



UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"

FACULTAD DE INGENIERIAS

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Propuestas de medidas geólogo-técnicas para mejorar la
producción de petróleo en pozos del Centro Colector 9 de
la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del
Centro.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Orlenis Batista Olivero

Matanzas

2014



UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"

FACULTAD DE INGENIERIAS

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Propuestas de medidas geólogo-técnicas para mejorar la
producción de petróleo en pozos del Centro Colector 9 de
la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del
Centro.**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo.**

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Orlenis Batista Olivero.

Tutores: Esp. Renier Rodríguez González.

MSc. Milagros Beatón Berenguer.

Matanzas

2014

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Orlenis Batista Olivero declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer uso de la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.



Firma

DEDICATORIA

En especial le dedico este trabajo a mi pareja de la vida " YENIBEY " por soportarme tantos años y ayudarme en todo.

A mi familia que aunque están lejos siempre se acuerdan de mí.

AGRADECIMIENTO

- A Yenibey por confiar en mí.
- A mí tutora Milagros por todo el tiempo dedicado.
- A la familia de Yeny por acogerme como un hijo.
- A mí tutor Renier por aceptar ayudarme.
- A los trabajadores de los centros colectores 9, 10 y 4.
- A los especialistas de los departamento de yacimiento y tecnología.
- A mis compañero de grupo por estar en todo momento.
- A los trabajadores de la ONRM que me brindaron ayuda.

RESUMEN

Esta investigación se realizó en los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F del Centro Colector 9, ubicados en el oeste del yacimiento Varadero, el cual se localiza en la parte septentrional de la Provincia Gasopetrolífera del Norte Cubano, perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), ubicada en el municipio Cárdenas, Matanzas. Esta se realizó con el objetivo de mantener o incrementar la producción de petróleo en los pozos mencionados, para lo cual se tuvo en cuenta los años de explotación, el comportamiento de los parámetros productivos y operacionales del sistema de bombeo. Los datos utilizados se tomaron de bases de datos del departamento de yacimiento y del departamento de investigaciones de dicha empresa. Para la determinación del comportamiento de los parámetros productivos y operacionales se utilizó el software AIMAXyEchometer. Para incrementar la productividad del pozo VD-B se aumentó el recorrido del pistón de 3,68 m a 4,27 m, logrando un aumento de la producción de alrededor de 3 m³/día. También se incrementó el recorrido en el pozo VD-C de 2,1 m a 2,5 m, proporcionando un incremento discreto de alrededor de 1 m³/día. En los pozos VD-D y VD-E se propone aislar la zona de influencia de agua para alargar su tiempo de explotación. Se realizó una valoración económica de la aplicación de las medidas. Para el aumento del recorrido del pistón de los pozos VD-B y VD-C se requirió de una inversión de 6 971.60 pesos, la cual se recupera en 1.76 días y 7.11 días respectivamente, lográndose una ganancia de 2 194.64 \$/día. La implementación del aislamiento de agua en los pozos VD-D y VD-E requiere de una inversión de 230 852.39 \$, la cual debe recuperarse en 34.14 días y 69.83 días respectivamente, pudiendo lograrse una ganancia de 4 998.65 \$/día. Se identifican los principales riesgos y los impactos ambientales que provoca la industria petrolera.

ABSTRACT

This work was made in the wells VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E and VD-F of the Collecting Center number 9, in the west of the Varadero reservoir, which is located in the north part of the Province, belonging to the Company of drilling and Extraction of the Center (EPEP Centro), located at the municipality of Cárdenas, Matanzas. This came true for the sake of maintaining or increasing the production of oil in the wells mentioned, for which it was taken into account the years of exploitation, the behavior of the productive and operational parameters of the pumping system. The used data were taken from data bases of the department of deposit and investigations of the company. For the determination of the behavior of the productive and operational parameters was used the software AIMAX and Echometer. In order to increase the productivity of the well VD-B it was enhanced the journey of the piston from 3.68 m to 4.27 m, achieving an increase of the production of around 3 m³/day. It was also increased the journey in the VD-C well from 2.1 m to 2.5 m, providing a discreet rise of around 1 m³/day. In the wells VD-D and VD-E it is proposed to isolate the influence zone of water to lengthen its productive time. A cost-reducing assessment of the application of the measures was done. To increase the journey of the piston of the wells VD-B and VD-C an investment of 6 971,60 weights, which recovers in 1,76 days and 7,11 days respectively was taken, turning out in a good profit of 2 194,64 \$/day. The implementation of the isolation of water in the wells VD-D and VD-A need an investment of 230 852, 39 \$, which should recover in 34, 14 days and 69, 83 days respectively, being able to achieve a profit of 4 998, 65 \$/day. The main irrigations and the environmental impacts that provoke the oil industry are identified.

Índice

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.....	5
1.1 Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación.....	5
1.2 Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.....	6
1.2.1 Relación gas–petróleo.....	6
1.2.2 Porcentaje de agua y sólido.	7
1.3 Geología y petrofísica del yacimiento Varadero.	7
1.4 Métodos de explotación en pozos petroleros.	8
1.5 Problemas más comunes de las unidades de bombeo convencional.	12
1.6 Analizador de Pozos Echometer.	14
1.7 Comportamiento de la producción.....	16
1.7.1 Índice de productividad	17
1.7.2 Niveles.....	19
1.7.3 Curva de afluencia del pozo.	19
1.8 Medidas geólogo-técnicas más utilizadas en la industria petrolera.....	22
1.8.1 Cambio de bomba y parámetros de la unidad de bombeo.....	22
1.8.2 Ampliación de la zona productora.....	23
1.8.3 Acidificación de la capa productora.	23
1.8.4 Fracturación hidráulica.	24
1.8.5 Aislamiento de zona de agua.....	25
1.8.6 Aislamiento de zona de gas.	26
1.8.7 Explotación cíclica.	26
1.9 Conclusiones parciales.....	26
CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.	28
2.1 Características constructivas y principio de funcionamiento de los pozos en estudio. 28	
2.2 Etapas para el análisis técnico-productivo de los pozos a estudiar.	30
2.2.1 Recolección de la información sobre los parámetros operacionales de los pozos. 30	
2.2.2 Comportamiento productivo de los pozos.....	30
2.2.3 Determinación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo de los pozos en estudio.	33
2.3 Metodología para el análisis económico.....	37
2.4 Identificación de riesgos e impacto medio ambiental.....	37

2.5	Identificación de impacto ambiental.....	38
CAPÍTULO 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		39
3.1.	Análisis del comportamiento productivo de los pozos en estudio.....	39
3.2.	Análisis de los parámetros que definen la productividad y explotación de los pozos en estudio.	47
3.3.	Evaluación de los parámetros de operación de las unidades de bombeo instaladas en los pozos en estudio.	50
3.4	Medidas geólogo-técnicas propuestas en los pozos en estudio.	54
3.5	Valoración económica de las medidas geólogo-técnicas.....	60
3.6	Identificación de riesgos.	63
3.7	Evaluación ambiental.....	65
CONCLUSIONES		67
RECOMENDACIONES		68
BIBLIOGRAFÍA		69
ANEXOS		72

INTRODUCCIÓN

Este trabajo se realizó en los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F del Centro Colector 9, ubicados en el oeste del yacimiento varadero el cual se localiza en la parte septentrional de la Provincia Gasopetrolífera del Norte Cubano, perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), la misma se ubica en el municipio Cárdenas, Matanzas.

La región cuenta con características geológicas bastante complejas debido a los movimientos tectónicos que han provocado sobrecorrimientos de secuencias de rocas antiguas por encima de otras más jóvenes. Dentro del área existen diferentes Unidades Tectónico Estratigráficas (U.T.E), como resultado de estos movimientos, siendo la U.T.E Placetas la de mayor importancia, ya que es la que contiene los reservorios de mejores condiciones gasopetrolíferas, la U.T.E Camajuaní también se encuentra en la región pero debido a la profundidad de su ubicación pocos pozos la han alcanzado, por lo que la experiencia de trabajo en ella no ha sido relevante. Estas características representan una complicación para la perforación y el completamiento de los pozos.

La investigación realizada por Martínez (2007) en la Empresa de Perforación y Extracción de petróleo del Centro (EPEP-C) tuvo como objetivo realizar una evaluación del régimen tecnológico de los pozos de los centros colectores 2 y 8 con el propósito de aumentar o mantener sus niveles productivos con el menor costo posible. Para lograr lo planteado se analizaron datos importantes en el manejo de los pozos como el caudal de fluido (agua y petróleo) (Q_f), caudal de petróleo (Q_p), relación gas-petróleo (RGP), porcentaje de agua y sólido (BSW), caudal de gas (Q_g), y eficiencia de bombeo (Efic.). Otros aspectos que se consideraron fueron el nivel dinámico y la profundidad de la bomba. El tercer y último indicador que se analizó fue el índice de productividad. Luego de ese análisis se pudo concluir que estos pozos se consideran longevos por el tiempo de explotación que llevan, encontrándose en la etapa final de su vida productiva, y se operan con depresiones de trabajo iguales a la crítica e incluso en ocasiones superiores, para lo cual se adoptaron las medidas siguientes:

- Racionalización del consumo de energía con la puesta a régimen o a intervalos de tiempo en algunos pozos.
- Reparaciones interiores y de superficie en aquellos pozos con problema.

- Aplicación de métodos de recuperación secundaria como la inyección de CO₂ para lograr una mayor afluencia a los pozos.

Estos análisis son fundamentales para el desarrollo de esta investigación, ya que se identifican posibles problemas que afectan el comportamiento de la producción de los pozos.

Trujillo (2007) propone, a partir de investigaciones realizadas en los centros colectores 7 y 9 de la EPEP-C un régimen de explotación óptimo a 8 pozos luego de que analizó el comportamiento de los parámetros (Q_f , Q_p , RGP, BSW). Las principales medidas fueron:

- Bajar anclaje de la bomba para aumentar la eficiencia de la bomba
- Aumentar el número de golpes y recorrido de la bomba.
- Utilizar gel para aislar zona de agua.
- Cambio de sistema de bombeo.

Otra investigación realizada en la EPEP-C por Neningen (2010) consistió en analizar el comportamiento productivo de los pozos en los centros colectores 9 y 10 a partir de sus parámetros fundamentales (RGP, BSW, Q_p y Q_f), donde concluyó que luego del análisis se les pudo proponer medidas a 16 pozos siendo estas las siguientes:

- Cambio de los parámetros de bombeo como el aumento del número de golpes y el recorrido
- Aislar las zonas de gas y agua mediante la utilización de packer.
- Cambio de bombas.
- Explotación por ciclos.

El trabajo realizado por Batista (2010) en la Empresa de Perforación y Extracción de petróleo de Occidente (EPEP-O) tuvo como objetivo proponer variantes que favorecieron el aumento de la producción de los pozos del yacimiento Santa Cruz, para ello fueron analizados los factores geólogo-técnicos siguientes:

- Los modelos de terminación del encamisado en la zona productora.
- La litología que corta el pozo con sus espesores.
- La permeabilidad de las capas que corta el pozo.
- Las características esenciales de los fluidos que contiene la formación.
- La relación gas-petróleo del fluido (RGP) producido.
- El caudal de petróleo que produce el pozo.
- Las características del petróleo que produce el pozo (viscosidad, densidad, etc.).

- Las presiones de capa, presiones de fondo y los diferenciales de presión.

Se determinó los principales elementos que incidieron en la disminución de la producción de los pozos del yacimiento Santa Cruz, ellos fueron los siguientes:

- La inadecuada terminación técnica en la zona productora.
- La entrada de fluidos (agua y gas) al caño lo que además de atentar contra la producción influye en la inestabilidad del caño desnudo (sin encamisar).
- La entrada al caño de material arcilloso.

Aun cuando en los estudios anteriores se analizó con profundidad los parámetros que permitieron definir la situación concreta de los pozos, todavía no se ha logrado explotar al máximo sus potencialidades, lo cual se refleja en la productividad de los centros colectores.

La producción del centro colector 9 representó en el año 2013 el 7.07% de la producción de la empresa sin nafta y el 7.57% de la producción del Yacimiento Varadero aun cuando el BSW y la RGP tuvieron un ligero aumento. En este año se manifestaron algunos problemas que influyeron negativamente en el sistema de bombeo, los más frecuentes fueron.

- Aumento del porcentaje de BSW.
- Aumento de la RGP.
- Cabillas partidas por altas cargas.

Los pozos que presentaron problemas fueron: VD-A, VD-D, VD-E y VD-F.

Lo antes expuesto ha generado la necesidad de investigar cada uno de los pozos que cuentan con información suficiente con el fin de lograr un mayor aprovechamiento de las potencialidades que brindan y así permitir un incremento de los niveles productivos de los mismos, tanto inmediato como en el tiempo.

Problema de la investigación:

¿Cómo mejorar la producción de petróleo de los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F del centro colector 9 aplicando medidas geólogo-técnicas?

Hipótesis del problema:

Si se emplean las medidas geólogo-técnicas adecuadas en cada situación, entonces se podrá mejorar la producción de petróleo del centro colector 9.

Objeto de estudio:

Los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F que tributan al centro colector 9.

Objetivo general:

Proponer medidas geólogo-técnicas que contribuyan a mejorar la producción de petróleo del centro colector 9.

Los objetivos específicos del trabajo son los siguientes:

1. Caracterizar el objeto de estudio en cuanto al completamiento productivo y a los parámetros operacionales del sistema de bombeo.
2. Evaluar de forma integral el funcionamiento de cada pozo.
3. Proponer medidas geólogo-técnicas.
4. Realizar valoración económica.
5. Exponer los riesgos e impacto medio ambiental.

Este trabajo tiene actualidad porque trata un problema que presenta el centro colector 9 y de su solución depende el incremento de la producción de petróleo del mismo.

Estructura del trabajo

El trabajo se desarrolla en tres capítulos, análisis bibliográfico, materiales y métodos y discusión de los resultados, los cuales se apoyan en informaciones brindadas en los anexos.

En el capítulo 1 se determina el estado del arte sobre la temática en estudio en Cuba y el mundo, tecnologías para la explotación y control de los pozos y acciones para incrementar la productividad de los pozos.

En el capítulo 2 está todo lo relacionado con la metodología empleada en la investigación, se exponen los métodos, técnicas, instrumentos y procedimientos utilizados en la recopilación de datos, procesamiento de los mismos y el análisis e interpretación.

En el capítulo 3 se hace un análisis de los resultados: se realiza un diagnóstico de los pozos. Partiendo de esto se hacen las propuestas de las medidas geólogo-técnicas a los pozos, además se muestran los riesgos y el impacto ambiental que provoca la actividad petrolera en el área.

CAPÍTULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO.

En el presente capítulo se resume el estado del arte sobre aspectos del proceso productivo de los pozos en el mundo y en Cuba. Se explican las principales causas que afectan la productividad de los pozos y las medidas que se aplican para su solución. Se consultó bibliografía perteneciente a la biblioteca del Centro Politécnico del Petróleo y de la Empresa de Perforación de Petróleo del Centro (EPEP-Centro) y artículos de revistas y libros disponibles en Internet.

1.1 Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación.

Las características fundamentales en una roca reservorio, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento son: porosidad, permeabilidad específica, saturación. (Ferrer, 2010)

Porosidad.

En los yacimientos petroleros, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha porosidad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la roca reservorio. (Dake, 2004; Ahmed, 2000)

Tipos de porosidad:

Existen dos tipos de porosidad.

Porosidad Absoluta: Es el porcentaje del espacio total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no, o sea es el volumen total de todos los poros que posee la roca. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no permitir que el fluido fluya, debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular. (Dake, 2004; Ahmed, 2000)

Porosidad efectiva: Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca, esta porosidad indica que el fluido se desplaza por los poros. (Dake, 2004; Ahmed, 2000)

Saturación.

Los métodos para determinar la saturación del fluido en los yacimientos, consiste en analizar los núcleos del yacimiento en cuanto a su contenido de petróleo y agua. (Macualo, 2004)

Métodos para determinar la saturación de la roca por fluido: (Ferrer, 2009)

Método de temperatura crítica de la disolución.

Método de trituración.

Método de cloruro.

Permeabilidad.

La permeabilidad se define como la facilidad con que los líquidos fluyen a través de los poros conectados o interconectados de la roca. En una determinada muestra de roca con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante, siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca.(Rodríguez *et al.*, 2008; Rivera, 2009)

La unidad de permeabilidad es el Darcy, sin embargo por cuestiones prácticas comúnmente se utiliza el milidarcy (**md**). El símbolo de la permeabilidad es la letra **K**. (Rodríguez *et al.*, 2008; Rivera, 2009)

Tipos de permeabilidad.

Permeabilidad Absoluta: Es la medida de la facilidad de un fluido (agua, gas o petróleo) para fluir a través de una formación cuando la misma está totalmente saturada con este fluido. La permeabilidad medida de una roca saturada con un solo fluido es diferente de la permeabilidad medida a la misma roca saturada con dos o más fluidos.(Barandiaran, 2004)

Permeabilidad Efectiva: Es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso.(Barandiaran, 2004)

1.2 Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.

El petróleo en las condiciones de la capa se encuentra bajo presión y altas temperaturas. Con alta presión, el petróleo contiene una cantidad de gas disuelto. A medida que el líquido sube a la superficie y disminuye la presión, sucede la separación del gas y aumenta el peso específico del petróleo. De esta manera el petróleo en la capa representa una mezcla de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y de acuerdo con las presiones de la capa y la temperatura puede encontrarse en forma de líquido monofásico o dividirse en la fase líquida y gaseosa. (Trujillo, 2007; Ferrer, 2009)

Las propiedades del petróleo en el estrato se determinan mediante la selección y el análisis de muestras tomadas en el pozo, estos análisis permiten determinar el comportamiento de la relación gas-petróleo y el porcentaje de agua y sedimento.(Trujillo, 2007; Díaz, 2007)

1.2.1 Relación gas-petróleo.

El petróleo se encuentra bajo condiciones de altas temperaturas y elevadas presiones en el yacimiento, en esas condiciones el petróleo posee un determinado porcentaje de gas disuelto, el cual al formar una sola fase con el crudo disminuye la viscosidad y es capaz de fluir con

más facilidad. Junto con el petróleo se produce gas (el disuelto en el crudo) y la relación entre el volumen de gas y el mismo volumen de petróleo se le llama Relación Gas–Petróleo (también se determina en porcentaje de gas disuelto); pero a medida que es extraído este crudo, el reservorio pierde energía (disminuye la presión en el yacimiento) y puede descender hasta el punto donde comienza a separarse el gas del petróleo, a este valor de presión en que comienza a aparecer dos fases se le denomina Punto de Burbuja (PB).(Díaz, 2007; Santamaría, 2007)

El Departamento de Yacimiento de la EPEP-Centro, clasifica el comportamiento de la RGP en los pozos con el objetivo de regular la explotación, esta clasificación se puede observar en la tabla 2.3.

1.2.2 Porcentaje de agua y sólido.

El porcentaje de agua y sedimento (BSW) es una característica de gran importancia en la producción de petróleo, ya que influye negativamente en la calidad del petróleo producido, es uno de los factores que determinan la calidad de la producción, además influye notablemente en la eficiencia de bombeo (en el llenado de petróleo en la bomba, a mayor porcentaje de BSW menor cantidad de petróleo producido).Es importante señalar que un elevado porcentaje de BSW afecta en gran medida al proceso productivo, ya que va ser mayor la cantidad de agua a transportar y tratar, además puede definir el tiempo de producción de un pozo.(Ferrer, 2009). Uno de los requisitos de calidad que debe cumplir el petróleo para ser vendido, es que tiene que tener 2% de BSW como máximo. Para alcanzar este porcentaje el crudo es sometido a un tratamiento termoquímico. (Díaz, 2007; Rerrer, 2010)

1.3 Geología y petrofísica del yacimiento Varadero.

El Yacimiento Varadero, se observa en la figura 1.1, se encuentra ubicado en el bloque 9 de la Franja Norte de Crudos Pesados, en las coordenadas 472510 por las X y 3665540 por las Y. Este yacimiento es el de mayor extensión de Cuba, el mismo produce petróleo pesado y extrapesados (menor de 16⁰ API) según la clasificación que describe API (Instituto Americano del Petróleo) anexo1, de las formaciones (Morena, Ronda y Cifunte principalmente) del Grupo Veloz(Quintero, 1997). Las rocas de estas formaciones por lo general son depósitos carbonatados del Cretácico Inferior, inicialmente presentaron una

saturación de 80%. La porosidad promedio de 15% y la permeabilidad varía entre (0.5-1darcy). El factor de recuperación primario fue bajo 5%.



Figura 1.1 Localización del yacimiento Varadero. Fuente: Informe anual del yacimiento varadero.

1.4 Métodos de explotación en pozos petroleros.

Existen dos tipos de métodos de explotación de pozos de petróleo, ellos son:

1. Método natural o por surgencia.
2. Método de elevación artificial.

➤ **Método natural o por surgencia.**

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. (Partidas, 2003)

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 para 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 adecuada con la cual trabajará el pozo.(Economides, 1998; Valdés, 2011)

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.(Barberii, 1998; Correa, 2005)

2. Método de elevación artificial.

En un pozo de petróleo cuando este fluido no se eleva hasta la superficie de forma natural, se requiere de algún medio de levantamiento artificial. Existen diferentes tipos de unidades de bombeo, cada una presenta ventajas y desventajas, esto se puede observar en el anexo 2. Dentro de estos tipos de unidades de bombeo 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 . (Partidas, 2003; Chacin, 2003)

➤ Descripción de los componentes básicos del bombeo mecánico convencional.

Los componentes básicos del bombeo mecánico convencional (anexo3) son los siguientes:

➤ Equipos de Superficie.

La torre: Es el componente más fuerte ya que debe soportar las cargas mayores. Puede tener tres o cuatro patas.(Partidas, 2003)

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

Cabezote: Se localiza en el extremo de la viga viajera del lado del pozo que a través de la guaya y brida mueven la barra pulida. (Partidas, 2003)

La barra ecualizadora o ecualizador: Se encuentra en el extremo opuesto de la viga viajera, la cual está unida a la misma por un conjunto de cojinetes que transmite el movimiento oscilatorio a los brazos.(Partidas, 2003; Svinos, 2005)

Los brazos: Conectan al ecualizador con la manivela mediante los pines que transforman el movimiento rotatorio de la manivela en oscilatorio en la viga viajera. (Partidas, 2003)

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 recorrido, en dependencia del modelo de la unidad de bombeo el recorrido varía, ver anexo 4. (Partidas, 2003)

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. (Partidas, 2003)

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.(Partidas, 2003)

Pesas o contrapesas: Están en la manivela montadas sobre rieles para facilitar su desplazamiento.

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.(Partidas, 2002)

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.(Partidas, 2002)

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 son movidas por motores eléctricos, los mismos son generalmente trifásicos y operan a 60 Hz de frecuencia con velocidades promedios entre 835 y 1200 revoluciones por minutos (RPM). (Partidas, 2003)

➤ **Equipo de sub-suelo.**

Entre los equipos de subsuelo se tienen: Bombas de subsuelo, Cabillas de Bombeo, Tubería de Producción, Empacaduras de Producción y Cabezal del Pozo.(Partidas, 2003)

La sarta de cabillas: 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). La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba.(Partidas, 2003)

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. (Partidas, 2003)

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 dos tipos, de tubería (T) y de cabillas o insertadas (R) ver anexo 5, dichas bombas presentan ventajas y desventajas, esto se presenta en el anexo 6.

Bombas de tubería: Este tipo de bomba se caracteriza, porque el barril y el sistema de anclaje forman parte de la sarta de producción. A diferencia de las bombas insertables, lo que se saca o introduce con las cabillas, es el pistón y la válvula de pie o fija. El barril se baja junto con la tubería, dicha bomba tiene mayor capacidad de desplazamiento, debido a que la bomba permite la instalación de un pistón de mayor longitud. (Partidas, 2003)

Bombas de cabillas o insertadas: Estas bombas se caracterizan porque todo el sistema: pistón, barril y válvulas son extraídos de forma independiente, sin necesidad de sacar la sarta de producción, son bajados con el uso de cabillas. Estas son insertadas en la tubería de producción, el ajuste de la bomba a la tubería de producción se efectúa mediante un anclaje situado en la bomba que se introduce en un zapato-niple de asiento que fue previamente instalado en la tubería de producción. (Partidas, 2003)

La bomba de sub-suelo consta de 5 partes principales:(Partidas, 2003)

1. Camisa o cuerpo de la bomba: 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.
- Barril estacionario y anclaje superior.
- Barril viajero y anclaje inferior.

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

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.

3. Válvula fija: 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.

4. Válvula viajera contenida en el pistón: Válvula viajera: 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.

5. Cabilla de válvula: Las cabillas de válvula son usadas en bombas de vástago de cilindro estacionario para conectar la parte más baja de la tira de cabilla de bombeo al pistón de la bomba.

1.5 Problemas más comunes de las unidades de bombeo convencional.

Los problemas más comunes que presentan las unidades de bombeo.

- 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.

Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan por puntos pequeños multiplicadores de esfuerzos que van creciendo bajo la acción de los esfuerzos cíclicos. (Partidas, 2003)

➤ **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 ellas.(Partidas, 2003; Valdés, 2011)

➤ **Fallas por conexión.**

El torque aplicado a la sarta de cabillas 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. (Partidas, 2003; Valdés, 2011)

➤ **Fallas por corrosión.**

Casi la mitad de las fallas de las cabillas se debe a la corrosión, la misma es el resultado destructivo de una reacción electroquímica entre el acero y el ambiente operacional donde actúa. La corrosión que más afecta es la provocada por el sulfuro de hidrógeno contenido en el petróleo, el cual se disuelve en el agua presente en el pozo disminuyendo 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.

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. (Chalet, 2000; Valdés, 2011)

➤ **Flotación de cabillas.**

La flotación tendrá lugar cuando la sumatoria de las fuerzas parásitas tales como: W_{frb} (carga por fricción 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 el que se extrae de los pozos del yacimiento Varadero, estos operan con cuatro o más golpes por minutos. (Chalet, 2000; Valdés, 2011)

Esto representa un problema para todo el sistema de bombeo mecánico y un riesgo potencial de accidentes para los operadores que toman las dinamografías.

