



UNIVERSIDAD DE MATANZAS "CAMILO CIENFUEGOS"
FACULTAD DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Propuestas de mejoras a los pozos con bombeo de
cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a 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. Carlos Manuel Díaz de Armas

**Matanzas
2014**



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS “CAMILO CIENFUEGOS”
FACULTAD DE INGENIERÍAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA**

**Propuestas de mejoras a los pozos con bombeo de
cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a 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. Carlos Manuel Díaz de Armas

Tutor: MSc. Igor Suárez García

Dr.C. Yoney López Hervis

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, Carlos Manuel Díaz de Armas declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas y al Centro Politécnico del Petróleo a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Carlos Manuel Díaz de Armas
Nombre y Apellidos.


Firma.

Dedicatoria.

- En especial se la dedico a mi hijo que es lo más bonito que tengo en la vida.
- A mis padres por darme el apoyo necesario durante tantos años.
- A mi esposa por estar a mi lado apoyándome todo este tiempo.
- A todos mis amigos y otras personas que de una forma u otra depositaron confianza en mí y me ayudaron en este trabajo de diploma.

Agradecimientos.

- A mis padres.
- A mi esposa e hijo.
- A mis tutores.
- A los profesores de las diferentes materias recibidas.
- A los tecnólogos, operadores de los centros colectores 4, 7, 10, 11.
- A los trabajadores de los Departamentos de Yacimientos y de Tecnología de la empresa, especialmente a Yohanis y Arnulfo.
- A mis compañeros del P-XV y del P-XVIII.

Síntesis

Este trabajo se realizó en los pozos ubicados en el ramal Oeste del yacimiento Varadero que tienen instalado el sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas. Algunos de estos pozos son operados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C) y otros por la compañía canadiense *Sherritt International Oil & Gas*. En el transcurso de la investigación se dio una panorámica de las características técnicas, ventajas y factores que afectan el buen funcionamiento del bombeo por cavidades progresivas. Se recopiló datos de los pozos, se hizo una revisión bibliográfica para poder cumplir el objetivo del trabajo. También se realizó un análisis del comportamiento de la producción de petróleo, el porcentaje de agua y sedimentos, la relación gas-petróleo y las intervenciones a estos pozos. De los pozos analizados se detectaron deficiencias en cuatro de ellos, a los cuales, se les propusieron medidas como: aislamiento de capa productora de agua y sustitución de bomba para aumentar la producción y el buen funcionamiento del sistema.

Abstract

This work was made in the wells located in the Westside of the Varadero reservoir that it has installed the system of artificial lift for progressive cavities. Some of these wells are operated by the Company of Perforation and Extraction of Petroleum of the Centre (EPEP-C) and others for the Canadian company Sherritt International Oil & Gas. In the course of the investigation it was given a panoramic of the technical characteristics, advantages and factors that affect the good operation of the system for progressive cavities. It was gathered data of the wells; a great bibliographical revision was made to be able to complete the objective of the work. Also was analyzed the behaviour of the production of petroleum, the percent of water, the relationship gas-petroleum and the interventions to these wells. Of the analyzed wells deficiencies were detected in four of them, to those which, they were proposed measures as: isolation of layer producer of water and pump substitution to increase the production and the good operation of the system.

Tabla de contenidos.

Introducción.....	1
Capítulo 1 Análisis Bibliográfico.....	6
1.1 Características generales del sistema de bombeo de cavidades progresivas.....	6
1.1.1 Bombeo de cavidades progresivas.....	6
1.1.2 Aplicaciones del Bombeo por cavidades progresivas	7
1.1.3 Componentes del Sistema.....	8
1.1.4 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas.....	10
1.1.5 Nomenclaturas	12
1.1.6 Características operativas de las BCP	13
1.1.6.1 Caudal o Desplazamiento	13
1.1.6.2 Eficiencia volumétrica.....	14
1.1.6.3 Requerimiento de torque y potencia.....	15
1.1.7 Factores que afectan el desempeño de la bomba.....	15
1.2 Parámetros de producción de los pozos de petróleo.....	17
1.2.1 Índice de productividad	18
1.2.2 Niveles	20
1.2.3 Curva de afluencia al pozo	21
1.2.4 Relación gas- petróleo	23
1.2.5 Porcentaje de agua y sedimentos	23
1.2.6 Gravedad API	24
1.2.7 Viscosidad	24
1.2.8 Presión de saturación	25
1.3 Algunas operaciones a tener en cuenta para la obtención de parámetros de explotación adecuados	25
1.4 Conclusiones derivadas del Análisis Bibliográfico.....	26
Capítulo 2 Diseño metodológico.....	27
2.1 Descripción del caso de estudio	27
2.1.1 Muestra de la investigación	27
2.2 Características generales del yacimiento Varadero.....	28

2.3 Procedimiento y técnicas utilizadas	29
2.3.1 Investigación documental	29
2.3.2 Técnica de observación directa.....	29
2.3.3 Procedimiento metodológico para la obtención de los datos de los parámetros de producción	30
2.4 Criterio de análisis de los resultados	35
2.5 Metodología del análisis económico	36
2.5.1 Metodología del análisis económico de la EPEP-C	36
Capítulo 3 Resultados y discusión.....	39
3.1 Análisis del comportamiento productivo de los pozos.....	39
3.2 Resultados de la Evaluación	59
3.3 Propuestas de mejoras para los pozos	66
3.4 Análisis del Impacto Ambiental	76
Conclusiones.....	78
Recomendaciones.	79
Bibliografía.....	80
Simbología.....	83
Anexos.....	84

Introducción.

El empleo del petróleo en Cuba, ha tomado una importancia vital en el país, pues el mismo se utiliza para la generación eléctrica. Las termoeléctricas nacionales de Matanzas y Santa Cruz del Norte utilizan en la actualidad crudo nacional. Además se emplea crudo nacional en fábricas de cemento, y un porcentaje de este crudo es refinable, por lo que cada gota de petróleo recobrada es de vital importancia para el país. Por estas razones, en Cuba se toman decisiones y se llevan a cabo las acciones necesarias para aumentar la demanda de crudo actual.

Actualmente en la provincia de Matanzas existen yacimientos de petróleo relativamente grandes. Estos yacimientos son atendidos y explotados por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), fundada en el año 1976. Esta empresa se encuentra enclavada en la finca “La Cachurra”, poblado Guásimas, municipio Cárdenas.

El Yacimiento Varadero se ubica en la parte septentrional de la Provincia Gasopetrolífera del Norte Cubana, separado en varios sectores denominados: Oeste nuevo, Oeste, Central y Este, ellos se diferencian principalmente por su comportamiento productivo.

Algunas zonas del yacimiento llevan muchos años de explotación específicamente el Este, pero el Oeste y Oeste nuevo tienen potencial de producción elevados.

Con el desarrollo del sector oeste del yacimiento de Varadero se estableció una secuencia de sistemas de levantamiento artificial para la arrancada del pozo y para la continuidad de la explotación.

En la primera fase se decide por el bombeo de cavidades progresivas con estator elastomérico por las cualidades del mismo de poder bombear agua u otros productos ligeros residuos de la perforación y manejar porcentajes considerables de sólidos. Este último elemento invalida la aplicación de bombeo mecánico en esta etapa de explotación del pozo.

Algunas compañías extranjeras invirtieron en la explotación del crudo cubano. En la década de los años 90's, la compañía *Sherritt International Oil & Gas* comenzó negociaciones con Cuba para la explotación de sus pozos. Se introdujeron nuevas tecnologías de tratamiento selectivo a la capa para mejorar sustancialmente las propiedades colectoras y el potencial productivo de

los pozos. Entonces se introdujo un nuevo método de levantamiento el bombeo por cavidades progresivas.

El salto productivo de estas bombas fue elevado, se incrementó de producción hasta en diez veces la anterior.

El trabajo está encaminado a las bombas de cavidades progresivas, específicamente se enfoca a los pozos del ramal Oeste, en los sectores Oeste y Oeste nuevo del yacimiento Varadero.

Algunos de estos pozos son operados por la compañía *Sherritt International Oil & Gas*, específicamente los del Centro Colector 7.

Estos pozos presentan algunas características muy particulares, por mencionar algunas son los pozos más productores de la EPEP-C, los pozos de mayor alcance de la zona y concentra la mayor cantidad de unidades de bombeo de este tipo.

Situación problemática:

La inserción de este sistema de bombeo por cavidades progresivas fue para tratar de aumentar la producción y mejorar el manejo del crudo debido las complejidades en que se encontraba el bombeo mecánico, dado fundamentalmente por: la viscosidad del crudo en condiciones de pozo, el perfil complejo de los pozos, la disminución del nivel dinámico de los pozos y la desaparición de la surgencia de algunos pozos. Por lo antes expuesto en las zonas del Yacimiento Varadero llamadas Oeste y Oeste nuevo, como son pozos extremadamente complejos, de largo alcance dirigidos al mar, se decidió comenzar la explotación de estos pozos con bombeo de cavidades progresivas. Esta decisión pudo aumentar la extracción de crudo pero conllevó a llevar un estricto monitoreo de los parámetros de explotación de los pozos. La sumergencia de la bomba y el torque son factores muy importantes en la vida útil de la bomba.

Desde el punto de vista del reservorio, es importante mantener una extracción adecuada para aumentar el tiempo de explotación de cada pozo, evitar valores elevados de relación gas-petróleo, evitar inundaciones debido a una explotación irracional y evitar derrumbes en los caños. Estos parámetros son de gran importancia ya sea para el pozo como para el reservorio; por lo que se hace necesario evaluar las condiciones existentes en la actualidad con estos equipos.

A partir de lo expuesto anteriormente, se tiene en cuenta la importancia en que repercuten estos pozos que conforman el objeto de estudio, se formula el problema que ocupa este trabajo.

Problema:

¿Cómo obtener mejoras en los pozos con bombeo por cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro?

Hipótesis:

Si se evalúan los pozos con bombeo por cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, se podrán proponer mejoras en los parámetros de explotación.

Objetivo General:

Proponer mejoras a los pozos con sistema de bombeo por cavidades progresivas del ramal Oeste pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.

Objetivos específicos:

1. Recopilar los datos necesarios relacionados con los parámetros fundamentales en el funcionamiento de los pozos: caudal de fluido (Q_f); porcentaje de agua y sedimentos (% BSW); relación gas-petróleo (RGP), presión de capa, presión de fondo de cada pozo. Así como los niveles históricos de producción durante el tiempo que se tenga registrado en la base de datos de la EPEP-C.
2. Procesar datos de los pozos como: niveles estáticos y dinámicos, sumergencia de la bomba y el torque) para la obtención de parámetros claves en el análisis de la producción de los pozos.
3. Determinar los valores de caudal teórico y eficiencia de bombeo instalada de los pozos.
4. Evaluar los parámetros de explotación de los pozos.
5. Proponer mejoras en los pozos que existan posibilidades.
6. Realizar el análisis económico de las medidas propuestas.

Antecedentes de la investigación

La introducción del sistema de bombeo por cavidades progresivas conllevó a aumentos en la producción, pero se llevó un estricto monitoreo de los parámetros de explotación de los pozos,

al comenzar la explotación comenzaron los problemas, por mencionar algún caso, en el área de Yumurí-Seboruco en los años 2006-2007 se reportaron numerosos cambios de bombas de cavidades progresivas con un promedio de vida útil muy corto, cifras como de hasta un mes por bomba, lo cual representa una gran pérdida para el país debido a que el costo de estos equipos se le cargan al presupuesto de CUPET. Sobre esta situación problemática abordó la investigación realizada por Blanco (2008). Otras investigaciones fueron realizadas por Pérez (2010) y Bandera (2011) donde además de analizar las bombas, estudian la situación existente en los pozos.

Los trabajos antes citados constituyeron una sólida base de conocimientos para la realización de la investigación. En el caso de la investigación de Bandera (2011) abarcó un campo amplio de estudio que ocupa todas las bombas de cavidades progresivas existentes en la EPEP- C hasta el 2011. La investigación se realizó en el ramal Oeste del yacimiento Varadero donde se encuentra la mayor cantidad de bombas de este tipo. Se actualiza el estudio realizado por el autor antes mencionado, se le suma los últimos cinco pozos pertenecientes a la empresa, uno que se encontraba en conservación en ese tiempo y los pozos operados por *Sherritt International Oil & Gas* del Centro Colector 7.

El presente trabajo consta de tres capítulos:

1. Capítulo 1 Análisis Bibliográfico.

En este capítulo se brinda una base de información teórica sobre los temas tocados en el trabajo, éste se encuentra dividido en dos partes; la primera lleva consigo los fundamentos teóricos sobre el bombeo de cavidades progresivas, equipamiento, clasificación de estas, entre otros temas. Se muestra una panorámica amplia sobre los temas a tratar en el trabajo. En la segunda parte del capítulo se habla de los parámetros de explotación de los pozos de petróleo y de cómo realizar el análisis de la producción de los pozos. Además, se menciona el método de Vogel que es muy utilizado en el mundo petrolero para establecer regímenes de explotación así como algunas operaciones prácticas.

2. Capítulo 2 Diseño metodológico.

En este capítulo se muestra la metodología de trabajo y las técnicas utilizadas para la obtención de datos y validación de estos. Se muestran los pozos en estudio y los años de

explotación que tienen. En la metodología se hace una descripción paso a paso de los elementos a analizar en el trabajo y de la factibilidad económica de las propuestas.

3. Capítulo 3 Resultados y discusión.

En este capítulo se muestran los historiales de producción de cada uno de los pozos de la investigación así como una breve descripción de la terminación, años de explotación, unidades de bombeo utilizadas en el transcurso de los años entre otros datos. Después se muestran los resultados de la evaluación realizada que conlleva al análisis sobre las propuestas de mejoras en algunos pozos que no trabajan con los parámetros adecuados. Una vez determinadas las sustituciones de bombas y el aislamiento de capa productora en los pozos, se brinda un estudio de factibilidad económica sobre la implementación de los trabajos propuestos. Para finalizar, se aborda el impacto medioambiental de gran importancia en la zona que se trabaja, por la posibilidad de brotes de gas o petróleo.

Capítulo 1 Análisis Bibliográfico.

Este capítulo se confecciona después de realizada la búsqueda bibliográfica con el objetivo de recopilar información actualizada relacionada con la teoría sobre el sistema de bombeo por cavidades progresivas. Suministra información acerca de las variables más importantes para el diseño de estos sistemas, así como la definición de algunos parámetros de producción de los pozos. En gran medida muestra los aspectos teóricos que se deben tener en cuenta para la comprensión del trabajo.

1.1 Características generales del sistema de bombeo de cavidades progresivas

1.1.1 Bombeo de cavidades progresivas

El bombeo por cavidades progresivas (BCP) es un método de elevación artificial en el cual la transferencia de energía al fluido se hace a través de una bomba de cavidades progresivas. Es una bomba de desplazamiento positivo que trabaja sumergida en el pozo de petróleo, conformada por el rotor y el estator. La geometría del conjunto es tal que forma una serie de cavidades herméticas idénticas. El rotor al girar en el interior del estator origina un movimiento axial de las cavidades, progresivamente, en el sentido de la succión para la descarga, realiza la acción de bombeo. El accionamiento de la bomba puede ser originado en la superficie, por medio de una sarta de varillas y un cabezote de accionamiento, o directamente en el fondo del pozo por medio de un accionador eléctrico o hidráulico acoplado a la bomba (Thomas, 2001; PDVSA Intervep, 2004; Hirschfeldt, 2008).

Este sistema de levantamiento se caracteriza por operar a bajas velocidades, permite manejar sólidos en suspensión y cortes de agua, crudos de mediana y baja gravedad específica. Además opera en pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales. Conlleva una inversión inicial relativamente baja; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico en el pozo. Por lo que se considera que deba ser la primera opción a considerar en la explotación de pozos de petróleo.

En los últimos años en las bombas de cavidades progresivas han experimentado un incremento gradual como un método de extracción artificial común. Sin embargo, las bombas de cavidades progresivas están recién en el comienzo de su implementación, si las comparamos con los otros métodos de levantamiento artificial como las bombas electrosumergibles o el bombeo mecánico.

Por ejemplo, en la República de Argentina, según estadísticas de la Secretaría de Energía se encuentran 20 097 pozos activos con sistemas de levantamiento artificial, el 13% de los pozos presentan bombeo de cavidades progresivas (Hirschfeldt, 2008).

1.1.2 Aplicaciones del Bombeo por cavidades progresivas

La aplicación de la tecnología del bombeo por cavidades progresivas se considera reciente si se compara con los métodos de producción convencionales (bombas mecánicas) por lo que solo la evaluación continua de las mismas en escenarios con diversidad de exigencias, permitirá madurarla técnica y tecnológicamente (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009).

La razón fundamental por la cual se utiliza en su mayoría el bombeo de cavidades progresivas es porque se considera la más capaz para operar con el tipo de petróleo del yacimiento (produce caudales constantes sin pulsaciones en pozos de alto nivel), y tener en cuenta la viscosidad del mismo y se asegura que, desde el punto de vista del mantenimiento, los costos sean menores y además el impacto ambiental es casi nulo. (Barberí, 1998).

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

Al sustituir grandes equipos de bombeo mecánico, se reduce el impacto ambiental (ruidos y derrames), gastos asociados a consumo energético, parámetros adecuados de explotación, diagnóstico. Adicionalmente, en pozos de crudos viscosos se eliminan los problemas de flotabilidad de cabillas.

De igual forma, como alternativa a pozos de gas *lift*, permite liberar capacidad de compresión y gas (sobre todo en pozos con altas producciones de agua) y mejorar la utilización de este último. En general, el sistema de BCP es una alternativa económica y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez mejorado el sistema, su control y seguimiento es muy sencillo (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003; PDVSA Intervep, 2004; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009).

1.1.3 Componentes del Sistema

En el sistema convencional de bombeo BCP típicamente está compuesto por:

- Cabezal y Motor
- Sarta de varillas de bombeo
- BCP de fondo
- Accesorios (ancla de torque, centralizadores, pin de paro)

En el Anexo 1 se muestra los componentes principales de subsuelo y superficie del sistema de bombeo por cavidades progresivas.

Las partes fundamentales del equipamiento subterráneo de la bomba, son el rotor y el estator. Dentro del estator específicamente el elastómero, por lo cual es fundamental conocer todo su funcionamiento y propiedades básicas (Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Rossi, 2009; Bandera, 2011).

Rotor

El rotor es una parte importante en la bomba de cavidades progresivas, está fabricado con acero de alta resistencia al torque mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión, generalmente se utiliza el acero al carbón SAE 1045 o el VM-40. Para aplicaciones especiales donde existen problemas de corrosión se utiliza acero inoxidable AISI-316. Se conecta a la sarta de cabillas (bombas tipo tubular) las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor). Un rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial. Luego de ser mecanizado se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata el

recubrimiento con un proceso electroquímico de cromado (Noda, 2008; Rossi, 2009; Cruz, 2010).

Es común utilizarse una camada de cromo duro en la superficie del rotor para aumentar su resistencia al desgaste por abrasión, causado principalmente por los finos de arena. En la tabla 1.1 se muestran las nomenclaturas.

Tabla 1.1 Camada de cromo duro la cual cubre los rotores BCP (Rossi, 2009).

Aplicación de cromo duro	HCP05	HCP12	HCP25
Espesor de la camada de cromo	0,05 mm	0,12 mm	0,25 mm

Estator

El estator es un cilindro de acero (o tubo) revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial. El estator se baja al pozo con la tubería de producción (bombas tipo tubular o de tubería) o con la sarta de cabillas (bombas tipo insertables). En la figura 1.1 se muestra el conjunto estator- rotor de la bomba.

Un estator se obtiene por inyección de un elastómero a alta temperatura y a alta presión entre la camisa de acero y un núcleo. Este núcleo, negativo del perfil interno del estator, es similar a un rotor de dos lóbulos. Antes de la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero (tubo). Luego del vulcanizado el elastómero, se enfría y se contrae, lo que permite extraer el núcleo. La magnitud de la contracción depende del tipo de elastómero. Los estatores fabricados con el mismo elastómero y el mismo núcleo, son todos idénticos (Reco, 2006; Noda, 2008; Cruz, 2010).

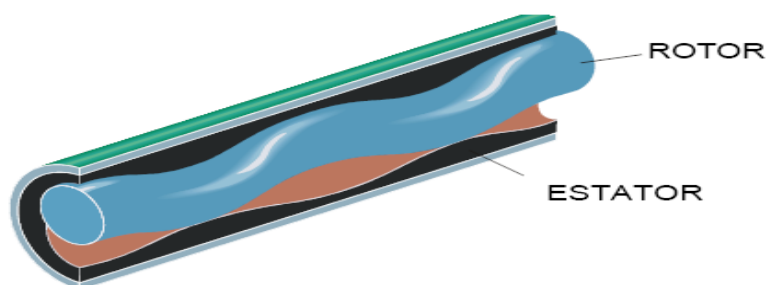


Figura 1.1 Unión del estator y rotor a través del elastómero (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003).

Elastómero

El elastómero reviste internamente al estator y en sí es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente. Esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia (grado de ajuste o apriete entre el elastómero y el rotor) la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo).

Los elastómeros deben presentar muy buena resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas y físicas para resistir los esfuerzos, la abrasión y las temperaturas del medio.

Los elastómeros más utilizados en la aplicación bombas de cavidades progresivas poseen base nitrílica (convencionales), hidrogenación catalítica (hidrogenados) o fluoelastómeros.

Los elastómeros sintéticos fueron creados a partir de la necesidad de brindar a los elastómeros naturales, resistencia al petróleo y a las condiciones de operación que la extracción de estos productos exige. Los elastómeros sintéticos son materiales elásticos que se producen a partir de la polimerización sintética de un monómero de carbono, que luego del agregado para reforzar, aditivos y un proceso de curado, se obtiene el producto final (Reco, 2006; Hirschfeldt, 2008; Beauquin, 2008).

1.1.4 Clasificación de las Bombas de Cavidades Progresivas

Las bombas de cavidades progresivas son aplicables en el sector petrolero desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación y transferencia de fluidos ácidos.

En esta investigación se presentaron las bombas de cavidades progresivas destinadas a la extracción de petróleo y gas (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003; PDVSA Intervep, 2004; Rossi, 2009).

En el Anexo 2 y 2a se muestra un esquema de las bombas tubulares y de las insertadas, además de las de geometría simple y multilobulares.

- Bombas Tubulares
- Bombas Tipo Insertables

- Bombas de geometría simple
- Bombas multilobulares

Bombas Tubulares. En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos totalmente independientes el uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción, debajo de él se conecta el niple de paro, anclas de torque, anclas de gas, y sobre él se instala el niple de maniobra, niples “X”, y finalmente la tubería de producción. En cuanto al rotor, este se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general esta bomba ofrece mayor capacidad volumétrica, no obstante, para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la producción.

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

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

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

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

1.1.5 Nomenclaturas

La nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas son desarrolladas por los fabricantes. En la figura 1.2, 1.3 y 1.4 se muestran las nomenclaturas de las bombas utilizadas en nuestro país. Estas reflejan la capacidad hidráulica de las bombas, presentando por ejemplo el caudal teórico (desplazamiento volumétrico) para 500 (o 100) rpm y la carga hidráulica (o *head*) máxima de operación (m). Además brinda los datos de explotación como diámetro de tubería y diferencial de presión. (Thomas, 2001; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Bandera, 2011).

La EPEP-C produce con sistemas BCP de tecnología alemana, brasileña y canadiense ya sean KUDU y NETZSCH.

