo					
mano de obra					240
servicio de isaje			1	60	
camión de transporte de bajo tonelaje				28	
horas a trabajar			24		
gasto por fuerza de trabajo			39		
gastos indirectos			12		
elementos en el taller de maquinado					
poleador del motor					
mano de obra			2	32,58	
vehículo ligero			1	12	
elementos en el taller de maquinado			cantidad	Costo CUC	Costo MN
mano de			4		112

obra						
gastos indirectos					537,29	
horas a trabajar		25				
costo de operación de cambio de recorrido de la unidad (CRR)						
elementos en el campo						
Tarifa		cantidad	costoCUC	costoMN		
Servicio de isaje		1	60			
Hombre		3	32,58			
horas a trabajar		8				
otros elementos						
gasto por fuerza de trabajo		39				
gastos indirectos		12				
otros datos						
depreciación del equipo			1000			
consumo de corriente			106\$/Mw			
Gastos en mantenimiento						
Ruso			10100			
USA			9000			

Anexo 17: Niveles de los pozos.

Centro 1		
Pozo	nivel≤200 m	nivel>200 m
VD-102		392
VD-409	150	
VD-550		278
VD-555a		325
VD-570		891
VD-572		356
VD-574a		300
Centro 2		
VD-562		941
VD-569A		300
VD-103	184	
VD-561	69	
VD-560	90	
VD-577		400
VD-580		298
VD-578		459
VD-303		345

VD-306		567
VD-002	80	
VD-546		432
VD-045	130	
VD-046	144	
VD-247A		230
VD-415	205	
VD-539A	151	
VD-536		476
VD-557	95	
VD-104		345
Centro-4		
VD-525	100	
VD-526		674
VD-527		348
VD-513		733
VD-523A		477
VD-520		347
VD-524	200	
VD-519	194	

VD-516	196	
VD-515	157	
VD-509		250
VD-508		522
VD-510	123	
VD-504		483
VD-674		722

Anexo 18: Resultados de los por cientos de las cargas estructurales de las unidades de bombeo pertenecientes al Ramal Este del yacimiento Varadero.

Cargas estructurales de las unidades		
centro colector 1		
pozos	carga>85%	carga≤85%
VD-102		53,3333333
VD-572		37
VD-570	91,25	
VD- 574A	94	
VD-550		64
VD-409		40
VD-555A	92,5	
centro colector 2		
pozos	carga>85%	carga≤85%
VD-562	33,3	
VD- 569A	42	
VD-103		86,15
VD-561	59	
VD-560	62	
VD-577	50	
VD-580	38	
VD-578	64	
VD-303	49	
VD-306		91
VD-002	63	
VD-546	65	
VD-045	60	
VD-046	52,5	
VD- 247A		96
VD-415	37	
VD-539A	75	
VD-536	54	
VD-557	77	
VD-104	68	
centro colector 4		
Pozos	carga>85%	carga≤85%
VD-525		72
VD-526	86	
VD-527		75
VD513		85
VD-523A		55
VD-520		64
VD-524		80

VD-519		77
VD-516		82
VD-515		72
VD-509		65
VD-508		54
VD-510		60
VD-504		55
VD-674		60

Anexo 19: Resultados de los porcentos de cargas que están sometidas las sartas de cabillas de las unidades de bombeo pertenecientes al Ramal Este del yacimiento Varadero.

Porcientos de cargas a que están sometidas las sartas de cabillas		
centro colector 1		
Pozos	Cargas máx sometidas > 85%	Cargas máx sometidas ≤ 85%
VD-102		80
VD-572		81
VD-570		80
VD-574A		82
VD-550		80
VD-409		78
VD- 555A		81,2
centro colector 2		
Pozos	Cargas máx sometidas >85%	Cargas máx sometidas 85%
VD-562		78
VD- 569A		64
VD-103		79
VD-561		80
VD-560		82
VD-577		79
VD-580		81
VD-578		78
VD-303		69,9
VD-306		80
VD-002		54
VD-546		78
VD-045		79
VD-046		79
VD- 247A		80
VD-415		78
VD-539A		79
VD-536		81
VD-557		81
VD-104		81

centro colector 4		
Pozos	Cargas máx sometidas >85%	Cargas máx sometidas ≤ 85%
VD-525		81
VD-526		80
VD-527		80
VD-513		79
VD-523A		80,8
VD-520		67
VD-524		80
VD-519		80
VD-516		81
VD-515		80,9
VD-509		80
VD-508		80
VD-510		80
VD-504		78
VD-674		80