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 grapa de la barra pulida.
4. Se parta la barra pulida.
5. Se partan las cabillas.

➤ **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. (Chalet, 2000; Valdés, 2011)

➤ **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.(Partidas, 2003; Valdés,2011)

➤ **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 es suficiente para mantener el fluido por encima de la bomba, provocando que la bomba baje su eficiencia. 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 recuperan el nivel, por lo que se analiza otro método de extracción o cerrar el pozo.(Chalet, 2000; Valdés, 2011)

1.6 Analizador de Pozos Echometer.

El analizador de pozos Echometer, figura 1.2, es utilizado por el departamento de investigaciones de la EPEP-Centro con el objetivo de proporcionar al operador y al técnico de producción todos los datos necesarios para analizar el comportamiento de un pozo de petróleo. Para cumplir este objetivo utiliza una combinación de hardware y software coordinado desde una computadora portátil.(PDVSA, 2009)

Las funciones que son analizadas son:

- Determina el nivel de líquido (Sumergencia de la bomba).
- Restauración de presión (producción de gas en el anular).
- Test dinagráfico (carta dinagráfica, pruebas de válvulas).
- Test de potencia (torque en la caja, balanceo de la unidad, consumo eléctrico).



Figura 1.2 Analizador de Pozos Echometer. Fuente: (PDVSA, 2005)

➤ **Analizador.**

Es una unidad electrónica compacta que permite: Alimenta y recibe las señales de los sensores; convierte las señales analógicas de los sensores en señales digitales y proporciona la comunicación necesaria con una computadora (portátil) para el procesamiento de los datos.

➤ **Pistola.**

Genera un pulso acústico que al ponerse en contacto con el fluido genera un eco que es detectado por el micrófono instalado en su interior y es enviado al analizador. También se instala un sensor de presión.

El pulso acústico se genera en dos modos; explosión e implosión:

- Modo de explosión: En este modo el suministro de gas es externo, la presión en la cámara debe ser mayor que la presión del casing.
- Modo Implosión: Se puede usar si la presión del casing es mayor de 200 psi. En este método se utiliza la presión del pozo para generar el pulso acústico, por lo que no se necesita suministro de gas externo.

Pistola Manual (Fig.1.3).

- Se acciona manualmente.
- Se puede utilizar tanto en modo de explosión como en modo implosión.
- Presión de trabajo de 1500-5000 psi

Pistola automática (remota): (Fig. 1.4).

- Posee un solenoide de 12V que permite accionar la pistola desde el analizador.
- Se utiliza solo en modo de explosión.
- La presión de trabajo es de 1500/3000.



Figura 1.3 Pistola manual



Figura 1.4 Pistola automática

Sensor de presión: Tiene como función medir la presión en el anular.

Tiene una resolución de 0.1 psi para un rango de 1500psi.

Su temperatura de trabajo es de: -40°C a 140°C .

El montaje en la pistola debe ser manual (no utilizar herramientas).

Están disponibles en los rangos: 25,40, 60, 100, 160, 250.....1000 bar.

Celda de carga: Es un transductor muy exacto diseñado para medir valores de carga muy precisos. Posee un medidor de carga y un acelerómetro para medir la posición.

1.7 Comportamiento de la producción.

La producción de un pozo esta relaciona con el comportamiento del fluido que aporta, se expresa por medio de gráficos, que se conocen como curvas de afluencia (IPR). Estas relacionan las presiones de la formación productora con el caudal de producción. (Dake., 2004)

Para precisar el comportamiento de la producción en los pozos, es necesario conocer las variables que intervienen en este comportamiento, pues son factores fundamentales para la construcción de la curva IPR.(Juárez, 2012)

- Índice de productividad del pozo.
- Niveles.
- Curva de afluencia de pozo.

1.7.1 Índice de productividad

El índice de productividad (IP) es un parámetro que relaciona el caudal de un pozo con respecto al diferencial de presión existente entre la zona productora y el pozo.

Este parámetro da una medida de la capacidad de producción de un pozo, se refiere a cuanto caudal de fluido se puede extraer por cada atmósfera de diferencia entre la presión del reservorio y la presión del fondo del pozo. Se define mediante la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q_f}{P_e - P_{wf}} \quad (1.1)$$

donde:

IP: índice de productividad, m³/día/atm.

Q_f : tasa de producción o caudal de fluido, m³/día.

P_e : presión estática del reservorio, atm.

P_{wf} : presión del fondo del pozo fluyendo, atm.

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida. En algunos pozos, generalmente, los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) de fondo. (Barandiará, 2006; Correa, 2005)

En la práctica se representa de la siguiente manera para todos los caudales de producción y nos lleva a una línea recta como se muestra en la figura 1.5.

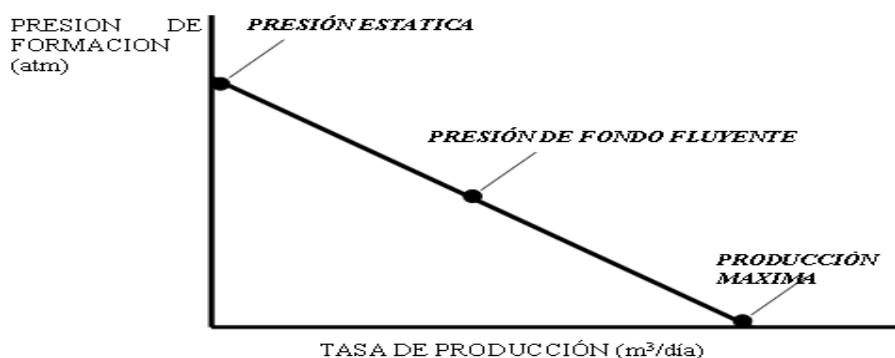


Figura 1.5. Comportamiento de la producción. Índice de productividad constante. Fuente: (Correa, 2005)

En otros pozos, a altas tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el IP disminuye como lo muestra la figura 1.6. La causa de dicha declinación se debe a varios factores:

- Turbulencia a altas tasas de flujo.
- Disminución de la permeabilidad al petróleo, debido a la presencia de gas libre causada por la caída de presión en el pozo.
- Incremento en la viscosidad del petróleo debido a que la presión cae debajo del punto de burbuja.
- Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

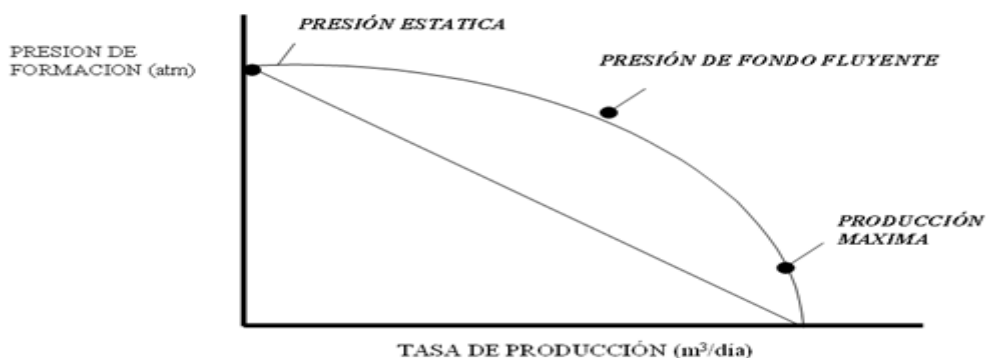


Figura 1.6. Comportamiento de la producción. Índice de productividad variable. Fuente: (Correa, 2005)

Los valores de IP varían en dependencia de las características de producción de cada pozo, y se han fijado los siguientes valores que indican la productividad de un pozo.

Puede encontrarse principalmente de dos formas la clasificación del IP se expresa de dos formas y está dada por la utilización o no del Sistema Internacional de Unidades. (Gonzales, 2007; Hirschfeldt, 2009)

$IP < 1,17 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ es bajo.

$1,17 \leq IP \leq 3,51 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ es intermedio.

$IP > 3,51 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ es alto.

La permeabilidad de la zona productora influye en el IP del pozo, la viscosidad del crudo que en el yacimiento Varadero es pesado y extrapesado (9.5 y 15 API), el volumen de reservas del

yacimiento y la presión de la formación, si estos factores cambian pueden aumentar o disminuir la afluencia al pozo.(Gil, y otros, 2009)

Se puede cambiar el IP del pozo cambiando las características del pozo:

- Cambiando la permeabilidad con un estímulo.
- Cambiando la viscosidad del petróleo con solventes o inyección de calor.

Luego de la estimulación de un pozo (trabajos de acidificación, fracturación u otros) el IP debe aumentar, es decir más producción con el mismo diferencial de presión, si esto no ocurre entonces el tratamiento no fue efectivo.(Jones, 1997)

1.7.2 Niveles.

El nivel de un pozo es la altura que alcanza la columna de fluido por el espacio anular y se mide desde el cabezal de producción.El fluido que se mide, está compuesto por petróleo y gas disuelto. La presión del fondo del pozo es la suma de la presión hidrostática de la columna del fluido y la presión del gas sobre éste.

Nivel estático.

El nivel estático es la altura que alcanza la columna de fluido de un pozo por el espacio anular cuando el pozo está cerrado.

Nivel dinámico.

El nivel dinámico es la altura que alcanza la columna de fluido de un pozo por el espacio anular cuando el pozo produce.

Para que el caudal de fluido permanezca constante la presión de fondo también permanecerá constante. Al producirse un cambio de la velocidad de la bomba, golpes o diámetro, el caudal de fluido cambia, lo que a su vez cambiará la presión de fondo fluyente y también el nivel dinámico del fluido. A la distancia que hay entre la bomba y el nivel dinámico se le llama sumergencia. (Gonzales, 2007; Valdés, 2011)

1.7.3 Curva de afluencia del pozo.

Para construir la curva de afluencia, ver figura 1.7se requiere de cuatro parámetros fundamentales:presión del reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de fluido y presión del punto de burbuja, que se asume como la presión del reservorio en los depósitos saturados con una cierta cantidad de años de explotación. Las curvas se obtienen graficando caudal de fluido vs diferencia de presión, dada por la presión en el reservorio y en el fondo del pozo. (Hirschfeldt, 2009; Batista, 2010)

Según planteó Partidas (2003), Vogel desarrolló ecuaciones empíricas para predecir los caudales de fluidos a producir a determinada diferencia de presión existente en el pozo. Cuando los depósitos son saturados es decir la presión en el reservorio es mayor o igual que la presión de burbuja se utiliza la ecuación siguiente:

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{Q_f}{\left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.2)$$

donde:

Q_f - caudal de fluido real, m³/día.

P_{wf} - presión de fondo fluyente, atm.

P_b - presión de burbuja, atm.

Para depósitos no saturados es decir la presión en el reservorio es menor que la presión de burbuja, se utiliza la ecuación siguiente:

$$Q_{m\acute{a}x} = q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} * \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.3)$$

donde:

q_b - caudal de fluido en el punto de burbuja, m³/día.

IP- índice de productividad, m³/día/atm.

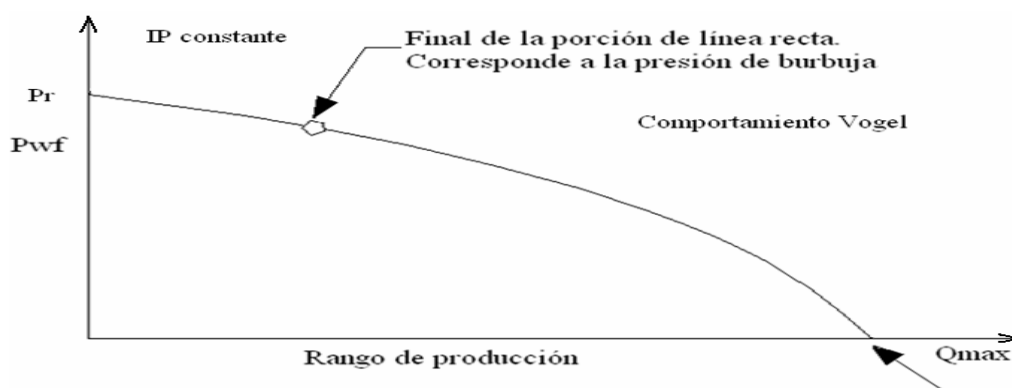


Figura 1.7. Curva de afluencia o IPR. Fuente: (Gonzales, 2007)

1.7.4 Consideraciones generales en el análisis productivo de los pozos.

En la literatura se reportan algunas consideraciones generales para el análisis productivo de los pozos:

- Los pozos que producen, como promedio, menos de $10 \text{ m}^3/\text{día}$ se consideran de baja producción y se debe a múltiples causas, puede ser que la zona productora este muy drenada por los años de explotación, también puede estar presentando algún problema en los elementos del sistema de bombeo y también puede que la zona de donde produce el pozo haya perdido permeabilidad.(Ferrer, 2010)
- No existe un valor establecido de RGP hasta el cual es tolerable la explotación de un pozo; aunque el departamento de yacimiento de la empresa tiene previsto que cuando la relación este sobre los $2000 \text{ m}^3 \text{ gas} / \text{m}^3 \text{ petróleo}$ hay que mantenerlo en observación, sin embargo hay pozos que muestran altas RGP y se mantienen en explotación ya que su producción de petróleo es alta. (Rizo, 2007)
- La presencia de agua en la producción indica que se está trabajando cerca de la depresión crítica recomendada en el pozo, lo que puede provocar la conificación y corre el riesgo de inundarse el pozo siempre que se trabaje cerca del contacto agua-petróleo.(Rizo, 2007)
- Aumentando la profundidad de anclaje de la bomba se garantiza la entrada de petróleo con alto factor de gas disuelto y mayor temperatura a la bomba, con esto se logra una menor viscosidad dentro de la tubería y se minimiza la influencia de esté factor en la flotabilidad de las cabillas.(Rizo, 2007; Correa, 2005)
- Una baja eficiencia puede ser causada por una alta viscosidad o un bajo nivel dinámico cercano a la profundidad de la bomba, es decir que puede que la bomba pierda sumergencia.(Partidas, 2003)
- La entrada de gas a la bomba disminuye su productividad.(Partidas, 2003)
- Para disminuir la interferencia o influencia del gas en el trabajo de la bomba es necesario aumentar la eficiencia de separación del gas a la entrada de la bomba o eliminar la presencia de gas libre a la entrada de la misma. Esto se logra colocando anclas de gas efectivas así como aumentando la profundidad de la bomba.(Partidas, 2003)
- El porcentaje de BSW superior a 30% se considera elevado, constituyendo una alerta

para los ingenieros de producción.(Rizo, 2007)

1.8 Medidas geólogo-técnicas más utilizadas en la industria petrolera.

Las medidas geólogo-técnicas surgen desde el mismo inicio de la industria petrolera con el objetivo de mantener, recuperar e incrementar la producción de los pozos, este término representa las medidas que son aplicadas a las unidades de bombeo, al interior de los pozos y otras que actúan en la zona productora. Estas medidas se han perfeccionado con el desarrollo de la industria petrolera. Las medidas más significativas son las siguientes:

- Cambio de bomba.
- Cambio de los parámetros de la unidad de bombeo.
- Acidificación.
- Fracturación hidráulica.
- Aislamiento de zonas de agua y gas.
- Ampliación de la zona productora.
- Explotación cíclica.

1.8.1 Cambio de bomba y parámetros de la unidad de bombeo.

- **Cambio de bomba.**

El cambio de bombas es una medida que depende del diagnóstico realizado por el departamento de investigaciones al pozo con la utilización de un software, el cual permite determinar el estado técnico constructivo de los elementos que componen la bomba. También el cambio depende del caudal que el pozo puede entregar.

- **Parámetros de la unidad de bombeo.**

Las unidades de bombeo son un elemento de suma importancia para la explotación de los pozos de petróleo ya que en la mayoría de ellos se utiliza el método por levantamiento artificial con unidades de bombeo convencional, en estas unidades influyen varios parámetros como son:

- Velocidad de bombeo o números de golpes (N): Este parámetro se indica en (golpes, emboladas, strokes) por minutos, el mismo tiene un efecto directo sobre la producción.(Partidas, 2003)

- Recorrido (S): Se expresa en metros y está dado por la posición del balancín en el orificio de la manivela. La variación de este parámetro influye en el caudal de producción.(Partidas, 2003)

1.8.2 Ampliación de la zona productora.

Las ampliaciones permiten incrementar el flujo de fluidos que se extrae de la zona productora al incorporar nuevos intervalos de explotación. El número de ampliaciones depende de las condiciones del yacimiento.(Bersás, 2012)

1.8.3 Acidificación de la capa productora.

La acidificación de las zonas productoras de petróleo constituye una de las aplicaciones más empleada en la industria petrolera como forma de estimulación de pozos. Empezó a utilizarse desde 1895. Como las rocas petrolíferas pueden contener carbonato de calcio (CaCO_3) (s), caliza), el ácido clorhídrico (HCl) (g) en solución de 15%, ha sido un buen disolvente que ayuda a abrir canales de flujo en la zona productora. La reacción química se realiza según la siguiente fórmula:(Barberii, 1998)



Como se observa después de la reacción se obtiene cloruro de calcio, agua y dióxido de carbono, como resultado de la descomposición del carbonato de calcio por el ácido.

La cantidad de ácido requerida está en función del volumen de roca que se propone tratar. Para apreciar ese volumen se recurre a ensayos de laboratorio, utilizando muestras de rocas de los pozos, como también otros datos petrofísicos y experiencias de acidificaciones anteriores en el área o sitio de operaciones.

Durante los años, el diseño y realización de tareas de acidificación de pozos petrolíferos han evolucionado en todos los aspectos. Los análisis básicos de laboratorio son más extensos y fundamentales para determinar las características físicas y químicas de las rocas y sus reacciones a los diferentes tipos de ácidos aplicables como: puros, concentrados, diluidos o gelatinosos. Factores como la viscosidad, densidad, temperatura, presión, penetración y celeridad o amortiguación de la reacción son evaluados con miras a obtener el mejor resultado posible. Como los ácidos clorhídrico y fórmico son corrosivos, se dispone de inhibidores y otros aditivos que permiten aminorar su corrosividad en el equipo de acidificación y las tuberías del pozo.(Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, 2013; Barberrii, 1998)

Los tratamientos de acidificación se dividen en dos categorías:

- La acidificación matricial consiste en el bombeo del ácido a la formación, a velocidades y presiones que no fracturan el yacimiento. Se estimula una región alrededor del pozo, de aproximadamente 1 m.
- La acidificación para fracturar la formación: Es una fracturación hidráulica en el que se bombea ácido durante un periodo determinado (en dependencia de las propiedades de las rocas). La penetración puede extenderse en la formación en un radio superior al resultado de la acidificación matricial.

1.8.4 Fracturación hidráulica.

La fracturación hidráulica es el proceso en el cual se inyecta a presión (superior a la presión de la capa, está en dependencia del tipo de estrato a tratar) fluido a la zona productora para lograr una falla o fractura. Al mantener la presión del fluido se logra que la fractura se propague, creando un canal de flujo que provee un área adicional de drenaje. (Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, 2013)

Como la inyección debe concentrarse en determinado intervalo de profundidad y la prolongación de la fractura del estrato debe ser radial, es muy importante que la cementación entre la camisa y el estrato, por encima y por debajo del intervalo escogido para hacer la inyección, sea sólida y compacta para evitar canalización y fuga del agente fracturante hacia lugares no deseados.(Asiri, 2013)

Como se aprecia en la figura 1.3, el fluido inyectado a alta presión penetra en el estrato como una cuña que abre canales de flujo.

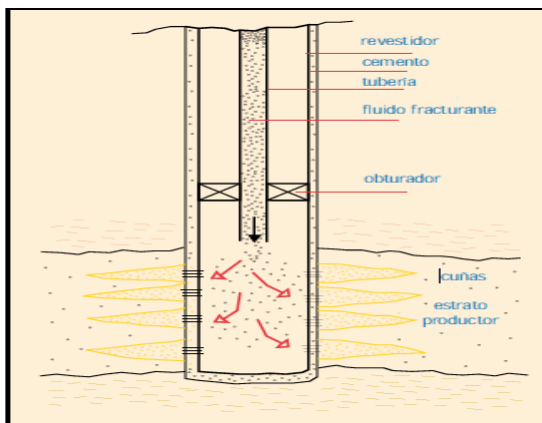


Figura.1.8 Estimulación de la productividad del pozo por la inyección de fluido y fracturamiento del estrato mantenido por cuñas. Fuente: (www.slb.com).

Otra modalidad de fracturamiento es cuando al fluido se le agrega un material sólido, generalmente, arena, con determinada granulometría y esfericidad, resistencia, densidad y pureza. Al inyectarse la mezcla al estrato, la arena va depositándose en los canales como una cuña estable, porosa y permeable, que impedirá el asentamiento del estrato al eliminarse la presión de ruptura y, por ende, mantendrá los canales de flujo abiertos, como se ilustra en la figura 1.4.

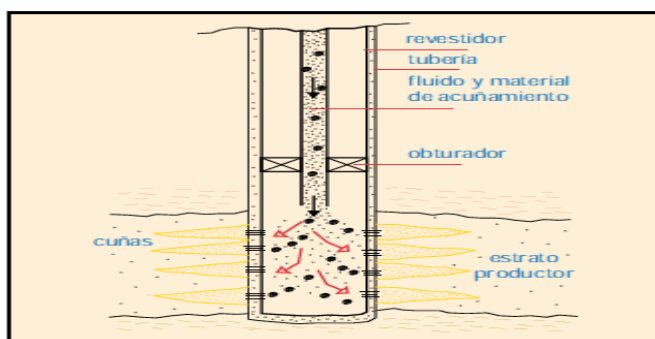


Figura.1.9 Fracturamiento del estrato e inyección de material sólido para lograr mejor productividad del pozo. Fuente: (www.slb.com).

1.8.5 Aislamiento de zona de agua.

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros, pero no toda esa agua es perjudicial para la producción, sin embargo el agua provoca diferentes problemas en los pozos que conllevan a realizar aislamiento de las zonas afectadas. Algunos de esos problemas se muestran a continuación: (Vinueza, 2005; Bailey, 2011)

- Filtraciones en la camisa de revestimiento, tuberías de producción o empacaduras.
 - Flujo canalizado detrás de la camisa del revestimiento.
 - Conificación del agua.
- **Filtraciones en la camisa de revestimiento, tuberías de producción o empacaduras.**

Las filtraciones a través de la camisa de revestimiento, de la tubería de producción o empacaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese al pozo. La identificación de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen, fundamentalmente, de la construcción del pozo.

- **Flujo canalizado detrás de la camisa de revestimiento.**

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con las zonas de hidrocarburos. La solución principal consiste en el uso de fluido de

sellado, que puede ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocadas en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular.

➤ **Conificación.**

En pozos verticales se produce conificación cuando existe un CAP (contacto agua petróleo) cerca de la zona productora. En algunos casos se propone colocar una capa de gel por encima del CAP estacionario.

1.8.6 Aislamiento de zona de gas.

El gas en los yacimientos petroleros constituye un elemento importante ya que es el que mantiene la energía del reservorio pero en ocasiones y en dependencia de la necesidad de los técnicos del yacimiento y producción, este gas es necesario aislarlo cuando se manifiesta en cantidades superiores a lo planificado, con el objetivo de mantener la presión del reservorio. (Hirschfeldt, 2009)

En los pozos de petróleo se han definido algunos problemas como son:

- El gas disuelto en el petróleo.
- Casquetes de gas primario o secundario.
- Flujo de gas a través de canales desde otras zonas del yacimiento arriba o debajo de la zona productora.

1.8.7 Explotación cíclica.

Esta medida consiste en parar el pozo por un tiempo, el cual es estimado por los técnicos de yacimiento, con el objetivo de permitir que las fases vuelvan a tomar la posición natural en el reservorio, esta se propone una vez que la relación gas-petróleo o el porcentaje de BSW adquieran valores por encima de lo establecido.

1.9 Conclusiones parciales.

1. Las propiedades físicas de las rocas de acumulación permiten valorar el comportamiento del caudal a obtener en la zona productora.
2. El comportamiento de la producción se puede determinar mediante el análisis de las curvas de IPR de Vogel.
3. 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.

4. El conocimiento de los problemas que pueden afrontar las unidades de bombeo convencionales expuestos en este capítulo, son necesarios tenerlos en cuenta para reducir o evitar fallas durante el funcionamiento del sistema.
5. Las medidas geólogo-técnicas constituyen un elemento importante para mantener, recuperar e incrementar la producción de los pozos. En Cuba las medidas más utilizadas son los aislamientos tanto de agua como de gas, así como los cambios en los parámetros de bombeo, las acidificaciones se realizan principalmente en el periodo de ensayo de los pozos y puntualmente en aquellos pozos que manifiestan pérdida de permeabilidad. En el mundo hay un auge con las fracturaciones y con las acidificaciones, estas medidas demandan un alto grado tecnológico, elemento que afecta a la industria petrolera cubana para la implementación de algunas de las medidas enunciadas.

CAPÍTULO 2: MATERIALES Y MÉTODOS.

En este capítulo se describe el funcionamiento, construcción y productividad de los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F ubicados en la parte oeste del yacimiento Varadero, los cuales tributan al centro colector 9 perteneciente a la EPEP-C. Se proponen medidas geólogo-técnicas para incrementar la productividad de estos pozos y se plantea el procedimiento para la valoración económica de las medidas propuestas.

2.1 Características constructivas y principio de funcionamiento de los pozos en estudio.

Los pozos en estudio tienen característica constructiva similar, presentan tres tipos de camisas de revestimiento: la camisa para tranque de agua, camisa de técnica y camisa de explotación.