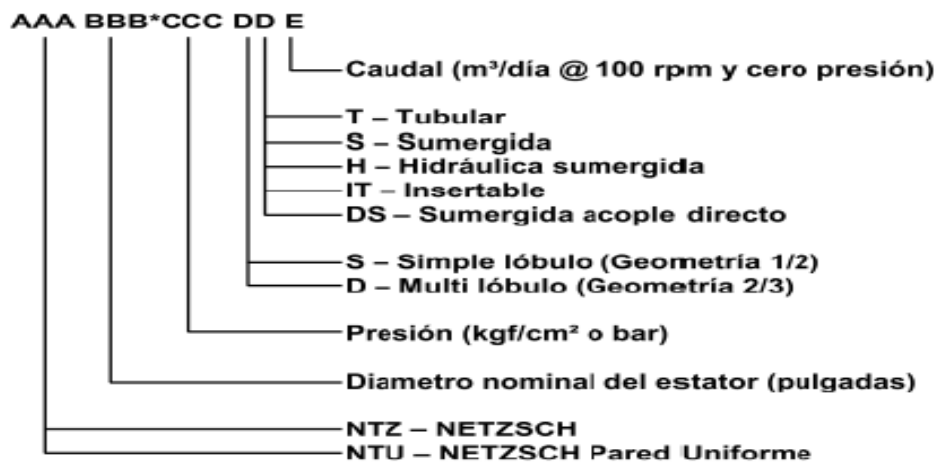


Figura 1.2 Nomenclatura de las bombas Netzsch de cavidades progresivas (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003).

Series*	Model	Displacement Rate at 500 rpm @ zero head		Displacement Rate at 100 rpm @ zero head		Maximum Operating Depth		Generic Model Name depth(m)/displacement
		m ³ /d	bfpd	m ³ /d	bfpd	M	Ft	
2 3/8"	15 TP 600 SL	15	94	3.1	19	600	1980	600/3

Figura 1.3 Nomenclatura de las bombas KUDU de cavidades progresivas. (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003)

PCP Insert Systems

Tubing Tubing Size		lbs/ft*	kg/m*	Pump Model(s)
2 7/8"	6.50	9.67	45IP1200ML, 2400ML	

Figura 1.4 Nomenclatura de las bombas de cavidades progresivas insertadas (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003).

1.1.6 Características operativas de las BCP

Las características principales de operación de las bombas de cavidades progresivas son las que garantizan determinar el estado de explotación de los pozos con este tipo de levantamiento artificial.

1.1.6.1 Caudal o Desplazamiento

Es el volumen de fluido que la bomba puede desplazar en determinado período de tiempo. Para estos equipos se expresa generalmente en unidades de barriles de fluido por día (b/d) o metros cúbicos por día (m³/d) a determinadas condiciones de velocidad (rpm) y altura.

La mayoría de los fabricantes refieren las capacidades de sus bombas en b/d (o m³/d) a 500 rpm y 0 *head*. Algunos otros, refieren la capacidad de sus equipos a 100 rpm y 0 *head* (Bradley, 1992; González, 2007; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009).

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

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

$$A = 4 \cdot dr \cdot E \quad (1.1)$$

Donde:

A: Área de sección de la cavidad (m²).

dr: Diámetro del rotor (m).

E: Excentricidad (m).

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

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

$$V = A \cdot Ps = 4 \cdot dr \cdot E \cdot Ps \quad (1.2)$$

Donde:

Ps: Paso de la bomba (m).

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

$$Q = V \cdot N \quad (1.3)$$

Donde:

V: volumen producido por cada vuelta del rotor (m³).

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

Como anteriormente se mencionó cada fabricante en la nomenclatura de la bomba brinda el dato de desplazamiento o caudal de la bomba (Manual de bombeo de cavidades progresivas, 2003; González, 2007 ; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009).

1.1.6.2 Eficiencia volumétrica

Eficiencia volumétrica es la relación entre el caudal real bombeado y el caudal teórico. La eficiencia volumétrica es un indicador del comportamiento de la bomba, si ésta es igual a 100% significa que el caudal desplazado es igual al caudal teórico, mientras que si es igual a cero significa que el caudal es cero y el escurrimiento es igual al caudal teórico de la bomba (Hirschfeldt, 2008; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Rossi, 2009).

$$\eta = \frac{Q_f}{Q_t} \quad (1.4)$$

Donde:

Q_f: Caudal del fluido (m³/d).

Q_t: Caudal teórico (m³/d).

η: Eficiencia (%).

1.1.6.3 Requerimiento de torque y potencia

Al transmitir la rotación al rotor desde la superficie a través de las varillas de bombeo, la potencia necesaria para elevar el fluido genera un torque.

Estas variables son determinantes en el estado técnico del equipamiento ya sea de superficie como de subsuelo

El torque requerido presenta tres componentes, la sumatoria de estas es el torque total medido en la superficie. En la figura 1.5 se muestra la distribución de los torques en el pozo.

- Torque Hidráulico
- Torque fricción
- Torque resistivo

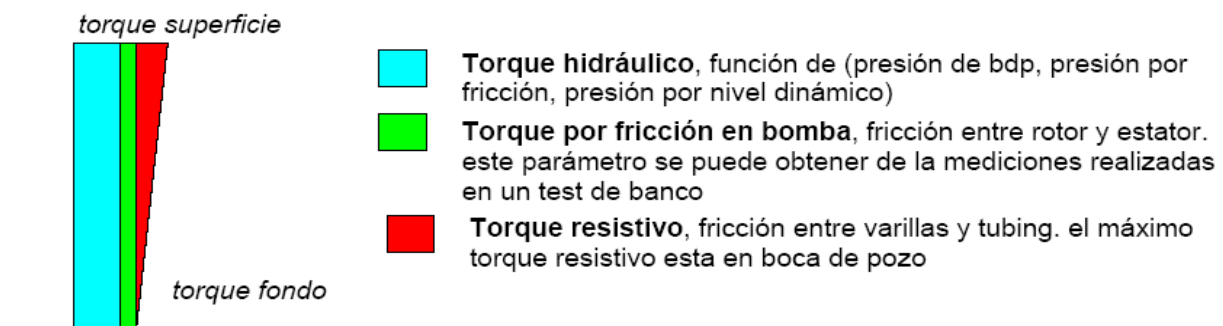


Figura 1.5 Distribución de los tipos de torque en el bombeo (Hirschfeldt, 2008).

Para suministrarle rotación a la bomba en la profundidad, es necesaria la utilización de la energía eléctrica con un motor para la generación de potencia. La potencia del motor puede estar expresada en kW o HP (Hirschfeldt, 2008; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Bandera, 2011).

1.1.7 Factores que afectan el desempeño de la bomba

Existen factores que inciden directamente sobre el desempeño de la bomba, entre los cuales destacan la temperatura de operación, las características de los fluidos del pozo, la presión interna en la bomba, presencia de arena, contenido de aromáticos livianos y pesados, presencia de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

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

Fluidos del pozo.- Incluso en el caso de hacer una adecuada selección del elastómero, se considera su compatibilidad (o incompatibilidad) con los fluidos del pozo, esto no significa que no se produzca hinchamiento del elastómero por ataque químico. Este hinchamiento incrementa la interferencia de la bomba la cual pudiera llegar a ser excesiva (interferencia menores al 3% son aceptables) (Noda, 2008).

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

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

Presión interna en la bomba.- La presión en la bomba tiende a comprimir el elastómero, se deforma las cavidades aumentan el tamaño de la mismas, se disminuye así la interferencia. Este efecto se conoce en la literatura como “*Compression Set*” (Noda, 2008).

Abrasión.- El funcionamiento conjunto de rotores de cromo duro y estatores blandos resistentes, brinda mayor tolerancia a los abrasivos. Por ello las BCP manejan fluidos con alto corte de arena de manera eficiente. Donde quiera que exista abrasión el empleo de bombas de mayor flujo (para reducir la velocidad) con alturas mayores que la mínima requerida (para reducir el resbalamiento) reducirá el desgaste (Reco, 2006; Noda, 2008).

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

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

Presencia de dióxido de carbono (CO₂). La eficiencia volumétrica de las BCP, se afecta de manera significativa por la presencia de gas libre (se considera la separación natural e instala un ancla de gas eficiente, puede lograrse la producción con menos de un 30% de gas libre en la bomba). Pero esto no es suficiente, se necesita conocer las propiedades físico químicas del crudo y el gas para determinar la concentración de aquellos componentes que atacan los elastómeros.

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

Presencia de sulfuro de hidrogeno (H₂S) Causa el endurecimiento, lo que elimina su capacidad de recuperación elástica (resilencia), se hace frágil y provoca cambios en la geometría del mismo. Además provoca encogimiento y ruptura de la goma de la superficie hacia adentro. El azufre en el H₂S (g) causa el enlace cruzado de las cadenas de polímeros produce un efecto como la súper vulcanización. Las investigaciones indican que el H₂S (g) ataca el acrilonitrilo más rápido que al butadieno. Por ello los elastómeros con mayor contenido de nitrilo tienden a tener menos resistencia al H₂S (g), en función de la resistencia que los otros aditivos puedan contribuir. El efecto de los solventes aromáticos es el opuesto al del H₂S (g), por lo que en presencia de estos el efecto del H₂S (g) tiende a desaparecer. Es muy difícil encontrar H₂S (g) sin aromáticos. Vale notar que altas concentraciones de nitrilo resultan en alta resistencia al CO₂ (g) (Reco, 2006; Hirschfeldt, 2008; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009).

1.2 Parámetros de producción de los pozos de petróleo

La producción de un pozo está constituida por su relación de comportamiento de flujo, expresadas por medio de gráficas, que se conocen como curvas de afluencia (IPR). Estas relacionan las presiones de formación con el caudal de producción.

Si se quiere precisar el comportamiento de producción en los pozos, es necesario conocer las variables que intervienen en este comportamiento, pues son factores fundamentales para la construcción de las curvas IPR.

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

1.2.1 Índice de productividad

Es la producción del pozo entre la diferencia de la presión del reservorio y la presión de fondo del pozo. Ambas presiones están referidas al tope del intervalo abierto como profundidad de referencia. Este parámetro da una medida de la capacidad de producción de un pozo pues expresa 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:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (1.5)$$

Donde:

IP: Índice de productividad ($m^3/día/atm$)

Q: Tasa de producción o caudal de fluido ($m^3/día$)

P_e : Presión estática del reservorio o presión de capa (atm)

P_{wf} : Presión del fondo del pozo (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 (Rivera, 2004; Adalberto José Rosa, 2006; Correa, 2007).

En la práctica se asume de esta manera, para todos los caudales de producción y nos lleva a una línea recta como se muestra en la figura 1.6.

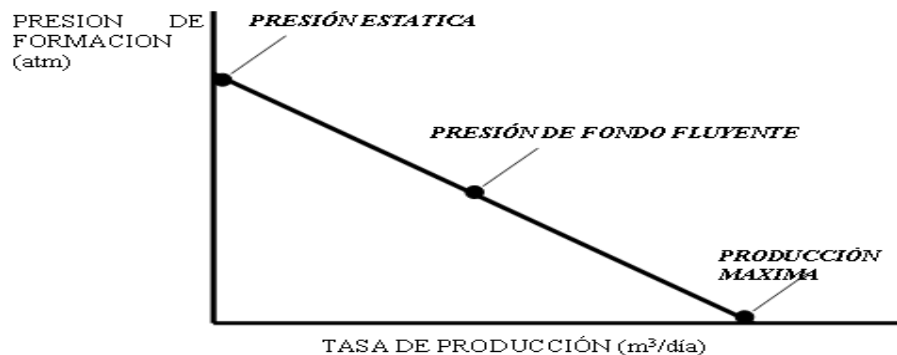


Figura 1.6 Comportamiento de la producción. Índice de productividad constante

(Correa, 2007; González, 2007; Departamento de Yacimiento, 2013).

En otros pozos, a altas tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye como lo muestra la figura 1.7. La causa de dicha declinación puede se debe a uno o varios factores:

1. Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.
2. Disminución en la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo.
3. Aumento de la viscosidad del petróleo con la caída de presión por debajo del punto de burbujeo.
4. Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

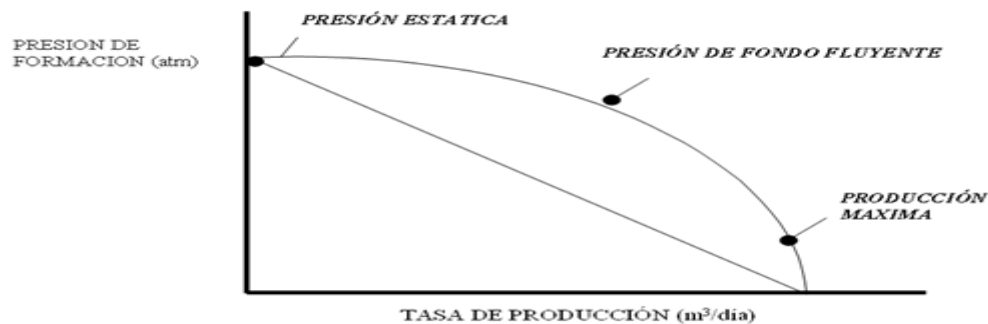


Figura 1.7 Comportamiento de la producción. Índice de productividad variable

(Correa, 2007; González, 2007; Departamento de Yacimiento, 2013).

En la práctica los valores de IP son muy variados, depende de las características de producción de cada pozo, y se fijan los siguientes valores como indicativo de la productividad de un pozo.

Puede encontrarse principalmente de dos formas la clasificación del índice de productividad, esta diferencia se debe a la utilización o no del Sistema Internacional de Unidades.

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

Esta clasificación se presenta por varios autores (González, 2007; Correa, 2007; Cruz, 2010).

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como $0,234 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ o menores, y tan altos como $117 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ o más.

El índice de productividad está dado por la permeabilidad de las rocas de la zona donde está localizado el pozo, la viscosidad del crudo es pesado y extrapesado entre 9,5 y 15 según el

Instituto Americano del Petróleo (API). El volumen de reservas del yacimiento y la presión de la formación del depósito entre otros, si estos factores cambian pueden aumentar o disminuir la afluencia al pozo.

Se puede cambiar el IP del pozo si se cambia las características del pozo:

- Cambiando la permeabilidad con un estímulo.
- Cambiando la viscosidad del petróleo con solventes a calor.
- Cambiando el radio del pozo (Esto tiene un efecto muy pequeño en el sistema y cuesta más la perforación, frecuentemente no tiene efecto económico) (Bradley, 1992; Rizo, 2007).

Después de un pozo estimulado (sea con trabajos de acidificación, fracturación u otros) el IP debe aumentar (más producción con la misma diferencia de presión), sino, el tratamiento fue infructuoso.

Normalmente no se conoce toda la información requerida para calcular el flujo de potencial máximo basado en la ecuación de Darcy. Se puede usar información recogida de los niveles de fluido para determinar el flujo potencial máximo de un pozo.

La relación entre la producción (Q_f) y la presión de fondo (P_{wf}) se determina, se puede predecir el caudal de la producción para cualquier presión de fondo dada.

El declive del índice de productividad debe tener lugar durante el agotamiento del reservorio y paralelo al crecimiento normal de RGP y % BSW (Abou, 2005; Tarek Ahmed, 2005; González, 2007).

1.2.2 Niveles

El nivel de un pozo es la altura que alcanza la columna de fluido de un pozo por el espacio anular y se mide desde el cabezal de producción.

El fluido, cuya altura se mide sobre el punto medio de las perforaciones, está compuesto por petróleo y gas disuelto. El pozo actúa como un separador vertical, mientras el agua se separará en el fondo del pozo y el gas en la parte alta. 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 (PDVSA, 2009)

Las bombas de cavidades progresivas cuando el nivel dinámico cae por debajo de la profundidad de la bomba trabajan al vacío, esto provoca aumentos considerables de la temperatura del estator al punto de sufrir daños severos e irreversibles (Reco, 2006)

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 la llama sumergencia (Coy, 1992; González, 2007; Valdés, 2011).

1.2.3 Curva de afluencia al pozo

Crear una curva de relaciones de índice de productividad o IPR, (por sus siglas en inglés) requiere de cuatro datos de información: presión del reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de fluido y presión del punto de burbuja. Este último dato es normalmente la presión del reservorio en los depósitos saturados con una cierta cantidad de años de explotación. El caudal de fluido se obtiene de una prueba de pozo. La presión del depósito estática y la de fondo pueden adquirirse con los niveles de fluido. En la figura 1.8 se muestra una curva de afluencia de IPR.

Las ecuaciones que pueden usarse para trazar una curva y predecir los caudales de la producción a cualquier presión de fondo dada. La relación de Vogel puede usarse en los depósitos no saturados, con una presión estática sobre el punto de burbuja y también en depósitos saturados, al punto de burbuja o debajo de éste.

Reservorio saturado $P_r \leq P_b$

Reservorios subsaturados $P_r \geq P_b$

Donde:

P_r : Presión del reservorio.

P_b : Presión de burbuja o ebullición.

Para la construcción de la curva de Vogel en un depósito saturado es necesario:

El rango de la producción a una presión de fondo dada, la presión de fondo con el nivel de fluido o manómetro de presión de fondo. La presión del reservorio y el índice de productividad del pozo (Ríos, 2004; Abou, 2005; Tarek Ahmed, 2005).

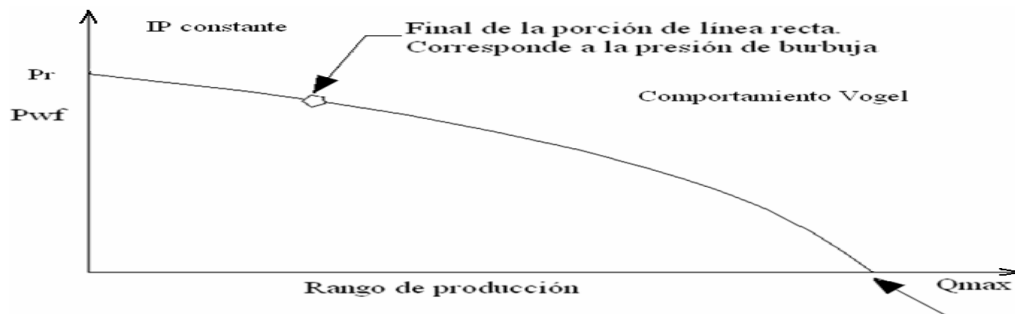


Figura 1.8 Curva de afluencia IPR (Correa, 2007; Rizo, 2007; Ferrer, 2010).

Sobre el punto de burbuja, el índice de productividad IP puede calcularse por la ecuación 1.5.

Debajo del punto de burbuja el índice de productividad se calcula:

$$IP = \frac{q}{(P_R - P_b) + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.6)$$

Para calcular el caudal máximo de producción en reservorios saturados

$$Q_{max} = Q_o / \left[1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.7)$$

Para calcular el caudal de producción al punto de burbuja, la ecuación que se usa:

$$Q_b = IP * (P_R - P_b) \quad (1.8)$$

Donde:

Q_b : Caudal en el punto de presión de burbuja.

Una vez que el caudal de producción al punto de burbuja es calculado, la porción de la línea recta del gráfico puede dibujarse. Para un depósito no saturado, la curva IPR es una línea recta

desde la presión del depósito hasta la presión del punto de burbuja. Para un depósito saturado, la presión del punto de burbuja es el punto de partida de la curva (Michael Golan, 1996; Maurer Engineering, 2000; Mateu, 2005; PDVSA Intervep, 2008).

La porción de la curva del IPR es representada por la siguiente ecuación:

$$q = q_b + \frac{IP * P_b}{1.8} * \left[1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.9)$$

La proporción de flujo máxima se logra cuando P_{wf} es cero

$$Q_{max} = IP * (P_R - P_b) + \frac{IP * P_b}{1,8} \quad (1.10)$$

$$Q_{max} = q_b + \frac{IP * P_b}{1,8} \quad (1.11)$$

1.2.4 Relación gas- petróleo

Cuando se determinan las propiedades del petróleo en el estrato se calcula al mismo tiempo, con la presión de saturación, el factor gas en el petróleo. Este factor es la cantidad de gas en metros cúbicos extraído junto con 1 m³ de petróleo, también se conoce como relación gas-petróleo (RGP) (González, 2007; Trujillo, 2009; Valdés, 2011).

La RGP se determina:

$$m = \frac{V_{gas}}{V_{pet}} \quad (1.12)$$

Donde:

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

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

V_{pet}: Volumen de petróleo extraído en m³

1.2.5 Porcentaje de agua y sedimentos

Esta es una característica de gran importancia en la producción de petróleo. El porcentaje de sedimentos sólidos y agua disueltos en la emulsión o mezcla de fluidos (BSW) que se produce como caudal de producción. La mayor importancia de este factor se debe a la calidad del

petróleo producido, es decir, es uno de los factores que determinan la calidad de la producción (entre los requisitos que deben cumplir el petróleo para su venta es tener como máximo un 2% de agua y sedimentos). Además de influir en la eficiencia de bombeo (según el llenado de fluido en la bomba, a mayor porcentaje de agua y sedimentos, menor porcentaje de petróleo producido). También es importante señalar que un alto valor porcentaje de agua y sedimentos afecta grandemente el proceso productivo, es mayor la cantidad de agua y residuos a transportar y tratar posteriormente (Cruz, 2010).

1.2.6 Gravedad API

Común para la industria del petróleo es la gravedad API, ésta reconoce al agua fresca como la línea base de referencia líquida con un valor de diez grados API , que corresponde con una gravedad específica de 1,0, la expresión para determinar la gravedad específica se muestra a continuación (Trujillo, 2009), (Rizo, 2007), (Rivera, 2004).

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \quad (1.13)$$

La clasificación de los crudos de acuerdo a la gravedad API se muestra en la tabla 1.2.

Tabla 1.2 Clasificación del crudo de acuerdo a la gravedad API (Intervep, PDVSA, 2005).

Crudo	API
Liviano	> 31
Mediano	22-31
Pesado	10-22
Extrapesado	< 10

1.2.7 Viscosidad

La viscosidad es la propiedad del fluido que tiende a oponerse a su flujo cuando se le aplica una fuerza. Los fluidos de una alta viscosidad presentan una mayor resistencia a fluir, mientras que los fluidos con baja viscosidad fluyen con más facilidad. La unidad más utilizada para la viscosidad en el mundo petrolero es el centiPoise (cP).

La viscosidad dinámica de los fluidos varía mucho con la temperatura, aumenta en los gases y disminuye en los líquidos; pero en unos y otros es independiente de la presión; por el contrario, la viscosidad cinemática de los gases varía mucho con la presión y la temperatura,

mientras que la de los líquidos prácticamente solo varía con la temperatura. En la práctica, la viscosidad cinemática es mucho más utilizada (Rivera, 2004; Trujillo, 2009).

1.2.8 Presión de saturación

Es la presión mínima con la cual la mezcla de petróleo y gas se encuentra en estado monofásico, es decir el gas disuelto completamente en el petróleo. Si la presión en el estrato disminuye por debajo de la presión de saturación el gas disuelto en el petróleo va a salir en forma de gas libre, o sea se forman dos fases, una líquida y la otra gaseosa.

La magnitud de la presión de saturación depende de las propiedades del petróleo y el gas. El petróleo más pesado tiene la presión de saturación más baja; en ese petróleo, el gas se disuelve menos que en los petróleos ligeros (Barberí, 1998; Valdés, 2011).

1.3 Algunas operaciones a tener en cuenta para la obtención de parámetros de explotación adecuados

Con el fin de lograr una explotación adecuada de crudo que conlleve a un aumento de la producción en muchas ocasiones, es necesario variar algunos elementos que influyen directamente en el comportamiento productivo de los pozos o incluir nuevos equipamientos con diferentes objetivos productivos:

- Cambio de la bomba.
- Cambio del sistema de bombeo, con los parámetros adecuados.
- Cambio de uno o varios parámetros para el establecimiento de un régimen de explotación óptimo.
- Incorporación de nuevos equipamientos tecnológicos para el manejo de gas.
- Variación de la profundidad de la bomba.
- Aislamiento de zonas con influencia de gas o de agua.
- Abandono de las zonas productivas e incorporación de otras.