Anexo 20: Resultados de los porcentajes de los momentos de torsión (torque) producidos en las unidades de bombeo pertenecientes al Ramal Este del yacimiento Varadero.

momento de torsión		
Centro 1		
Pozos	% de momento de torsión >85 %	% de momento de torsión ≤85 %
VD-102		44,625
VD-572		26,7857143
VD-570		46,125
VD- 574A		85,96875
VD-550		46,4464286
VD-409		4,67857143
VD- 555A		44,625
Centro 2		
Pozos	% de momento de torsión >85 %	% de momento de torsión ≤85 %
VD-562		9

VD- 569A		14
VD-103		58
VD-561		23
VD-560		65
VD-577		12
VD-580		24
VD-578	91	
VD-303		45
VD-306		43
VD-002		22
VD-546	96	
VD-045		15
VD-046		30
VD- 247A		72
VD-415		21
VD-539A		83
VD-536		11
VD-557		34
VD-104		43
	Centro 4	
Pozos	% de momento de torsión >85 %	% de momento de torsión ≤85 %
VD-525	93	
VD-526	97	
VD-527		49
VD513		39
VD-523A		75
VD-520		60
VD-524		78
VD-519	93	
VD-516		31
VD-515		58
VD-509	87	
VD-508		59

VD-510		38
VD-504		59
VD-674		50

Anexo 21: Datos de la fabricación de las unidades de bombeo convencionales.

	Clasificación API	Fabricante	País	P max (Ton)	Torque Max (kfm)
7SK8 - 3.5 - 4000	-	Soviético	URSS	8	4000
AMPS 11.6 - 3.66 - 5152	C-456-256-144	AMPSCOT	USA	11,6	5152
AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	C-640-305-168	AMPSCOT	USA	13,9	8000
AMPS 6.5 - 1.63 - 1317	C-114-143-64	AMPSCOT	USA	6,5	1317
ROTAFLEX	-	-	China	-	-
SK10 - 3 - 5600	-	Soviético	URSS	10	5600
SK12 - 2.5 - 4000	-	Soviético	URSS	12	4000
SK3 - 1.2 - 630	-	Soviético	URSS	3	630
SK5 - 3 - 2500	-	Soviético	URSS	5	2500
SK6 - 2.1 - 2500	-	Soviético	URSS	6	2500
SK8 - 3.5 - 4000	-	Soviético	URSS	8	4000
SK8 - 3.5 - 5600	-	Soviético	URSS	8	5600
SKD8 - 3 - 4000	-	Soviético	URSS	8	4000
SKN10 - 3315 - 4000	-	Soviético	URSS	10	3315
SKN3 - 1515 - 1200	-	Soviético	URSS	3	1515
SKN5 - 3015 - 2300	-	Soviético	URSS	5	3015
UNIV9.7 - 3.05 - 3615	C-320-213-120	UNIVERSAL	USA	9,7	3615
UP11.6 - 3.66 - 5152	C-456D-256-144	VULCAN	Rumania	11,6	5152
UP12 - 3 - 5500	-	VULCAN	Rumania	12	5500
UP5 - 1.22 - 925	-	VULCAN	Rumania	5	925
UP7.9 - 1.88 - 2625	-	VULCAN	Rumania	7,9	2625
UP9 - 2.5 - 3500	-	VULCAN	Rumania	9	3500
UP9.7 - 3.05 - 3615	C-320-213-120	VULCAN	Rumania	9,7	3615

Tabla 22: Máximo de orificios (orif) de las unidades de bombeo convencionales.