La camisa para tranque de agua, es la que protege el manto freático de la invasión de los fluidos de perforación y del desmoronamiento de formaciones no consolidadas, sirve también como base de apoyo para los equipos de seguridad ubicados en el cabezal del pozo, la misma es cementada en toda su extensión. Luego le sigue la camisa técnica que tiene como finalidad separar y proteger zonas de alta o bajas presiones, zonas de pérdidas de circulación, formaciones inestables, es cementada en la parte inferior y sobrepasando la parte final de la camisa para tranque de agua. Posteriormente se coloca la camisa de explotación, con la finalidad de permitir la producción del pozo, sosteniendo sus paredes y posibilitando el aislamiento entre los intervalos productores, esta camisa es cementada en toda su longitud como se observa en la figura 2.1.

Una vez terminado el pozo y encamisado, se procede a su completamiento por punzado, formándose la zona productora. Para extraer el petróleo del pozo se utilizan unidades de bombeo mecánicas como se ilustra en el anexo 2, empleando bomba reciprocante, cuyos datos técnicos se registran en la tabla 2.1 y se detallan en el anexo 7. Las unidades de bombeo convierten el movimiento rotacional de la unidad motriz a movimiento ascendente y descendente de la barra pulida, que a través de las cabillas hacen funcionar la bomba, ubicada en el interior del pozo y se accionan la válvula fija y viajera, permitiendo la entrada del fluido a la bomba.

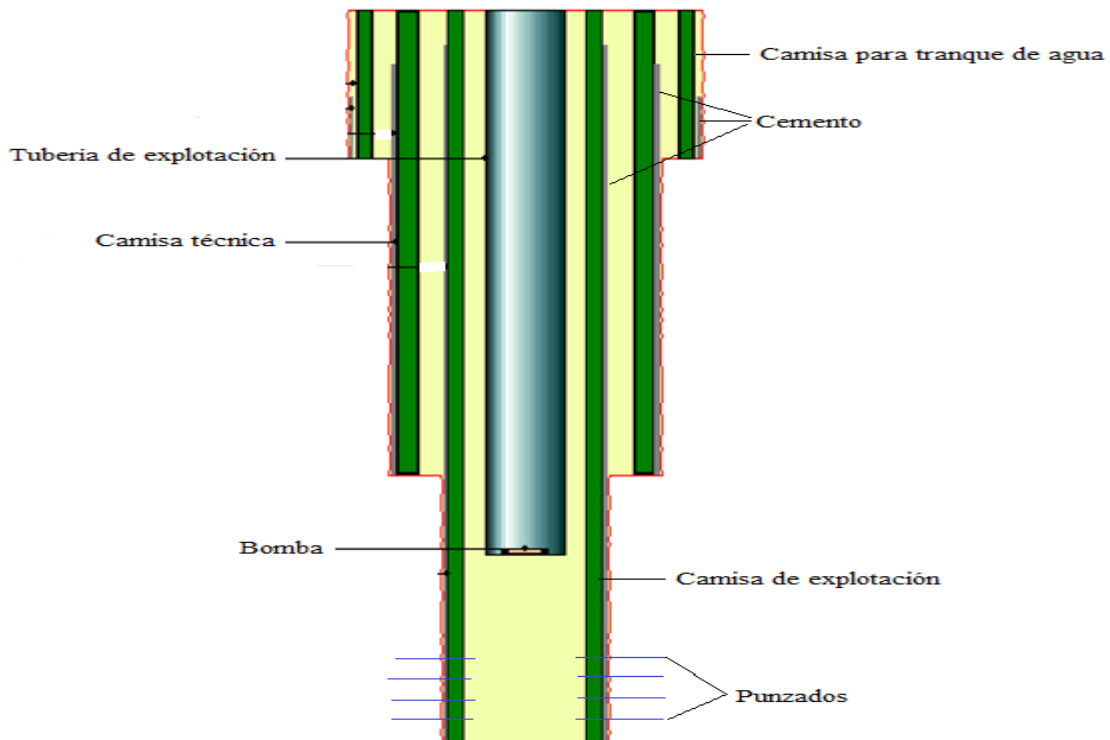


Figura 2.1 Características constructivas de los pozos.Fuente: Fichas de pozos.

Tabla 2.1 Características técnicas de las unidades de bombeo.Fuente:Fichas de pozos.

Pozos	Unidad de bombeo	Modelo de bomba	Longitud de la bomba (m)	N	S	Capacidad máxima de estructura (Ton)
VD-A	AMPSCOT 640-13.9-4.27-8000	69.6THC20-2-4	6,10	3,5	3,68	13.9
VD-B	AMPSCOT 640-13.9-4.27-8000	69.6 THC20-2-4	6,10	2,3	3,68	13.9
VD-C	SK8-3.5-4000	ING-44.5	6,10	5,5	2,1	8
VD-D	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	10,97	2,5	7,32	16.4
VD-E	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	10,97	3,4	7,32	16.4
VD-F	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	10,97	1,7	7,32	16.4

Nota:N es la velocidad de bombeo y S es el recorrido. Fuente: Base de datos del departamento de Investigaciones de la EPEP-C.

Las unidades de bombeo que están instaladas en los pozos VD-A y VD-B tienen un recorrido máximo de 4.27 m y la del pozo VD-C es de 3.5 lo que muestra reserva en este sentido.

2.2 Etapas para el análisis técnico-productivo de los pozos a estudiar.

El análisis técnico-productivo de los pozos se realiza en tres etapas.

1. Recolección de la información sobre los parámetros operacionales de los pozos.
2. Análisis del comportamiento productivo de los pozos.
3. Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo de los pozos en estudio

En estos análisis se utilizan valores promedios mensuales de las variables, tomados a partir de la fecha de inicio de explotación de los pozos hasta el primer semestre del 2014.

2.2.1 Recolección de la información sobre los parámetros operacionales de los pozos.

Los parámetros operacionales de los pozos se escogen de los reportados en el Sistema de Información Especializado del Petróleo (SIE), en este sistema se registran los datos que son obtenidos a través del software AIMAX, el cual procesa las mediciones recibidas desde los sensores ubicados en el separador de medición, este recipiente está acondicionado para medir los caudales que se extraen de los pozos y además en él ocurre la primera separación del gas en el petróleo. Las mediciones se realizan una vez al día, para lo cual existe un programa de medición en el centro colector. A través del software se obtienen los siguientes parámetros: caudal de fluido total, caudal de petróleo, caudal de gas y porcentaje de BSW.

Los datos de presión de capa, presión de fondo, dimensiones de la zona productora y depresión de trabajo, se obtienen de reportes del departamento de yacimiento de la EPEP-Centro.

Los principales parámetros de las unidades de bombeo como el diámetro de la bomba, número de golpes (N), longitud de la carrera del pistón (S), tipo de bomba, se obtuvieron de la base de datos del departamento de investigaciones de la EPEP-Centro, y se pueden observar en el anexo 8.

2.2.2 Comportamiento productivo de los pozos.

El comportamiento productivo de los pozos está dado por su caudal de fluido, afluencia, porcentaje de agua y sedimento y relación gas petróleo.

➤ Caudal de fluido total.

El caudal de fluido determina la productividad del pozo, este parámetro se obtiene de las mediciones que se realizan en los pozos, cada uno de ellos tiene un régimen de medición que

varía en dependencia de la necesidad de información que se desee, el fluido que se extrae de los pozos en estudio es multifásico, por lo que para analizar el comportamiento productivo en base al caudal de fluido se tiene que tener en cuenta el porcentaje de agua y sedimento para conocer el caudal de petróleo.

➤ **Afluencia de los pozos.**

Los datos de flujo y presiones a partir de los cuales se obtienen las curvas de afluencia se toman de los reportes del departamento de yacimiento de la empresa. El caudal de fluido máximo para las condiciones de presiones existente se realiza a través de la ecuación 1.2 ya que los pozos en estudio se encuentran en un reservorio saturado en gas. Esta expresión forma parte del basamento matemático que permite construir dichas curvas, a través de una hoja de cálculo en Excel reportada por el sitio www.oilproduction y empleado en la EPEP-Centro.

Otro parámetro que permite valorar la afluencia de los pozos es el índice de productividad, que relaciona el caudal de un pozo con respecto al diferencial de presión existente entre la zona productora y el pozo. Para la cuantificación de esta variable se emplea la ecuación 1.1

➤ **Porcentaje de agua y sedimento.**

Este parámetro tiene gran importancia para valorar el comportamiento productivo de un pozo. Hay que tener un monitoreo constante, pues la presencia de agua en la producción indica la existencia de un acuífero relativamente activa en el reservorio. Valores elevados de este parámetro (mayor o igual a 50%) según departamento de yacimiento de la EPEP-Centro, esto puede indicarnos que la depresión de trabajo está cercana a la recomendada por dicho departamento, si se trabaja con altas depresiones y el pozo está produciendo cerca del contacto agua-petróleo puede ocurrir la conificación, fenómeno que genera pérdidas considerables y en ocasiones el abandono del pozo.

En los informes de yacimiento que se realizan anualmente se analiza el comportamiento de la inundación y se expone una clasificación que permite un mejor análisis como se observa en tabla 2.2.

Tabla 2.2 Clasificación del comportamiento de la inundación. Fuente: Informe anual de yacimiento 2013.

Rango de %BSW	Clasificación
< 2%	Excelente
2-20%	Muy bueno
20-50%	Regular
50-75%	Malo
75-90%	Muy Malo
>90%	Crítico

El porcentaje de agua y sedimento puede ser malo sin embargo el pozo sigue en explotación siempre que el caudal de fluido sea alto de tal forma que justifique su operación o que el agua que se extrae no es del acuífero sino agua de capa. En estos casos se mantiene una vigilancia estricta.

➤ **Relación gas- petróleo en fluido total.**

Este parámetro se utiliza para definir si el pozo se puede explotar o no, teniendo en cuenta la clasificación emitida por el departamento de yacimiento de la EPEP-Centro, la cual se muestra en la tabla 2.3. A partir de esta información el departamento de yacimiento traza el régimen de trabajo de cada uno de los pozos para lograr un mayor tiempo de explotación. Los pozos se operan con una relación gas-petróleo que disminuya lo menos posible la presión en el reservorio, evitándose así la desgasificación del petróleo y facilitando la extracción, de igual forma se disminuyen las altas cargas en las unidades de bombeo. El departamento de yacimiento de la empresa decide la explotación de un pozo cuando no cumple con la relación gas-petróleo requerida.

Tabla 2.3 Clasificación del comportamiento de la RGP de acuerdo explotación.

Fuente: Informe anual de yacimiento 2013.

Rango de RGP	Clasificación
<50 m ³ /m ³	Pozos en condiciones de explotación
50-100 m ³ /m ³	
100-500 m ³ /m ³	
500-1000 m ³ /m ³	
1000-2000 m ³ /m ³	
2000-3000 m ³ /m ³	Pozos en observación
3000-10000m ³ /m ³	Su explotación la decide el Departamento de Yacimiento
10000-50000	
>50000	

2.2.3 Determinación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo de los pozos en estudio.

Los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo que se miden durante el proceso de extracción son:

1. Eficiencia del bombeo.
2. Caudal teórico.
3. Balance de carga de la estructura de la unidad de bombeo.
4. Número de golpes del pistón por minuto.
5. Momento de torsión.
6. Nivel dinámico.
7. Recorrido del pistón dentro de la bomba.

Estos parámetros se miden según el comportamiento de los pozos durante su explotación, empleando el software analizador de pozos Echometer adquirido por la EPEP-Centro. Las especificaciones del software se describen en el epígrafe 1.6. De las aplicaciones con que cuenta el software se utiliza específicamente la técnica de la dinamografía para obtener dichos parámetros.

➤ **Eficiencia del bombeo**

Este análisis se realizó a partir del comportamiento de los caudales teóricos que aparecen en las dinamografías (Q_{din}) y los caudales reales de producción (Q_f) obtenidos a través del SIE.

$$E_f = \frac{Q_f}{Q_{din}} * 100 \quad (2.1)$$

donde:

E_f - Eficiencia de bombeo, %.

Q_f - Caudal de producción real de fluido, $m^3/día$.

Q_{din} - Caudal de producción teórico por dinamografía, $m^3/día$.

➤ **Caudal teórico de fluido por dinamografía.**

Este parámetro representa el flujo que es capaz de bombear la bomba hasta la superficie, multiplicado por el coeficiente de llenado (alfa). Este coeficiente está relacionado con la característica de los fluidos multifásico presentes en el yacimiento Varadero e impide que la bomba se llene completamente. (Partidas, 2003)

El caudal teórico se obtiene por la fórmula siguiente:

$$Q_t = 1440 * F * S * N \quad (2.2)$$

$$F = \pi * \frac{D^2}{4} \quad (2.3)$$

donde:

F : Área de la sección transversal del pistón, m^2 .

D : Diámetro interior del pistón, m .

1440: Cantidad de minutos que tiene un día.

Q_t : Caudal teórico de producción, $m^3/día$.

S : Longitud de recorrido del pistón, m .

N : Número de golpes por minuto en el equipo de superficie, golpes / min.

➤ **Balance de carga de la estructura de la unidad de bombeo:**

Es el peso que está soportando la unidad de superficie durante su funcionamiento, el cual no debe ser superior al máximo permisible, específico de cada unidad de bombeo. Este parámetro se caracteriza en la práctica a través del porcentaje máximo de carga a soportar en condiciones de operación, el cual se determina a través de la siguiente expresión:

$$\% P_{m\acute{a}x} = \frac{P_{m\acute{a}xdin}}{P_{m\acute{a}xfab}} * 100 \% \quad (2.4)$$

donde:

% P_{máx}- Porcentaje de las cargas de la unidad, %.

P máxdin.- Peso que está soportando la unidad en explotación, ton.

P máxfab- Peso máximo según el fabricante, ton.

➤ **Número de golpes del pistón por minuto.**

Este parámetro define la velocidad de bombeo, expresada en golpes por minuto. Su magnitud se fija para cada sistema de bombeo, permitiendo el llenado de la bomba con el caudal teórico requerido. (Partidas, 2003) Este parámetro se puede establecer durante la operación de explotación o teóricamente a través de la siguiente expresión:

$$N = \frac{RPM}{R} * \frac{d}{D_{pr}} \quad (2.5)$$

donde:

N- Número de golpes por minuto.

RPM- Revoluciones por minuto del motor.

R- Relación del reductor.

d- Diámetro de la polea del motor, m.

D_{pr}- Diámetro de la polea del reductor, m.

➤ **Momento de torsión.**

El torque o momento torsor es el movimiento rotacional 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. (Svinos, 2005; Santamaría, 2007)

Para obtener el resultado de este indicador, se pone la unidad de bombeo en marcha con el analizador instalado, lo que permite tomar 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 fórmula siguiente:

$$\%T_{cr} = \frac{T_{creal}}{T_{crdis}} * 100 \quad (2.6)$$

donde:

% Tcr → Porcentaje de torsión, %.

Tcreal → Valor de torsión obtenido por la técnica de dinamografía o torsión real, kgf/m.

Tcrdis → Valor de torsión máxima a soportar, kgf/m.

El porcentaje de torsión adecuado es hasta el 85%, valores superiores a este se corre el riesgo de rotura de las cabillas y del reductor.

➤ **Nivel dinámico:**

Este parámetro define la sumergencia de la bomba y se mide utilizando el 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 su reflexión a la superficie .Esta información es procesada por elEchometercomo se observa en el ejemplo de la figura2.2.

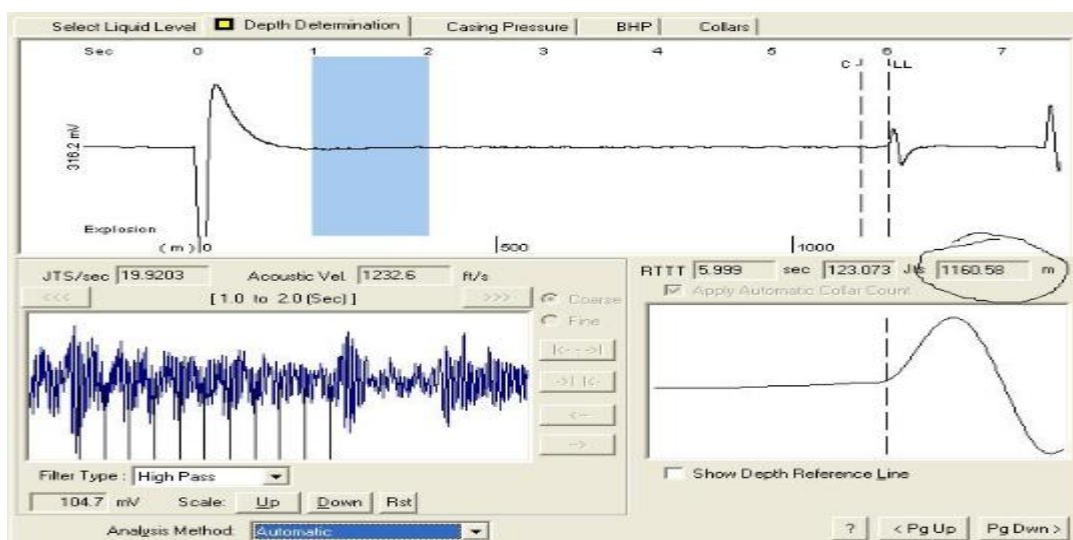


Figura 2.2 Nivel dinámico de un pozo. Fuente: Fuente: TWM Echometer CO.

➤ **Recorrido del pistón dentro de la bomba (S).**

Es el movimiento ascendente y descendente del pistón dentro de la bomba, condicionado por los orificios (ver anexo 4) que presentan las unidades de bombeo en las manivelas y el tipo de estas.

2.3 Metodología para el análisis económico.

La valoración económica de los posibles gastos a incurrir en la aplicación de las medidas propuestas se realizó a partir de elaboración de un presupuesto donde se reflejan los recursos materiales y humanos, alquiler de equipos y servicios que son indispensables para llevarlas a cabo. A este presupuesto se le adiciona las pérdidas económicas por dejar de producir en el periodo de la implementación de las medidas.

El periodo de recuperación de la inversión se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$RI = \frac{I+Pe}{G} \quad (2.7)$$

$$Pe = Pcp - CUV \quad (2.8)$$

$$G = Pcp * v + A - CUV * v \quad (2.9)$$

donde:

RI-Recuperación de la inversión, día

I-Inversión, \$

G- Ganancia, \$/m³

Pe-Pérdida económico, \$

Pcp- Precio unitario del producto, \$/m³

v- Volumen de producción, m³/día

CUV- Costo unitario variable, \$/m³

A- Amortización, \$

Los pozos en estudio, según el Departamento de Economía de la EPEP-Centro ya están amortizados.

2.4 Identificación de riesgos e impacto medio ambiental.

1. Identificación de riesgos.

Las actividades relacionadas con la industria petrolera en general han sido siempre de elevado riesgo asociado. (EPEP-Centro, 2005). El propósito de la identificación de los riesgos es advertir al personal involucrado en las operaciones de los pozos de posibles accidente, para ello fue necesario revisar los manuales de procedimientos operacionales de producción, los cuales se encuentran en el CC 9.

2.5 Identificación de impacto ambiental.

La identificación del impacto ambiental que provoca la actividad petrolera es fundamental para prevenir los desastres. (EPEP-Centro, 2005). La identificación se realiza con la finalidad de determinar aquellas actividades, en la operación de instalaciones petrolera que puedan generar efectos negativos en los recursos naturales cercanos a las zonas de influencia de estas instalaciones. Para determinar si estas actividades generan impacto, se contó con el apoyo del personal del departamento de seguridad salud en el trabajo y medio ambiente de la empresa, los cual son los encargados de prevenir y controlar accidentes tales como, incendios, derrames, lesiones. Este departamento rectore la actividad mediante la elaboración de manuales y normas de procedimientos operacionales y trabajo seguro.

CAPÍTULO 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN.

En este capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en la investigación realizada a los pozos VD-A, VD-B, VD-C, VD-D, VD-E y VD-F, se caracterizan las condiciones de operación y productividad de los pozos en estudio. Luego se plantean medidas a aplicar en dichos pozos y los resultados obtenidos. También se realiza una valoración económica de los costos de las medidas propuestas. Se exponen las medidas de seguridad y los riesgos durante la extracción por bombeo mecánico convencional y por último el impacto ambiental que provoca la extracción en la zona de estudio.

3.1. Análisis del comportamiento productivo de los pozos en estudio.

Para el análisis del comportamiento productivo de los pozos se realizaron gráficos que muestran el historial productivo, determinados por los siguientes parámetros: caudal de petróleo acumulado en el tiempo de explotación, caudal de fluido, caudal de petróleo extraído mensualmente, porcentaje de agua y sedimento (BSW), presión de capa y presión de fondo. Además se analizó el comportamiento de la relación gas-petróleo, los gráficos se muestran en el anexo 14.

➤ Pozo VD-A.

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivos del pozo.

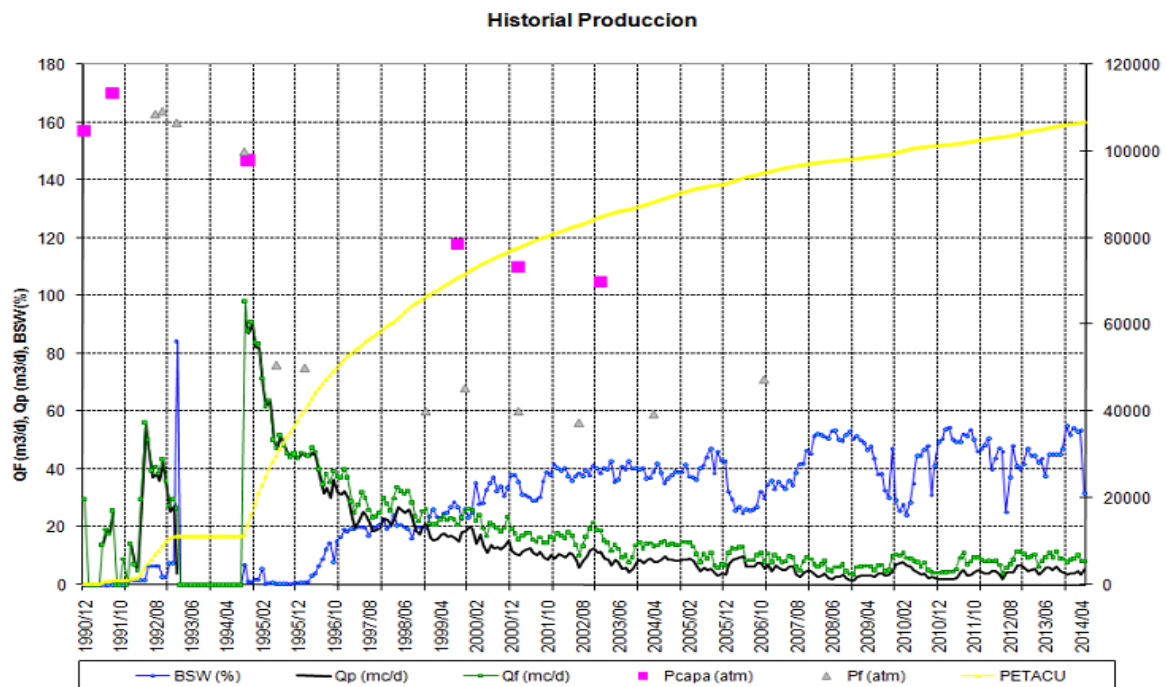


Figura 3.1 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-A. Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

- Años en explotación: 24.
- Producción inicial: 29.67m³/día.
- Producción actual: 8.55m³/día.
- Producción acumulada de petróleo: más de 106 000 m³.
- El porcentaje de BSW promedio actual es de 46%.
- Relación gas-petróleo es de 321.17 m³/m³.
- La presión de capa a 1460 m es de 105 atm.
- La presión de fondo a 1460 m es de 71 atm.

Principales eventos.

- En Enero de 1993- Fue puesto en conservación por alto porcentaje de BSW.
- En Octubre de 1994- Se pone en producción con buenos resultados.
- En Diciembre de 1996- Comienza a subir el BSW hasta la actualidad.

El pozo VD-A fue puesto en producción en el horizonte V₁ y su terminación fue por punzados, en la actualidad presenta un fondo artificial en 1 855 m, produce del intervalo por el largo del pozo en (1 790 m-1 850 m) y por la vertical en (1 577m-1 623m), la bomba se encuentra anclada en 1 195 m.

➤ **Pozo VD-B.**

En la figura 3.2 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivo del pozo.

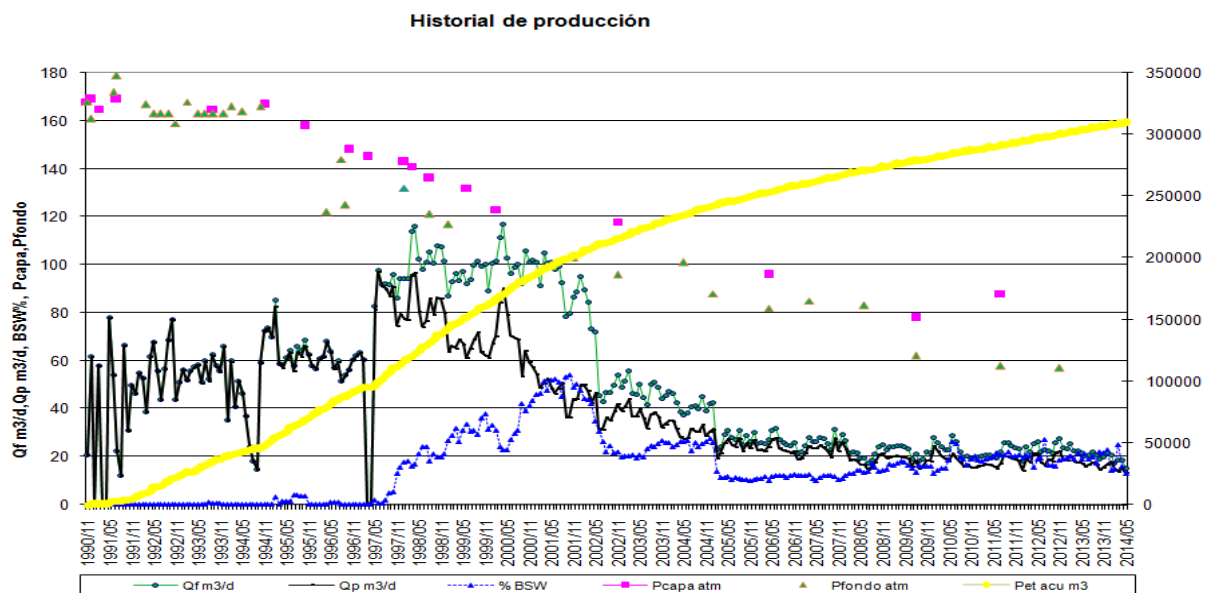


Figura 3.2 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-B.Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

- Años en explotación: 24.
- Producción inicial: $80.30\text{m}^3/\text{día}$.
- Producción actual: $22.06\text{m}^3/\text{día}$.
- Producción acumulada de petróleo: más de $300\,000\text{ m}^3$.
- El porcentaje de BSW promedio actual es de 24%.
- Relación gas-petróleo es de $33.60\text{ m}^3/\text{m}^3$.
- La presión de capa a 1460 m es de 88 atm.
- La presión de fondo a 1460 m es de 58 atm.