Algunos autores concuerdan con las ideas expresadas (González, 2007; Batista, 2010; Ferrer, 2010).

1.4 Conclusiones derivadas del Análisis Bibliográfico

1. Se analizan los principales componentes y se brinda las clasificaciones de las principales tipos de bomba.
2. Se muestran las ventajas de este sistema de levantamiento en el manejo de crudo viscoso como el que se encuentra en nuestra franja norte de Cuba.
3. El bombeo de cavidades progresivas se utiliza en pozos nuevos y altos productores de petróleo.
4. El equipamiento subterráneo de las bombas son piezas muy caras para su compra en el mercado mundial.
5. Solo con un estricto control de los parámetros de explotación, se pueden utilizar las bombas el período de tiempo establecido de explotación.

Capítulo 2 Diseño metodológico.

2.1 Descripción del caso de estudio

Esta investigación está dirigida a lograr mejoras en la producción de los pozos con explotación por bombeo de cavidades progresivas pertenecientes a los Centros Colectores 7, 10, 11 pertenecientes al ramal Oeste. Para esto, se dispuso de la información necesaria que permitió analizar el funcionamiento de cada pozo en base a los parámetros fundamentales de explotación, y a partir de ese análisis, valorar las medidas que se podían proponer a los pozos.

2.1.1 Muestra de la investigación

La muestra está constituida por 18 pozos, siete de ellos se encuentran en explotación en el Centro Colector 11, nueve son operados por la compañía *Sherritt International Oil & Gas* pertenecientes al Centro Colector 7 y los otros dos pertenecen al Centro Colector 10 como se muestra en la tabla 2.1. Esta muestra constituye solo un 16,4% de la población total de pozos activos en explotación del Yacimiento Varadero, pero estos pozos son los más productores son de gran importancia en la entrega de crudo de la EPEP-C, alrededor de un 65% de la producción. En la tabla 2.2 se muestra el tiempo de explotación de los pozos de la muestra.

A continuación se muestran los pozos anteriormente mencionados divididos según los centros colectores pertenecientes y el tiempo de explotación de cada uno.

Tabla 2.1 Muestra de la investigación.

Pozos CC-10	Pozos CC-11	Pozos CC-7
VD-K10	VD-W0	VD-SH1
VD-K14	VD-W1	VD-SH2
	VD-W2	VD-SH3
	VD-W3	VD-SH4
	VD-W4	VD-SH5
	VD-W5	VD-SH6
	VD-W6	VD-SH7
		VD-SH8
		VD-SH9

Tabla 2.2 Tiempo de explotación de los pozos.

Pozos	Años de explotación	Pozos	Años de explotación	Pozos	Años de explotación
VD-K10	10	VD-W4	2	VD- SH4	10
VD-K14	11	VD-W5	1	VD- SH5	5
VD-W0	5	VD-W6	2	VD- SH6	8
VD-W1	5	VD-SH1	15	VD- SH7	7
VD-W2	4	VD- SH2	6	VD- SH8	5
VD-W3	3	VD- SH3	5	VD- SH9	6

2.2 Características generales del yacimiento Varadero

El yacimiento Varadero se encuentra ubicado en la parte norte de la provincia de Matanzas, en la parte septentrional de la Franja Gasopetrolífera del Norte de Cuba, la cual se caracteriza por la presencia de mantos de carbonatos sobrepujados, en dirección NW – SE, aunque a veces aparecen rotados. El yacimiento fue descubierto durante el ensayo del pozo VD – 01, en los depósitos carbonatados del Cretácico Inferior en la década del 70, a través de la entrada de petróleo viscoso de 9–10 ° API. El yacimiento “convencionalmente” en su área conocida está constituido por dos mantos, denominados Central y Norte, el primero más estudiado que el segundo.

Dentro del yacimiento si bien no existen fronteras laterales continuas, han sido separados varios sectores denominados de Oeste a Este, Oeste nuevo, Oeste, Central, y Este, los cuales se diferencian por comportamientos productivos, y niveles de productividad diferenciado de los pozos (González, 2007; Rizo, 2007; Departamento de Yacimiento, 2013).

En el área también se encuentran otros yacimientos como se muestra en la figura 2.1

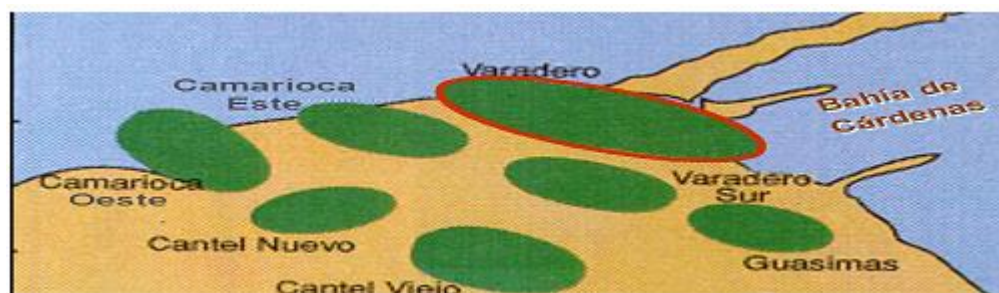


Figura 2.1 Localización del yacimiento Varadero.

2.3 Procedimiento y técnicas utilizadas

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

2.3.1 Investigación documental

La investigación documental es un instrumento o técnica de investigación que permite la recolección de datos a través de documentos escritos (González, 2003).

Esta fue realizada con el objetivo de conocer:

1. Las condiciones de explotación de los pozos del ramal Oeste de la EPEP-C con bombeo de cavidades progresivas.
2. Para ampliar los conocimientos sobre el sistema de bombeo de cavidades progresivas, los problemas que presentan las unidades durante su etapa de explotación y los criterios de aceptación que se deben utilizar en distintas situaciones para aumentar su durabilidad en los cuales algunos de ellos fueron aplicados en la determinación de los problemas que presentaron estas unidades, y en la realización de propuestas de mejoras.
3. Las clasificaciones utilizadas a nivel mundial de tipos de reservorios, unidades de bombeo de cavidades progresivas y del petróleo.
4. Los datos recogidos durante años, no solo en el marco de tiempo del estudio sino desde el inicio de la producción de los pozos que ayudan a determinar posibles problemas o soluciones. Las diversas informaciones alcanzadas condujeron a la elaboración del marco teórico conceptual.

2.3.2 Técnica de observación directa

Durante la investigación en el campo se utilizó la observación directa como técnica complementaria en la recolección de información, se logró identificar los puntos de ubicación de cada una de ellas en los distintos ramilletes y se recopiló una serie de informaciones válidas como:

- Condiciones de la unidad de bombeo
- Tipo de transmisión
- Existencia de manómetros y variadores de frecuencia.

- Obtención de parámetros del variador.
- Tomar registros de presiones de los manómetros

2.3.3 Procedimiento metodológico para la obtención de los datos de los parámetros de producción

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

2- Los datos necesarios sobre los pozos fueron obtenidos a partir del Sistema de Información Especializado (SIE) y del archivo digital localizado un servidor de la empresa, posteriormente con la ayuda de este *software* se realizaron las siguientes actividades:

- Recolección de los valores históricos y actuales de producción en cuanto a (Qf, % BSW, QP, RGP).
- Graficar los caudales históricos de producción.
- Analizar información de completamiento de los pozos.

3- Se buscaron los datos relacionados con el yacimiento como son (presión capa; presión fondo, depresión de trabajo, presiones en cabezal).

Con la ayuda del departamento de Yacimiento de la EPEP-C, se obtuvo la información sobre las presiones de capa y fondo. En el caso de los pozos desde VD-W0 hasta el VD-W6 y los pozos operados por *Sherritt International Oil & Gas* del Centro Colector 7 tienen registradores de presión permanentes en el fondo de los pozos y se obtiene datos en tiempo real de este parámetro. En el caso de la presión de capa o de reservorio se utilizó un método gráfico para la estimación de esta. Este método consiste en graficar algunos valores de presión de capa hallados a la misma profundidad contra la producción acumulada del pozo, así se obtiene una línea de tendencia que permite obtener el valor deseado. Muchos de los datos de presiones de capa y de fondo no fue necesario obtenerlo por ese método debido a que como son pozos de importancia tienen un estricto control con sus mediciones. Los resultados obtenidos se encuentran en el anexo 3.

A partir de la construcción de una serie de gráficos, que permiten visualizar el comportamiento de cada uno de los pozos de estudio. Se graficaron los datos de Qf, Qp, RGP,

Presión de capa, presión de fondo y % BSW en función del tiempo. Se analiza las intervenciones al pozo, sean por reparaciones capitales, reparaciones subterráneas, mediciones geotécnicas u otras. También se analiza las pérdidas de producción por paradas del pozo, que el tiempo perdido se traduce en pérdidas de producción para la empresa.

4- Evaluación del sistema BCP instalado.

Para evaluar los sistemas BCP se seleccionaron los siguientes parámetros:

- Índice de productividad.
- Caudal de producción.
- Porcentaje de agua y sedimentos (% BSW)
- Relación gas-petróleo (RGP)
- La sumergencia de la bomba.
- Eficiencia Volumétrica.
- Torque.

Índice de productividad

Como se expresa en el Capítulo 1, el índice de productividad es el indicador básico de la capacidad específica de producción de un pozo y se calcula a partir de la ecuación 1.6.

Caudal de producción

Para obtener los valores del caudal de producción real a medir en los pozos seleccionados en esta investigación se tomarán las mediciones realizadas en el período comprendido entre enero 2011 a enero del 2014. El resultado de estas mediciones se obtiene a través del *software* AIMAX, el cual registra cada medición en un tiempo determinado.

Cada pozo tiene un régimen de medición que no se realiza estrictamente en el mismo tiempo, puede ser una vez, dos o varias veces al mes según la necesidad de información que se tenga. En caso de los pozos seleccionados el fluido extraído es multifásico pues está compuesto por agua, gas y petróleo, por lo que para analizar el comportamiento de la producción de los pozos en base al caudal de fluido hay que tener en cuenta el porcentaje de BSW para saber el caudal de petróleo.

Porcentaje de agua y sedimentos

Este es uno de los parámetros más importantes cuando se va a analizar la producción de un pozo. Se debe tener un serio monitoreo del mismo pues el solo hecho de la presencia de agua en la producción indica la existencia de una zona acuífera relativamente activa en el reservorio. Valores elevados de este parámetro (mayor o igual a 50%) según Departamento de Yacimiento de la EPEP-C, esto puede indicarnos que la depresión de trabajo (entre la presión de capa y la presión de fondo) está cercana a la depresión de trabajo crítica recomendada. para el pozo, lo cual puede provocar la no deseada conificación del acuífero, lo que generalmente deriva en la pérdida y abandono del pozo.

En los informes anuales se entrega seccionado o diferenciado los pozos según el comportamiento de la inundación como se muestra en la tabla 2.3

Tabla 2.3 Clasificación del comportamiento de la inundación (Departamento 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

Esta condición puede ser un poco variable para determinar sus rangos debido a que la ubicación del pozo en el yacimiento, así como el tipo y las características del yacimiento dictamina su régimen de explotación (Departamento de Yacimiento, 2013).

Esto no quiere decir que no se permita que un pozo trabaje con un valor de porcentaje de BSW regular o malo, pues si tiene un alto caudal de fluido se justifica su operación se lleva un estricto control de la depresión de trabajo o que el agua que se está extrayendo no sea del acuífero sino agua de capa. En la EPEP-C el Departamento de Yacimiento es el encargado de evaluar esa situación.

Relación gas-petróleo (RGP)

Este parámetro no deja de ser importante a la hora de analizar el comportamiento de un pozo debido a que tiene una gran influencia en la durabilidad y en la cantidad de petróleo a extraer

de este. Esta condición puede ser un poco variable para determinar sus rangos debido a que la ubicación del pozo en el yacimiento, así como el tipo y las características del yacimiento dictamina su régimen de explotación. En la EPEP-C el Departamento de Yacimiento traza el régimen de trabajo de cada uno de los pozos para poder obtener un mayor tiempo de explotación de este. Para la calificación de los pozos se tomó un patrón se tiene en cuenta que los volúmenes de gas extraídos por cada metro cúbico de petróleo que se puede traducir en una gran pérdida de energía del yacimiento.

Al igual que para el porcentaje de agua y sedimentos, esto no significa que si un pozo tiene altos valores de caudal de fluido y petróleo, o es un petróleo de alta calidad en cuanto a su densidad, no se le permita operar con un valor alto de RGP. El Departamento de Yacimiento en los informes anuales que entrega una diferenciación de los pozos según el comportamiento de la RGP como se muestra en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 Clasificación del comportamiento de la RGP (Departamento 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	
500-1 000 m ³ /m ³	
1 000-2 000 m ³ /m ³	
2 000-3 000 m ³ /m ³	Pozos en observación
3 000-10 000m ^{3/3}	Su explotación la decide el Departamento de Yacimiento
10 000-50 000	
>50 000	

Para la selección de los pozos a mejorar su producción se tomó como valor aceptable una RGP de hasta 2 000 m³gas/m³petroleo. Los pozos con valor de RGP mayor se tendrán en cuenta según la ubicación de este (Departamento de Yacimiento, 2013).

La sumergencia de la bomba (H)

La sumergencia de la bomba es la profundidad vertical en la que está sumergida la bomba en el pozo en condiciones dinámicas. Se calcula a partir de la ecuación 2.1. En el Anexo 4 se muestran los niveles y la profundidad de anclaje de cada pozo.

$$H = PB - ND \quad (2.1)$$

Donde:

H: la sumergencia de la bomba (m)

PB: Profundidad en la vertical a que está anclada la bomba (m)

ND: El nivel dinámico (m)

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

Los niveles dinámicos se tomaron de las ecometrías que se realizan por el Grupo de Investigaciones a pozos. Este trabajo se realiza con un ecómetro con pistola de gas compacta. Este equipo funciona al conectar el conjunto de la pistola de gas a la abertura anular de la tubería de revestimiento (Noda, 2008; Cruz, 2010; Bandera, 2011).

Eficiencia Volumétrica (η)

Como se mencionó en el capítulo 1, la eficiencia volumétrica se define como la relación entre el caudal real bombeado y el caudal teórico. Se calcula a través de la ecuación 1.4. En el Anexo 4 se muestran los resultados.

Torque

El torque transmitido por el cabezal a la columna de cabillas depende de la potencia, la velocidad a que rota el motor y la relación de reducción. Para obtener este valor se utilizó la ecuación 2.2. Este valor se puede obtener mediante tablas ofrecidas por los proveedores de cada bomba (Hirschfeldt, 2008; Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Rossi, 2009). En el Anexo 5 se muestran los resultados.

$$T = \left[\frac{Pot * 5252}{N_{mot}} \right] \bullet IT \quad (2.2)$$

Donde:

T: Torque en la barra pulida (lb/ft).

Pot: Potencia consumida (hp).

Nmot: Velocidad del motor (rpm).

IT: Relación de reducción.

En los pozos de los Centros Colectores 10 y 11, los datos obtenidos de los variadores de frecuencia sobre el torque varía la forma de ser expresada ya que se expresan en porcentaje del torque admisible.

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

$$\bar{x} = \sum \frac{x}{N} \quad (2.3)$$

Dónde:

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

x : Mediciones realizadas.

N: Número de mediciones.

En el Anexo 6 se muestran los resultados.

2.4 Criterio de análisis de los resultados

Para cumplir el objetivo propuesto en la investigación es necesario utilizar los criterios de evaluación en cada uno de los parámetros que concierne con la explotación de los pozos de petróleo que se establecen para el control de los yacimientos y el buen estado de las unidades de bombeo.

A continuación se describen las variables y los criterios de aceptación para la explotación de los pozos como se muestra en la tabla 2.5. Para la determinación de estos criterios de aceptación fue necesario realizar una amplia revisión de bibliografía de ingeniería de yacimientos y de bombeo de cavidades progresivas (Curso de bombeo de cavidades progresivas, 2009; Trujillo, 2009; Ferrer, 2010; Bandera, 2011; Departamento de Yacimiento, 2013).

Tabla 2.5 Criterios de análisis de resultados.

Parámetros	Criterios de Aceptación
Índice de productividad (IP)	$IP < 1,17 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ 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.
Caudal de fluido (m^3/d)	$Q = Q_t$
Porcentaje de agua y sedimentos (% BSW)	$\% \text{ BSW} \leq 50\%$
Relación gas-petróleo (RGP)	$\text{RGP} \leq 2\,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Sumergencia de la bomba (m)	$H \geq 200 \text{ m}$
Eficiencia (%)	$\eta \geq 60\%$
Torque (lb-ft)	$T_{real} < 80\% T_{ad}$

2.5 Metodología del análisis económico

Para el análisis económico se tuvo en cuenta los pozos pertenecientes a la EPEP-C, porque no es posible publicar la información económica de los pozos que pertenecen a *Sherritt International Oil & Gas*. Se presupone que la factibilidad de la implementación de medidas en los pozos operados por la compañía canadiense debido a que todos los gastos ya sean, trabajos de intervención, equipamiento subterráneo a utilizar son costeados por ellos. Los primeros meses después de la implementación de la medida se reparten en porcentajes acordados de la producción hasta que la compañía supla sus gastos, después vuelven a repartirse las ganancias en porcentajes acordados.

2.5.1 Metodología del análisis económico de la EPEP-C

Para validar la implementación de la medida es necesario analizar todas las aristas que influyen en su realización como son relación de consumibles, servicios contratados y logística. En la tabla 2.6 se dividen los gastos operacionales de inversión y se analizan otros factores.

Tabla 2.6 Ficha de costo de inversión de trabajos en pozos.

	Costo USD	Costo CUP	Total
Productos químicos a utilizar y herramientas.	-	-	-
Vehículos especializados (grúa, cementador, entre otros).	-	-	-
Equipo de intervención o perforación de pozos, fuerza de trabajo, servicio de alojamiento y alimentación en el campo durante el tiempo de operaciones.	-	-	-
Contingencias (10%)	-	-	-
Subtotal			

Se toma como incremento de la producción esperado el caudal de petróleo que presentara el pozo antes de las afectaciones ocurridas o caídas bruscas en su comportamiento. Con estas cifras se calcula la cantidad de dinero que aporta el pronóstico de producción diaria. Por la rápida recuperación del dinero invertido en los trabajos se considera innecesario realizar un estudio más detallado que incluya flujos de caja y depreciación del dinero (Batista, 2010).

$$I + C = \text{Monto Total} \quad (2.4)$$

Donde:

- I es los gastos de inversión que se calculan como se muestra en la tabla anterior.
- C son los costos y se calculan con la expresión 2.5

$$\text{Costos} = p * G_n \quad (2.5)$$

Donde:

- p es la cantidad de metros cúbicos de petróleo que se dejaron de producir.
- G_n es la ganancia por metros cúbicos de petróleo.

$$G_n = P - C_p \quad (2.6)$$

Donde:

- P es el precio que CUPET paga por un metro cúbico de petróleo.
- C_p es el costo de producción de un metro cúbico de petróleo.

La obtención de este resultado permite, que al conocer el aumento de producción, se calculen los ingresos a la Empresa. Por la rápida recuperación de la inversión en los trabajos por la compañía y de los costos de la EPEP-C, se considera innecesario realizar un estudio más detallado que incluya flujos de caja y depreciación del dinero (Batista, 2010).

Capítulo 3 Resultados y discusión

3.1 Análisis del comportamiento productivo de los pozos

En la producción de petróleo existen varios parámetros de explotación de los pozos que son de gran importancia para el análisis de los comportamientos productivos. El caudal de fluido acumulado, presión de capa, presión de fondo, RGP, % BSW, caudal de petróleo y caudal de fluido. A continuación se analizan los historiales productivos de los pozos.

Pozo VD-W0

En la figura 3.1 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

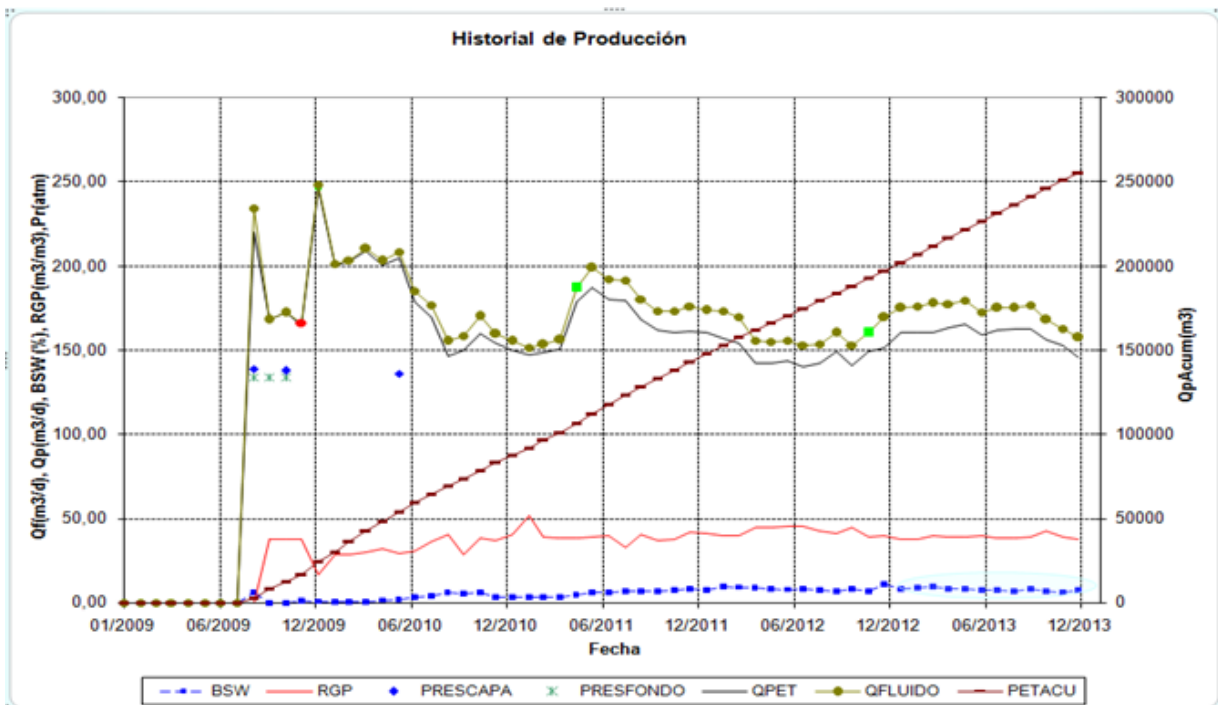


Figura 3.1 Comportamiento del pozo VD-W0.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W0

- Producción inicial: 240 m³/d.
- Producción actual: 160 m³/d.
- Producción acumulada: más de 250 000 m³.
- El porcentaje de BSW aumento de 8% desde el inicio de explotación.

- La presión de capa disminuyó en 3 atm.

Principales eventos

- 1- En diciembre de 2009 se aumentó la abertura de la válvula de choque de 25 a 29 mm.
- 2- En enero de 2010 se disminuyó la abertura de la válvula de choque de 29 a 12 mm.
- 3- En mayo de 2011 se aumentó la abertura de la válvula de choque de 12 a 16 mm.
- 4- En noviembre de 2012 se aumentó la abertura de la válvula de choque a 20 mm.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 904 m LI (1 716 TVD). Se decidió terminar sin encamisar (desnudo) y se encuentra surgente por la tubería de producción del pozo (*casing*), pero también se utiliza la bomba de profundidad para aumentar la producción. En el mismo se instalaron manómetros de memoria debajo de la bomba y al fondo de la tubería, a 1 432 TVD y se puso en explotación con bombeo BCP a 1 301 m LI (1 121 TVD).