	Orif 1	Orif 2	Orif 3	Orif 4	Orif 5	Orif 6	Orif 7	Orif 8
7SK8 - 3.5 - 4000	1,675	2,1	2,5	3	3,5			
AMPS 11.6 - 3.66 - 5152	2,66	3,16	3,66					
AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	3,1	3,68	4,27					
AMPS 6.5 - 1.63 - 1317	1,02	1,32	1,63					
ROTAFLEX	7,13							
SK10 - 3 - 5600	1,5	1,8	2,1	2,5	3			
SK12 - 2.5 - 4000	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5			
SK3 - 1.2 - 630	0,6	0,75	0,9	1,05	1,2			
SK5 - 3 - 2500	1,3	1,8	2,1	2,5	3			
SK6 - 2.1 - 2500	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1			
SK8 - 3.5 - 4000	1,8	2,1	2,5	3	3,5			
SK8 - 3.5 - 5600	1,8	2,1	2,5	3	3,5			
SKD8 - 3 - 4000	1,2	1,6	2	2,5	3			
SKN10 - 3315 - 4000	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3	3,3
SKN3 - 1515 - 1200	0,45	0,6	0,75	0,9	1,05	1,2	1,35	1,5
SKN5 - 3015 - 2300	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1	2,4	2,7	3
UNIV9.7 - 3.05 - 3615	1,88	2,18	2,54	3,05				
UP11.6 - 3.66 - 5152	2,13	2,61	3,12	3,66				
UP12 - 3 - 5500	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5			
UP5 - 1.22 - 925	0,635	0,94	1,22					
UP7.9 - 1.88 - 2625	0,999	1,292	1,596	1,88				
UP9 - 2.5 - 3500	0,9	1,2	1,5	2	2,5			
UP9.7 - 3.05 - 3615	1,63	2,16	2,59	3,05				

ANEXO 23. Reportes de los caudales de fluidos de los pozos que presentaron problemas.

Pozos	Producción diaria (m³/d)	Rango de variación	Mínima(m³/d)	Máxima(m³/d)	Reporte de la producción de los meses de afectación(m³/d)		
					diciembre(2010)	enero(2011)	febrero(2011)
VD-102	3,04	1,29	1,75	4,33	1,07	1	1,5
VD-572	2,36	1	1,36	3,36	1,1	1	1,2
VD-574a	26,4	3,5	22,9	29,9	18,9	17,98	15,8
VD-550	15,3	1,77	13,53	17,07	10	10,8	9,99
VD-561	2,15	1,04	1,11	3,19	1	1,07	1,1
VD-560	6,17	3,88	2,29	10,05	1,99	2	1,1
VD-580	22,9	0,7	22,2	23,6	12	19	18
VD-306	3,43	0,44	2,99	3,87	1,01	1	1,3
VD-002	5,39	0,89	4,5	6,28	3,67	3,24	3,4
VD-546	3,79	1,34	2,45	5,13	1,78	1,23	
VD-045	1,52	0,14	1,38	1,66	0,98	0,67	0,8
VD-046	2,79	0,21	2,58	3	1	1	1,3
VD-247	9,47	0,4	9,07	9,87	4,54	3,21	3,45

VD-415	1,9	0,29	1,61	2,19	1,12	1,05	1,02	
VD-539A	9,7	0,49	9,21	10,19	6,78	5,89	6,89	
VD-536	11	0,27	10,73	11,27	8	7,99	8,67	
VD-104	6,29	0,35	5,94	6,64	4	3,9	3,95	
VD-525	2,59	0,27	2,32	2,86	1	1	1	
VD-526	23	1,13	21,87	24,13	16	17	17	
VD-527	10,24	0,96	9,28	11,2	7,89	7,65	7,89	
VD-513	6,62	0,72	5,9	7,34	4	4,04	4,3	
VD-523	2,075	0,72	1,355	2,795	1	1,05	1	
VD-509	4,5	0,7	3,8	5,2	2,58	2,13	2	
VD-508	5,33	0,57	4,76	5,9	3	3,12	3,2	
VD-674	37	4	33	41	25	23	23,8	