Principales eventos.

- En los primeros años de explotación el pozo muestra problemas con los parámetros operacionales de la unidad de bombeo.
- En Enero de 1997 se intervino el pozo para cambio de bomba.
- En Febrero de 2005 se trató el BSW resultando positivo y estabilizándose sobre los 20%

El pozo VD-B fue puesto en producción en el horizonte V_2 y su terminación fue por punzados, el intervalo de producción por el largo del pozo es (1 912 m-2 211 m) y por la vertical en (1 555 m-1 747 m), tiene fondo artificial en 2 198 m y la bomba se encuentra anclada en 1 398 m.

➤ **Pozo VD-C**

En la figura 3.3 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivo del pozo.

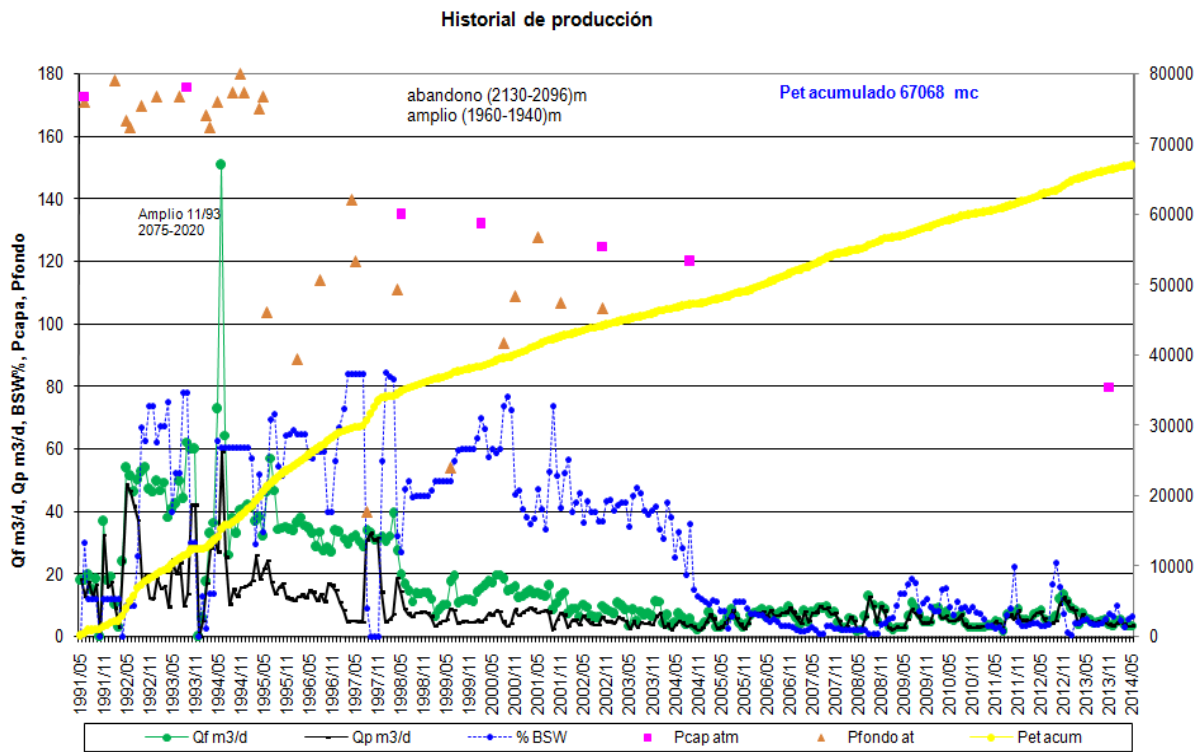


Figura 3.3 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-C.Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

- Años en explotación: 23.
- Producción inicial: 18.23m³/día.
- Producción actual: 6.53 m³/día.
- Producción acumulada de petróleo: más de 67 000 m³.
- El porcentaje de BSW promedio actual es de 5.6%.
- Relación gas-petróleo es de 48.91 m³/m³.
- La presión de capa a 1460 m es de 120 atm.
- La presión de fondo a 1460 m es de 105 atm.

Principales eventos.

- En Noviembre de 1993 amplió zona productora en el intervalo (2 070 m-2 020 m).
- En Mayo de 1998 abandonó intervalo (2 130 m-2 096 m) por altos porcentaje de BSW.
- En noviembre de 1998 amplió zona productora en el intervalo (1 960 m-1 940 m).
- En Enero de 2005 aisló zona de Agua.

El pozo VD-C fue puesto en producción en el horizonte V₁ y su terminación fue por punzado, este pozo produce del intervalo por el largo del pozo en (1 940 m-2 075 m) y por la vertical en

(1 635 m-1 742 m), presenta fondo artificial en 2 079 m y la bomba se encuentra anclada en 1 152 m.

➤ **Pozo VD-D**

En la figura 3.4 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivo del pozo.

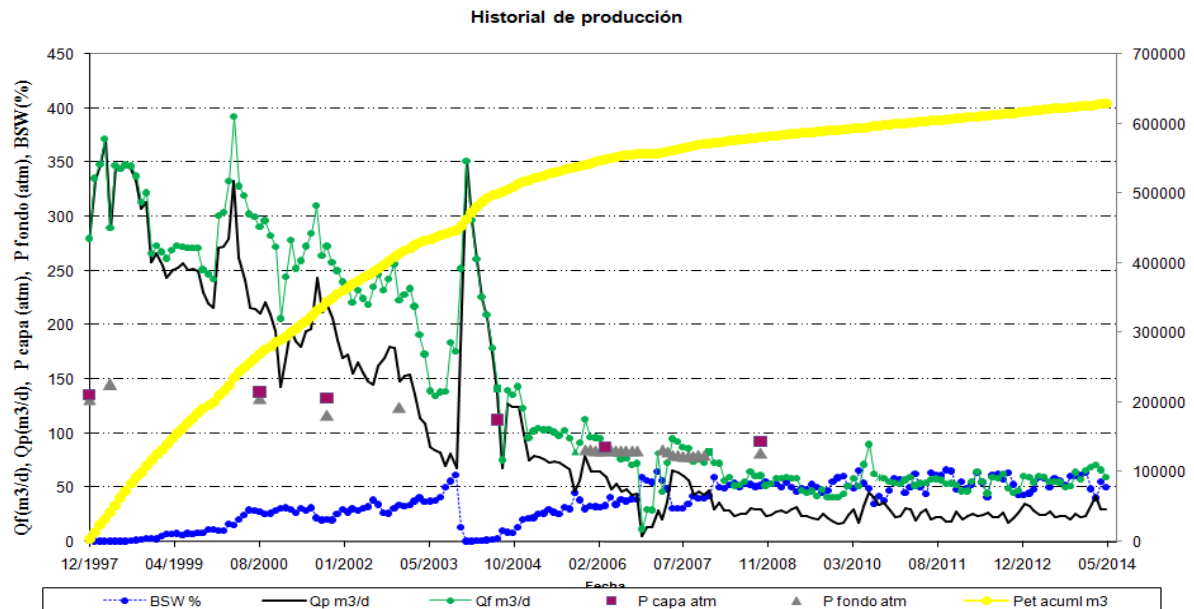


Figura 3.4 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-D. Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

Años en explotación: 17.

Producción inicial: 279.47m³/día.

Producción actual: 61.88m³/día.

Producción acumulada de petróleo: más de 628 835 m³.

El porcentaje de BSW promedio actual es de 57.5%.

Relación gas-petróleo es de 189.36 m³/m³.

La presión de capa a 1460 m es de 92 atm.

La presión de fondo a 1460 m es de 82 atm.

Principales eventos.

- En Julio de 2004: Se aisló gas en el intervalo (2155 m-2235 m), se colocó packer hidráulico doble, el inferior fue ubicado a 2245m y el superior fue ubicado a 2139m. Con esta medida se logró disminuir la RGP a valores inferiores a 1000 m³/m³.

- En Octubre de 2005: Se puso a producir el intervalo (2155m-2235 m), Se desancló packer hidráulico doble y la producción de petróleo tuvo un ligero incremento durante los dos primeros meses y luego fue cayendo hasta 70 m³/día y el BSW aumentó 42%.
- En Noviembre de 2006: Se realizó inyección de gel en intervalos inferiores a (2820 m-2660 m) por el largo del pozo. Los resultados fueron negativos, los caudales disminuyeron alrededor de un 60% con respecto a la producción que presentaba el pozo antes de la reparación, por lo que se tomó en cuenta la posibilidad de bloquear la capa producto del volumen de agua inyectado en los trabajos de inyección de gel y puesta en bombeo. La zona donde se inyectó el gel se encuentra bien cementada pero en la zona superior existe posibilidad de canalización del agua producto a la mala cementación.
- En Febrero de 2007: Se colocó packer arriba del intervalo tratado con gel y se realizó inyección de OSA en los intervalos superiores, no surtió efecto, ya que no se logró la disminución del %BSW. Según análisis de los pozos vecinos (VD-H, F, R y J) no debía haber agua a esta profundidad, pues la base del intervalo tratado se encuentra suficientemente alta (1615m por la vertical) como para que no haya entrada de agua.
- En Diciembre de 2007: Se aisló gas (2155 m-2235 m), se colocó packer hidráulico doble a 2259 m y 2123 m, en este trabajo se le inyectaron al pozo 1453 m³ de agua. La RGP disminuyó, la producción de fluido cayó de (77 a 57m³/día) aumentando el BSW de (42 a 50%).
- En Septiembre de 2010: Se disminuyó la profundidad de anclaje de la bomba de 1988 m a 1589 m. Se logró estabilizar la producción, disminuyendo la alta frecuencia de rotura del pozo por alta carga.

El pozo VD-D fue puesto en producción en los horizontes V₁ y V₂ y su terminación fue por punzados, produce del intervalo por el largo del pozo en (2 280 m-2 635 m) y por la vertical en (1 425 m-1 615 m), tiene fondo artificial en 2 854 m y la bomba está anclada en 1 587 m.

➤ **Pozo VD-E**

En la figura 3.5 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivo del pozo.

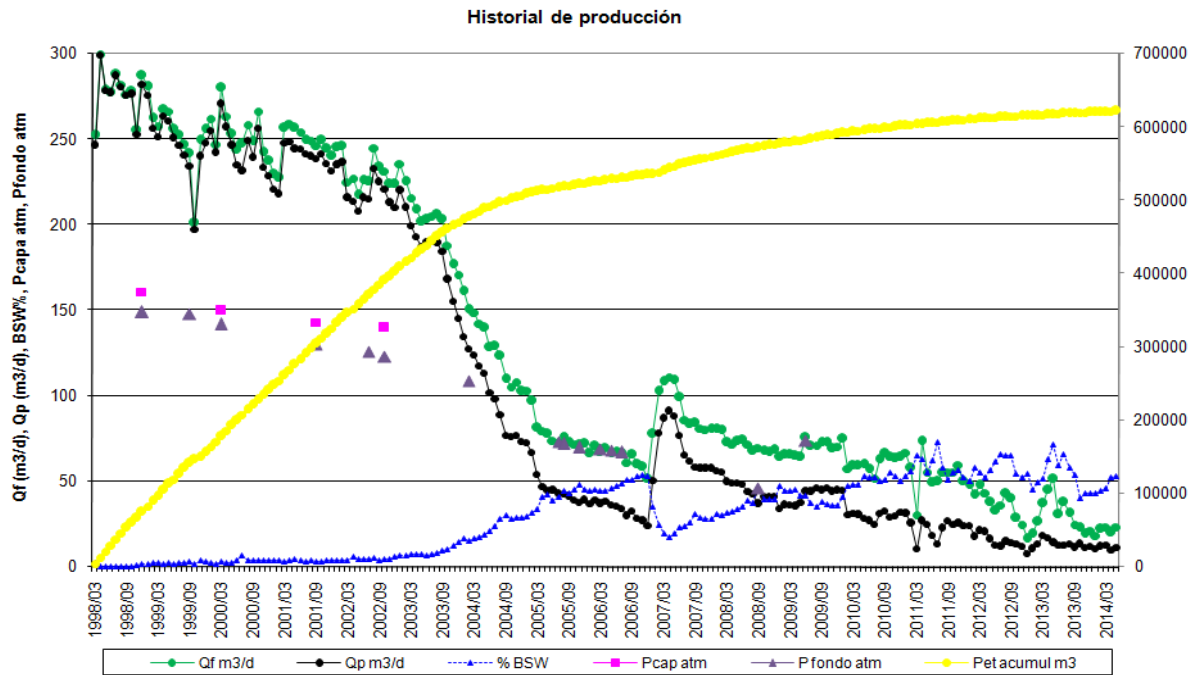


Figura 3.5 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-E. Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

- Años en explotación: 16.
- Producción inicial: 252.42m³/día.
- Producción actual: 51.29m³/día.
- Producción acumulada de petróleo: más de 621 000 m³.
- El porcentaje de BSW promedio actual es de 57.8%.
- Relación gas-petróleo es de 131.87 m³/m³.
- La presión de capa a 1460 m es de 140 atm.
- La presión de fondo a 1460 m es de 74 atm.

Principales eventos.

- En Marzo de 2007: Se aisló agua teniendo resultados positivos, antes de aislar el BSW estaba superior a 50% y después del trabajo bajo a menos de 20%, esto permitió que el caudal de petróleo se mantuviera superior a los 40 m³/día hasta marzo de 2010, donde volvió a subir el BSW, aparentemente el packer tuvo problemas.
- En Febrero de 2011: El pozo presentó una avería en el gato por lo que dejó de producir diariamente alrededor de 30 m³/día de petróleo, en esta ocasión se decidió disminuir anclaje de la bomba, ya que según análisis de tecnología era necesario colocar la

bomba a menor profundidad para evitar las altas cargas. Lo cual resultó positivo el caudal de fluido aumentó de 0.5 m³/día a 74 m³/día.

El pozo VD-E fue puesto en producción en los horizontes V₁ y V₂ y su terminación fue por punzados, produce del intervalo (2 365 m-2 688 m lineales) y (1 522m-1 685 m por la vertical), presenta un fondo artificial en 2 699 m y la bomba está anclada en 1 161 m.

➤ Pozo VD-F

En la figura 3.6 se muestra el comportamiento histórico de los parámetros productivo del pozo.

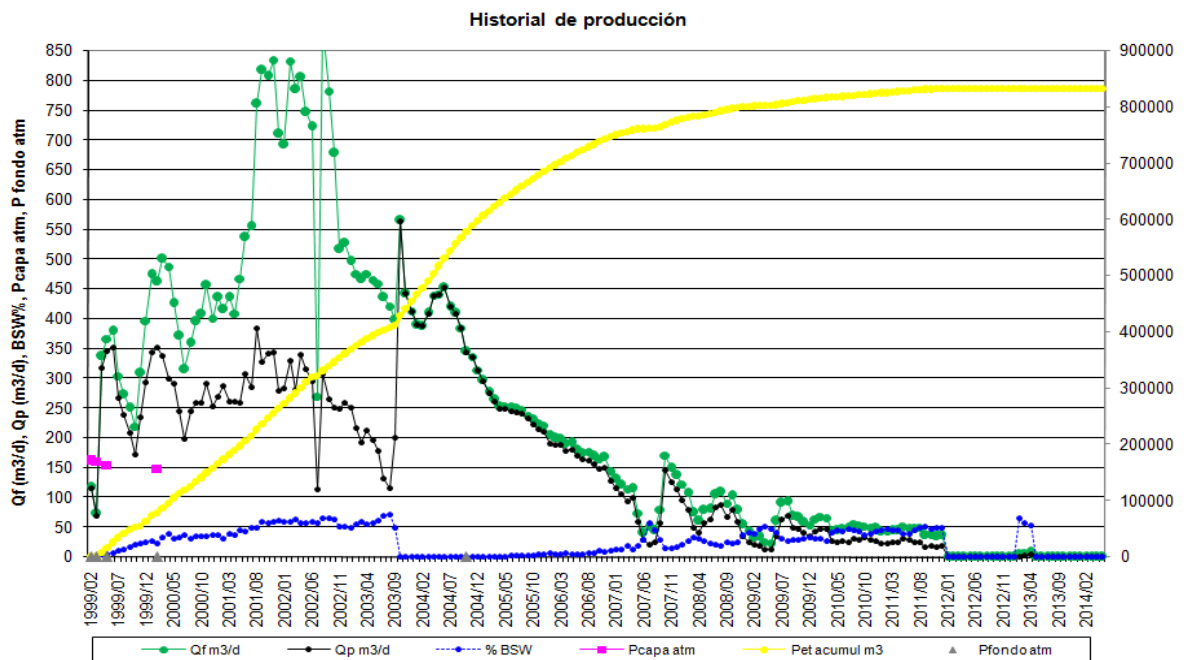


Figura 3.6 Comportamiento histórico de producción del pozo VD-F.Fuente: Informe anual de yacimiento.

Análisis del comportamiento productivo del pozo.

- Años en explotación: 15.
- Producción inicial: 118.29m³/día.
- Producción actual: 3.69m³/día.
- Producción acumulada de petróleo: más de 833 000 m³.
- El porcentaje de BSW promedio actual es de 60.67%.
- Relación gas-petróleo es de 10 954 m³/m³.
- La presión de capa a 1460 m es de 148 atm.
- La presión de fondo a 1460 m es de 79 atm.

Principales eventos.

- En Septiembre de 2003: Se aisló intervalos inferiores por altos valores de BSW a 2895 m, los resultados fueron positivos hasta el 2007.
- En Agosto de 2007: Se estimuló con 125 m³ de desemulsionante y se circuló con 50 m³ de petróleo ligero.
- En Mayo de 2009: Circuló nuevamente con 75 m³ de petróleo ligero y 2000 L de desemulsionante.
- En Noviembre de 2009: Circuló con 60 m³ de petróleo ligero más 2000 L de desemulsionante.
- En Enero de 2012: Se pone en conservación por los altos valores de relación gas-petróleo (mayores que 3 000 m³/m³).
- En Enero de 2013: Se pasa a explotación pero siguió presentando problemas con la relación gas-petróleo, mostrando valores superiores a 3 000 m³/m³, por lo que se pone nuevamente en conservación.

El pozo VD-F fue puesto en producción en los horizontes V₁ y V₂ y su terminación fue a caño abierto, luego se abandonó y se punzó, la zona productora se encuentra en el intervalo por el largo del pozo en (2 415 m-2 850 m) y por la vertical en (1 447 m-1 636m), tiene fondo artificial en 2 895 m y la bomba está anclada en 1 935 m.

Como se observó en las figuras anteriores todos los pozos presentan una disminución de la productividad debido en lo fundamental al agotamiento del reservorio por los años de explotación.

3.2. Análisis de los parámetros que definen la productividad y explotación de los pozos en estudio.

La mayoría de los pozos en estudiados cuentan con más de 15 años de explotación, además han disminuido su producción en comparación con los caudales al inicio de su explotación. Este comportamiento se debe fundamentalmente al tiempo de explotación.

Los valores promedios anuales de los parámetros productivos y operacionales se registran en el anexo 12.

- **Análisis del índice de productividad, depresión y afluencia de los pozos en estudio.**

En el gráfico 3.1 y 3.2 se representa, por pozos, el índice de productividad y la depresión de trabajo.

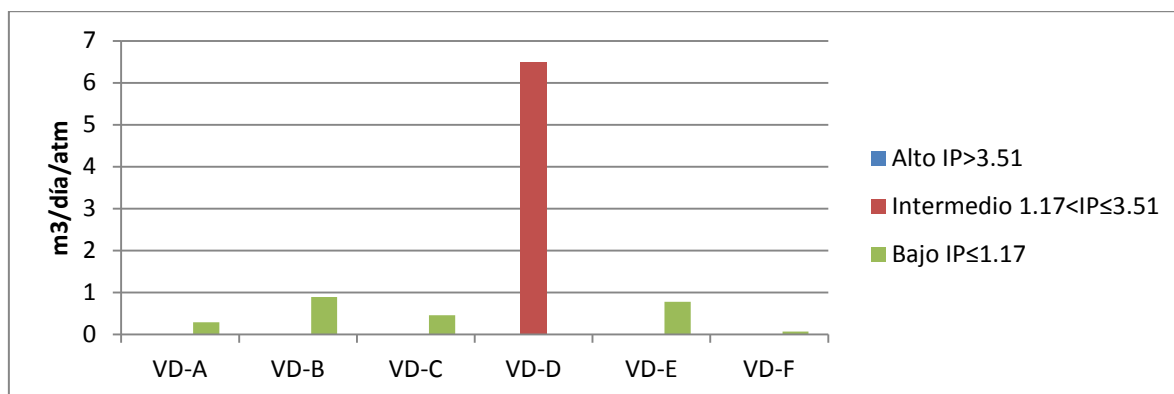


Gráfico 3.1 Índice de productividad de los pozos.Elaboración propia.

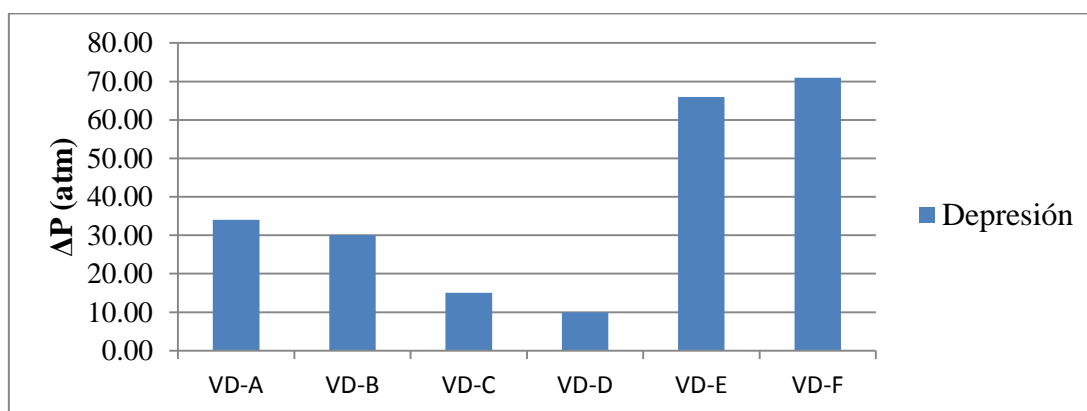


Gráfico 3.2 Depresión de los pozos.Elaboración propia.

Los pozos VD-A; VD-B; VD-C; VD-D y VD-E, presentan un caudal aceptable en comparación con el caudal máximo según los datos reportado en el anexo 12, e ilustrados en los gráficos que se encuentran en el anexo 13.

Los pozos VD-A; VD-B; VD-C; VD-E y VD-F, muestran valores bajos de índice de productividad y el pozo VD-D presenta valores intermedio de índice de productividad ($6.50 \text{ m}^3/\text{día}$), según los rangos establecido por el departamento de yacimiento, debido a la baja depresión que presenta el pozo, dado por la diferencia de presión existente entre el reservorio y el fondo del pozo (10 atm).

El pozo VD-E presenta un alto caudal de fluido ($51.29 \text{ m}^3/\text{día}$), alto diferencial de presión (66 atm) y bajo índice de productividad ($0.78 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$). Los bajos índices de productividad están dados por la poca afluencia del fluido proveniente de la capa productora hacia el pozo, lo cual impide el completo llenado de la bomba a los valores de golpes y recorrido establecido y en esto influye también el contenido de agua y gas en el fluido, ya que provoca mal funcionamiento de la bomba, debido a que el agua en el interior de la bomba se deposita en la parte inferior de la bomba provocando mayores esfuerzos mecánicos de igual forma actúa el gas libre.

Los valores de depresión en los pozos VD-C y VD-D están por debajo del establecido (25 atm para el yacimiento varadero), lo cual favorece el logro de altos índices de productividad. El resto de los pozos presentan valores de depresión superiores al establecido, lo cual disminuye su productividad.

➤ **Análisis del caudal de fluido total.**

Los valores promedios anuales del caudal de fluido se registran en el anexo 12 y se representan en gráfico 3.3. Como se observa los pozos VD-D y VD-E presentan altos caudales, el VD-B está en un término medio y los pozos VD-A, VD-C, VD-F muestran valores inferiores a 10 m³/día. En los pozos con bajos caudales influyen diferentes aspectos: condiciones de operación de la bomba, la depresión de trabajo y problemas de agotamiento de la reserva en el radio de drenaje del pozo, por lo que para lograr mejoras en la productividad se debe actuar sobre los parámetros de la unidad de bombeo.

Es preciso señalar que cuando la zona productora está agotada por los años de explotación, no hay solución posible.