Pozo VD-W1

En la figura 3.2 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

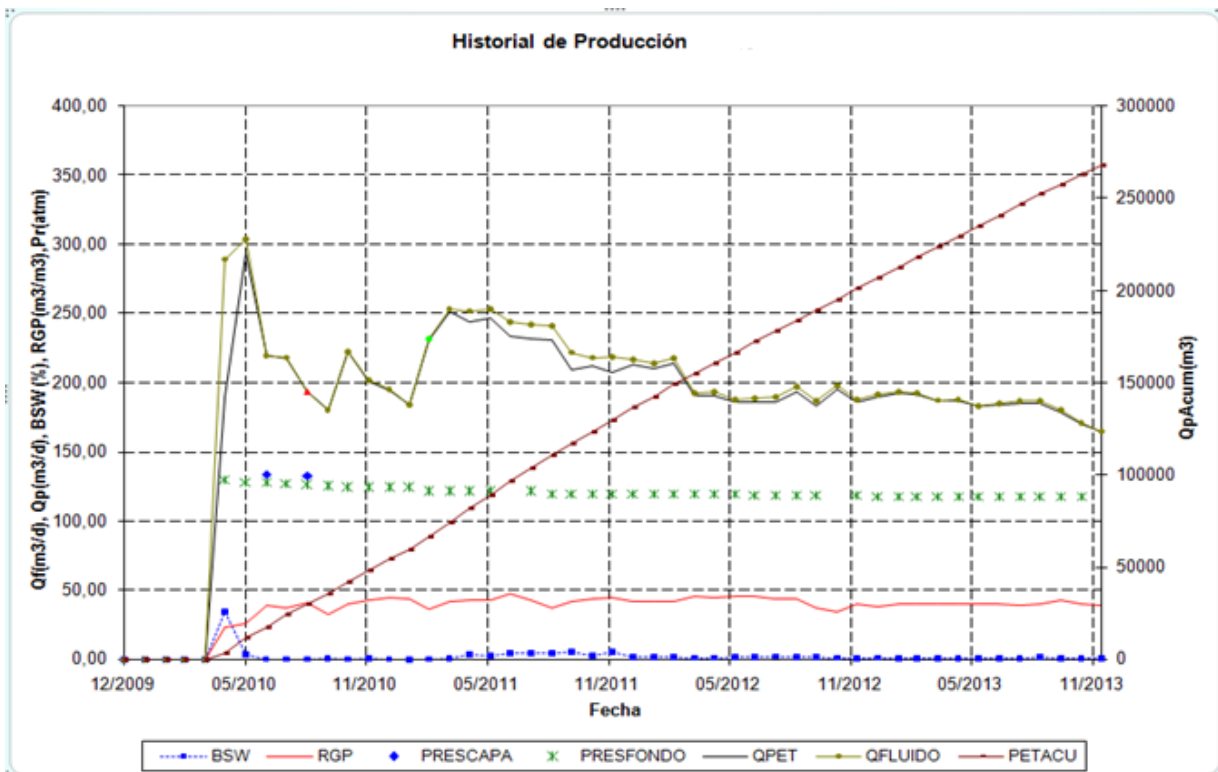


Figura 3.2 Comportamiento del pozo VD-W1.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W1

- Producción inicial: 290 m³/d.
- Producción actual: 165 m³/d.
- Producción acumulada: más de 260 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de capa disminuyó en 1 atm

Principales eventos

- 1- En septiembre de 2009 se rompió la bomba y quedó surgente.
- 2- En marzo de 2011 se aumentó la abertura de la válvula de choque de 14 a 18 mm.

Se encuentra surgente, pero la bomba en estos momentos no funciona. Este pozo alcanzó una profundidad total de 6 083 m LI (1 677 TVD). Se decidió terminar sin encamisar (desnudo) unos 1903 m debido a las grandes pérdidas que se presentaron hacia la parte final del pozo y que llegaron a alcanzar casi los 2 000 m³ de lodo, se considera que pudieran haber creado canalizaciones que provocaran la entrada de agua temprana al pozo y se tiene en cuenta la imposibilidad de aislamiento de la misma en caso de terminar encamisado con filtros.

Pozo VD-W2

En la figura 3.3 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.



Figura 3.3 Comportamiento del pozo VD-W2.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W2

- Producción inicial: 220 m³/d.
- Producción actual: 160 m³/d.
- Producción acumulada: 200 000 m³.
- El porcentaje de BSW desde el inicio de la explotación fue representativo.
- La presión de fondo disminuyó en 7 atm.

Principales eventos

- 1- En septiembre de 2010 se cambió la bomba por una (M-M).
- 2- En enero y febrero de 2012 se aumentó las rpm de 125-150-170.
- 3- En noviembre de 2013 se aumentó las rpm de 205 a 210 rpm.
- 4- En mayo de 2014 se cambió la bomba por una elastomérica.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 6 450 m LI (1 695 TVD). Se decidió terminar desnudo unos 2 222 m se considera la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la recuperación de la producción de petróleo.

En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real a 2 569 m LI (1 440 TVD).

Pozo VD-W3

En la figura 3.4 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

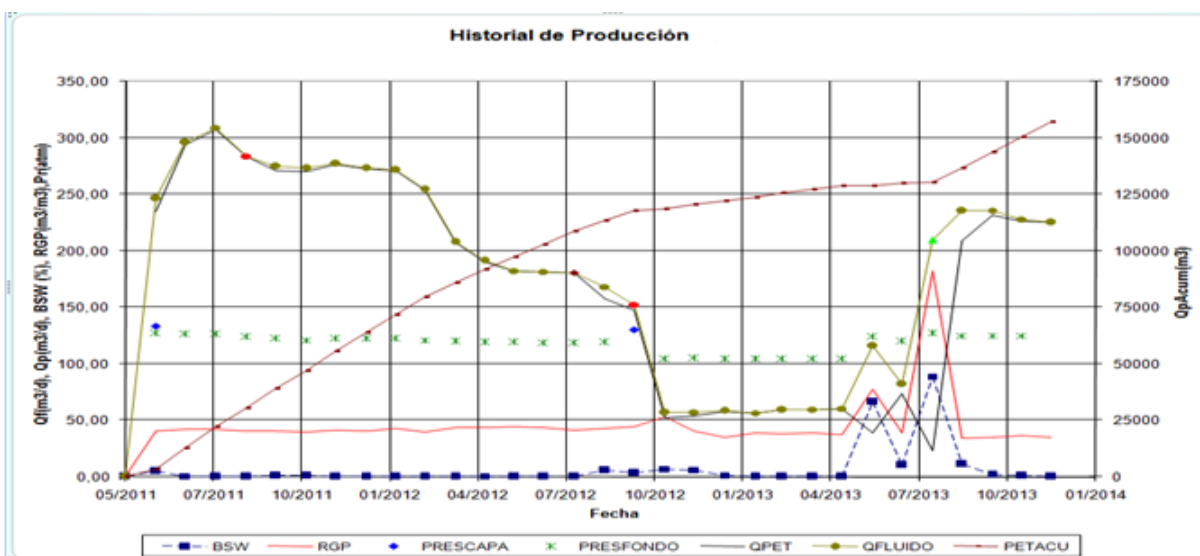


Figura 3.4 Comportamiento del pozo VD-W3.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W3

- Producción inicial: 310 m³/d.
- Producción actual: 260 m³/d.
- Producción acumulada: 160 000 m³.
- El % BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.

Principales eventos

- 1- En septiembre de 2011 se rompió la bomba y quedó surgente.
- 2- En agosto de 2012 se aumentó choque de 18 a 24 mm.
- 3- En octubre de 2012 se cambió la bomba.
- 4- En octubre de 2012 se derrumbó el caño.
- 5- En agosto de 2013 se re-perforó el pozo.
- 6- En marzo de 2014 se aumentó la abertura de la válvula de choque de 10 a 15 mm.

Este pozo alcanzó una profundidad de 6 000 m LI (1 615 TVD) después de la re-terminación en agosto de 2013. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real a 2 513 m LI (1 359 TVD). Se decidió terminar desnudo se considera la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la recuperación de la producción de petróleo.

Pozo VD-W4

En la figura 3.5 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

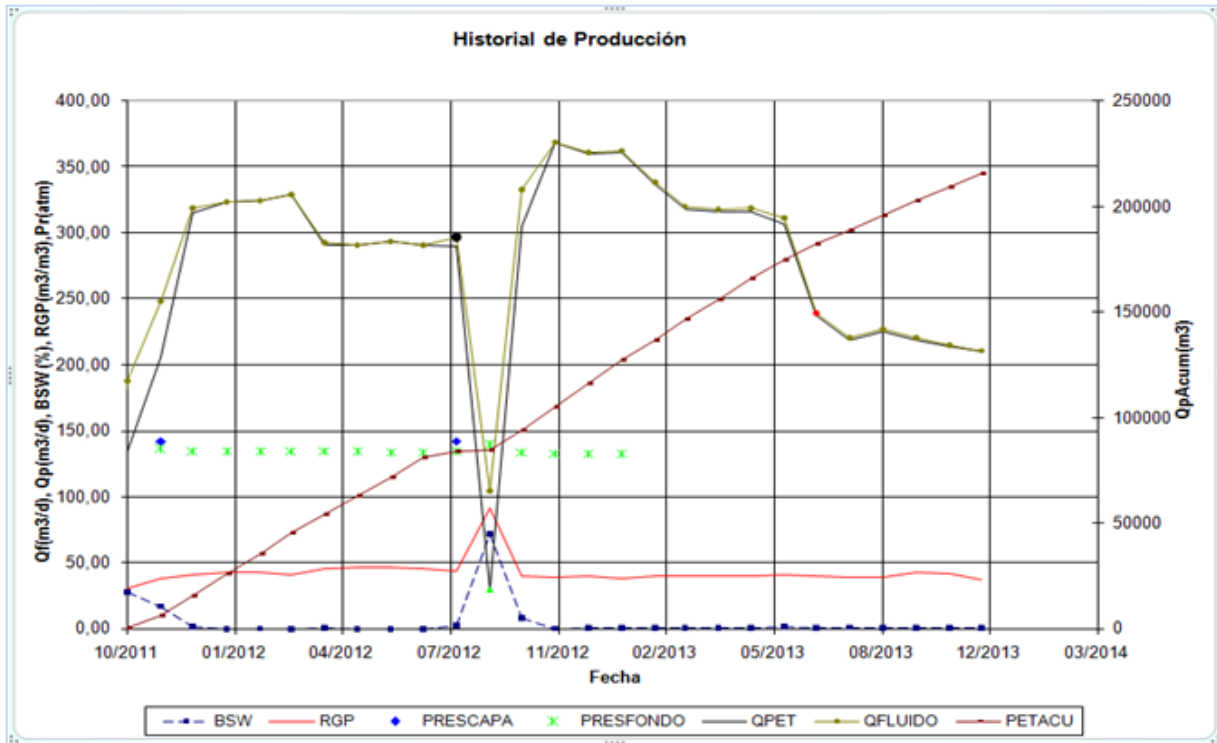


Figura 3.5 Comportamiento del pozo VD-W4.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W4

- Producción inicial: 310 m³/d.
- Producción actual: 210 m³/d.
- Producción acumulada: 220 000 m³.
- El % BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.

Principales eventos

- 1- En agosto de 2012 se cerró el pozo por interferencia con el VD-W6.
- 2- En septiembre de 2012 se aumentó la abertura de la válvula de choque de 18 a 24 mm.
- 3- En julio de 2013 se rompió la bomba y quedó surgente.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 709 m LI (1 587 TVD). Se decidió terminar desnudo se considera la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la

recuperación de la producción de petróleo. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real a 2 920 m LI 1 448 TVD y su producción comienza en octubre de 2011 mediante explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 1 106 m.

Pozo VD-W5

En la figura 3.6 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

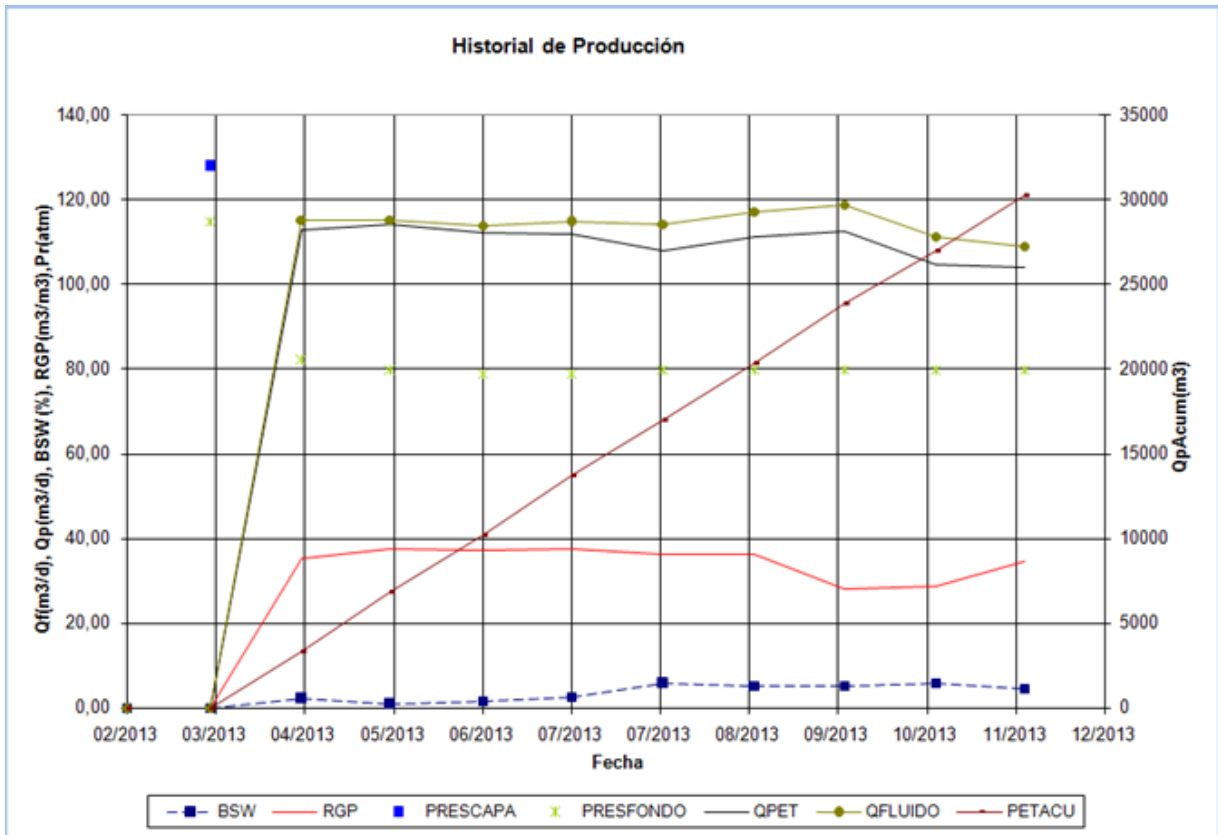


Figura 3.6 Comportamiento del pozo VD-W5.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W5

- Producción inicial: 110 m³/d.
- Producción actual: 110 m³/d.
- Producción acumulada: 31 000 m³.
- El porcentaje de BSW aumentó hasta 4%.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 6 156 m LI (1 662 TVD). Se decidió concluir a esta profundidad aunque no se logró alcanzar los horizontes del Manto 1 (reservorios de mayor calidad).

Se decidió terminar desnudo se considera la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la recuperación de la producción de petróleo.

En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 2 837 m LI 1 319 TVD y su producción comienza en marzo de 2013 mediante explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 1 016 m.

Pozo VD-W6

En la figura 3.7 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

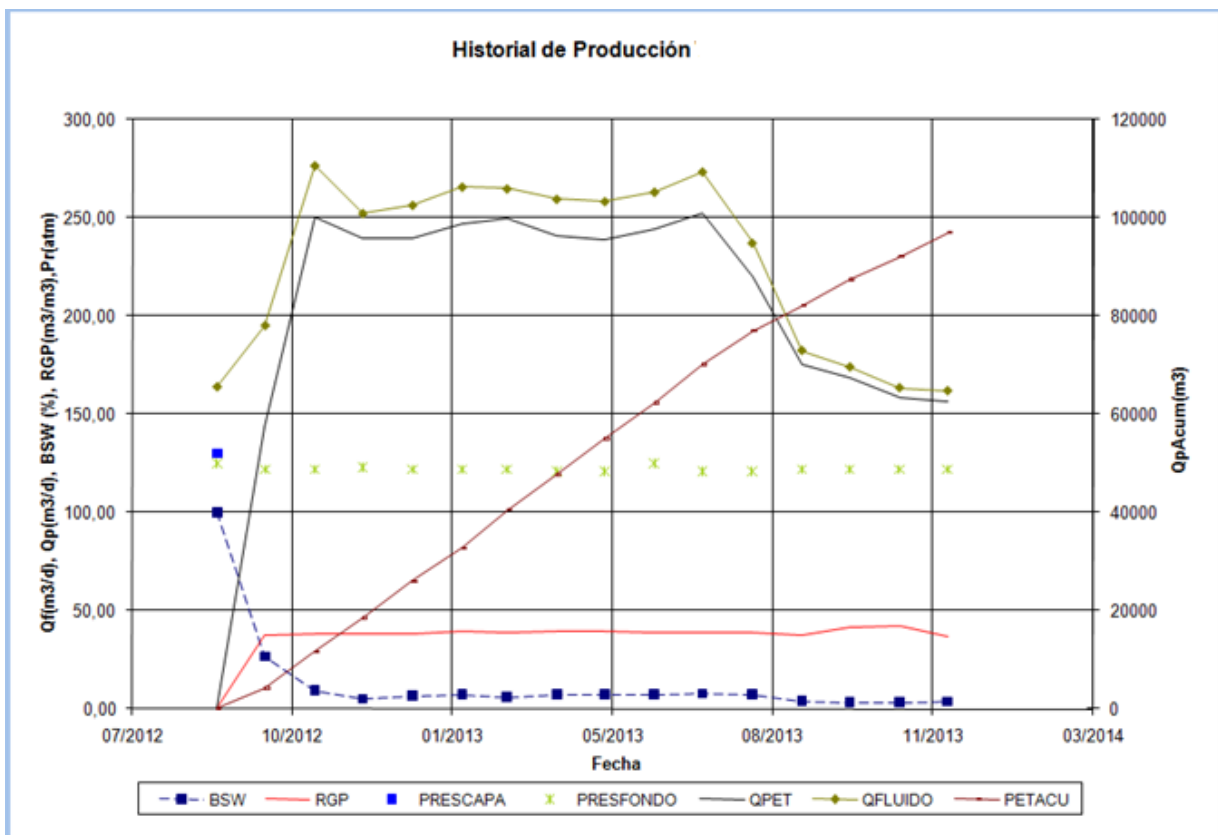


Figura 3.7 Comportamiento del pozo VD-W6.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-W6

- Producción inicial: 270 m³/d.

- Producción actual: 160 m³/d.
- Producción acumulada: 90 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 6 059 m LI (1 658 TVD). Se decidió terminar desnudo se considera la posibilidad de derrumbe o entrada de agua y sedimentos ante lo cual una terminación de este tipo permitiría el aislamiento de intervalos en cualquier situación y la recuperación de la producción de petróleo.

En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería y su producción comienza en septiembre de 2012 mediante explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 951,7 m.

Pozo VD-K10

En la figura 3.8 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

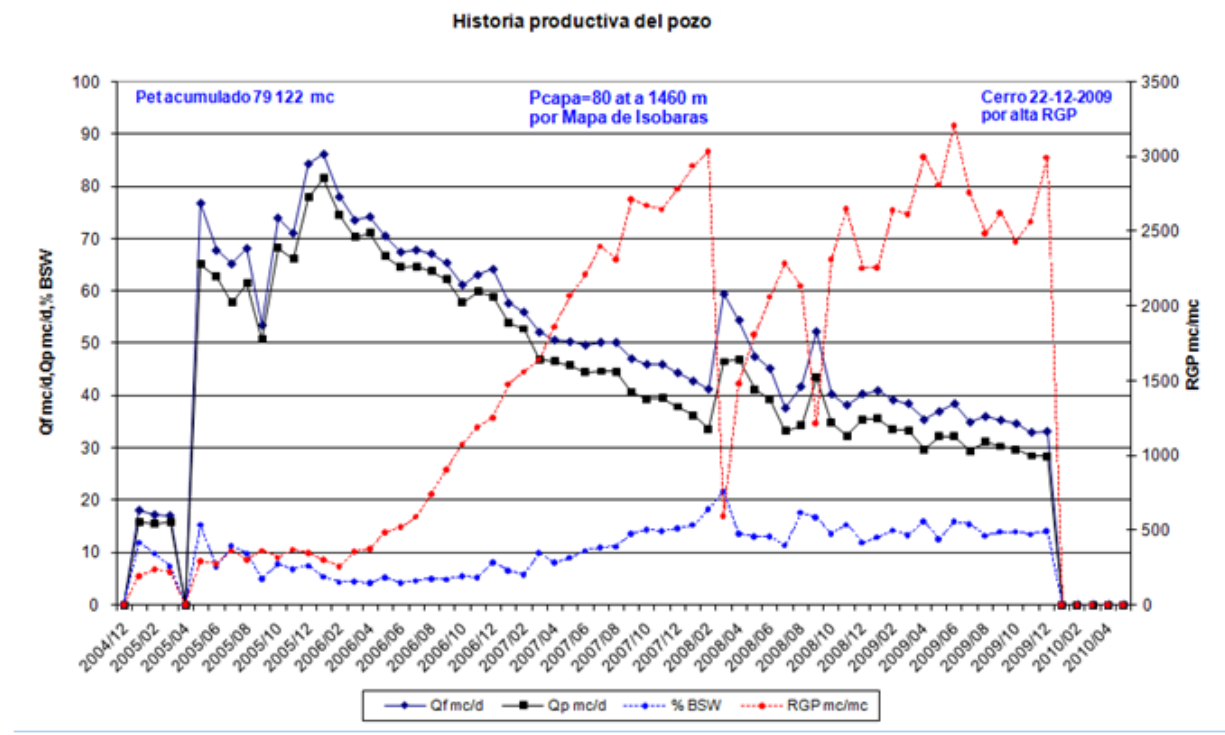


Figura 3.8 Comportamiento del pozo VD-K10.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-K10

- Producción inicial: 75 m³/d.

- Producción actual: 24 m³/d.
- Producción acumulada: 79 122 m³.
- El porcentaje de BSW aumentó hasta un 10% desde el inicio de explotación.
- La RGP superó los límites permisibles en dos ocasiones.

Principales eventos

- 1- En enero de 2008 se aisló con *packer* la zona productora de gas.
- 2- En diciembre de 2009 se cerró por alta relación gas-petróleo.
- 3- En diciembre de 2011 se cerró por alta relación gas-petróleo.
- 4- En marzo de 2013 se cerró por alta relación gas-petróleo.

Este pozo alcanzó una profundidad de 2 707 m LI después se realizó una nueva entrada (*re-entry*) hasta la profundidad de 3 160 m quedó encamisado hasta los 3 010 m con algunos metros con caño desnudo y produce por un intervalo punzado. La otra entrada perforada fue obstruida con un tapón de cemento. Este pozo fue operado por *Sherritt International Oil & Gas* hasta 2011, año en que pasó a ser operado por CUPET, además produce con una explotación cíclica por decisión del Departamento de Yacimiento de la EPEP-C.