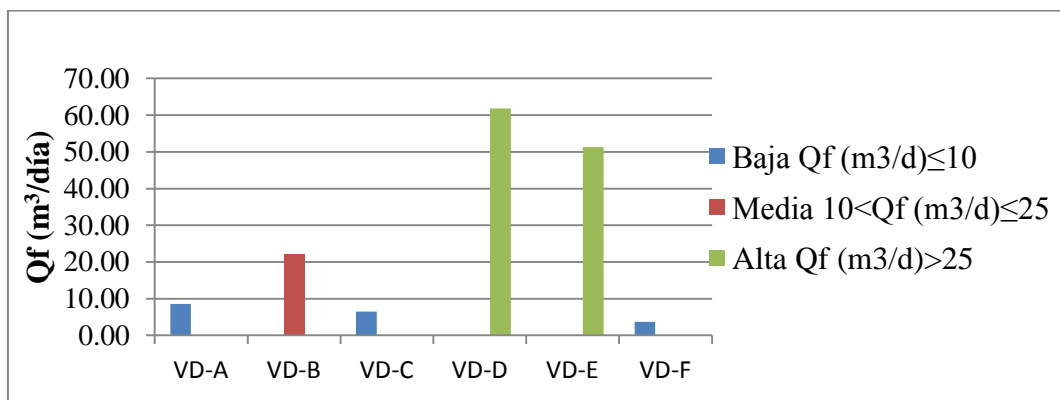


Gráfico 3.3 Caudal de fluido de los pozos. Elaboración propia.

➤ **Análisis de la relación gas-petróleo (RGP).**

Los valores de relación gas-petróleo se recogen en el anexo 12 y se representan en el anexo 14. De los pozos estudiados solamente el VD-F presenta altos valores de la relación gas-petróleo, lo cual influye negativamente en el funcionamiento de la bomba al no permitir que la bomba se llene completamente.

➤ **Análisis del porcentaje de BSW.**

El BSW es un parámetro preocupante en la industria petrolera ya que en ocasiones define la explotación de los pozos, ya que provoca sobrecarga en la bomba, se extrae menor caudal de

petróleo por ciclo de trabajo de la bomba y provoca corrosión en las cabillas, debido a la formación de ácido sulfhídrico.

En el gráfico 3.4 se representa el comportamiento del porcentaje del BSW y los valores empleados para su confección se registran en el anexo 12. Los pozos VD-D, VD-E y VD-F se encuentran en el rango de malos según clasificación del departamento de yacimiento. La presencia de agua en dichos pozos está dada por fracturas en la cementación de la camisa de explotación, y por la presencia de acuífero cercano a la zona de drenaje del pozo. El pozo VD-A está sobre el 40% y los demás pozos están por debajo del 30%, valores que no son preocupantes.

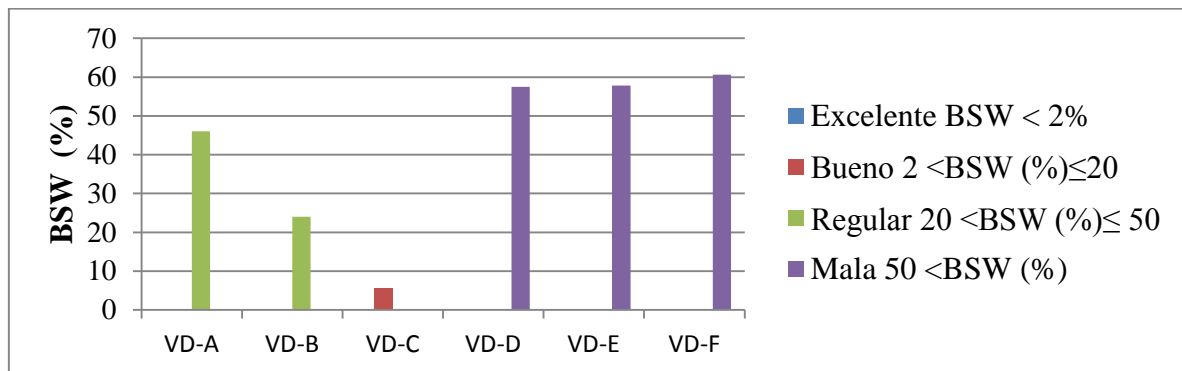


Gráfico 3.4 Porcentaje de BSW. Elaboración propia.

3.3. Evaluación de los parámetros de operación de las unidades de bombeo instaladas en los pozos en estudio.

En este epígrafe, se analizan el comportamiento de los parámetros operacionales de las unidades de bombeo, sus valores se registran en el anexo 12 los mismos fueron determinados por las técnicas expuestas en el capítulo anterior, estos parámetros son los siguientes:

➤ **Eficiencia de bombeo.**

En anexo 12 se muestran los valores de eficiencia de bombeo de cada pozo y en el gráfico 3.5 se representa el comportamiento en cada uno de ellos, el pozo VD-A tiene una eficiencia de 12.55%, este valor está condicionado por su bajo índice de productividad que provoca que el pozo presente un bajo caudal ($8.55 \text{ m}^3/\text{día}$), también en él influyen los años en explotación, provocando agotamiento natural del reservorio. El pozo VD-F tiene buen potencial pero su caudal de fluido es muy bajo ($3.69 \text{ m}^3/\text{día}$), esto está provocado por la alta relación gas-petróleo que presenta, de igual forma está afectado por el alto porcentaje de BSW que tiene. Los demás pozos trabajan con eficiencias aceptables según la literatura especializada.

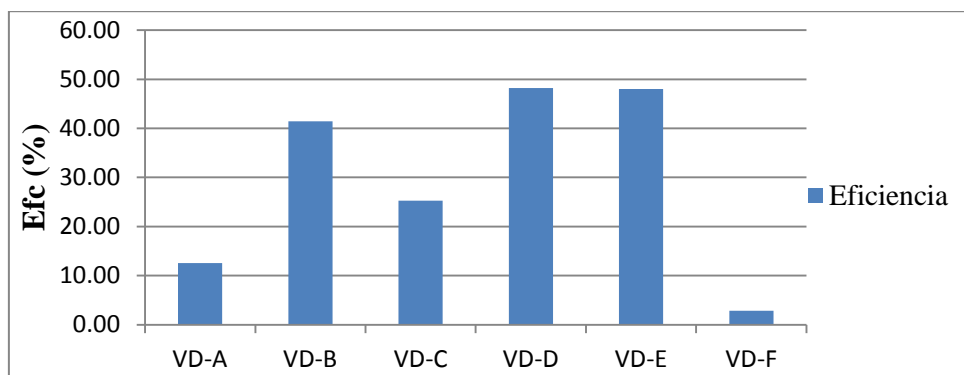


Gráfico 3.5 Comportamiento de la eficiencia de bombeo. Elaboración propia.

➤ **Caudal teórico.**

Los valores del caudal teórico se registran en el anexo 12, los que son caracterizados por el diámetro del pistón de la bomba y los parámetros de bombeo, en el gráfico 3.6 se representan dichos valores. Los pozos VD-D, VD-E y VD-F muestran caudales teóricos aceptable, esto se debe al tipo de bomba que tienen instalada (82.5 mm) y la combinación de los parámetros de bombeo, los pozos VD-A y VD-B tienen bombas de (69.6 mm) y el pozos VD-C tienen bombas de 44.5 mm.

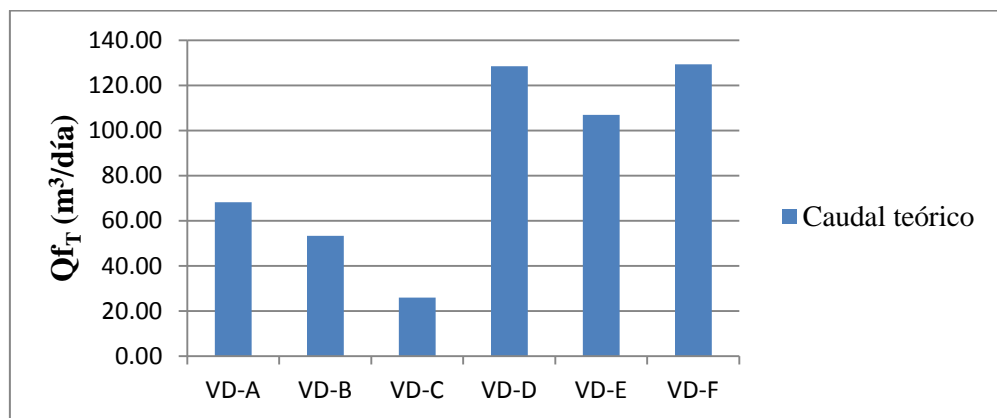


Gráfico 3.6 Comportamiento del caudal teórico. Elaboración propia.

➤ **Cargas en las estructuras de las unidades de bombeo de los pozos en estudio.**

Los valores de las cargas estructurales se registran en el anexo 12. Según plantean (Partidas (2003); Correa (2005) las estructuras con cargas superiores al 85% se consideran sobrecargadas. Como se observa en el gráfico 3.7 los pozos estudiados no presentan sobrecargas, sin embargo hay cuatro pozos que superan el 70% (VD-A, VD-B, VD-C y VD-F), debido en lo fundamental a que el petróleo que se extrae es viscoso y extrapesado ($^{\circ}\text{API} < 12$), ver anexo 15. Este petróleo al entrar a la bomba provoca sobrecargas en la estructura de la unidad de bombeo principalmente en las cabillas, pudiendo ocurrir la rotura de

esta y su deterioro por corrosión. Para disminuir estas sobrecargas en la práctica se circula el pozo con petróleo ligero. El pozo VD-E presenta baja carga en comparación con el resto ya que el petróleo que se extrae tiene menor viscosidad. El pozo VD-F presenta un 80% de carga, esto se debe a varios factores: alta relación gas-petróleo, alto porcentaje de BSW y a los bajos grados API del petróleo que extrae.

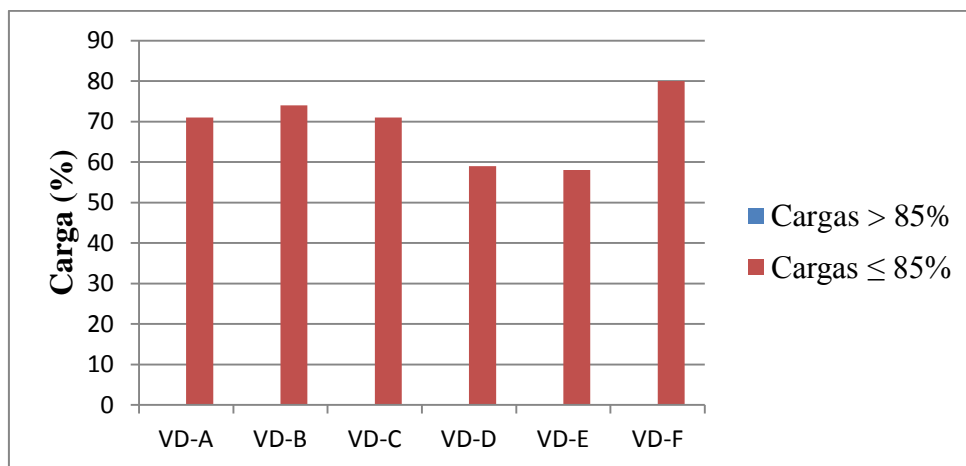


Gráfico 3.7 Comportamiento de las cargas estructurales de las unidades instaladas en los pozos estudiados. Elaboración propia.

➤ **Número de golpes.**

En el gráfico 3.8 se representan los números de golpes con que operan cada pozo en estudio, valores que se muestran en el anexo 12. Según Partidas (2003) para extraer petróleo pesado y extrapesado los números de golpes no deben ser superiores a 5.5 golpes/minutos, porque a valores mayores se dificulta la entrada del fluido a la bomba. En los pozos que se analizan se extrae petróleo pesado y extrapesado, por lo cual los números de golpes no son elevados, en este parámetro también influye la presencia de agua en los pozos. Los pozos VD-A, VD-B, VD-D, VD-E y VD-F muestran altos porcentajes de BSW y los números de golpes son los adecuados ($N < 5.5$ golpes/minutos) según técnicos del departamento de producción. El pozo VD-C trabaja con 5.5 golpes/minuto ya que el contenido de BSW es bajo (5.6%).

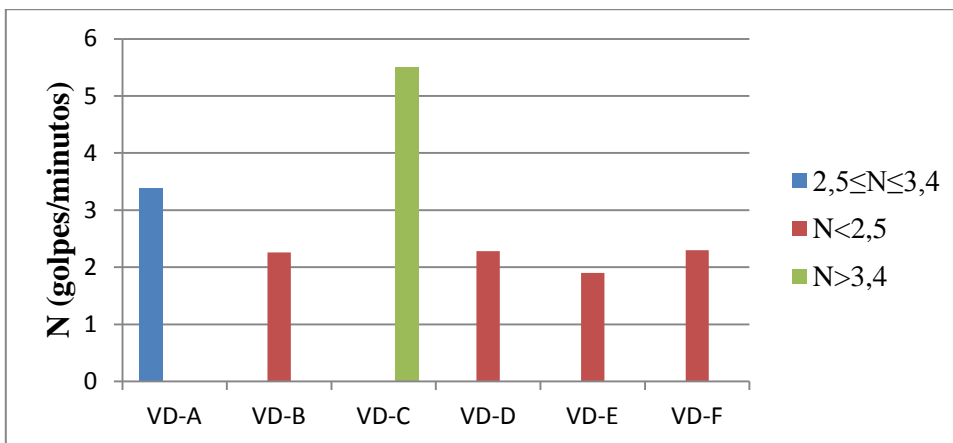


Gráfico 3.8 Comportamiento de los números de golpes en las unidades.

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

En el anexo 12 se registran los valores del momento de torsión que presentan las unidades de bombeo, y en el gráfico 3.9 se ilustran estos valores. Como se observa el pozo VD-F trabaja con altos torques, esto se debe en lo fundamental a la presencia de gas, alto porcentaje de BSW y a la extracción de petróleo extrapesado, lo cual provoca que la unidad motriz tenga que hacer mayor fuerza para transmitir el movimiento a la sarta de cabillas, condiciones estas que determinaron la salida de explotación de este pozo. El pozo VD-C es el que presenta menor torque, en lo cual influye el bajo porcentaje de agua presente en el pozo. El comportamiento de los restantes pozos se debe a valores similares de BSW.

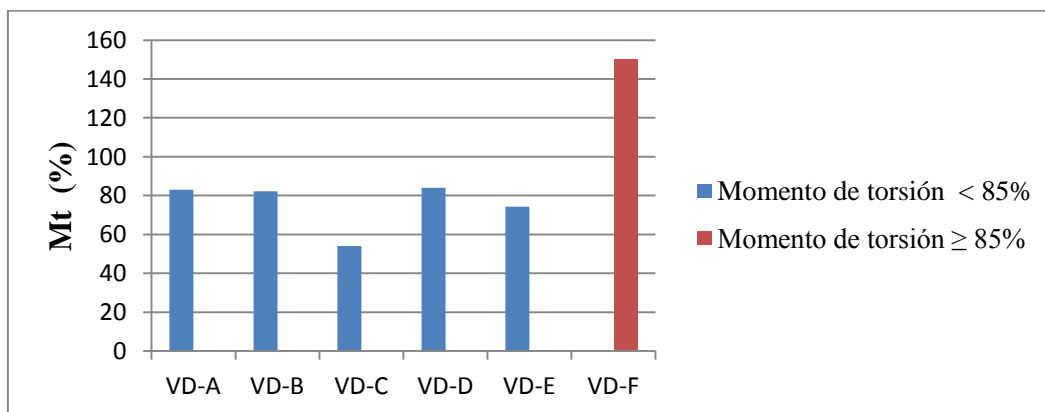


Gráfico 3.9 Momento de torsión de las unidades de bombeo. Elaboración propia.

- **Recorrido del pistón de las bombas.**

Los valores de recorrido del pistón se registran en el anexo 12, y se representan en el gráfico 3.10. Los pozos VD-D, VD-E y VD-F trabajan a su máximo recorrido, ya que las unidades de

bombeo instaladas en dichos pozos son del tipo ROTAFLEX, las cuales por su construcción permiten largos recorrido del pistón (7.31m), con números de golpes pequeños, con lo que se garantiza un llenado más completo de la bomba por ciclo de trabajo. El volumen de llenado que se logra depende también de otros factores como son presencia de gas y agua. Los pozos VD-A y VD-B son del tipo AMPSCOT con recorrido máximo de 4.27 m. En el pozo VD-A la bomba instalada no está al máximo de su recorrido, ya que un incremento en el número de golpe y recorrido podría provocar la canalización del agua hacia el interior del pozo.

El pozo VD-B presenta una situación favorable en su radio de drenaje, bajo porcentaje de BSW, afluencia aceptable y la bomba posee una capacidad superior al caudal máximo del pozo (ver anexo 12), por lo que a este pozo se le puede incrementar el recorrido. El pozo VD-C es del tipo SK con recorrido máximo de 3.5 m. En la actualidad es el pozo que menor recorrido presenta la bomba (2.1 m), pudiendo lograr mayor recorrido, ya que el largo de la bomba es de 6.10 m. Un aspecto favorable que presenta el pozo es su bajo porcentaje de BSW (5.6%), lo que permite incrementar el recorrido de la bomba y el número de golpes si fuera necesario.

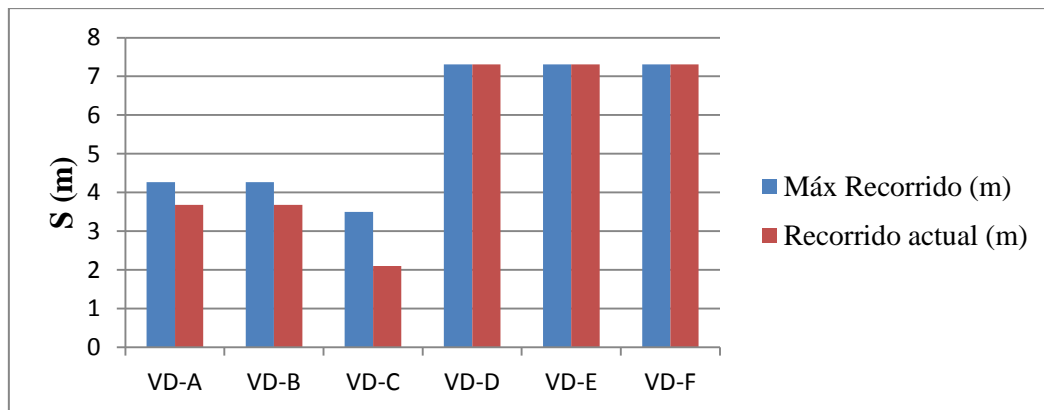


Gráfico 3.10 Recorrido del pistón. Elaboración propia

3.4 Medidas geólogo-técnicas propuestas en los pozos en estudio.

La propuesta de medidas geólogo-técnicas se realizó sobre la base del análisis del comportamiento de los parámetros productivos y operacionales del sistema de bombeo de estos pozos.

Pozo VD-A

Teniendo en cuenta la tendencia inestable y la disminución de su productividad como se observan en el gráfico 3.1 y el anexo 12, debido, en lo fundamental, a los 24 años de explotación que han provocado el agotamiento del reservorio en el radio de drenaje del pozo, por

lo cual los especialistas del departamento de yacimiento no recomiendan realizar variación en los parámetros de operación de este pozo. Además presenta un incremento, a partir del año 1997, del porcentaje de BSW parámetro que provoca la disminución de la eficiencia e incrementa la carga de la estructura.

➤ **Pozo VD-B**

Este pozo tiene más de 20 años de explotación, sin embargo su zona de drenaje no está muy drenada, según informe de yacimiento Noaet *al.*, (2014), por lo cual los especialistas del departamento de yacimiento no recomiendan medidas donde haya que utilizar algún fluido para la intervención del pozo ya que se corre el riesgo de que se produzca menos afluencia de petróleo hacia el pozo. Este pozo presenta un comportamiento estable de sus parámetros productivos (ver gráfico 3.2 y anexo 12) mostrando un bajo porcentaje de BSW lo que favorece la aplicación de medidas técnicas en la unidad de bombeo. Teniendo en cuenta los parámetros operacionales del sistema de bombeo (ver anexo 12) se propone incrementar el recorrido del pistón de la bomba de 3.68 m al máximo 4.27 m. Esta medida permitirá que el pistón de la bomba recorra una mayor longitud y de esta forma penetre al interior de la bomba más fluido en cada ciclo.

Resultado de la aplicación de la medida.

En Mayo de 2014 se implementa la medida propuesta, la duración de los trabajos fue de 1 día. El pozo presentaba un valor promedio de caudal de fluido de $15.44 \text{ m}^3/\text{día}$ en el momento de los trabajos y un 13.87% de BSW. En el gráfico 3.11 se muestran las mediciones realizadas entre febrero y julio de 2014, se puede observar como el caudal de fluido se ha mantenido estable por dos meses sobre los $18 \text{ m}^3/\text{día}$ aumentando alrededor de $3 \text{ m}^3/\text{día}$, lo que demuestra la efectividad de la medida.

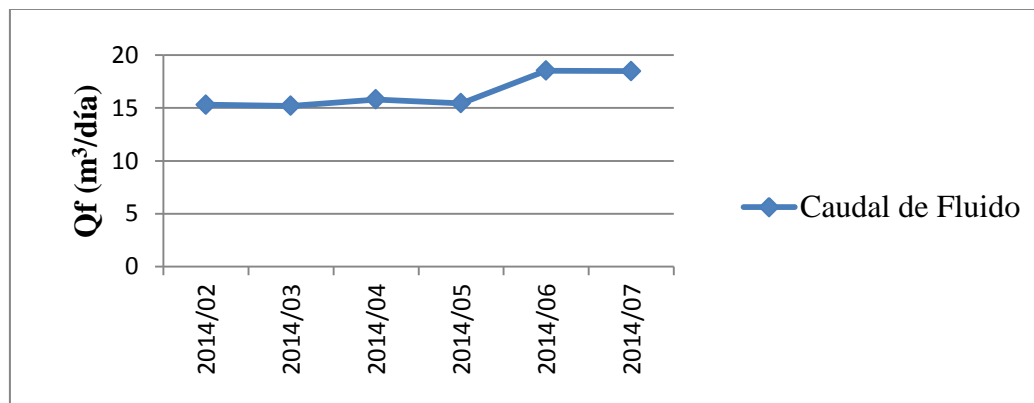


Gráfico 3.11 Caudal de fluido del pozo VD-B después de implementar la medida. Fuente: Elaboración propia.

➤ **Pozo VD-C**

Este pozo tiene 23 años de explotación y su productividad desde el comienzo de su explotación no ha sido elevada debido a la poca afluencia hacia el pozo (ver gráfico 3.3), obteniéndose una productividad promedio de $6.53 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 5.6% el más bajo de todos los pozos estudiados. Esto permite modificar los parámetros del sistema de bombeo con vista a incrementar su productividad.

Este pozo opera con 5.5 golpes/minuto valor máximo recomendado para petróleo pesado con un recorrido de 2.1 m, pudiéndose incrementar hasta 3.5 m. En este trabajo se propone incrementar el recorrido hasta 2.5 m y así evitar cambios operacionales bruscos los cuales pudieran afectar su productividad.

Resultado de la aplicación de medida.

En Mayo de 2014 se implementa la medida en el pozo VD-C, con un tiempo de duración de las operaciones necesarias para establecer el cambio de recorrido hasta el valor propuesto de 1 día. En el momento de aplicación de la medida el pozo presentaba un caudal de fluido de $5.09 \text{ m}^3/\text{día}$, con un porcentaje de BSW de 6% y después de aumentar el recorrido se estabilizó en $5.92 \text{ m}^3/\text{día}$. Esta medida se considera positiva, aunque el incremento haya sido discreto ($0.83 \text{ m}^3/\text{día}$).

➤ **Pozo VD-D.**

Al pozo VD-D desde el comienzo de su explotación hasta la fecha se le ha realizado 6 intervenciones con el objetivo de incrementar su productividad (ver gráfico 3.4). A partir de 2007 el pozo muestra una disminución en su productividad debido principalmente al elevado porcentaje de BSW (57.5%) constituyendo el contenido de agua más de la mitad del flujo que se extrae. A pesar de esto el pozo presenta mejor eficiencia que el resto de los pozos, representado por su alto valor del índice de productividad (ver anexo 12). Para lograr extraer la mayor cantidad de reserva de petróleo se hace necesario aislar la zona de agua, lo cual a su vez evitaría la pérdida del pozo por conificación del agua. Para proponer la zona donde se debe aislar el agua es necesario analizar el registro que caracteriza el estado de la cementación de la camisa de explotación, (ver figura 3.7).

En el registro se observan fracturas y fallas en la cementación de la camisa de explotación en la zona que está produciendo actualmente con posibilidades de canalización del agua por el intervalo (2550 m-2560 m), también se determinó que hay presencia de fracturas en la zona donde está anclado el packer a 2648 m aislando zona tratada con gel. Para eliminar la

afluencia de agua a través de la zona fracturada se propone poner un packer a 2 480 m cuando el BSW supere el 70%. En los últimos dos meses del primer semestre de 2014 el pozo presenta un caudal de fluido de 82.21m³/día con un aumento del BSW (66.9%), por lo que el caudal de petróleo es de 27.21 m³/día. Lo que indica que el porcentaje de agua sigue incrementándose, ratificando la necesidad de la aplicación de la medida.

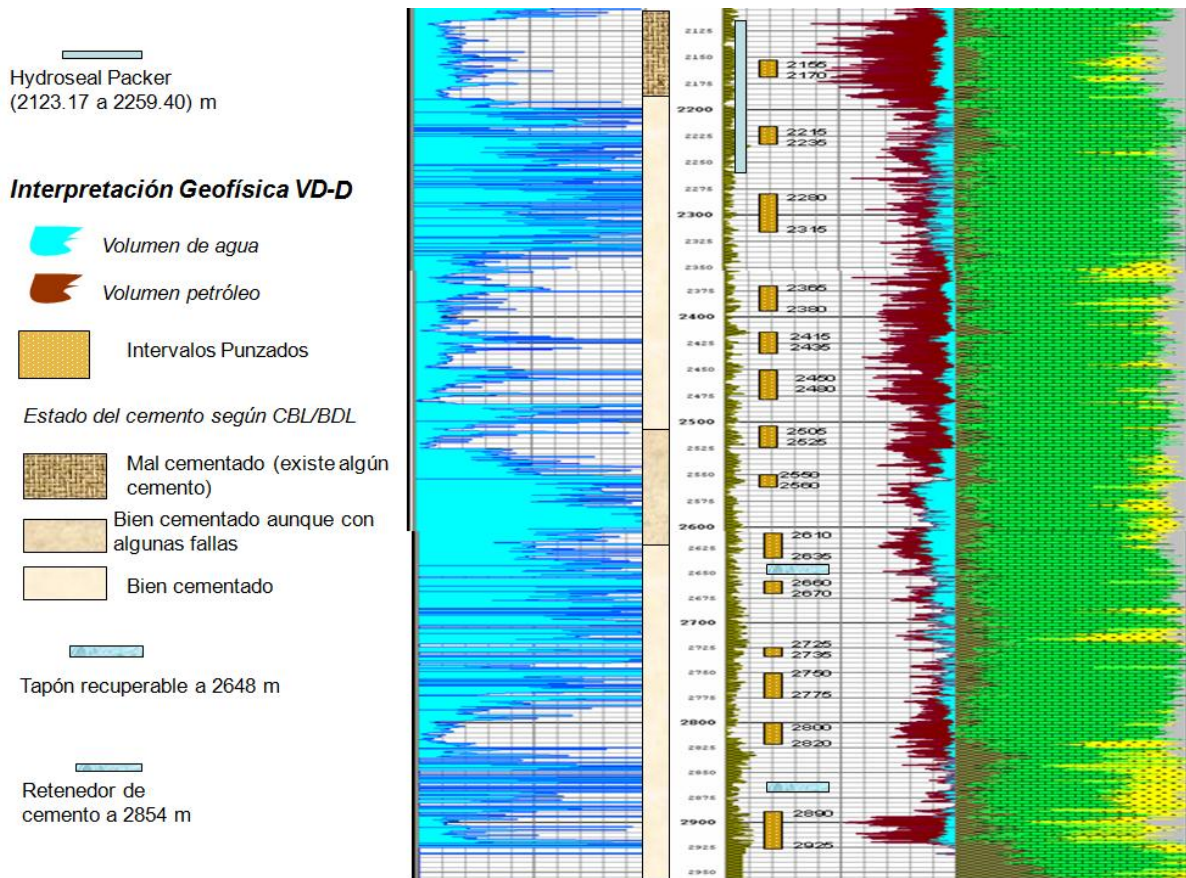


Figura 3.7 Registro para determinar estado de la cementación.Fuente: Informe de yacimiento.

En la figura 3.8 se muestra la ubicación del packer.

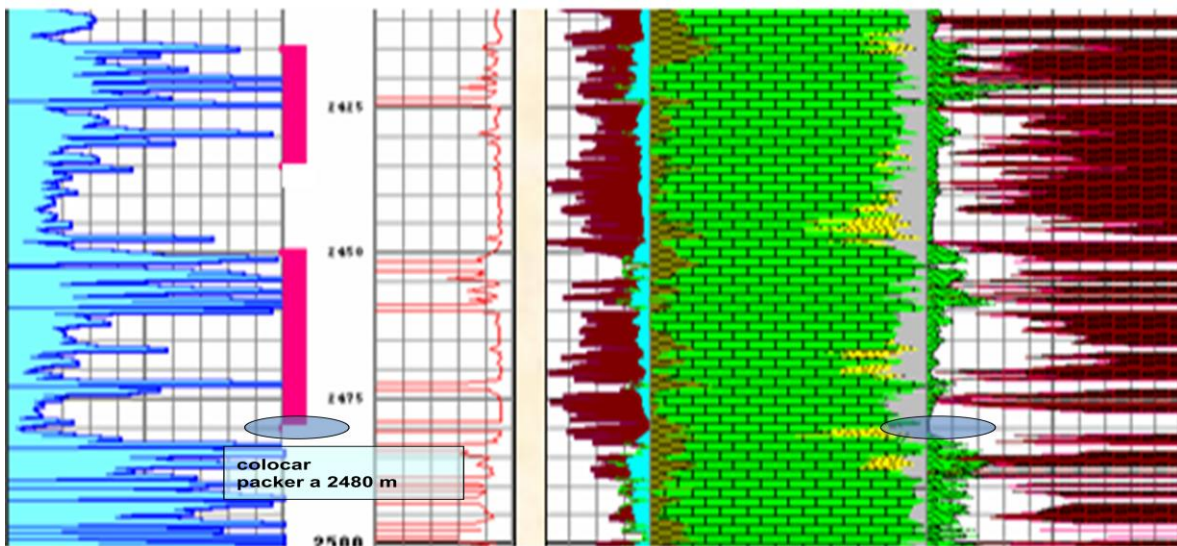


Figura 3.8 Representación de la ubicación del packer en el pozo. Fuente: Informe de yacimiento.

Resultado esperado de la medida.

Con la implementación de esta medida se pretende alargar la vida productiva del pozo en dos años, teniendo en cuenta la experiencia de trabajos similares en otros pozos del yacimiento Varadero.

➤ **Pozo VD-E.**

En la figura 3.5 se muestra el comportamiento de los parámetros productivos de este pozo hasta la actualidad. En los primeros cinco años de explotación se mantuvo con una producción por encima de los 200 m³/día de petróleo, a partir del año 2003 comienza a incrementarse el porcentaje de BSW influyendo negativamente en la productividad de los pozos, llegando a sobrepasar el 50%. En el año 2007 se aísla la zona afectada por el agua, disminuyéndose su porcentaje hasta un 20%. A partir del año 2008 comienza a aumentar hasta la actualidad, alcanzando un 59% hasta junio de 2014. Los especialistas del departamento de yacimiento recomiendan el aislamiento de la zona donde se manifiesta el agua una vez que el porcentaje de BSW supere el 70%. Según el análisis de los registros geofísicos del pozo (ver figura 3.9) se debe aislar con la utilización de un packer a 2 620 m, sitio que presenta buena cementación, ya que no se observan fractura y además por encima de este lugar quedan cinco zonas productoras como se ilustra en la figura 3.10. Esta medida debe garantizar una buena hermeticidad y evitar la pérdida del pozo por conificación del agua.

Resultado esperado de la medida.

Como se explicó anteriormente el comportamiento del BSW afecta la producción de petróleo de este pozo en más de la mitad del caudal de fluido. Con la implementación de esta medida se pretende alargar la vida productiva del pozo porque de lo contrario se perdería el pozo y se quedarían reservas sin extraer.

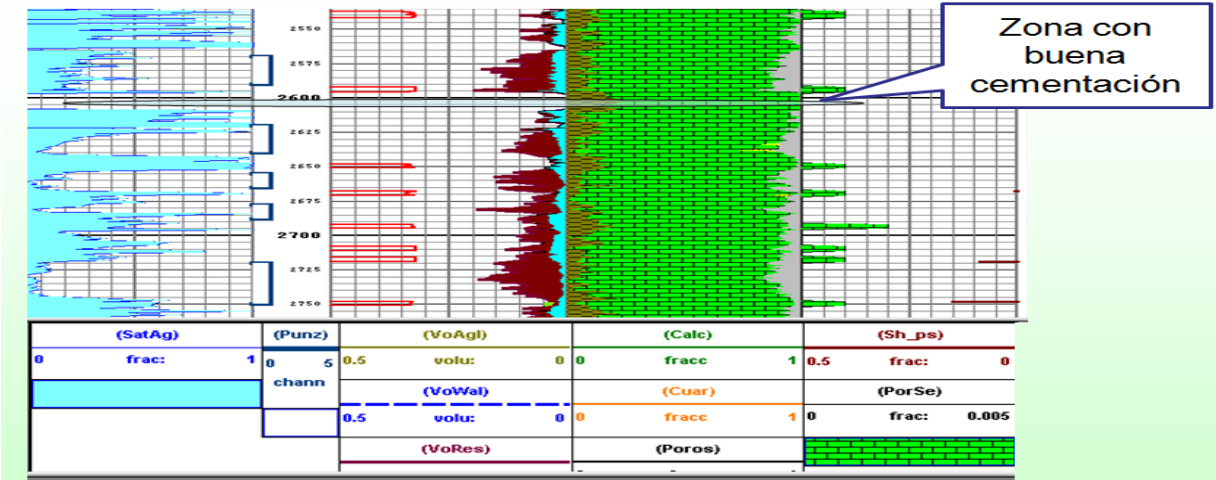


Figura 3.9 Registro para determinar estado de la cementación. Fuente: Informe de yacimiento.

En la figura 3.10 se muestra la zona propuesta para la colocación del Packer.

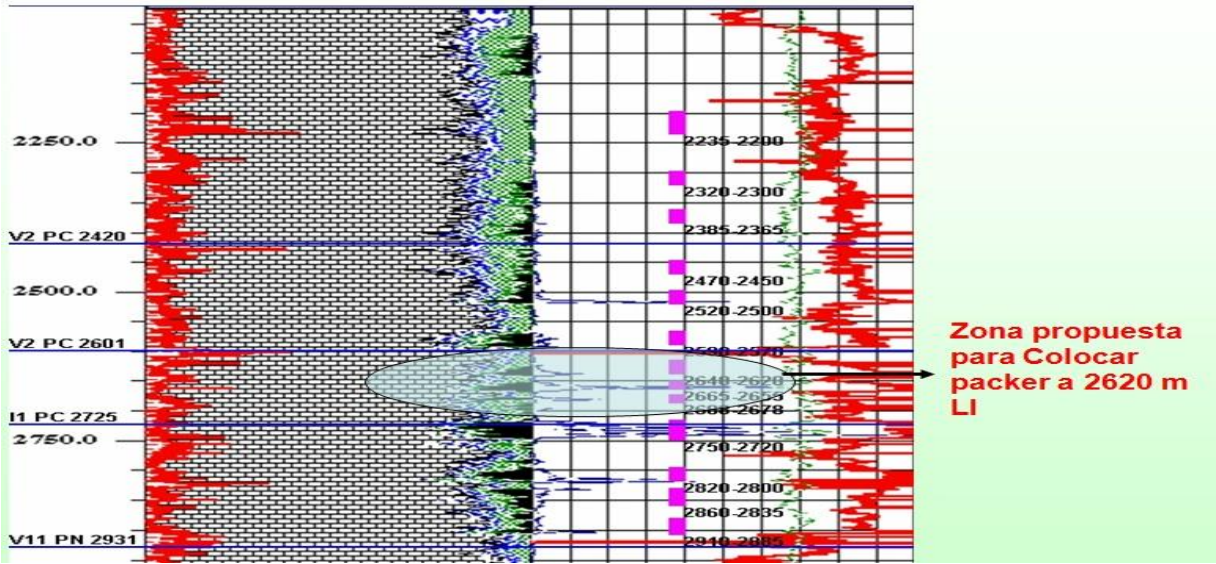


Figura 3.10 Representación de la ubicación del packer 2 620 m LI en el pozo VD-E. Fuente: Informe de yacimiento.

➤ **Pozo VD-F.**

Este pozo presenta alto porcentaje de BSW (60%, ver figura 3.6), un considerable momento torsor (150%) dada las altas cargas 80% y altos valores de relación gas-petróleo (superior a 3000 m³/m³). Por estas circunstancias en el año 2012, por decisión del departamento de yacimiento, pasa a conservación para lograr que las fases ocupen su lugar naturalmente. En el año 2013 es puesto en producción para constatar si las fases habían ocupado su lugar, lo cual no mostró recuperación, por lo que se decidió volver a ponerlo en conservación. Luego de analizar los antecedentes del pozo en esta investigación la decisión es dejarlo en conservación hasta octubre de 2015, momento en que se volvería a evaluar su situación.

3.5 Valoración económica de las medidas geólogo-técnicas.

Los gastos en que se incurrirán en la implementación de las medidas propuestas a aplicar en cada pozo se registran en los anexos del 16 al 19. Estos datos fueron brindados por la empresa de servicio que realizará las medidas (Empercat).

En la tabla 3.1 se muestra el costo total de producción de un 1 m³ de petróleo.

Tabla 3.1 Elementos en el costo de producción.

Extracción	Costo unitario \$ por m³
Reparación de pozos (Método de agotamiento por yacimiento)	16.4881
Trabajos de reparaciones y operaciones a pozos (Mtto)	11.2973
Energía eléctrica	3.7431
Tasa de resarcimiento	5.1141
Gastos Indirectos de Producción	11.7807
Otros gastos y servicios productivos	4.998
Total	53.4213
Recolección	Costo unitario \$ por m³
Total	49.3638
Costo de Producción Extracción y Recolección	102.7851
Costo de distribución y venta	2.6204
Administración	9.4
Costo total de Producción	114.8065

En la tabla 3.2 se muestran los importes obtenidos de los presupuestos elaborados para la realización de cada medida. La empresa para los cálculos económicos utiliza el cambio de la moneda 1CUC*1CUP.

Tabla 3.2 Presupuesto de trabajo para las medidas en los pozos.

Medidas	Importe Total CUP	Importe Total CUC	Total
Aumento de recorrido del pistón de la bomba en el pozo VD-B	2 844.16	-	2 844.16
Aumento de recorrido del pistón de la bomba en el pozo VD-C	4 127.44	-	4 127.44
Aislar zona de agua con packer en pozo VD-D	87 390.67	25 717.64	113 108.31
Aislar zona de agua con packer en pozo VD-E	91 545.69	26 198.39	117 744.08
Costo total de las medidas			237 823.99

Las medidas realizadas a los pozos VD-B y VD-C tuvieron un gasto de 6 971.60 CUP, las medidas propuestas a los pozos VD-D y VD-E tienen un gasto planificado de 230 852.39 CUC+CUP.

En la tabla 3.3 se registran los valores de pérdida económica por concepto de parada de los pozos al ejecutar las medidas.

Tabla 3.3 Pérdida económica por parada de los pozos durante la implementación de las medidas.

Pozos	Caudal de petróleo (m ³ /día)	Tiempo de paradas (días)	Pcp (\$/m ³)	CUV (\$/m ³)	Pérdida (\$/m ³)
VD-B	13.3	1	236.1919	114.8065	1 614.43
VD-C	4.78	1	236.1919	114.8065	580.22
VD-D	27.29	11	236.1919	114.8065	36438.68
VD-E	13.89	12	236.1919	114.8065	20232.52
Total					58 865.85

Nota: Pcp es precio unitario de producción, CUV es costo unitario de producción.

La pérdida económica por parada de producción en los pozos VD-B y VD-C tiene un monto de 2 194.65 CUC. Para las medidas propuestas se prevé que las pérdidas asciendan a 56 671.20 CUC.

Considerando que las medidas que se proponen en los pozos VD-D y VD-E se ejecuten y los resultados sean positivos, estas tendrán una duración efectiva de 2 años según la experiencia que se tiene en estos pozos y en otros que pertenecen al mismo reservorio, por lo que se hace una valoración económica que permite apreciar un pronóstico de resultado para el primer año. En la tabla 3.4 se muestran dicho pronóstico tanto en caudal de petróleo como en pesos.

Tabla 3.4 Pronóstico de resultados en los pozos VD-D y VD-E.

Pozos	Producción de petróleo (m ³ /año)	Ganancia (\$/ m ³)	CUC 1 ^{er} año
VD-D	8 841.96	121.3854	1073 284.851
VD-E	4 486.47	121.3854	544591.9555
Total	13 328.43	121.3854	1617876.807

En el año en que se estima la ganancia se descuenta el tiempo requerido por mantenimiento y posibles averías. En el pozo VD-D se tienen en cuenta 324 días y en el pozo VD-E 323 días. Como se puede observar en la tabla anterior la ejecución de las medidas proporcionaría un caudal de petróleo superior a 13 000 m³ en el primer año, con un ingreso superior a 1 500 000 CUC, la cual se perdería si el agua inunda los pozos.

El periodo de recuperación de la inversión de las medidas se muestra en la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Recuperación de la inversión.

Pozos	Producción de petróleo (m ³ /día)	Tiempo (días)	Inversión (\$)	Ganancia (\$/día)	Recuperación de la inversión (días)
VD-B	13.30	1	2 844.16	1 614.42	1.76
VD-C	4.78	1	4 127.44	580.22	7.11
VD-D	27.29	11	113 108.31	3 312.61	34.14
VD-E	13.89	12	117 744.08	1 686.04	69.83

Como se observa la inversión se recupera en días, lo cual demuestra la factibilidad económica de la aplicación de estas medidas. Esto se debe al elevado precio del petróleo en la actualidad.

3.6 Identificación de riesgos.

Para la evaluación se partió del análisis de los procedimientos operacionales de producción existentes en el Centro Colector 9. El propósito de este análisis es identificar los riesgos a que están expuestos los trabajadores en las operaciones de los pozos.

1. Golpes por herramientas y/o materiales dejados en el lugar.
2. Golpes por equipos en movimiento.
3. Golpes por desprendimiento de carga.
4. Golpes contra tuberías, por caminar cerca de las mismas sin implementos de seguridad.
5. Golpes contra objetos sobresalientes.
6. Operación inadecuada en el asentamiento de válvulas del casing o tubing sobre superficies impregnadas de crudo. Las cuales son referidas como caídas a un mismo nivel.
7. Caídas a otro nivel, producto de subir a la base de la caja de engranaje en unidades de superficie (balancín), para revisar tensión de correas de transmisión.
8. Caídas a un mismo nivel por presentarse irregularidades o desniveles en la locación.
9. Contacto con electricidad (electrocución), debido a equipos mal aterrados y a equipos eléctricos y accesorios defectuosos.
10. Descarga súbita por válvulas o conexiones presurizadas producto del gas y/o líquido a alta presión.
11. Incendio y/o explosiones debido a fuga de gas y/o crudo, descargas atmosféricas y eléctricas.
12. Intoxicación por efecto de agentes químicos producto de gases o vapores de hidrocarburos, desengrasantes, inhibidores, ácidos, etc.
13. Elevado ruido (> 85 db) debido al funcionamiento de bombas, motores eléctricos y combustión, fuga masiva de gas.
14. Contacto con altas temperaturas debido a la fuga de aceites calientes en los equipos de compresión o bombeo, tocar directamente sin protección aquellas tuberías que operan a altas temperaturas por ejemplo descarga de motores y bombas.

Los riesgos anteriormente expuestos, son tan solo algunos de los muchos a que están sometidos los operadores en su actividad.

En todos los métodos de levantamiento artificial existen riesgos, los mismos se relacionan en los procedimientos de trabajo y normas de seguridad establecidos por la empresa, estos documentos se pueden consultar en los manuales de instrucciones operacionales para el proceso de extracción de fluidos, certificados por la norma ISO 9000.

Medidas de seguridad durante la extracción por bombeo mecánico.

1. Todos los pozos en explotación por bombeo con balancín deben tener herméticas las bocas, así como la conexión que permita las salidas del gas que se encuentra en el espacio anular.
2. El cabezal de la boca de los pozos no debe sobresalir sobre el nivel de la plataforma más de un metro.
3. La empaquetadura debe ser hermetizada por medio de una prensa-estopa sólidamente atornillada.
4. En la posición más baja del cabezal del balancín la distancia entre la planchuela y la parte superior del preñe-estopa no debe ser menor de 20cm.
5. Los contrapesos del balancín deben ser compuestos de distintas partes (con un peso no mayor de 40 Kg.) unidos entre sí de manera fácil y segura.
6. No se debe poner a trabajar ninguna unidad de bombeo sin protección en el mecanismo de biela-manivela y la correa trapezoidal.
7. El nivel de ruido de la unidad de bombeo en funcionamiento no debe exceder los 90 decibeles.

Medidas de seguridad para las prácticas de reparación e investigaciones en unidades de bombeo mecánico.

1. No se deben hacer trabajos de mantenimiento técnico y reparaciones sin antes no parar la unidad de bombeo.
2. No se debe estar bajo el balancín oscilante y su cabezal.
3. No se debe rotar la polea motriz con la mano.
4. Todos los trabajos en la boca del pozo o en el balancín se debe realizar con el motor desconectado y el freno activado. Siempre se debe verificar el estado de los frenos.
5. Las unidades de bombeo deben de estar provistas de vallas protectoras que impidan el acceso de personal ajeno a la instalación y constituyan un modo de seguridad para los trabajadores.
6. Se deben realizar verificaciones periódicamente y teniendo en cuenta que se debe hacer con el balancín desconectado y frenado.

7. Las uniones o tornillos en los balancines se deben inspeccionar sistemáticamente.
8. Se debe revisar periódicamente la seguridad y correcta colocación de las conexiones y otras partes de la unidad de bombeo.
9. Se debe chequear periódicamente el calentamiento de las chumaceras y cojinetes.
10. Comprobar sistemáticamente el correcto estado de los protectores de las partes móviles.
11. Cuando se desconecta la biela para el cambio del recorrido del equipo, el vástago de bombeo se debe fijar fuertemente de la prensa-estopa mediante grapas.
12. La puesta en marcha o la detención del balancín se debe realizar únicamente por el personal autorizado.
13. Todos los trabajos de inspección y reparación de los motores eléctricos de la unidad de bombeo serán realizados exclusivamente por el electricista.
14. Antes de arrancar la unidad de bombeo se comprobará que el reductor no está frenado.

3.7 Evaluación ambiental.

Los análisis de impacto ambiental o evaluaciones ambientales son proyecciones de los efectos ocasionados por el desarrollo de actividades, generadas en la ejecución de una labor que podría tener una acción directa o indirecta sobre el medio ambiente y los recursos naturales

Los impactos negativos de la actividad petrolera sobre el medio ambiente son:

1. Contaminación atmosférica por emisiones de gases tóxicos como: Hidrocarburos gaseosos, sulfuro de hidrógeno, dióxido de azufre, dióxido de carbono.
2. Contaminación de los suelos, aguas superficiales y subterráneas.
3. Alteración del paisaje.
4. Afectaciones a la flora y la fauna.

Las medidas que se toman para contrarrestar dichas contaminaciones son:

1. Para el área deforestada se construyen los pozos en ramilletes inclinados dirigidos hacia el objetivo deseado.
2. Durante las pruebas de producción de los pozos no se emplean piscinas, los fluidos son vertidos en tanques de recolección.
3. Se emplean oleoductos y gaseoductos de forma que la recolección del crudo y los gases se realice de forma hermética.
4. Se acometen proyectos de paisajismo y enmascaramiento para minimizar el impacto visual.

5. Se tiene establecido sistemas de monitoreo de la calidad del aire, suelo y aguas superficiales y subterráneas.
6. Se elaboran planes anuales de impacto ambiental, donde se recogen todas las tareas que nos proponemos ejecutar para mejorar la situación medioambiental.
7. Se tiene establecido un programa de capacitación periódica del personal con el objetivo de que los mismos trabajen teniendo en cuenta el cuidado del medio ambiente.

CONCLUSIONES

1. Las medidas geólogo-técnicas propuestas permiten mejorar la producción de petróleo del centro colector 9.
2. El pozo VD-A se mantiene con los parámetros actuales de explotación, así como el pozo VD-F que permanece en conservación.
3. Se aumentó el recorrido del pistón de la bomba en los pozos VD-B y VD-C, el primero de 3.68 m a 4.27 m y el segundo de 2.1 m a 2.5 m, donde se logró un incremento de la producción de petróleo de aproximadamente 3.5 m³/día, lo que representa en un mes 12 745.47 \$.
4. Las medidas propuestas a los pozos VD-D y VD-E una vez que se realicen, permitirán extraer alrededor de 13 300 m³ de petróleo en el primer año, de no realizarse se perderían y traerían consigo una pérdida económica de 1 617 876.807 \$.
5. Las medidas propuestas son factibles ya que su recuperación no excede los 3 meses.
6. Se identificaron los riesgos a que están expuesto los trabajadores y el impacto que provoca la actividad petrolera sobre el medio circundante.

RECOMENDACIONES

1. Poner en explotación el pozo VD-F en Octubre del año 2015 para constatar comportamiento de los fluidos.
2. Instalar plaquetas a la unidad de bombeo del pozo VD-B para facilitar la realización de las dinamografías.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Ahmed, Tarek. 2000.** Reservoir Engineering handbook. Texas : Gulf Professional Publishing, 2000. Pág. 183.
2. **Asiri, Khalid. 2013.** www.Oilfieldreview.net. [En línea] febrero de 2013. [Citado el: 13 de Mayo de 2014.]
3. **Bailey, Bill. 2011.** www.Oilfieldreview.net. [En línea] octubre de 2011. [Citado el: 13 de Mayo de 2014.]
4. **Barandiaran, Lucio Carrillo. 2004.** 108 Definiciones Basicas de Ingeniería de Reservorios. Venezuela : PDVSA, 2004. Pág. 65.
3. **Barandiaran., Licio Carrillo. 2006.** Apuntes de clases de ingeniería de reservorios. Venezuela : PDVSA, 2006. Pág. 220.
4. **Barberii, Efrain E. 1998.** El Pozo Ilustrado. Caracas : FONCIED, 1998. Pág. 671.
5. **Batista, Yeniur Raúl Gómez. 2010.** Propuestas de mejoras en la producción a partir de los factores geólogo-técnicos en el yacimiento Santa Cruz. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2010. Pág. 76.
6. **Bersás, Kjell. 2012.** www.Oilfieldreview.net. [En línea] abril de 2012. [Citado el: 13 de Mayo de 2014.]
7. **Chacin., Nelvy. 2003.** Bombeo de Cavidades Progresiva. Anzoátegui : PDVSA, 2003.
8. **Chalet, H. 2000.** Well Productivity. Well Production Practical Handbook. Paris : Techmp, 2000. Pág. 210.
9. **Correa, Armando Cajigal. 2005.** Manual de producción de petróleo y gas. La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2005. Pág. 71.
10. **Dake., LP. 2004.** The Practice of Reservoir Engineering. Elsevier Developments in Petroleum Science. Segunda edición. Amsterdam : 2004. Pág. 62.
11. **Díaz, Luis Acosta. 2007.** Propuestas de Optimización en los pozos periféricos. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2007. Pág. 75.
12. **Economides., Michael J. 1998.** Petroleum Production Systems. New Jersey : 1998.
13. **EPEP-Centro. 2005.** Gestion de Riesgos. Manual de documento de seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente. . Matanzas : 2005.
14. Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. **Cohen, Charles Edouard. 2013.** 3, México : Oilfield Review, 2013, Vol. 25.
15. **Ferrer, Magdalena Parisde. 2010.** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo : Astro Data, 2010. pág. 221.
16. **Gil, Edison y Chamorro, Alexander. 2009.** www.Oilproduction.net. [En línea] junio de 2009. [Citado el: 13 de Mayo de 2014.]