Su explotación comienza en 2004 con bombeo convencional, en 2005 se bajó una PCP.

Pozo VD-K14

En la figura 3.9 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

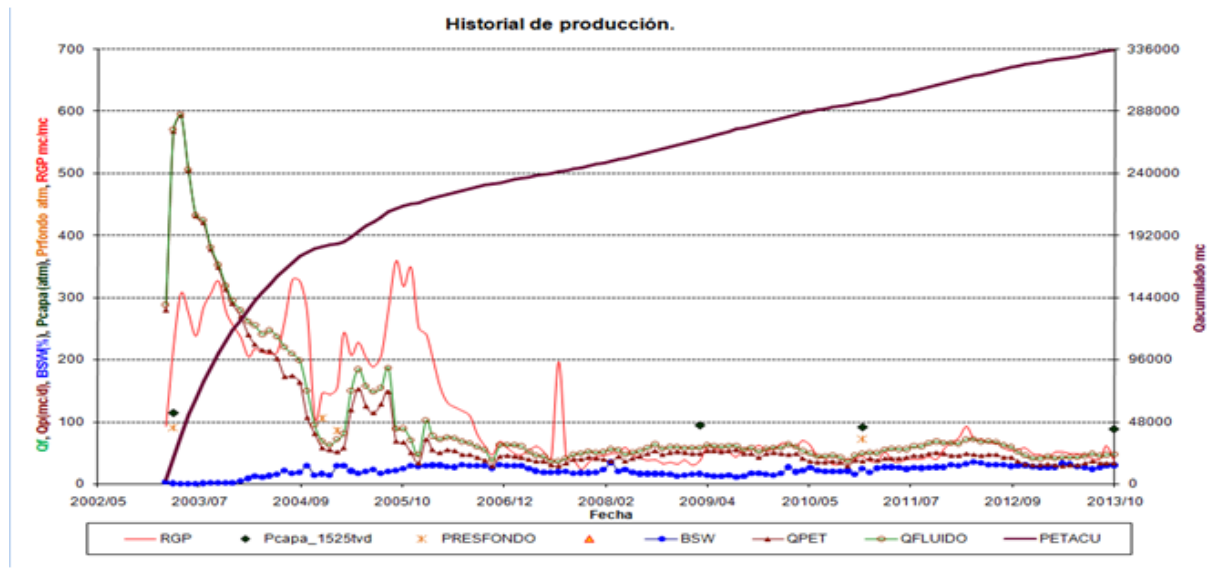


Figura 3.9 Comportamiento del pozo VD-K14.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-K14

- Producción inicial: 600 m³/d.
- Producción actual: 40 m³/d.
- Producción acumulada: 336 000 m³.
- El porcentaje de BSW aumentó hasta un 28% desde el inicio de explotación.

Principales eventos

- 1- En febrero de 2003 se montó un Amscopt con bomba de 82,5 mm.
- 2- En diciembre de 2005 se montó la PCP NTZ 500 X 150 STM 68.
- 3- En octubre de 2006 se montó la PCP NTZ 400 X 200 DT 50
- 4- En octubre de 2013 se cambió la bomba.

Este pozo alcanzó una profundidad de 3 398 m LI con 1 200 m de caño desnudo. En 2005 se constató el fondo y se encuentra a 3 176 por lo que presenta 222 m obstruidos. Además produce por dos intervalos punzados.

Pozo VD-SH1

En la figura 3.10 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

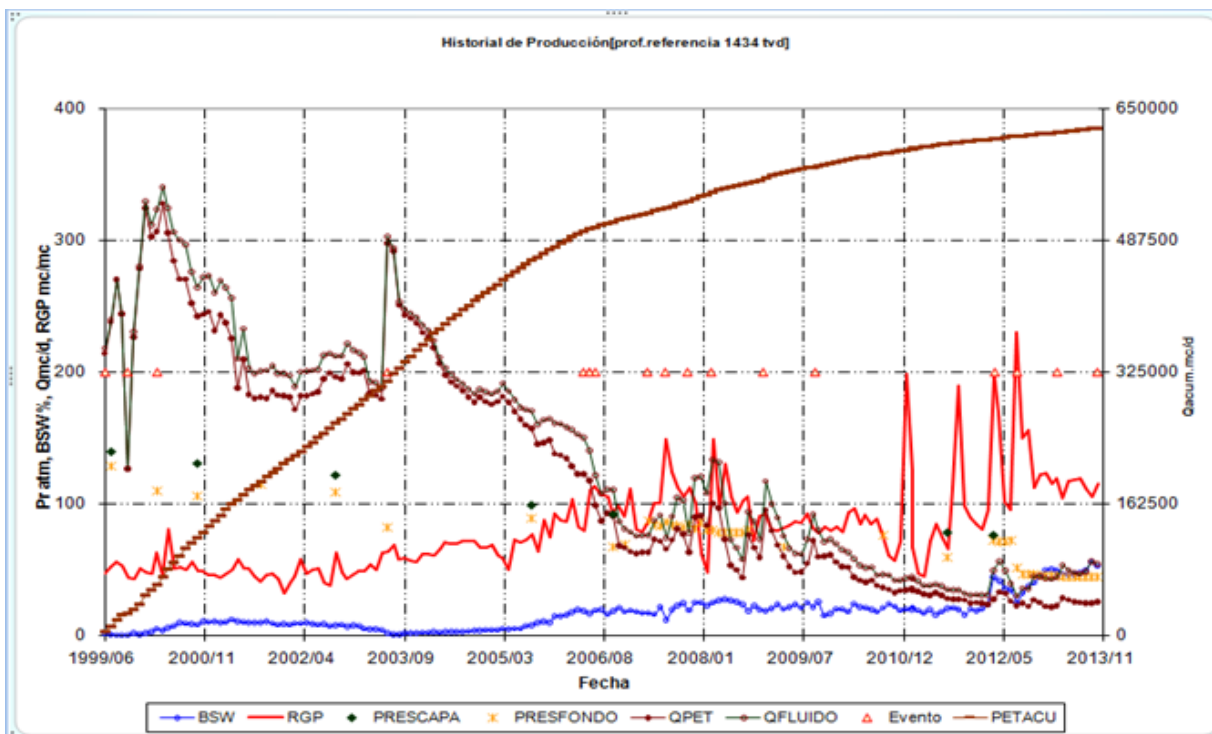


Figura 3.10 Comportamiento del pozo VD-SH1.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH1

- Producción inicial: 340 m³/d.
- Producción actual: 30 m³/d.
- Producción acumulada: 640 000 m³.
- El porcentaje de BSW aumentó hasta un 52,8% desde el inicio de explotación.
- La RGP aumentó desde el inicio de explotación, pero no se acerca a los límites permisibles.

Principales eventos

- 1- En octubre de 1999 se montó bomba de 82,5 mm.
- 2- En junio de 2006 se montó la PCP.
- 3- En septiembre de 2011 se montó la PCP (M-M)
- 4- En julio de 2009 se cambió la bomba.
- 5- En abril de 2012 se probó el montaje del bombeo electrosumergible.
- 6- En agosto de 2012 se montó una PCP Insertada

El pozo alcanzó una profundidad de 3 500 m LI, tiene 1 100 m de caño desnudo explotándose con dos caños a 3 500 m y 3 310 m. El pozo VD-SH1 comenzó su explotación en el año 1999 y utilizó el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con Rotaflex.

Pozo VD-SH2

En la figura 3.11 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

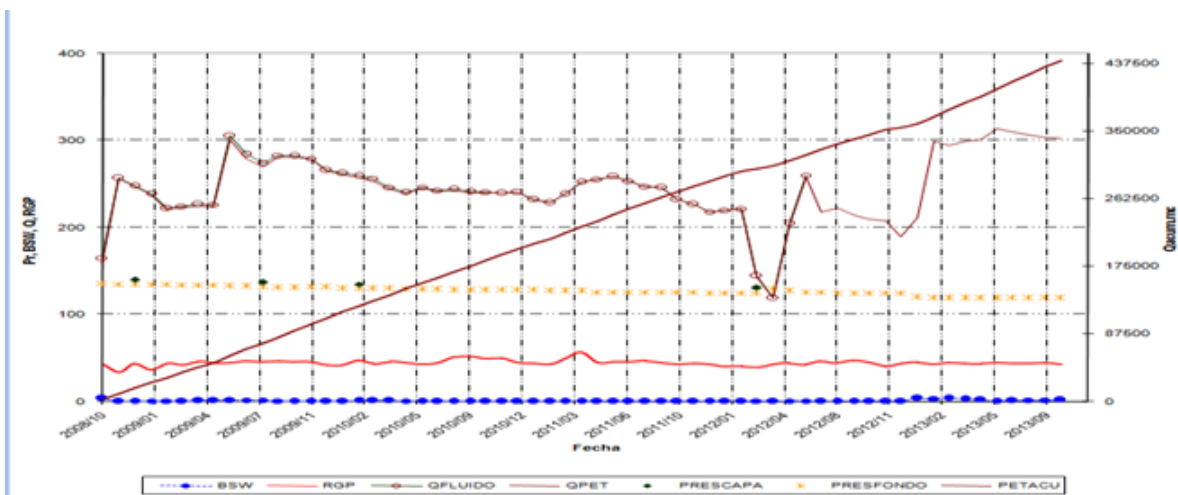


Figura 3.11 Comportamiento del pozo VD-SH2.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH2

- Producción inicial: 260 m³/d.
- Producción actual: 300 m³/d.
- Producción acumulada: 440 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de fondo disminuyó 17 atm.

Principales eventos

1- En marzo de 2011 se aumentó la abertura de la válvula de choque y quedó surgente.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 4 820 m LI, esta encamisado hasta los 4 700 m tiene 120 m de caño desnudo. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 1 321 m LI (938 TVD). Se realizaron trabajos en él, el último que se realizó fue en febrero de 2013 donde se adecuó el régimen de explotación de 12 pulgadas a 20 pulgadas.

El pozo VD-SH2 comenzó su explotación en el año 2008, se explota actualmente por bombeo de cavidades progresivas y surgencia que tributan al Centro Colector 7 por línea de 20 pulgadas.

Pozo VD-SH3

En la figura 3.12 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

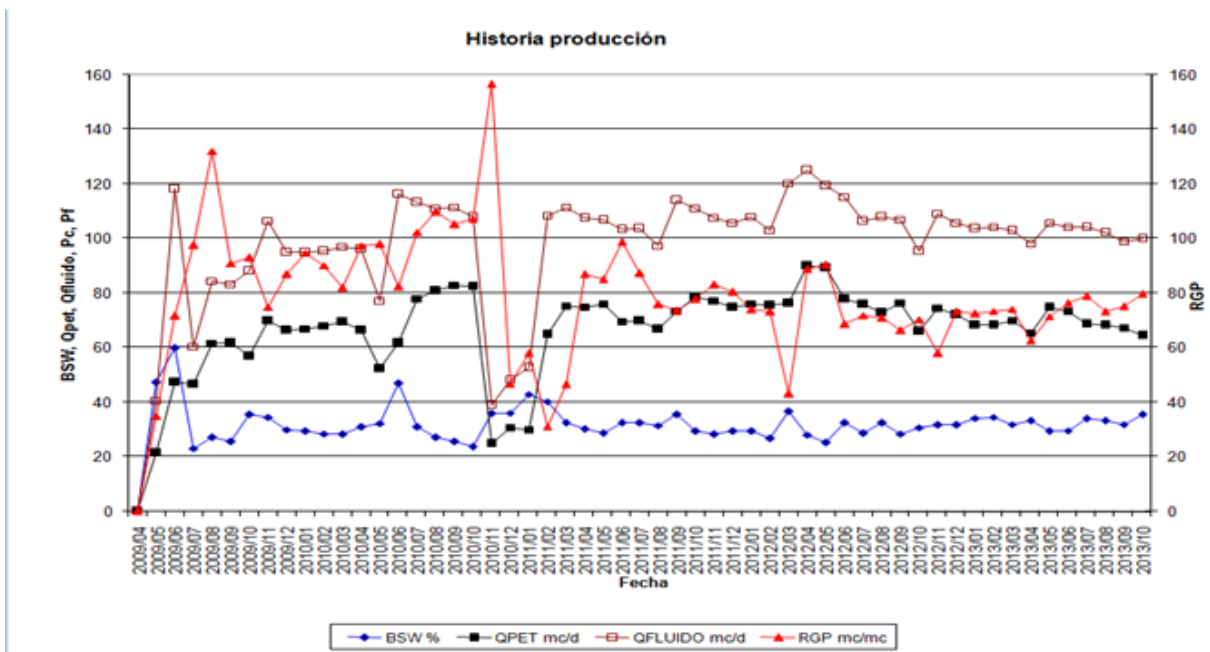


Figura 3.12 Comportamiento del pozo VD-SH3.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH3

- Producción inicial: 120 m³/d.
- Producción actual: 100 m³/d.
- Producción acumulada: 67 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene estable entre 20% y 30% desde el inicio de explotación.
- La presión de fondo disminuyó 17 atm.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 4 600 m LI, esta encamisado hasta los 4 425 m en la nueva entrada, tiene 175 m de caño desnudo; la antigua perforación tiene 3 410 m y fue sellada con un tapón de cemento a 3 181 m. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 3 803 m y su producción comienza en abril de 2009, en la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 1 028,4 m.

Pozo VD-SH4

En la figura 3.13 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

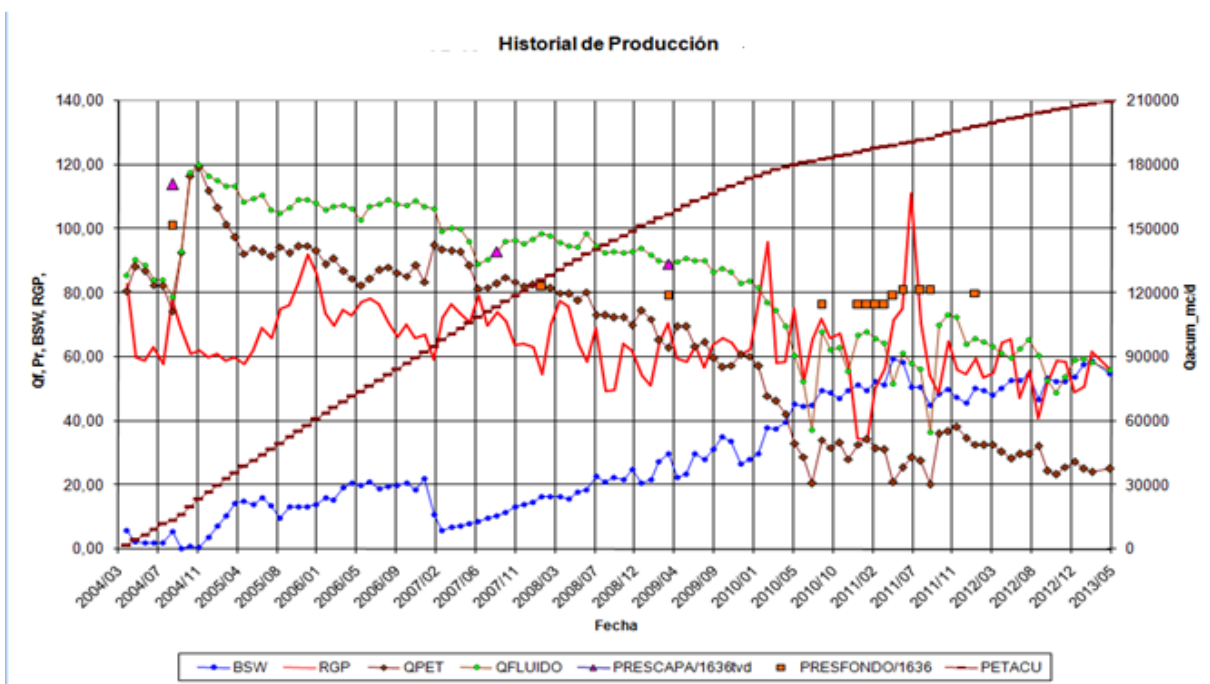


Figura 3.13 Comportamiento del pozo VD-SH4.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH4

- Producción inicial: 90 m³/d.
- Producción actual: 57 m³/d.
- Producción acumulada: 215 000 m³.
- El % BSW aumentó hasta un 54,3% desde el inicio de explotación.

Principales eventos

- 1- En agosto de 2010 se montó la PCP elastomérica.
- 2- En diciembre de 2010 se cambió la bomba por una igual.
- 3- En abril de 2011 se cambió la bomba.
- 4- En mayo de 2011 se aumentó las rpm de 75 a 100.
- 5- En mayo de 2011 se cambió la bomba.
- 6- En mayo de 2011 se aumentó las rpm de 75 a 100.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 3 050 m LI, esta encamisado hasta los 2 195 m tiene 855 m de caño desnudo. El pozo comienza su etapa de explotación en abril de 2004 con una bomba Queen 82,5 mm y un Rotaflex, en septiembre de 2004 se realizó una acidificación.

En abril de 2009 se aisló zona de alta RGP con *packer* inflable a (2 818 y 2 804) m LI, *packer hidroscel* a 2 572 m LI, no observamos un cambio de tendencia en el VD-SH4 en cuanto al crecimiento del porcentaje de BSW después de este evento.

Pozo VD-SH5

En la figura 3.14 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

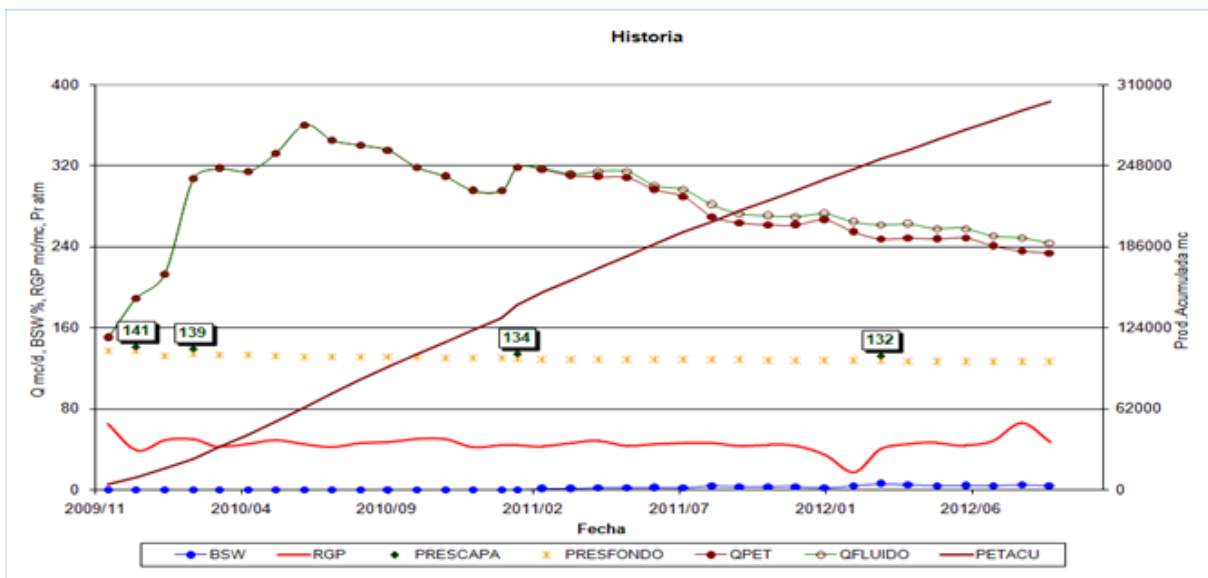


Figura 3.14 Comportamiento del pozo VD-SH5.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH5

- Producción inicial: 150 m³/d.
- Producción actual: 240 m³/d.
- Producción acumulada: 290 000 m³.
- El porcentaje BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de capa disminuyó 9 atm.

Principales eventos

- 1- En enero de 2010 se realizó el cambio de línea de 7 a 12 pulgadas.
- 2- En febrero de 2011 se aumentó la abertura de la válvula de choque a 24 mm

Este pozo alcanzó una profundidad total de 4 860 m LI, esta encamisado hasta los 3 796 m presenta una explotación de dos intervalos con filtro y uno desnudo en los 1 064 m de donde se explota. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 3 382 m y su producción comienza en noviembre de 2009, en la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 957,2 m.

Pozo VD-SH6

En la figura 3.15 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

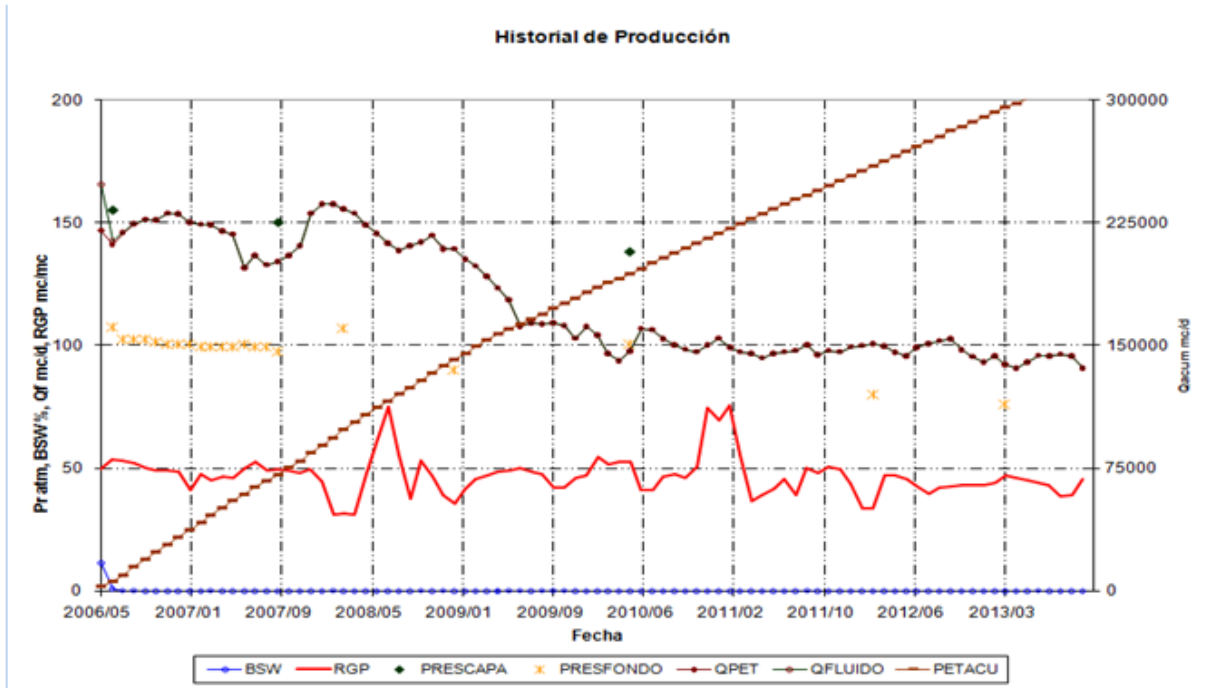


Figura 3.15 Comportamiento del pozo VD-SH6.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH6

- Producción inicial: 150 m³/d.
- Producción actual: 90 m³/d.
- Producción acumulada: 350 000 m³.
- El porcentaje BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de fondo disminuyó 21 atm.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 067 m LI, en el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 3 261 m y su producción comienza en mayo de 2006, en la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP NTZ 500 X 150 STM 140 a la profundidad de 1 165,9 m.