- 17. Gonzales, Renier Rodríguez. 2007.** Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del centro colector # 4. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2007. Pág. 68.
- 18. González, Reydel Armas. 2011.** Propuesta de mejoras en el sistema de bombeo convencional de los pozos del centro colector # 10 del yacimiento varadero oeste. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo., 2011. Pág. 72.
- 19. Hirschfeldt, Marcelo. 2009.** www.OilProduction. net. [En línea] 2009. [Citado el: 13 de Mayo de 2014.]
- 20. Juárez, Juan Ricardo Herrera. 2012.** Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en areniscas. México DF : 2012. Pág. 155.
- 21. Jones, J A. 1997.** Practical Heavy oil recovery. Alberta : 1997.
- 22. Macualo, Freddy Humberto Escobar. 2004.** Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. primera edición. Guadalupe, 2004. Pág. 331.
- 23. Martínez, Frank Luís Ruano. 2007.** Evaluación Integral del Régimen Tecnológico, Posibilidades de optimización de los pozos de los centros colectores 2 y 8. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2007. Pág. 84.
- 24. Neningen, Leidimariane Hernández. 2010.** Evaluación de la producción de los pozos de los centros colectores 9 y 10 pertenecientes al yacimiento varadero oeste. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2010. Pág. 96.
- 25. Noa, David tavares y Ubaldo Cruz Ávila, Medardo Martínez López. 2014.** Informe Anual del Yacimiento Varadero. Matanzas : EPEP(Centro), 2014.
- 26. Partidas, Hector. 2003.** Bombeo Mecanico Optimización, Diagnostico y Operación. Anzoátegui : PDVSA, 2003. Pág. 253.
- 27. Partidas, Hector. 2002.** Flotación de la cabillas, causas y acciones. Venezuela : PDVSA, 2002.
- 28. PDVSA. 2009.** Curso Practico de Echometer. Venezuela : PDVSA, 2009.
- 29. PDVSA. 2005.** Curso Practico de Echometer. Venezuela : PDVSA, 2005.
- 30. Quintero, José Orlando López. 1997.** Caracterización Geoquímica para la exploración de Hidrocarburos en Cuba. La Habana : Centro de Investigaciones del Petróleo, 1997.
- 31. Rivero, Jose Luis. 2009.** Análisis Nodal y explotación de petróleo.La Habana. 2009.
- 32. Rizo, Didier Rivero. 2007.** Propuestas de optimización en los pozos productores de los bloques 13 y 18 pertenecientes al yacimiento varadero. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo. 2007. Pág. 72.
- 33. Rodríguez, Heberto Ramos, Conte, Daniel Sinat y Maldonado., Tomás Ramírez. 2008.** Registros geofísicos en México (Tomo I). México : 2008.
- 34. S, Carlos Bánzer. 1996.** Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo : Preliminar, 1996.

- 35. Santamaría, Elthon Toledo. 2007.** Análisis de las Posibilidades de Optimización del Flujo Tecnológico de los pozos del Centro Colector#1 de la EPEP-Centro. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2007. Pág. 78.
- 36. Svinos, John G. 2005.** Optimización de Bombeo Mecánico. USA : Theta Enterprise, 2005.
- 37. Thomas, José Eduardo. 2001.** Fundamentos de Ingeniería del Petróleo. Rio de Janeiro : Interciencia, 2001.
- 38. Trujillo, Michel Mejías. 2007.** Propuestas de Optimización de los pozos de los Centros Coletores 7 y 9. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2007. Pág. 74.
- 39. Valdés, Leobel Lay. 2011.** Propuestas de mejoras en el funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional del Ramal Esta del Yacimiento Varadero. Matanzas : Centro Politécnico del Petróleo, 2011. Pág. 79.
- 40. Vinuesa, Gustavo. 2005.** Usos y funcionamientos de empacaduras y tapones tipo permanente y recuperable en pozos petroleros. Quito : 2005.

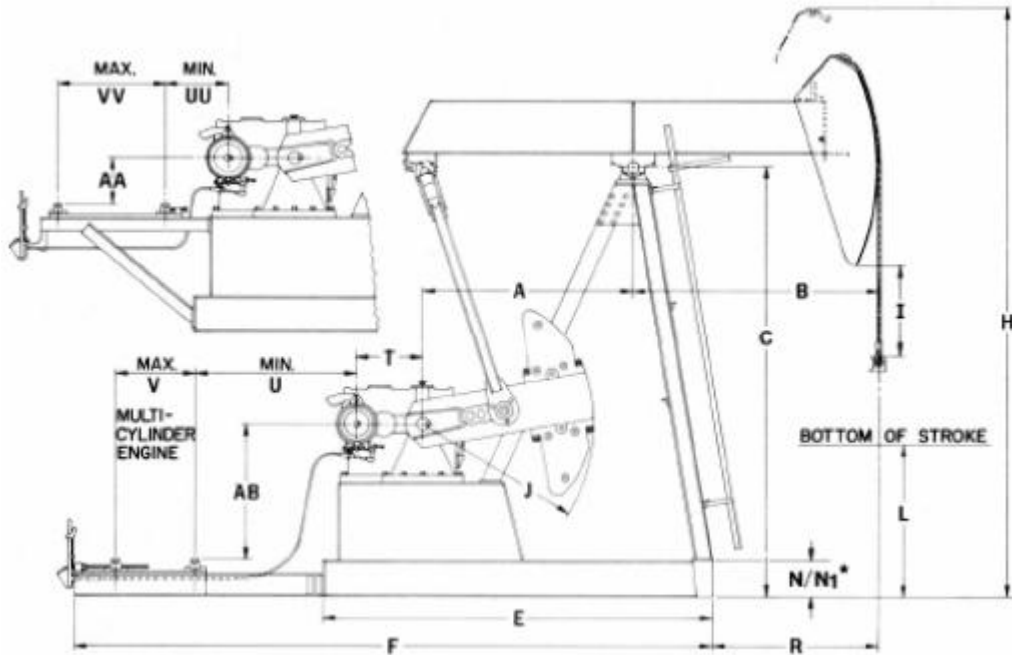
ANEXOS

Anexo 1 Clasificación del petróleo según API.

PETRÓLEO	⁰API
Liviano o ligero	+ 31.1
Medio o mediano	+22.3 y -31.1
Pesado	+10 y -22.3
Extrapesado	-10

Anexo 2: Tipos de unidades de bombeo convencionales atendiendo a su geometría .Ventajas y desventajas.

1. Unidades de Bombeo Convencional



Ventajas:

Costos de Mantenimiento bajos.

Cuesta menos que otras Unidades.

Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de cabillas de fibra de vidrio.

Puede rotar en sentido horario y antihorario.

Puede bombear más rápido que las Unidades Mark II sin problemas.

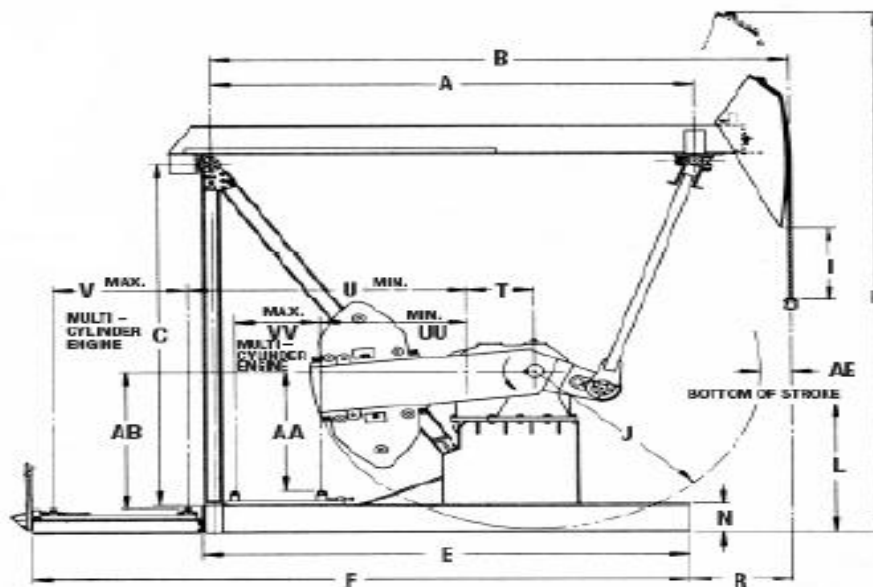
Requiere menos contrabalanceo que las Mark II.

Desventajas:

En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades.

Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad (especialmente con cabillas de acero).

2. Unidad de Bombeo MARK II



Ventajas:

Tiene menor torque en la mayoría de los casos.

Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el siguiente tamaño en una unidad convencional.

Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.

Desventajas:

En varias aplicaciones, no puede bombear tan rápido como una unidad convencional debido a su velocidad en la carrera descendente.

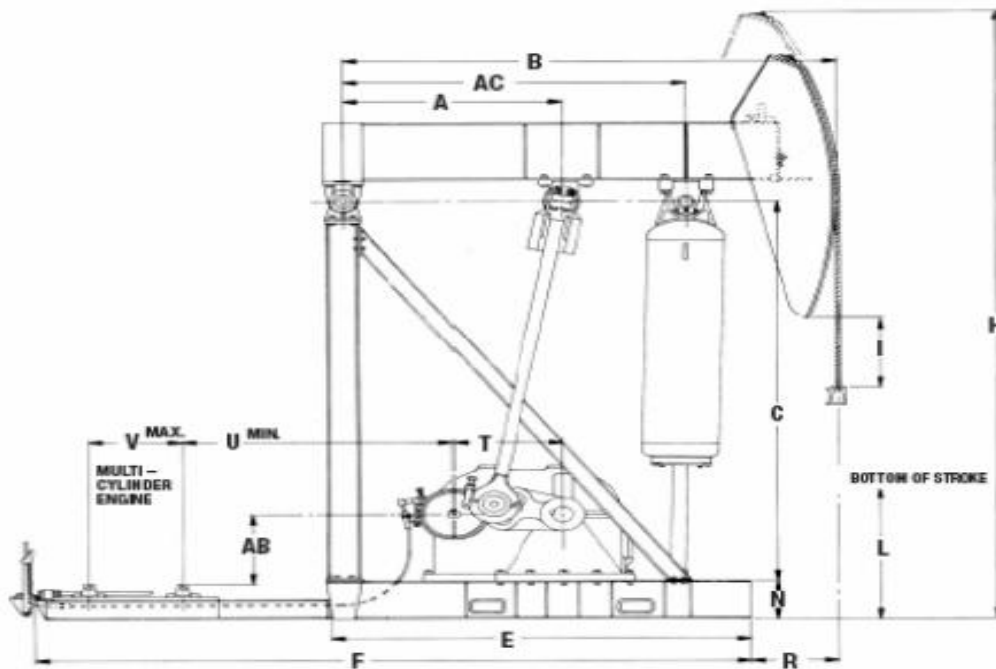
Solo puede rotar en sentido antihorario.

En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de cabillas y la bomba.

Puede colocar la base de la sarta de cabillas en severa compresión causando fallas por pandeo.

Puede experimentar torques más altos que las unidades convencionales cuando se usan cabillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

3. Unidad de Bombeo Balanceadas por Aire



Ventajas:

Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.

Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (debido a que pesa menos)

Vienen en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.

Puede rotar tanto en sentido horario como anti horario.

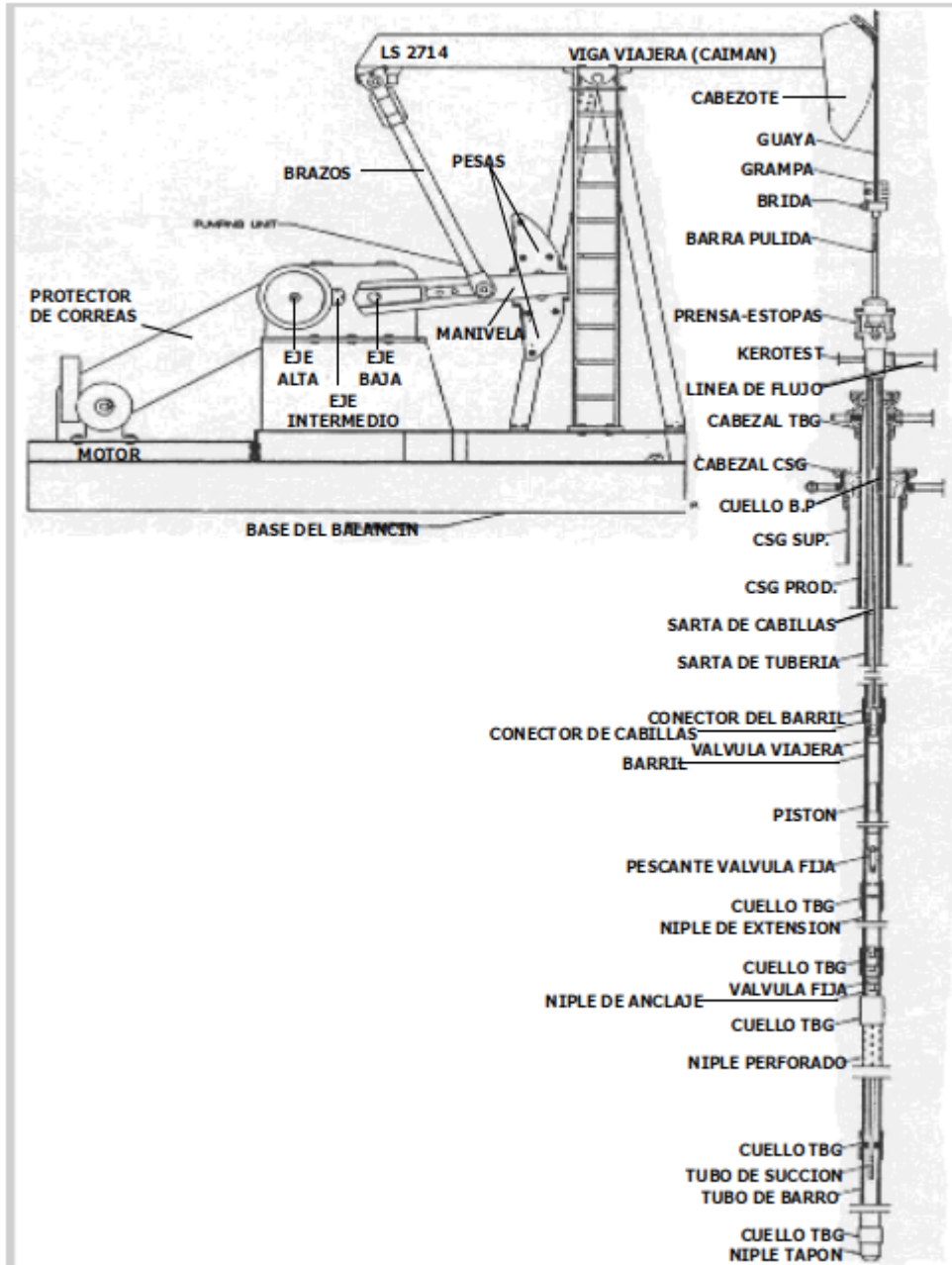
Desventajas:

Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).

La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.

La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión de aire.

Anexo 3: Sistema de bombeo mecánico convencional.



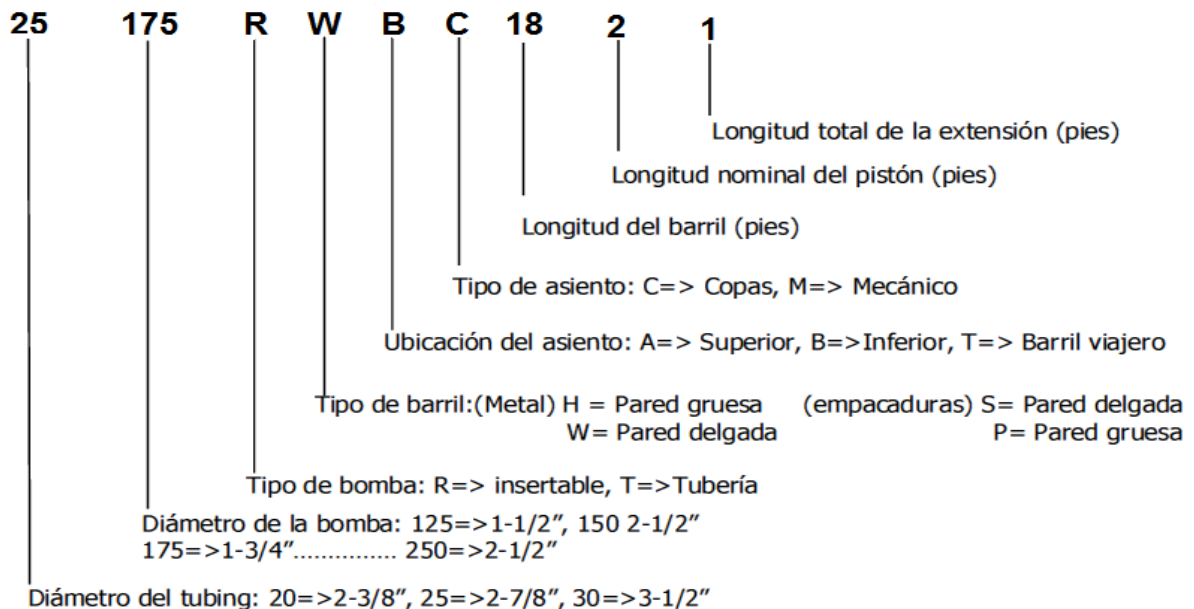
Fuente: Curso de levantamiento artificial por bombeo mecánico.

Anexo 4: Amplitud de recorrido de la unidad de bombeo con respecto a la posición del orificio en la manivela.

Unidades de Bombeo	Orif 1 (m)	Orif 2 (m)	Orif 3 (m)	Orif 4 (m)	Orif 5 (m)	Orif 6 (m)	Orif 7 (m)	Orif 8 (m)
AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	3.1	3.68	4.27					
AMPS 13.9 - 4.27 - 8000	3.1	3.68	4.27					
SK8 - 3.5 - 4000	1.8	2.1	2.5	3.0	3.5			
Rotaflex 16.3-7.31-3686	7.31							
Rotaflex 16.3-7.31-3686	7.31							
Rotaflex 16.3-7.31-3686	7.31							

Anexo 5: Tipos de bombas.

Nomenclatura API



Fuente: (Partidas, 2003)

Anexo 6: Ventajas y desventajas de los tipos de bombas.

TIPO DE BOMBA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Tubería	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor capacidad. • Son de mayor tamaño y más resistentes. • Se adapta para la producción de fluidos viscosos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe extraer la sarta de tubería para reparaciones . • Incrementa los costos de instalación de la tubería • Presenta menores relaciones de compresión de gas
Insertable	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden manejar pequeños volúmenes de arena fina • El barril de la bomba puede actuar como separador de gas. • Menores costos de remoción y reparación • Excelentes para pozos con bajo nivel de fluido 	<ul style="list-style-type: none"> • Menos resistente (unión débil entre el pistón y la sarta de cabilla) • No recomendable para pozos profundos con elevadas cargas sobre el barril de la bomba. • Presenta un punto adicional de falla: el anclaje en la tubería

Fuente: (Partidas, 2003)

Anexo 7: Parámetros de interés en el análisis de los pozos.

Pozos	P_c (atm)	P_f (atm)	Intervalos productivos	Depresión de trabajo (atm)
VD-A	105	71	1577-1623	34
VD-B	88	58	1553-1747	30
VD-C	120	105	1635-1742	15
VD-D	92	82	1425-1615	10
VD-E	140	74	1522-1685	66
VD-F	149	78	1447-1636	71

Anexo 8: Indicadores tecnológicos de los pozos.

Pozos	Equipo de superficie	Tipo de bomba	S (m)	N (golpe/min)	Ø del pistón (m)	Prof. de anclaje (m)	Eficiencia U/B (%)
VD-A	U/B mecánico convencional	69.6THC20-2-4	3.68	3.38	0.0696	1195	12.55
VD-B	U/B mecánico convencional	69.6 THC20-2-4	3.68	2.26	0.0698	1398	41.45
VD-C	U/B mecánico convencional	ING-44.5	2.1	5.5	0.045	1152	25.26
VD-D	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	7.31	2.28	0.08255	1587.28	48.20
VD-E	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	7.31	1.9	0.0325	1161	48.00
VD-F	Rotaflex 900	82.55THOS36-3-10	7.31	2.3	0.0825	1935.29	2.85

Anexo 9: Cálculo de los parámetros de afluencia.

Pozo	Qf(m ³ /día)	Pc(atm) a 1460 m	Pf(atm) a 1460 m	Pb (atm)a 1460 m	IP(m ³ /día/atm)	ΔP(atm)
VD-A	8.55	105	71	130.00	0.29	34.00
VD-B	22.06	88	58	130.00	0.89	30.00
VD-C	6.53	120	105	130.00	0.46	15.00
VD-D	61.88	92	82	130.00	6.50	10.00
VD-E	51.29	140	74	130.00	0.78	66.00
VD-F	3.69	149	78	130.00	0.07	71.00

Anexo 10: Nivel de los pozos en estudio.

Pozos	Nivel (m)	Profundidad de la bomba (m)	Profundidad final (m)
VD-A	865	1195	1895
VD-B	971	1398	2198
VD-C	773	1152	2079
VD-D	1044	1587.28	2854
VD-E	1298	1161	2699
VD-F	620	1935.29	2895

Anexo 11: Datos obtenidos aplicando la técnica de la dinamografía.

Pozos	Pmáx. (Ton)	S (m)	N (golpes/min)	Torque (Kgf)
VD-A	9.8	3.68	3.38	6624
VD-B	10.3	3.68	2.26	6575
VD-C	5.7	2.1	5.5	2153
VD-D	9.7	7.31	2.28	3020
VD-E	9.5	7.31	1.9	2750
VD-F	13.1	7.31	2.3	5545

Simbología:

P máx. – Peso a que está sometida la estructura de la unidad de bombeo.

S – Recorrido del pistón.

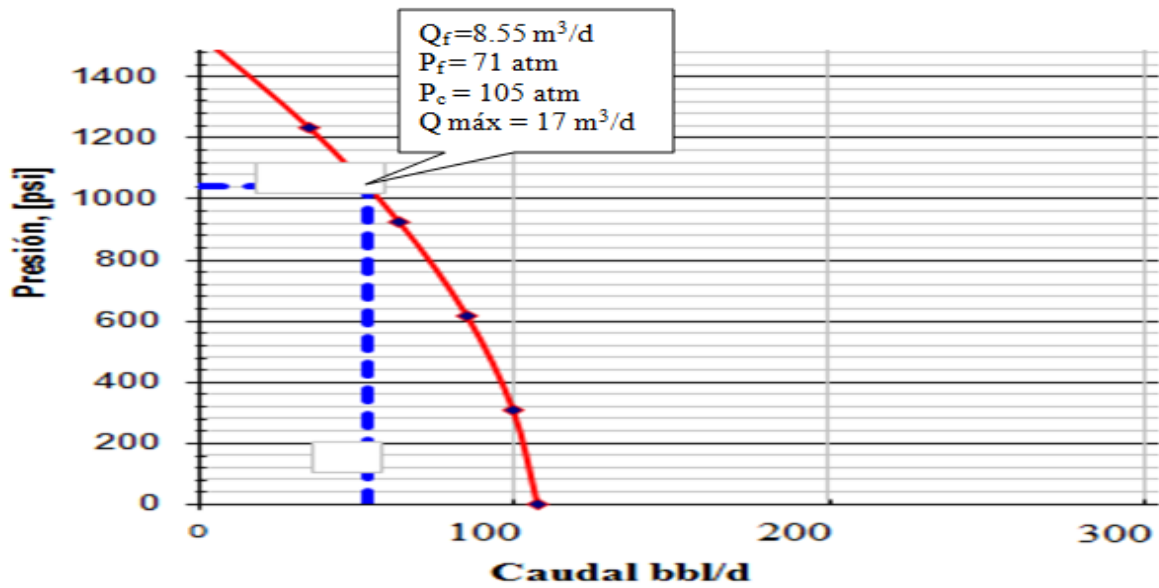
N – Número de golpes.

Anexo 12: Valores promedio anuales de los Parámetros productivos y operacionales.