Pozo VD-SH7

En la figura 3.16 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

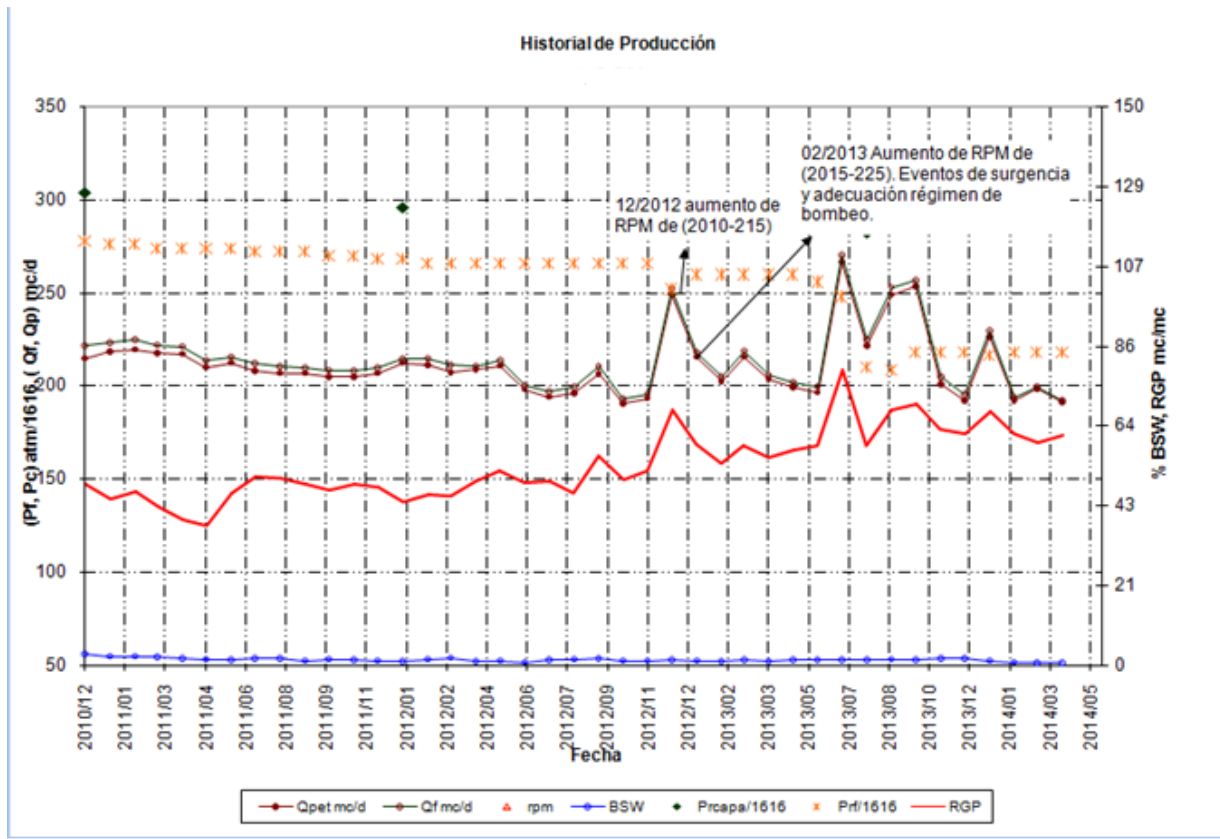


Figura 3.16 Comportamiento del pozo VD-SH7.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH7

- Producción inicial: 220 m³/d.
- Producción actual: 190 m³/d.
- Producción acumulada: 520 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de capa disminuyó 31 atm.
- La presión de fondo disminuyó 57 atm.

Principales eventos

- 1- En noviembre de 2010 se montó la PCP (M-M).
- 2- En diciembre de 2012 se aumentó las rpm de 210 a 215.

3- En febrero de 2013 se aumentó las rpm de 215 a 225 con eventos de surgencia. Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 639 m LI 1 678 m en la vertical, está encamisado hasta los 5 437 m presenta una camisa filtro de 166 m y termina con caño desnudo de 190 m de donde se explota.

En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 2 490 m y su producción comienza en agosto de 2007. A finales de 2008 se intervino y se cambió la bomba y en noviembre de 2010 la bomba se partió y tuvo también que ser sustituida.

En la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP a la profundidad de 1 145 m, con una producción estable.

Pozo VD-SH8

En la figura 3.17 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

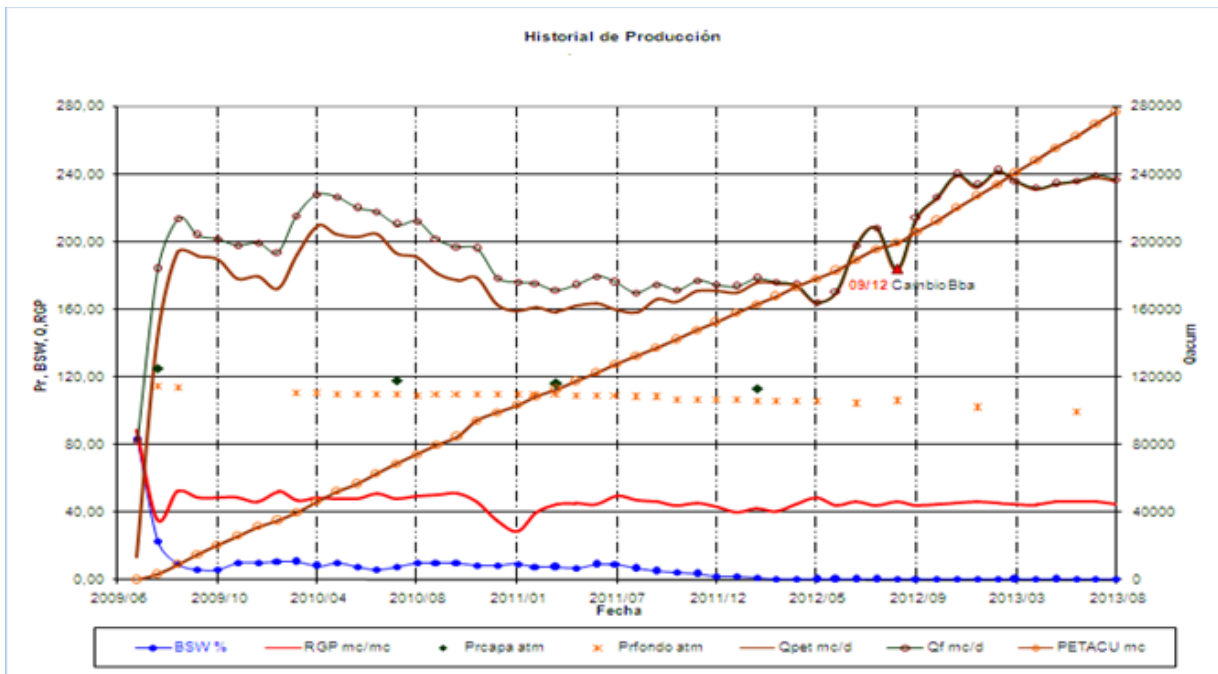


Figura 3.17 Comportamiento del pozo VD-SH8.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH8

- Producción inicial: 200 m³/d.
- Producción actual: 240 m³/d.
- Producción acumulada: 290 000 m³.

- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de capa disminuyó 9 atm.
- La presión de fondo disminuyó 10 atm.

Principales eventos

1- En septiembre de 2012 se cambió la bomba.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 060 m LI, presenta una explotación a caño desnudo con filtro. En el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 3 080 m y su producción comienza en julio de 2009, el 3 de septiembre de 2009 se perdió la comunicación con los registradores del fondo, por lo que se mantuvo el control del pozo mediante el muestreo de porcentaje de BSW y monitoreo de las presiones de superficie. El 12 de marzo de 2010, al realizar reparación para cambio de bomba se empata el cable que se partió y se logra restablecer la comunicación con los registradores.

En agosto de 2012 tuvo un cambio de bomba y en la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP NTZ 500 X 150 STM 140 PCP a la profundidad de 1 099,5 m.

Pozo VD-SH9

En la figura 3.18 se muestran los comportamientos de estos parámetros del pozo.

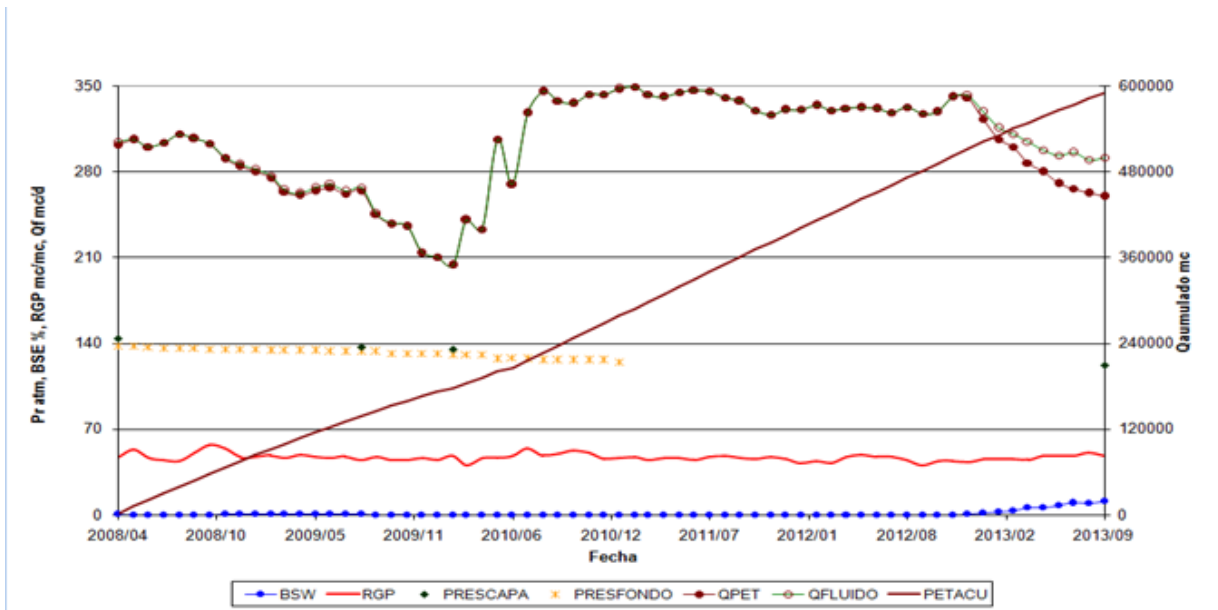


Figura 3.18 Comportamiento del pozo VD-SH9.

Análisis del comportamiento productivo del pozo VD-SH9

- Producción inicial: 300 m³/d.
- Producción actual: 270 m³/d.
- Producción acumulada: 630 000 m³.
- El porcentaje de BSW se mantiene casi en cero desde el inicio de explotación.
- La presión de capa disminuyó 3 atm.
- La presión de fondo disminuyó 5 atm.

Principales eventos

1- En septiembre de 2012 se aumentó la abertura de la válvula de choque a 48 mm.

Este pozo alcanzó una profundidad total de 5 167 m LI, en el pozo se instalaron registradores con lectura en tiempo real en la tubería a 3 760 m y su producción comienza en abril de 2008, en la actualidad presenta explotación por bombeo con PCP NTZ 500 X 150 STM 140 a la profundidad de 1 148 m.

3.2 Resultados de la Evaluación

1. Índice de productividad

Para obtener los valores de potencial de los pozos se calculan los índices de productividad. Se tiene en cuenta el caudal producido y el diferencial de presión entre la presión de capa y de fondo del pozo.

Los resultados se muestran en la tabla 3.1 y en Anexo 5 se muestra los datos utilizados para la realización de los cálculos.

Es necesario mencionar que se calculó el IP para conocer las posibilidades de los pozos de incrementar su producción con los parámetros de explotación adecuados.

Tabla 3.1 Valores de índice de productividad calculados.

Pozo	IP (m ³ /día/atm)	Pozo	IP (m ³ /día/atm)
VD-SH1	13,1	VD-W0	40,2
VD- SH2	23,3	VD-W1	8,5
VD- SH3	17,3	VD-W2	11,4
VD- SH4	4,2	VD-W3	21,2
VD- SH5	41,1	VD-W4	28,0
VD- SH6	2,5	VD-W5	3,4
VD- SH7	25,4	VD-W6	9,6
VD- SH8	17,7	VD-K10	2,1
VD- SH9	49,7	VD-K14	2,3

Los pozos en estudio son pozos relativamente nuevos con pocos años de explotación, algunos se encuentran todavía en estado surgente. Los valores IP obtenidos son relativamente altos debido a lo mencionado anteriormente, solo los casos del VD-K10, VD-K14 y VD-SH6 presentan valores medios entre 1,17 y 3,51 m³/día/atm.

2. Caudal Producido.

El caudal del pozo es la cantidad de petróleo que se extrae de él en un tiempo determinado. Puede explotarse un pozo con surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) sin bombeo, con surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) con bombeo (se obtienen altos volúmenes de producción ya que la bomba con su movimiento y su profundidad colabora en disminuir más el valor de presión de fondo del pozo) y por bombeo. En las figuras 3.19 y 3.20 se muestran los caudales de fluido y caudal de fluido teórico de los pozos con respecto a la bomba instalada.

Los pozos explotados por surgencia no tienen barra de caudales de fluido teórico, los explotados por surgencia y bombeo presentan valores de caudales de fluido superiores a los caudales de fluido teórico y los explotados por bombeo los caudales de fluidos son menores que los caudales de fluido teórico.

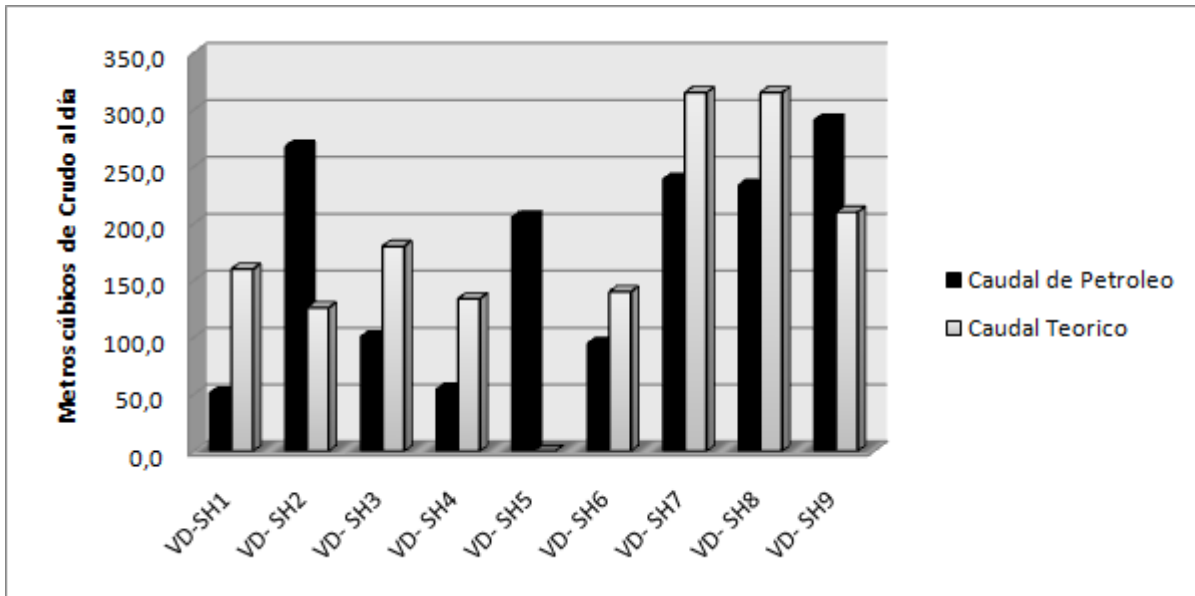


Figura 3.19 Comportamiento de los caudales de los pozos.

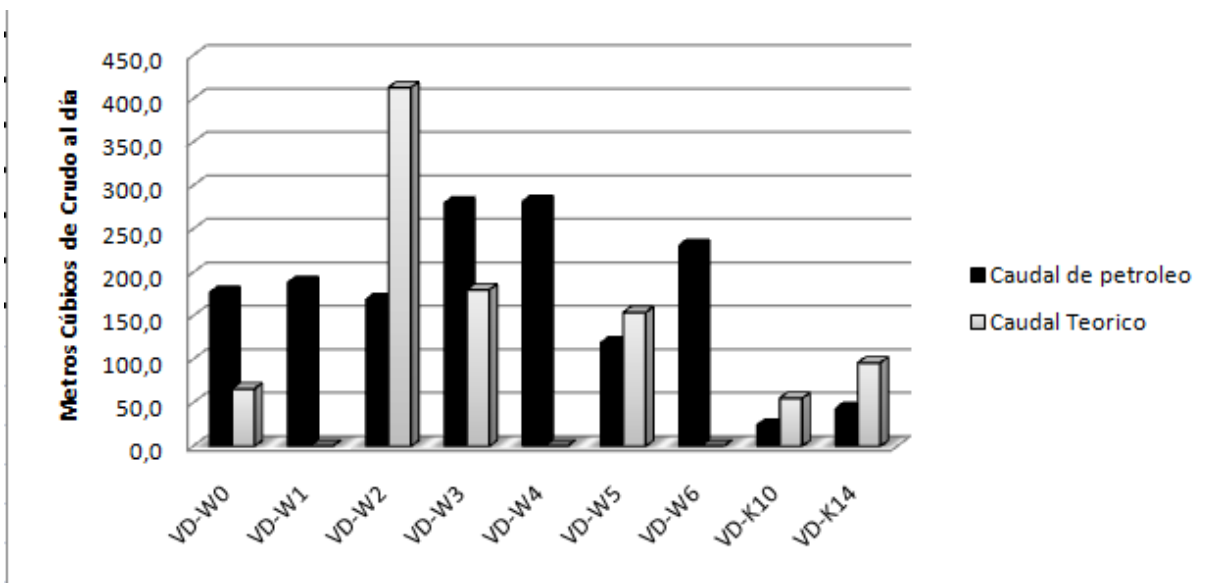


Figura 3.20 Comportamiento de los caudales de los pozos.

3. Porcentaje de agua y sedimento (BSW)

La inundación en los pozos es otro parámetro de importancia porque una mala explotación de un pozo puede conllevar a la pérdida de producción o la pérdida total del pozo. El comportamiento de la inundación se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Valores de % BSW de los pozos.

Pozo	Qf (m ³ /día)	% BSW	Qp (m ³ /día)
VD-SH1	51,1	52,8	24,1
VD- SH2	267,8	2,72	260,5
VD- SH3	100,6	32,6	67,8
VD- SH4	54,4	54,3	24,8
VD- SH5	205,6	5,3	194,7
VD- SH6	94,5	0	94,5
VD- SH7	238,8	1,3	235,7
VD- SH8	233,7	0,4	232,8
VD- SH9	290,8	8,2	267,0
VD-W0	177,0	8	162,8
VD-W1	188,3	0,5	187,4
VD-W2	169,0	44,1	94,5
VD-W3	280,0	10,3	261,7
VD-W4	281,9	0,8	279,6
VD-W5	119,0	4,2	114,0
VD-W6	231,0	6,5	216,0
VD-K10	24,4	11	21,7
VD-K14	43,2	28,1	31,0
	2961,1	9,5	2679,4

Solo siete de los 18 pozos presentan un porcentaje de BSW por debajo de la 10%. Es de relevancia mencionar los pozos VD-SH1, VD-SH4 y VD-W2 con un % BSW de 52,8, 54,3 y 44,1 respectivamente; específicamente el pozo VD-SH1 el porcentaje de BSW viene en aumento en los últimos años.

Relación gas-petróleo (RGP)

La RGP se controla debido a que es la fuente de energía para la extracción de fluido del yacimiento. En los pozos no es alta por el poco tiempo de explotación de muchos de ellos. Se observa que los pozos presentan valores bajos cercanos al valor de factor gaseoso. Solo es necesario señalar los pozos VD-K10 (que estuvo en conservación por tener altos valores de

RGP.) y VD-SH1 que se explotan con valores más elevados, debido al tiempo de explotación El resultado se muestra en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Valores de RGP de los pozos.

Pozo	RGP (m ³ / m ³)	Pozo	RGP (m ³ / m ³)
VD-SH1	111,0	VD-W0	41,9
VD- SH2	44,0	VD-W1	42
VD- SH3	73,2	VD-W2	48,1
VD- SH4	35,9	VD-W3	39,5
VD- SH5	44,3	VD-W4	42,2
VD- SH6	43,6	VD-W5	35,6
VD- SH7	64,9	VD-W6	41,9
VD- SH8	45,4	VD-K10	244,2
VD- SH9	47,9	VD-K14	44

4. La sumergencia de la bomba.

La sumergencia de la bomba es un parámetro de evaluación importante para el funcionamiento de las bombas, debido a que este sistema de levantamiento a diferencia del bombeo mecánico no puede trabajar sin la presencia de fluido, provoca altos torques por el rozamiento entre superficies, altas temperaturas y la destrucción de la bomba.

La sumergencia se calcula con la profundidad en la vertical, al no obtener la información de la inclinometría de los pozos, se analizaron los pozos por los niveles, solo el VD-K14 presenta nivel bajo, pero por la profundidad del anclaje no presenta este problema.

En la tabla 3.4 se muestran los resultados obtenidos de la investigación.

Tabla 3.4 Datos de anclaje y nivel de los pozos.

Pozo	Nivel (m)	Anclaje (m)
VD-SH1	65,0	1 163,7
VD- SH2	0	1 000,3
VD- SH3	50,0	1 028,3
VD- SH4	79,0	1 331,8
VD- SH5	0	957,2
VD- SH6	44,0	1 165,8
VD- SH7	20,0	1 165,7

VD- SH8	6,0	1 099,5
VD- SH9	0	1 148,0
VD-W0	0	1 321,3
VD-W1	0	2 285,1
VD-W2	19,0	1 400,0
VD-W3	0	1 013,2
VD-W4	0	1 105,9
VD-W5	267,0	1 016,8
VD-W6	0	951,7
VD-K10	223,0	1 211,1
VD-K14	676,0	1 275,6

Los expertos dan 200 m como valor de sumergencia mínimo debido a la posibilidad de la existencia de espuma que falsee la medición. Los valores de nivel que son igual a cero es porque el pozo esta surgente, está en la boca de este el fluido o presencia de espuma. En estos pozos con relaciones gas-petróleo bajas no hay influencia de espuma.

5. Eficiencia Volumétrica.

En la tabla 3.5 se muestran los resultados de los cálculos realizados de la eficiencia volumétrica, importante mencionar que tenemos algunos pozos que no se le calcula debido a que presentan surgencia por lo que la bomba solo colabora en la depresión necesaria para su explotación.

Tabla 3.5 Valores de eficiencia volumétrica calculados.

Pozo	Eficiencia (%)	Pozo	Eficiencia (%)
VD-SH1	31,9	VD-W0	-
VD- SH2	-	VD-W1	-
VD- SH3	55,9	VD-W2	40,9
VD- SH4	40,6	VD-W3	-
VD- SH5	-	VD-W4	-
VD- SH6	67,5	VD-W5	77,3
VD- SH7	75,8	VD-W6	-
VD- SH8	74,2	VD-K10	44,3
VD- SH9	-	VD-K14	45

6. Torque

El torque es un indicador de las condiciones de explotación del pozo, este se analiza para poder detectar fallas o roturas en las bombas. Explotar los pozos con el torque adecuado alarga la vida útil de la bomba. Cuando los valores del torque alcanzan valores cercanos al máximo admisible se ajustan los parámetros de bombeo por debajo de los adecuados y esto implica pérdida de producción.

En la tabla 3.6 se muestran los resultados de los obtenidos de los valores de torque, es necesario decir todos los pozos se explotan adecuadamente.

Tabla 3.6 Valores de torques de los pozos.