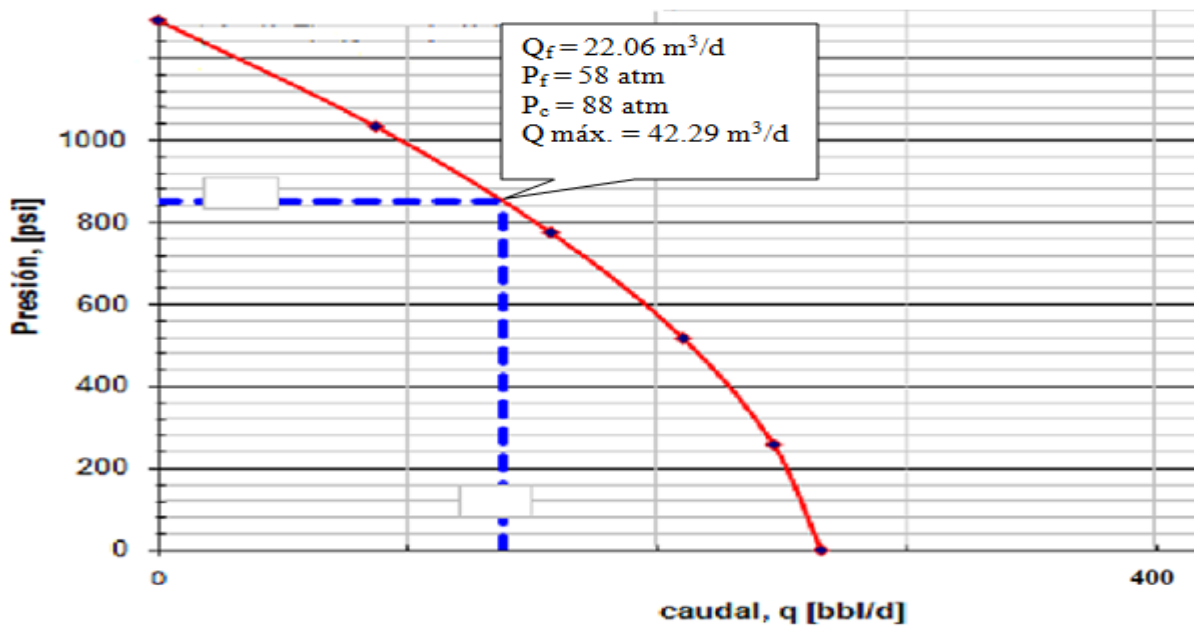
Parámetros	Pozos					
	VD-A	VD-B	VD-C	VD-D	VD-E	VD-F
Productivos						
Índice de productividad, (m ³ /día/atm)	0.29	0.87	0.46	6.50	0.78	0.07
Depresión de trabajo, (atm)	34	30	15	10	66	71
Caudales máximo, (m ³ /día)	17	42.29	28.30	327.51	76.00	4.45
Caudal de fluido, (m ³ /día)	8.55	22.06	6.53	61.88	51.29	3.69
Porcentaje de BSW, (%)	46.00	24.00	5.60	57.60	57.80	60.67
Relación gas-petróleo, (m ³ /m ³)	321.17	33.6	48.91	189.36	131.87	10954
Operacionales						
Eficiencia de bombeo, (%)	12.55	41.45	25.26	48.20	48.5	2.85
Caudal de flujo teórico, (m ³ /día)	68.11	53.22	30.70	128	106.86	129.36
Balance de carga de la estructura de bombeo, (%)	71	74	71	59	58	80
Número de golpes, (golpes/minuto)	3.38	2.26	5.5	2.28	1.9	2.3
Momento de torsión, Kgf/m	83	113	54	84	96	150
Nivel dinámico, (m)	511	969	1181	boca	325	356
Recorrido del pistón de la bomba, (m)	3.68	3.68	2.1	7.31	7.31	7.31

Anexo 13: Curvas de afluencia de los pozos en estudio.

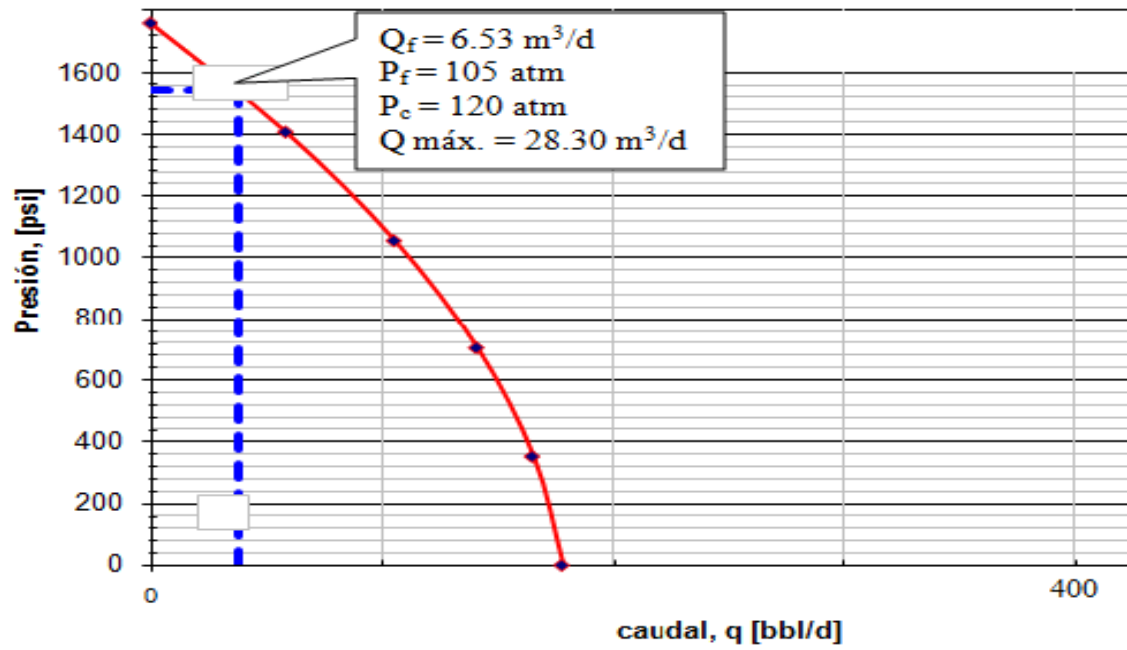
Pozo VD-A



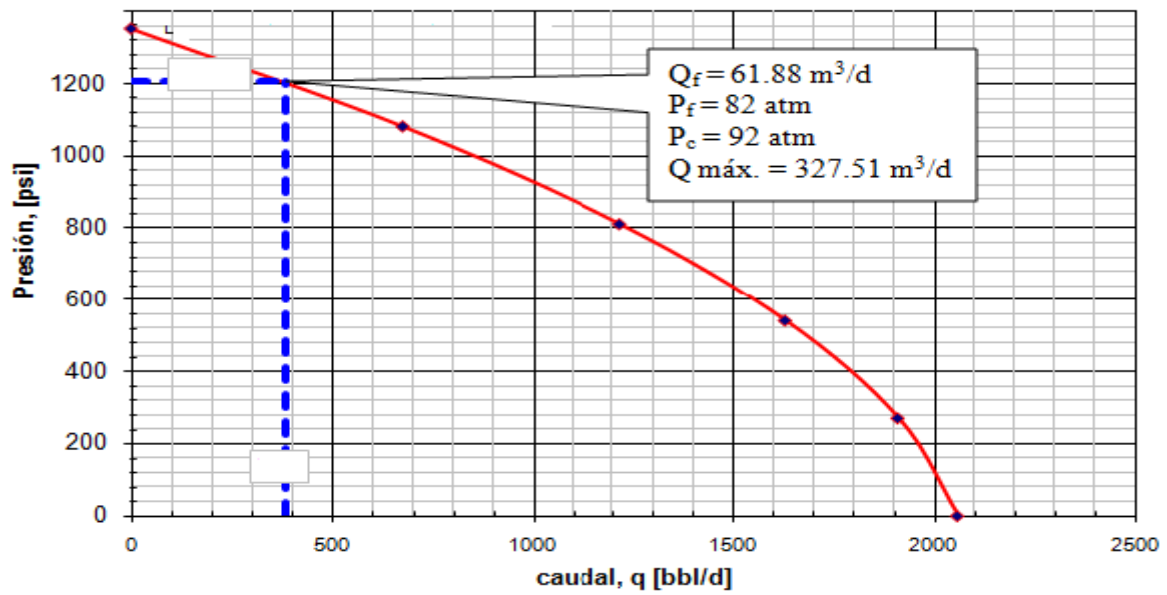
Pozo VD-B



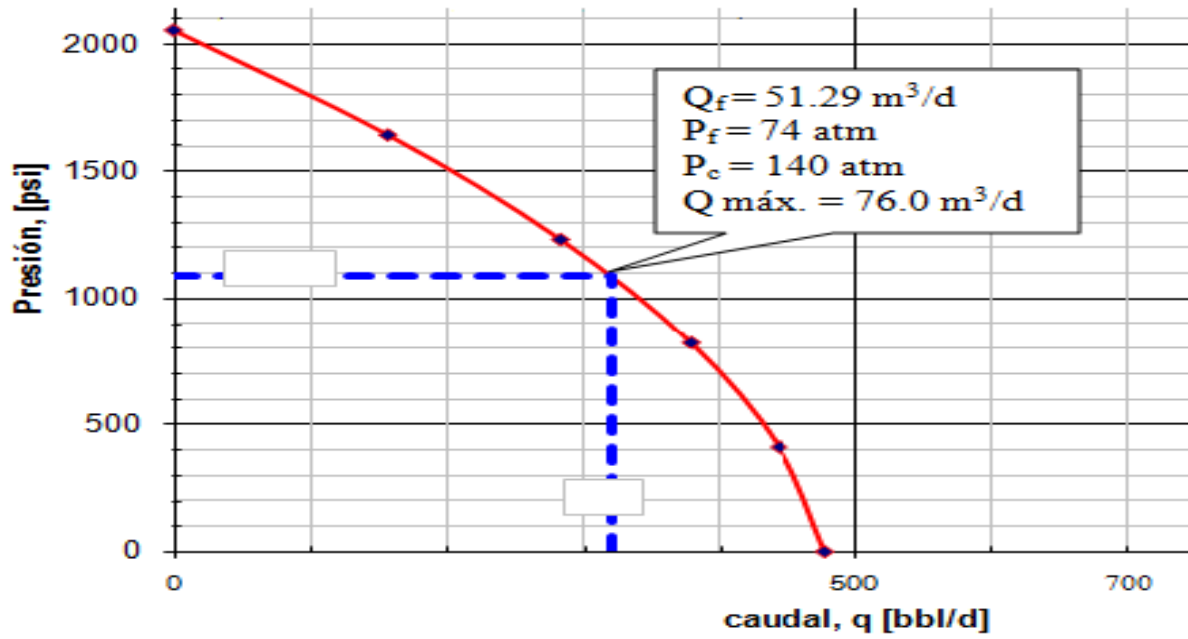
Pozo VD-C



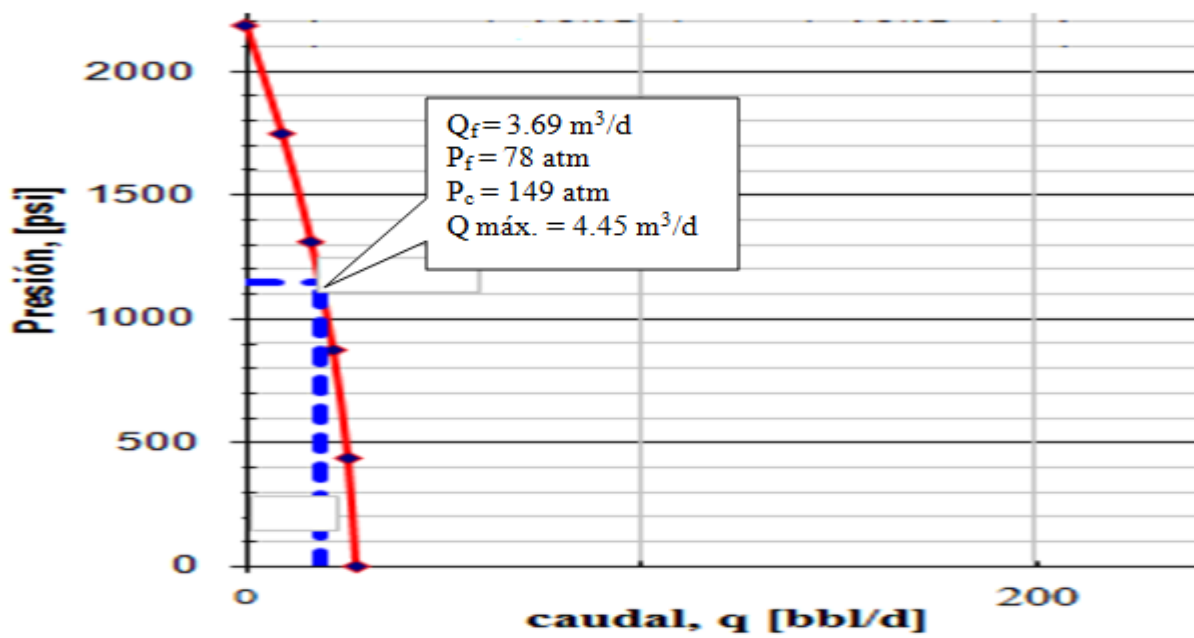
Pozo VD-D



Pozo VD-E

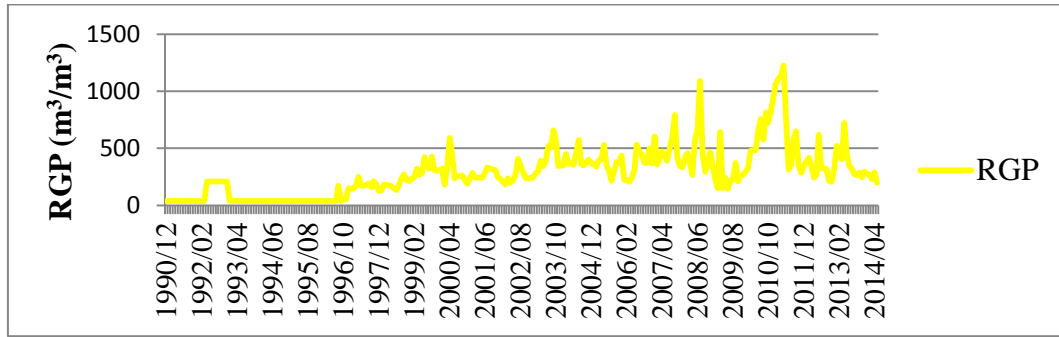


Pozo VD-F

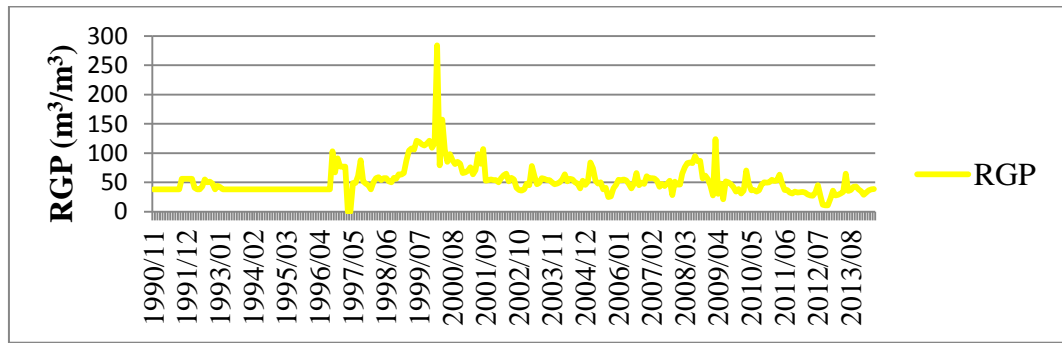


Anexo 14: Comportamiento de la relación gas-petróleo de los pozos en estudio.

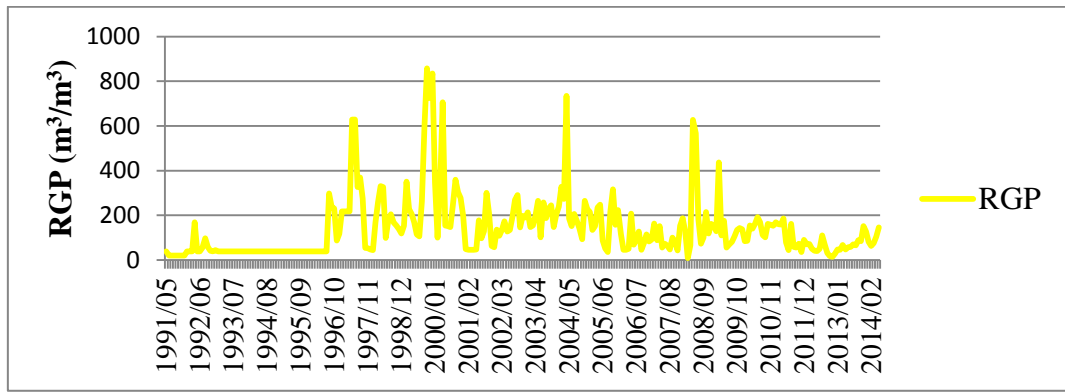
Pozo VD-A



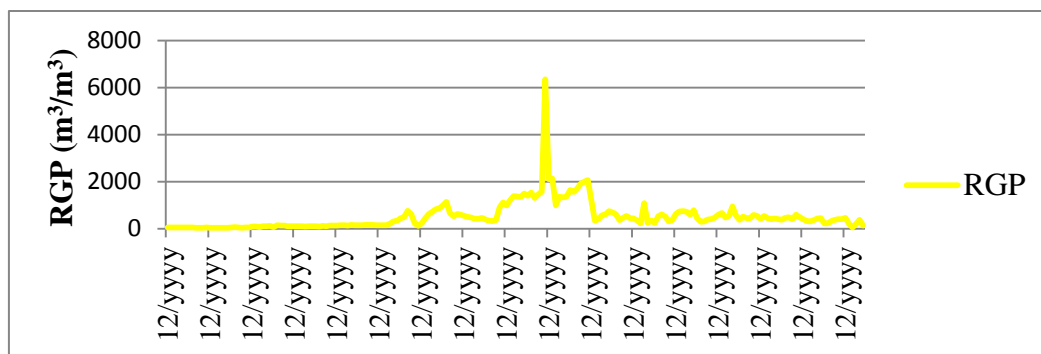
Pozo VD-B



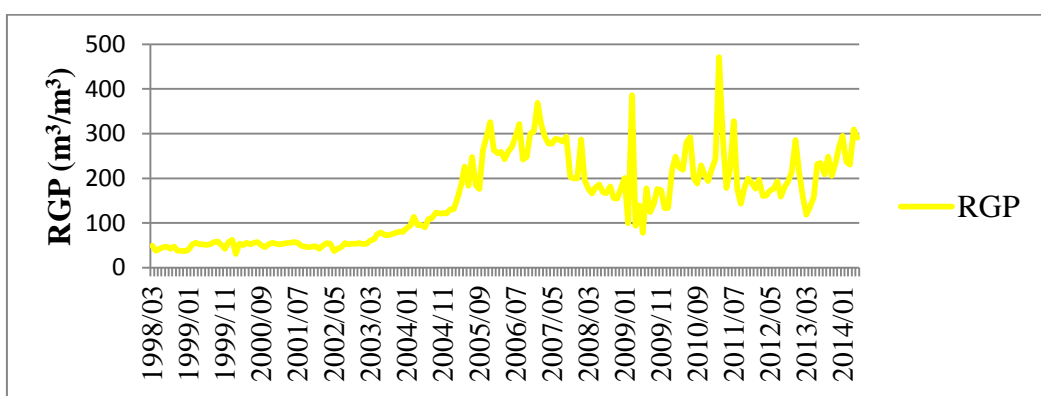
Pozo VD-C



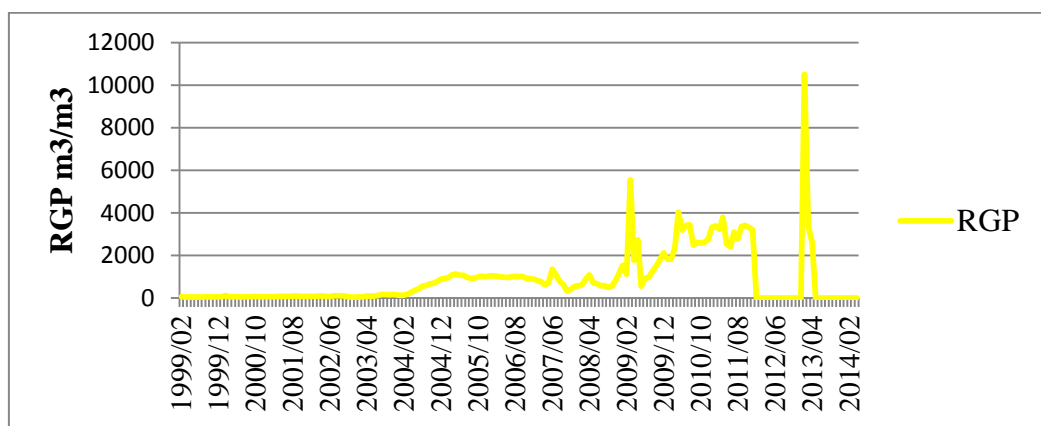
Pozo VD-D



Pozo VD-E



Pozo VD-F



Anexo 18: Presupuesto de gastos para aislar zona de agua en el pozo VD-D.

Presupuesto de gastos para aislar zona de agua en el pozo VD-D

Descripción	Cantidad	UM	Tiempo	Precio unitario CUP	Precio unitario USD	Importe CUP	Importe USD	Total
I- Herramientas, materiales y servicios								
1- Lodo						0	18129,75	18129,75
ARF	150	Kg			8,3	0	1245	1245
Bicarbonato de Sodio	75	Kg			1,3	0	97,5	97,5
Carbonato de Sodio	50	Kg			1	0	50	50
GLA-125	200	L			4,5	0	900	900
NIF	368	Kg			12	0	4416	4416
Oxido de Zinc	2,25	Kg			175	0	393,75	393,75
Soda Cáustica	0,95	Kg			50	0	47,5	47,5
Soda Cáustica-K	350	L			6	0	2100	2100
XGD	600	L			14,8	0	8880	8880
2- Herramientas						40710	0	40710
Tubing de 3 1/2 in	1000	m		27,8		27800	0	27800
Tubos de 2 3/8 in	264	día		10		2640	0	1400
Juego de 3 1/2 in	4	día		500		2000	0	1000
Elevadores 3 1/2 in	2	día		15		30	0	15
Cuñas de 3 1/2 in	2	día		15		30	0	15
Posilock Retriavable Packer 6 5/8	1	U		8210		8210	0	8210
II- Servicio de Intervención						34464,51	0	34464,51
1- Equipo de Workover						34464,51	0	26468,25
Movilización y desmovilización	1	día	3	3801,05		11403,15	0	11403,15
Arquiler de equipo (trabajando)	1	día	8	2804,46		22435,68	0	14022,3
Tanque de 50 m3	4	día	3	208,56		625,68	0	1042,8
Tool Master	1	horas		48,58		0		
SUBTOTAL						75174,51	18129,75	93304,26
III- Logística						0	6898,08	6898,08
Cementador AC-320 (horario diurno)	1	horas	24		2,95	0	70,8	70,8
Cementador AC-320 (horario nocturno)	1	horas	24		56,99	0	1367,76	1367,76
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	horas	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	horas	24		36,1	0	866,4	866,4
Paila de 30 m3 (agua potable) diurno	1	horas	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Paila de 26 m3 (agua potable) nocturno	1	horas	24		20,7	0	496,8	496,8
IV- Servicio de EMSERPET						11105,6	0	11105,6
Servicio de alimentación (40 trabajadores)	40	día	11	0,84		369,6	0	369,6
Almuerzos	40	día	11	2,15		946	0	946
Meriendas	40	día	11	1,2		528	0	528
Desayunos	40	día	11	0,6		264	0	264
Comidas	40	día	11	2,15		946	0	946
Cenas	40	día	11	2,4		1056	0	1056
Servicio de alojamiento	40	día	11	7		3080	0	3080
Lavandería	40	día	11	7,17		3154,8	0	3154,8
Avituallamiento	40	día	11	1,73		761,2	0	761,2
SUBTOTAL						11105,6	6898,08	18003,68
V-Otros gastos								
Contingencias (10%)						1110,56	689,81	1800,37
TOTAL						87390,67	25717,64	113108,31

Anexo 19: Presupuesto de gastos para aislar zona de agua en el pozo VD-E.

Presupuesto de gastos para aislar zona de agua en el pozo VD-E

Descripción	Cantidad	UM	Tiempo	Precio unitario CUP	Precio unitario USD	Importe CUP	Importe USD	Total
I- Herramientas, materiales y servicios								
1- Lodo						0	18610,5	18610,5
ARF	155	Kg			8,3	0	1286,5	1286,5
Bicarbonato de Sodio	80	Kg			1,3	0	104	104
Carbonato de Sodio	55	Kg			1	0	55	55
GLA-125	200	L			4,5	0	900	900
NIF	375	Kg			12	0	4500	4500
Oxido de Zinc	2,5	Kg			175	0	437,5	437,5
Soda Cáustica	0,95	Kg			50	0	47,5	47,5
Soda Cáustica-K	400	L			6	0	2400	2400
XGD	600	L			14,8	0	8880	8880
2- Herramientas						40950	0	40950
Tubing de 3 1/2 in	1000	m		27,8		27800	0	27800
Tubos de 2 3/8 in	288	día		10		2880	0	1400
Juego de 3 1/2 in	4	día		500		2000	0	1000
Elevadores 3 1/2 in	2	día		15		30	0	15
Cuñas de 3 1/2 in	2	día		15		30	0	15
Posilock Retriavable Packer 6 5/8	1	U		8210		8210	0	8210
II- Servicio de Intervención						37268,97	0	37268,97
1- Equipo de Workover						37268,97	0	26468,25
Movilización y desmovilización	1	día	3	3801,05		11403,15	0	11403,15
Arquiler de equipo (trabajando)	1	día	9	2804,46		25240,14	0	14022,3
Tanque de 50 m3	4	día	3	208,56		625,68	0	1042,8
Tool Master	1	horas		48,58		0		
SUBTOTAL						78218,97	18610,5	96829,47
III- Logística								
						0	6898,08	6898,08
Cementador AC-320 (horario diurno)	1	horas	24		2,95	0	70,8	70,8
Cementador AC-320 (horario nocturno)	1	horas	24		56,99	0	1367,76	1367,76
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	horas	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	horas	24		36,1	0	866,4	866,4
Paila de 30 m3 (agua potable) diurno	1	horas	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Paila de 26 m3 (agua potable) nocturno	1	horas	24		20,7	0	496,8	496,8
IV- Servicio de EMSERPET						12115,2	0	12115,2
Servicio de alimentación (40 trabajadores)	40	día	12	0,84		403,2	0	403,2
Almuerzos	40	día	12	2,15		1032	0	1032
Meriendas	40	día	12	1,2		576	0	576
Desayunos	40	día	12	0,6		288	0	288
Comidas	40	día	12	2,15		1032	0	1032
Cenas	40	día	12	2,4		1152	0	1152
Servicio de alojamiento	40	día	12	7		3360	0	3360
Lavandería	40	día	12	7,17		3441,6	0	3441,6
Avituallamiento	40	día	12	1,73		830,4	0	830,4
SUBTOTAL						12115,2	6898,08	19013,28
V-Otros gastos								
Contingencias (10%)						1211,52	689,81	1901,33
TOTAL						91545,69	26198,39	117744,08