Pozo	Torque medido (lb/ft)	Torque Max Admisible (lb/ft)	%
VD-SH1	829,3	1 750,7	47,4
VD- SH2	389,3	1 750,7	22,2
VD- SH3	1 095,4	1 750,7	62,6
VD- SH4	802,5	1 750,7	45,8
VD- SH5	0	1 750,7	0
VD- SH6	1 158,0	1 750,7	66,1
VD- SH7	826,7	1 750,7	47,2
VD- SH8	844,0	1 750,7	48,2
VD- SH9	745,2	1 750,7	42,6
VD-W0	235	1 068,2	22,0
VD-W1	0	1 068,2	0
VD-W2	128	1 068,2	12,0
VD-W3	395	1 068,2	37,0
VD-W4	0	1 068,2	0
VD-W5	576	1 068,2	53,9
VD-W6	0	1 068,2	0
VD-K10	472,0	885,2	53,3
VD-K14	910,0	1 750,7	52,0

3.3 Propuestas de mejoras para los pozos

Se realizó un profundo análisis apoyado en el Departamento de yacimiento de la empresa, para identificar posibilidades en algunos pozos de incrementar producción o para estabilizar un parámetro de explotación que pueda afectar el comportamiento adecuado de la explotación del yacimiento.

Pozo VD-W0

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (40,2), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 160 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) y por bombeo por la tubería de producción con bomba (*tubing*). El porcentaje de BSW es bajo (8%), la RGP es baja (41,9) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Además se explota con un torque aceptable (22%) del torque admisible por lo que se propone:

- En 2009 se trató de mejorar los parámetros al aumentar la abertura de la válvula de choque y aumentar las rpm pero los valores de porcentajes de BSW aumentaron por lo que no se llevó a cabo la operación. Se recomienda mantener los parámetros de explotación actuales.

Pozo VD-W1

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (8,5), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 170 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*). El % BSW es bajo (0,5%), la RGP es baja (42) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales, hasta que el pozo comience a perder producción.

Pozo VD-W2

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (11,4), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 150 m³/día. La eficiencia es baja (40,9%). El porcentaje de BSW es elevado (44,1%), la RGP es baja (48,1) y el nivel está en la boca del pozo. Además se explota con un torque aceptable (12%) del torque admisible por lo que se propone:

- Cambiar la bomba NTZ 500 X 150 STM 140 (M-M) por una PCP elastomérica, debido a que la producción de fluido disminuyó considerablemente. Se prevé una explotación con 60 a 70% BSW.

Análisis económico de la sustitución de bomba en el pozo VD-W2.

Del 15 al 20 de junio de 2014 se realizó la sustitución de la bomba al pozo VD-W2. En el momento que fue realizado el trabajo, el pozo producía 24 m³/día con un 14% de BSW, en el siguiente gráfico se muestra las mediciones realizadas durante el 2014, se hace énfasis en dos momentos importantes, primeramente la caída de la producción y el aumento repentino del % BSW hasta inundar el pozo. Por otra parte se señala el momento cuando fue sustituida la bomba, retomado los valores productivos del pozo. Como se muestra en la figura 3.21.

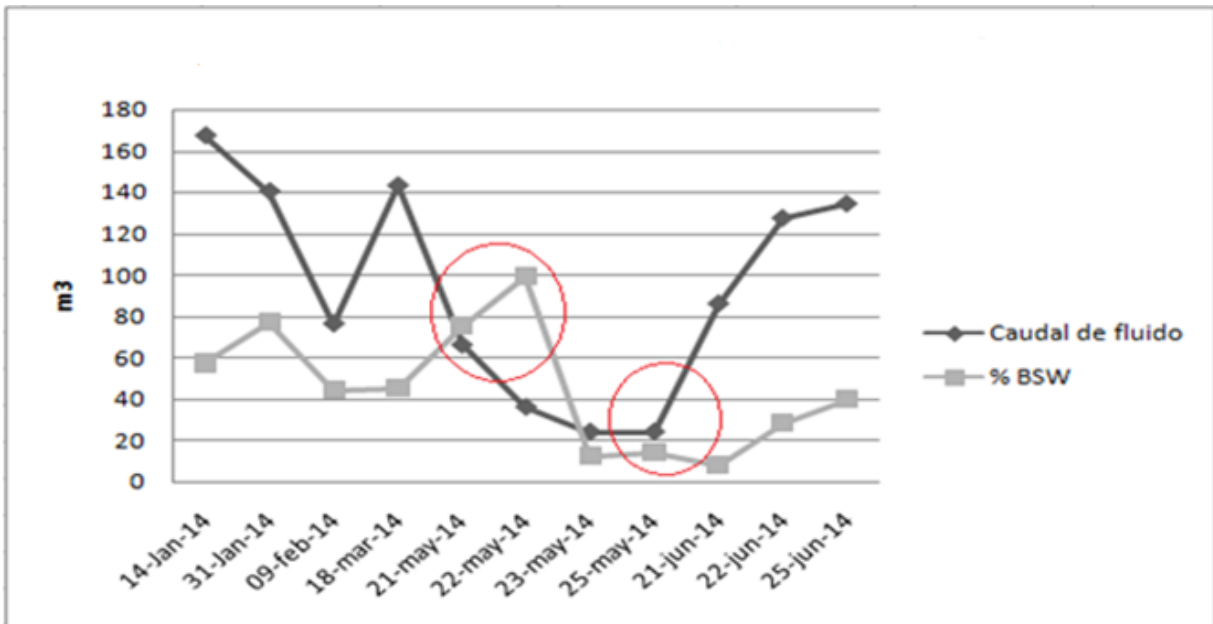


Figura 3.21 Producción del pozo VD-W2 durante el 2014.

Para la implementación de la propuesta de mejora en el pozo VD-W2 fue necesario realizar una serie de actividades, utilizar una determinada cantidad de recursos, y alquilar o pedir servicios a otros, como se muestra en el Anexo 7. Es necesario mencionar las experiencias obtenidas de trabajos similares realizados en los pozos STC-100 y STC-305 pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEP-O).

En la tabla 3.7 se muestran los presupuestos aproximados utilizados para la realización de este trabajo.

Tabla 3.7 Presupuesto de trabajo en el pozo VD-W2.

Presupuesto de trabajos en pozo VD-W2			
Trabajo	Importe Total CUP	Importe Total USD	Total
Cambio de bomba	135955,66	12784,10	148739,76

Con la implementación de la medida se logró estabilizar la producción del pozo VD-W2 en aproximadamente 130 m³/día con 40% de BSW hasta el día 25 de junio de 2014, la bomba se explota a 150 rpm lo que significa que la eficiencia volumétrica es aproximadamente 65% y con un incremento de producción de aproximadamente 106 m³/día de fluido.

El pozo producía 24 m³/día de fluido, 20,6 metros cúbicos de petróleo en el momento de la intervención. Los trabajos duraron 5 días por lo que se dejó de producir 103 metros cúbicos de petróleo. Todo el petróleo extraído por la empresa es comprado por CUPET a un precio de 236,1919 CUC por metro cúbico. La inoperatividad del pozo en ese tiempo repercute en un costo de 11 825,06 CUC. Este valor se suma al costo total de los trabajos de 148 739,76 CUC y los gastos se elevan hasta 160 564,82 CUC, con el aumento de producción de 63,6 metros cúbicos de petróleo, y un costo de producción de un metro cúbico de 114,8065 CUC según el Anexo 8, diariamente se recuperan 7 720,11 CUC, se prevé que en aproximadamente 21 días el pozo sea capaz de pagar la inversión realizada en él.

Pozo VD-W3

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (12,5), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 190 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) y por bombeo por tubería de producción con bomba (*tubing*). El porcentaje de BSW es bajo (10,3%), la RGP es baja (39,5) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Además se explota con un torque aceptable (37%) del torque admisible. Es importante mencionar que en este pozo se ejecutó un programa de mejora de parámetros de explotación cuando se llevó de 10 a 15 mm de la válvula de choque y mantiene un 0% de BSW. Por lo que se propone:

- Dado el comportamiento estable en los principales indicadores de explotación en este pozo, la baja depresión y parámetros del régimen con margen para posibles incrementos de producción, se analizó las posibilidades de proponer un nuevo programa de actividades para mejorar los parámetros de explotación, se define como límites:

Q máximo estimado ~ 345 m³/día

P fondo mínima admisible ~ 123 atm

Secuencia de Operaciones a realizar.

1. Manteniendo el régimen actual, poner pozo en medición.
2. Aumentar la abertura de la válvula de choque de 15 a 18 mm
 - a) Mantener tres días bajo este régimen para lograr estabilización de la producción.

Durante este período:

- b) Realizar descarga de información dos veces al día. Enviar reporte al grupo de yacimientos.
 - c) Realizar muestreo diario para el porcentaje de BSW (dos muestras diarias)
 - d) Enviar reporte de medición diariamente
3. En el caso que se observe algún incremento del porcentaje de BSW, se detendrá el programa de mejora, retornando al último régimen para el que se mantuvo BSW ~0%.

Análisis económico de la propuesta de mejora en el pozo VD-W3.

Del 7 al 9 de marzo de 2014 se ejecutó el programa de mejora de los parámetros de explotación al pozo VD-W3, se llevó la abertura de la válvula de choque de 10 a 15 mm, en ese momento el pozo producía 260 m³/día de fluido, al realizarle la operación, la producción aumentó hasta aproximadamente 300 m³/día. En la figura 3.22 se muestra las mediciones realizadas durante el 2014, y es señalado el marcado aumento de producción anteriormente mencionado.

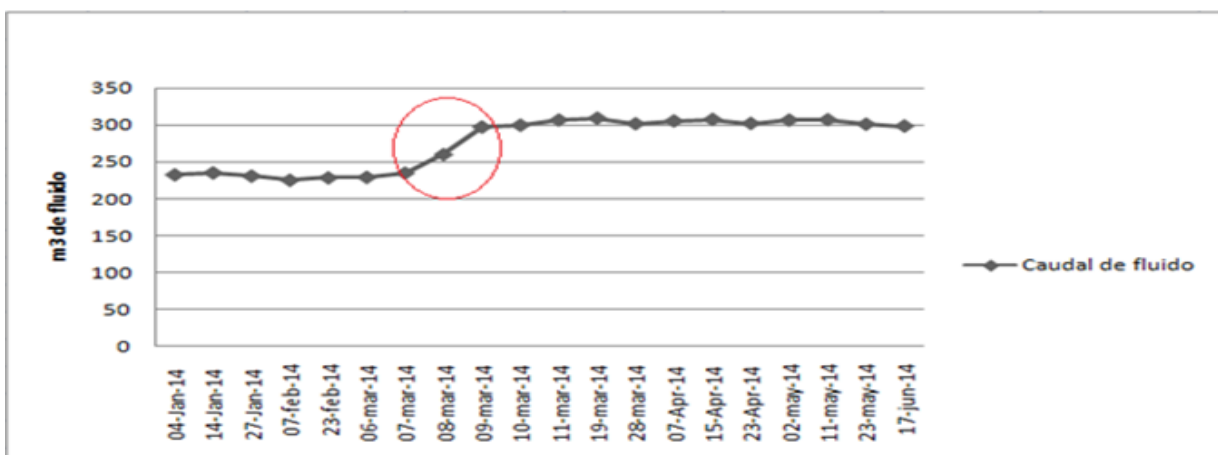


Figura 3.22 Producción del pozo VD-W3 durante el 2014.

Con la ejecución del programa de mejora se obtuvo un incremento de producción de aproximadamente 40 metros cúbicos de petróleo con un comportamiento de 0% de BSW. Todo el petróleo extraído por la empresa es comprado por CUPET a un precio de 236,1919 CUC y un costo de producción de un metro cúbico de 114,8065 CUC según el Anexo 8, los ingresos de la empresa en 107 días hasta el 24 de junio aumentó aproximadamente en 519 529,51 CUC.

Con la operación planteada se prevé que si se mantiene con un porcentaje de BSW aproximadamente en cero y la presión de fondo por encima del valor marcado de 123 atm, la producción de petróleo podría aumentar hasta en 10 metros cúbicos de petróleo, lo significaría aumentar los ingresos diarios de 1 213,85 CUC, lo que demuestra que resulta factible la implementación de esta medida. En caso de no arrojar los resultados deseados se lleva la abertura de la válvula de choque nuevamente hasta 15 mm se estabiliza nuevamente la producción de petróleo.

Pozo VD-W4

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (28), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 260 m³/día. El pozo se está explotando por surgencia en la tubería de producción del pozo (*casing*). El porcentaje de BSW es bajo (0,8%), la RGP es baja (42,2) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales, hasta que el pozo comience a perder producción.

Pozo VD-W5

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (3,4), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 120 m³/día. La eficiencia es buena (77,3%). El porcentaje de BSW es bajo (4,2%), la RGP es baja (35,6) y el nivel está a 267 m de la boca del pozo. El pozo se explota con un valor de depresión muy elevado (35 atm) y además con un torque medio (53,9%) del torque admisible. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales por la alta depresión del pozo.

Pozo VD-W6

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (9,6), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 230 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la

tubería de producción del pozo (*casing*). El porcentaje de BSW es bajo (6,5%), la RGP es baja (41,9) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales, hasta que el pozo comience a perder producción.

Pozo VD-K10

Este pozo presenta un índice de productividad medio (2,1), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 24,4 m³/día. La eficiencia es baja (44,3%). El porcentaje de BSW es bajo (11%), la RGP es baja (244,2) y el nivel está a 223 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (53,3%) del torque admisible. Este pozo se dejó de explotar el 30 de diciembre de 2011 por tener valores de RGP cercanos a los 3 000 m³/m³, pasados ocho meses en agosto de 2012 se comenzó a explotar con una RGP de 54,82 m³/m³. El 25 de marzo de 2013 se dejó de explotar nuevamente por RGP cercanas a los 2 500 m³/m³, en julio de 2013 se comenzó a explotar con RGP de 54,11 m³/m³ y en enero de 2014 se explotaba adecuadamente con una RGP de 179 m³/m³. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales y observar el comportamiento de la RGP para explotar el pozo hasta que alcance valores límites.

Pozo VD-K14

Este pozo presenta un índice de productividad medio (2,3), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 43 m³/día. La eficiencia es baja (45%). El porcentaje de BSW es medio (28,1%), la RGP es baja (44) y el nivel está a 676 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (52%) del torque admisible y con una depresión de 21 atm. En octubre de 2013 se realizó una sustitución de la bomba, la producción del pozo no aumentó. En 2005 se constató el fondo artificial del pozo estaba 222 m más arriba, lo que supone un derrumbe del caño en zona productiva. Existe la posibilidad de que la disminución de la producción esté relacionada con el derrumbe de otra zona en los casi 1000 m restantes con caño desnudo. El potencial del pozo es bajo por la depresión. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros actuales de explotación.

Pozo VD-SH1

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (13,1), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 50 m³/día. La eficiencia es baja (31,9%). El porcentaje de BSW

es elevado (52,8%), la RGP es baja (111) y el nivel está a 65 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (47%) del torque admisible. Por lo que se propone:

- El abandono de las zonas potencialmente productoras de agua mediante *packers* a la profundidad determinada por el Departamento de Yacimiento de la Empresa en el intervalo productivo de 2400 m a 3500 m LI que se explota el pozo.

Análisis económico de la propuesta de mejora en el pozo VD-SH1.

El pozo VD-SH1 pertenece a CUPET pero es operado por la compañía canadiense *Sherritt International Oil & Gas*, las decisiones que se toman son de carácter mutuo. La producción de petróleo de este pozo es interés tanto para EPEP-C como para la compañía. Es importante mencionar que el aparato económico es algo complejo con respecto a la repartición de las ganancias.

Este pozo de continuar con las condiciones de explotación actuales en poco tiempo puede peligrar la futura extracción de crudo de él. El parámetro que afecta al pozo es el porcentaje de BSW que presenta valores elevados.

En la figura 3.23 se muestra las mediciones realizadas durante los años 2011 y 2014 del porcentaje de BSW, del 2011 al 2014 dicho comportamiento tiene una tendencia al ascenso gradual y afecta tanto el tiempo de explotación del pozo como la cantidad de petróleo extraída.

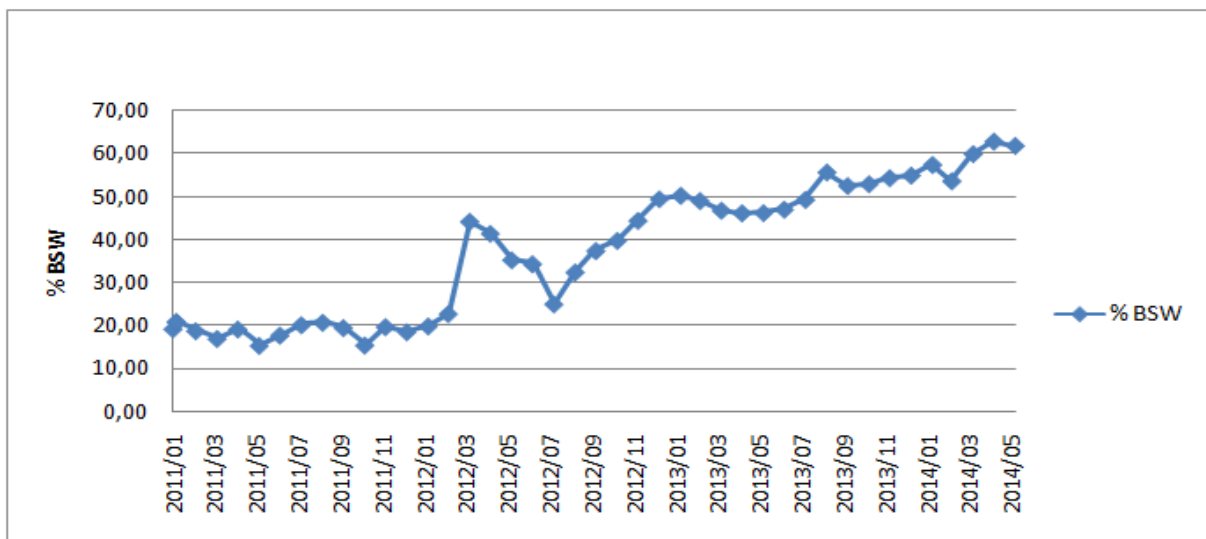


Figura 3.23 Comportamiento del porcentaje de BSW del pozo VD-SH1 durante los últimos 3 años.

Si la tendencia continúa para el 2015 el pozo tendrá 70% de BSW y para el 2017 este pozo no extraerá nada de petróleo. Pero con la medida antes expuesta se estabilizará el porcentaje de BSW. Por ejemplo si se estabiliza en 40% de BSW y continúa el régimen de explotación actual mantendrá aproximadamente 20 metros cúbicos de petróleo al día.

Los trabajos de intervención serán realizados por *Sherritt International Oil & Gas* además del equipamiento subterráneo a utilizar; los costos de inversión se presentan a la EPEP- C. La empresa y la compañía tienen acuerdos económicos para estas situaciones.

Los primeros meses después de la implementación de la medida se reparten a mitades acordadas de la producción, hasta que la compañía supla sus gastos de inversión. Después vuelven a repartirse las ganancias entre la empresa y la compañía. Esto demuestra que es factible la implementación de la medida.

Pozo VD-SH2

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (23,3), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 260 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) y por bombeo por tubería de producción con bomba (*tubing*). El porcentaje de BSW es bajo (2,7%), la RGP es baja (44) y el nivel está a 41 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque aceptable (22%) del torque admisible. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales.

Pozo VD-SH3

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (17,3), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 100 m³/día. La eficiencia es baja (55,9%). El porcentaje de BSW es medio (32,6%), la RGP es baja (73,2) y el nivel está a 50 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque elevado (62,6%) del torque admisible. Por lo que se propone:

- Cambiar bomba Kudu 600 IP 1500 (M-M) por una Kudu 600 IP 1500 elastomérica.

Análisis económico de la propuesta de mejora en el pozo VD-SH3.

El pozo VD-SH3 pertenece a CUPET pero es operado por la compañía canadiense *Sherritt International Oil & Gas*, las decisiones que se toman son de carácter mutuo. La producción de petróleo de este pozo es interés tanto para EPEP-C como para la compañía. Es importante

mencionar que el aparato económico es algo complejo con respecto a la repartición de las ganancias.

Este pozo de continuar con las condiciones de explotación actuales en poco tiempo puede disminuir la extracción de crudo. El parámetro que afecta al pozo es el porcentaje de BSW, la bomba que tiene no es eficiente para trabajar con porcentajes elevados de BSW.

Con la medida antes expuesta se aumentará la extracción de fluido, porque el pozo presenta un potencial elevado y una depresión de 6 atm. Por ejemplo si se sustituye la bomba, con las mismas rpm y suponiendo una eficiencia de 80% según Manual de bombeo de cavidades progresivas (2003), el pozo debe aumentar su producción hasta 180 m³/día con 50% de BSW, el equivalente a 90 metros cúbicos de petróleo. En la actualidad el pozo produce 100 m³/día con 32,6% de BSW, el equivalente a 67,4 metros cúbicos de petróleo. La producción aumentaría en 22,6 metros cúbicos de petróleo.

Los primeros meses después de la implementación de la medida se reparten a mitades acordadas de la producción, hasta que la compañía supla sus gastos de inversión. Después vuelven a repartirse las ganancias entre la empresa y la compañía. Esto demuestra que es factible la implementación de la medida.

Pozo VD-SH4

Este pozo presenta un índice de productividad medio (4,2), es un pozo con una producción de fluido aproximado de 55 m³/día. La eficiencia es baja (40,6%). El porcentaje de BSW es elevado (54,3%), la RGP es baja (35,9) y el nivel está a 79 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (45,8%) del torque admisible. Este pozo presenta la tendencia a elevar el porcentaje de BSW desde años anteriores. El departamento de yacimiento de la empresa presenta el análisis donde identifica la potencial zona productora de agua, se propuso el abandono de dicha zona mediante *packers* a la profundidad de 2 890 m LI y 1 715 m en la vertical sobre un horizonte arcilloso donde se registró un cáliper nominal en el registro geofísico. En el Anexo 9 se muestra la ubicación del tapón. Pero inesperadamente el pozo a mediados de abril del 2014 comenzó a aumentar su producción y a disminuir el porcentaje de BSW. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales y una observación constante sobre estos.

Pozo VD-SH5

Este pozo presenta un índice de productividad elevado (41,1), también es un pozo con alta producción de fluido, aproximadamente 205 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*). Por decisión *Sherritt International Oil & Gas* no se intervendrá el pozo y se cambiará la bomba mientras surja. El porcentaje de BSW es bajo (5,3%), la RGP es baja (44,3) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales, hasta que el pozo comience a perder producción.

Pozo VD-SH6

Este pozo presenta un índice de productividad medio (2,5), es un pozo con una producción de petróleo de aproximadamente 95 metros cúbicos. La eficiencia es buena (67,5%). El porcentaje de BSW es bajo (0%), la RGP es baja (43,6) y el nivel está a 44 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque elevado (66,1%) del torque admisible por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales.

Pozo VD-SH7

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (25,4), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 240 m³/día. La eficiencia es buena (75,8%). El porcentaje de BSW es bajo (1,3%), la RGP es baja (64,9) y el nivel está a 20 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (47,2%) del torque admisible por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales.

Pozo VD-SH8

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (17,7), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 230 m³/día. La eficiencia es buena (74,2%). El porcentaje de BSW es bajo (0,4%), la RGP es baja (45,4) y el nivel está a 6 m de la boca del pozo. Además se explota con un torque medio (48,2%) del torque admisible por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales.

Pozo VD-SH9

Este pozo presenta un índice de productividad muy elevado (49,7), es un pozo con una producción de fluido de aproximadamente 290 m³/día. El pozo se explota por surgencia por la tubería de producción del pozo (*casing*) y por bombeo por tubería de producción con bomba (*tubing*). El porcentaje de BSW es bajo (8,2%), la RGP es baja (47,9) y el nivel está en la boca del pozo por la surgencia. Además se explota con un torque medio (42,6%) del torque admisible por lo que se propone:

- Mantener los parámetros de explotación actuales.

3.4 Análisis del Impacto Ambiental

Los centros colectores se encuentran ubicados relativamente próximos a los poblados de Santa Marta y Boca de Camarioca y al balneario de Varadero, unos de los principales polos turísticos de nuestro país, y a zonas con alta densidad poblacional, lo cual exige el cumplimiento de extremas medidas ambientales y de seguridad.

El análisis de impacto ambiental es una proyección 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 sobre el medio ambiente son:

Contaminación atmosférica por emisiones de gases tóxicos como: hidrocarburos gaseosos, sulfuro de hidrógeno, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, óxidos de carbono.

Contaminación de los suelos, aguas superficiales y subterráneas.

Alteración del paisaje.

Afectaciones a la flora y la fauna.

Con el objetivo de eliminar o minimizar estas consecuencias se traza un grupo de medidas de seguridad como son:

- Para el área deforestada se construyen los pozos en ramilletes inclinados dirigidos hacia el objetivo deseado.
- Durante las pruebas de producción de los pozos no se emplean piscinas, son colocados tanques de recolección en caso de pozos aislados o conectados al centro colector.

- Se emplean en el área del centro colector, oleoductos y gasoductos de forma que la recolección del crudo y del gas se realicen de forma hermética.
- Se acometen proyectos de paisajismo y enmascaramiento para minimizar el impacto visual.
- Se tiene establecido sistemas de monitoreo de la calidad del aire.
- Se elaboran planes anuales del medio ambiente, donde se recogen todas las tareas que se propone ejecutar para mejorar la situación medioambiental.
- Se tiene establecido un programa de capacitación periódica del personal con el objetivo de que los mismos trabajen y tener en cuenta el impacto ambiental.
- Están identificados todos los riesgos de impactos ambientales y para cada riesgo se tomaron un grupo de medidas utilizando el concepto de defensa en profundidad.

Conclusiones.

- 1- Se propusieron medidas para obtener mejoras en los parámetros de explotación de los pozos VD-W2, VD-W3, VD-SH1 y VD-SH3.
- 2- Excepto los pozos antes mencionados, los demás se explotan de forma adecuada.
- 3- Surgen de forma natural 4 pozos, estos son VD-SH5, VD-W1, VD-W4, VD-W6.
- 4- La explotación cíclica del VD-K10 es cada aproximadamente ocho meses.
- 5- Con los implementación de las medidas en los pozos VD-W2 y VD-W3 de la EPEP-C, se aumenta la producción de petróleo en 73,6 metros cúbicos y se obtienen ingresos en el orden de los 8 933,96 CUC diarios.
- 6- La implementación de las medidas en los pozos operados por la compañía canadiense, son beneficiosas para la EPEP-C

Recomendaciones.

- 1- Completar el estudio del pozo VD-K14.
- 2- Observar el comportamiento de la RGP en el pozo VD-K10 por llevar más de siete meses de explotación.
- 3- Extender el estudio a los demás pozos con bombeo de cavidades progresivas pertenecientes a otros yacimientos de la EPEP-C.
- 4- Obtener datos de los registros geofísicos del pozo VD-W2 para obtener la posible ubicación del *packer* a montar en la capa productora de agua, cuando el pozo llegue a un estado crítico.
- 5- Dar seguimiento al comportamiento a los parámetros de explotación del pozo VD-SH4 por su inusual comportamiento.

Bibliografía.

1. **Abou, Jamal Kassem.** *Petroleum Reservoir Simulation*. EAU : Al Ain, 2005.
2. **Adalberto José Rosa, Joao Bosco Dias Marques, Renato de Souza Carvalho.** *Avalicao das Formacoes*. Río de Janeiro, Brasil : Universidade Corporative PETROBRAS, 2006.
3. **Bandera, Maykel Duany.** *Propuesta de mejoras a los pozos con bombeo de cavidades progresivas operados por la EPEP-C*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2011.
4. **Barberí, Efraín.** *El pozo ilustrado*. Caracas, Venezuela : Editorial FONCIED, 1998.
5. **Batista, Yeniur Raúl Gámez.** *Propuestas de mejoras en la producción a partir de los factores geólogo- técnicos en el yacimiento Santa Cruz*. Varadero : Centro Politécnico del Petróleo, 2010.
6. **Beauquin, Jean Louis.** *Metal PCP Field Trial Pushes Up of Pumping Windows for Heavy Oil*. Canadá : World Heavy Oil Congress, 2008.
7. **Bradley, Howard B.** *Petroleum Engineering Handbook*. Estados Unidos de America : Society of Petroleum Engineers, 1992.
8. **Correa, Armando Cagigal.** *Certificación Internacional de operadores de producción de petróleo y gas*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo , 2007.
9. **Coy, J. N. Mc.** *Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Survey in Pumping Well*. Texas, USA : University of Texas, 1992.
10. **Cruz, Galia Perez.** *Propuestas de mejoras en el diseño del sistema de bombeo de cavidades progresivas en los pozos del yacimiento Seboruco*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2010.
11. *Curso de bombeo de cavidades progresivas*. **Curso de bombeo de cavidades progresivas**. Varadero : Centro Politécnico del Petróleo, 2009.

12. **Departamento de Yacimiento** . *Evaluación anual del yacimiento Varadero*. Varadero, Cuba : EPEP-C, 2013.
13. **Ferrer, Magdalena Paris de**. *Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos*. Venezuela : Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, 2010.
14. **González, Reinier Rodríguez**. *Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
15. **Hirschfeldt, Marcelo**. *Manual de bombeo de cavidades progresivas*. Argentina : Oil Productions , 2008.
16. **Intervep, PDVSA**. *Curso de propiedades de los fluidos*. Venezuela : Intervep, 2005.
17. *Manual de sistema de bombeo de cavidades progresivas*. Alemania : NETZSCH Oilfield Products, 2003.
18. **Mateu, Eduardo Pérez**. *Curso de análisis nodal en pozos de petróleo*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2005.
19. **Maurer Engineering Inc**. *Advanced exploitation technology handbook*. Houston, USA : West TC Jester, 2000.
20. **Michael Golan, Whitson H Curtis**. *Well Performance 2nd edition*. Norway : Department of Petroleum Technology and Applied Geophysics of Norwegian University of Science, 1996.
21. **Noda, Lázaro Blanco**. *Análisis de las fallas en las bombas de cavidades progresivas en el yacimiento Yumurí - Seboruco*. Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2008.
22. **PDVSA Intervep**. *Diseño y diagnóstico de sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva*. Venezuela : Intervep, 2004.
23. **PDVSA Intervep**. *Curso de análisis nodal* . Venezuela : Intervep, 2008.
24. **PDVSA**. *Curso Práctico de Echometer*. Venezuela : INTERVEP, 2009.
25. **Reco, Victor Manuel Angulo**. **2006**. *Optimización de la producción por bombeo de cavidades progresivas en el Area Mayor de Socororo*. Caracas : Universidad Central de Venezuela, 2006.

26. **Ríos, Eduardo.** *Daños a la formación y estimulaciones a pozos.* Venezuela : PDVSA, 2004.
27. **Rivera, José S.** *Prácticas de Ingenierías de Yacimientos Petrolíferos.* Venezuela : Intervep, 2004.
28. **Rizo, Didier Rivero.** *Propuesta de optimización en los pozos productores de los bloques 13 y 18 pertenecientes al yacimiento Varadero.* Varadero, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
29. **Roberto González Castellanos, Lilian Curiel Lorenzo, Mario A. Lavín.** *Metodología de la investigación científica para las ciencias técnicas.* Matanzas, Cuba : Universidad de Matanzas, 2003.
30. **Rossi, Angelo de.** *Bombeio de cavidades progressivas.* Río de Janeiro : PETROBRAS, 2009.
31. **Tarek Ahmed, Paul Mc Kinney.** *Advanced Reservoir Engineering.* USA : Gulf Professional Publishing, 2005.
32. **Thomas, José Eduardo.** *Fundamentos de Ingeniería del Petróleo.* Río de Janeiro, Brasil : Editora Interciencia, 2001.
33. **Trujillo, Jorge.** *Curso de sistemas de transportes de corrientes de producción.* Venezuela : Intevep, 2009.
34. **Valdés, Leobel Lay.** *Propuestas de mejoras en el funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional del Ramal Este del yacimiento Varadero.* Varadero, Cuba: Centro Politécnico de Petróleo, 2011.

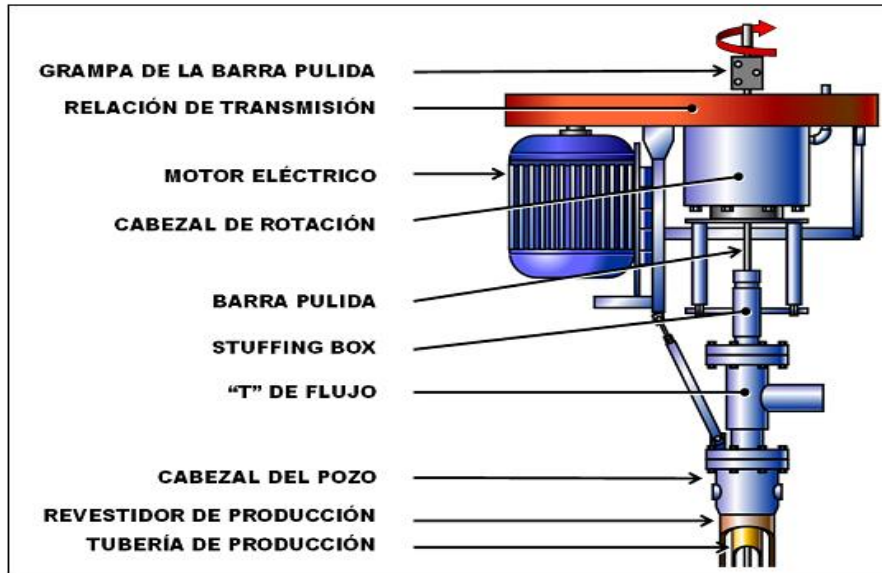
Simbología.

Variable	Significado	Unidad de medida
Vgas	Volumen de gas en 1m ³ de petróleo	m ³
Vpet	Volumen de petróleo extraído	m ³
Ef, Efic	Eficiencia de bombeo	%
Qf	Caudal de fluido real	m ³ /día
Qt	Caudal de fluido teórico	m ³ /día
m LI	Metros a largo del instrumento	m
TVD	Distancia real en la vertical	m
kW	Potencia	kW
IP	Índice de productividad	m ³ /día/atm
Pc	Presión estática del yacimiento o presión de capa	atm
Pf	Presión de fondo fluyente	atm
Pb	Presión del punto de burbuja	atm
PR	Presión del reservorio	atm
qb	Caudal de fluido en el punto de burbuja	m ³ /día
Qmáx	Caudal máximo de producción	m ³ /día
RGP	Relación gas-petróleo	m ³ gas/m ³ petróleo
Qp	Caudal de gas	m ³ /día
BSW	Contenido de agua y sedimentos sólidos	%
Qg	Caudal de gas	m ³ /día
SL	Single lobular	
ΔP	Depresión de trabajo	atm
ML	Multi lobular	
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas	
BM	Bombeo Mecanico	
BES	Bombeo Electrosumergible	

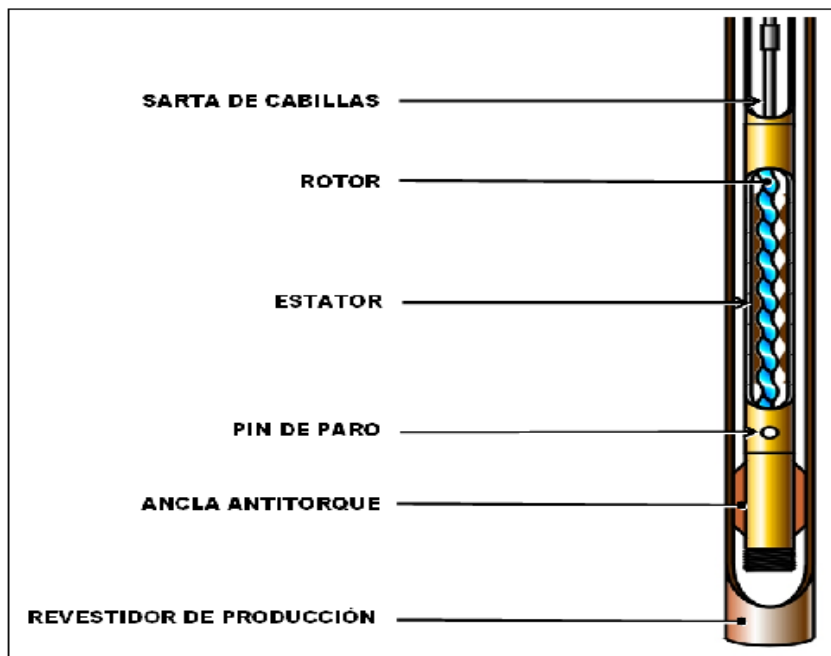
Anexos.

Anexo 1 Sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas

Anexo 1a Equipamiento de superficie del método de levantamiento por PCP



Anexo 1b Equipamiento de subsuelo del método de levantamiento por PCP



Anexo 2 Esquema de bombas tubulares e insertadas

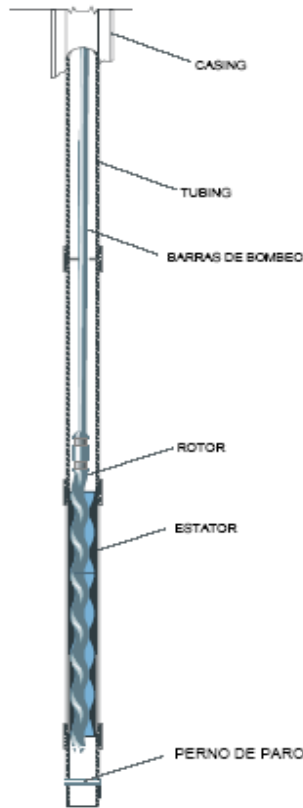


Fig. 5 – Bomba Tubular PCP

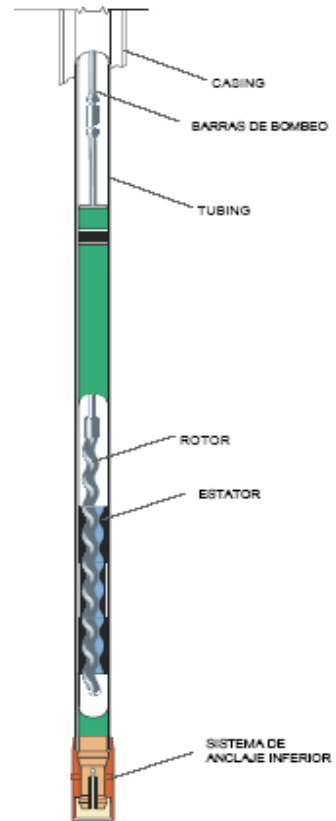
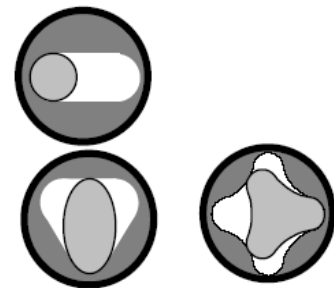


Fig. 6 – Bomba Insertable PCP

Anexo 2a Esquema de bombas de geometría simple y multilobulares

- “Singlelobe” o single lobulares : Geometría 1:2
- “Multilobe” o Multilobulares : Geometría 2:3; 3:4; etc



Anexo 3 Datos de los pozos

Pozo	Pcapa/ Pfono/ Pburbuja a 1460 m (atm)			Depresión (atm)	Tipo de bomba
VD-SH1	75,00	71,00	130,00	4,0	400 IP 1800 Kudu PCP stator # LHN 860, 159 elastometer
VD- SH2	128,00	116,00	130,00	12,0	NTZ 500 X 150 STM 140 PCP STATOR s/n GGG 50 1104X3317
VD- SH3	82,00	76,00	130,00	6,0	KUDU 600IP1500 - 159 s/n LHK 332
VD- SH4	77,00	63,00	130,00	14,0	PCM 80 V 1000 PCP stator s/n AB- 061
VD- SH5	130,00	125,00	130,00	5,0	PCM Vulcain 220V750
VD- SH6	123,00	78,00	130,00	45,0	NTZ 500 X 150 STM140 Stator # 08F0001
VD- SH7	93,00	72,00	130,00	21,0	NETZSCH PCP STATOR NTZ 500 X 150STM140 S/N 101X821
VD- SH8	113,00	99,00	130,00	14,0	NTZ 500 X 150STM140 PCP statot S/n 1104X3316
VD- SH9	112,00	106,00	130,00	6,0	NTZ500 X 150 STM140 PCP STATOR # 09M1257 (OR GGG-50)
VD-W0	138,40	134,00	130,00	4,4	NTZ 500 X 150 STM 140
VD-W1	140,20	118,00	130,00	22,2	PCP NTZ 400 X 150 DT 110
VD-W2	137,80	123,00	130,00	14,8	NTZ 500 X 150 STM 140
VD-W3	139,20	126,00	130,00	13,2	NTZ 400 X 150 DT110
VD-W4	143,10	133,00	130,00	10,1	NTZ 400 X 090 ST 120
VD-W5	141,00	106,00	130,00	35,0	NTZ 500 X 150 STM 140
VD-W6	146,00	122,00	130,00	24,0	NTZ 400 X 150 DT 110
VD-K10	108,00	96,00	130,00	12,0	NTZ 450 X 150 STM 68.1
VD-K14	86,00	65,00	130,00	21,0	NTZ 450 X 150 ST 68

Anexo 4 Parámetros de los pozos.

Pozo	IP (m ³ /día/atm)	Eficiencia (%)	Nivel (m)	Anclaje (m)	rpm
VD-SH1	13,1	31,9	621	1 163,7	200
VD- SH2	23,3	-	41	1 000,3	90
VD- SH3	17,3	55,9	50	1 028,4	150
VD- SH4	4,2	40,6	79	1 331,8	200
VD- SH5	41,1	-	Surgente	957,2	0
VD- SH6	2,5	67,5	44	1 165,9	100
VD- SH7	25,1	75,8	20	1 165,7	225
VD- SH8	17,7	74,2	6	1 099,5	225
VD- SH9	49,7	-	Boca	1 148,0	150
VD-W0	40,2	-	Boca	1 321,4	25
VD-W1	8,5	-	Boca	2 285,1	0
VD-W2	11,4	40,9	19	1 400,0	295
VD-W3	12,5	-	Boca	1 013,3	125
VD-W4	27,9	-	Boca	1 105,9	0
VD-W5	3,4	77,3	267	1 016,8	110
VD-W6	9,6	-	Boca	951,7	0
VD-K10	2,1	44,3	223	1 211,1	80
VD-K14	2,3	45	676	1 275,6	140

Anexo 5 Parámetros de los pozos

Pozo	Torque medido (lb/ft)	rpm del motor	Potencia (hp)	rpm de la bomba	Torque máximo admisible (lb/ft)	%
VD-SH1	829,3	1 200	100	200	1 750,7	47,4
VD- SH2	398,3	1 200	100	90	1 750,7	22,2
VD- SH3	1 095,4	1 200	100	150	1 750,7	62,6
VD- SH4	802,5	1 200	100	200	1 750,7	45,8
VD- SH5	0	1 200	100	0	1 750,7	0
VD- SH6	1 158,0	1 200	100	100	1 750,7	66,1
VD- SH7	826,7	1 200	100	225	1 750,7	47,2
VD- SH8	844,0	1 200	100	225	1 750,7	48,2
VD- SH9	745,2	1 200	100	150	1 750,7	42,8
VD-W0	235	1 180	60	25	1 068,2	22
VD-W1	0	1 180	60	0	1 068,2	0
VD-W2	128	1 180	60	295	1 068,2	12
VD-W3	395	1 180	60	125	1 068,2	37
VD-W4	0	1 180	60	0	1 068,2	0
VD-W5	576	1 180	60	110	1 068,2	53,9
VD-W6	0	1 180	60	0	1 068,2	0
VD-K10	472	1 780	75	80	885,2	53,3
VD-K14	910	1 200	100	140	1 750,7	52

Anexo 6 Tabla de cálculos estadísticos

Pozo	C. Producido (m³/día)	Media Aritmética
VD-SH1	54,9	51,1
VD- SH2	284,5	267,8
VD- SH3	98,9	100,6
VD- SH4	57,8	54,4
VD- SH5	185,9	205,6
VD- SH6	106,6	94,5
VD- SH7	207,2	238,8
VD- SH8	232,5	233,7
VD- SH9	273,9	290,8
VD-W0	159,5	177,0
VD-W1	174,2	188,3
VD-W2	76,3	169,0
VD-W3	306,6	280,0
VD-W4	211,5	281,9
VD-W5	120,5	119,0
VD-W6	165	231,0
VD-K10	16,7	24,4
VD-K14	40	43,2

Anexo 7 Presupuesto de trabajos en el pozo VD-W2

Presupuesto de gastos en trabajo de reparación del pozo VD-W2								
Descripción	Cantidad	UM	Tiempo	Precio unitario CUP	Precio unitario USD	Importe CUP	Importe USD	Total
I- Herramientas, materiales y servicios						92079,81	4723,838	96803,65
1- Lodo						0	0	0
ARF	0	kg			8,3	0	0	0
Bicarbonato de Sodio	0	kg			1,3	0	0	0
Carbonato de Sodio	0	kg			1	0	0	0
GLA-125	0	lt			4,5	0	0	0
NIF	0	kg			12	0	0	0
Oxido de Zinc	0	kg			175	0	0	0
Soda Cáustica	0	kg			50	0	0	0
Soda Cáustica-K	0	lt			6	0	0	0
XGD	0	kg			14,8	0	0	0
2- Petroleo ligero						0	4723,838	4723,838
Petroleo ligero	20	m3			236,1919	0	4723,838	4723,838
3- Herramientas						92079,81	0	92079,81
Tubing de 3 1/2 in	1000	m		27,8		27800	0	27800
Tubos de 2 3/8 in	140	día		10		1400	0	1400
Juego de 3 1/2 in	2	día		500		1000	0	1000
Elevadores 3 1/2 in	1	día		15		15	0	15
Cuñas de 3 1/2 in	1	día		15		15	0	15
Bomba NTZ 500 X 150 ST 140	1	U		61849,81		61849,81	0	61849,81
II- Servicio de Intervención						26468,25	0	26468,25
1- Equipo de Workover						26468,25	0	26468,25
Movilización y desmovilización	1	día	3	3801,05		11403,15	0	11403,15
Arquiler de equipo (trabajando)	1	día	5	2804,46		14022,3	0	14022,3
Tanque de 50 m3	4	día	5	208,56		1042,8	0	1042,8
Tool Master	1	hora		48,58				
III- Logística						0	6898,08	6898,08
Cementador AC-320 (horario diurno)	1	hora	24		2,95	0	70,8	70,8
Cementador AC-320 (horario nocturno)	1	hora	24		56,99	0	1367,76	1367,76
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	hora	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Cuña con paila de 30 m3 (agua industrial)	1	hora	24		36,1	0	866,4	866,4
Paila de 30 m3 (agua potable) diurno	1	hora	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Paila de 26 m3 (agua potable) nocturno	1	hora	24		20,7	0	496,8	496,8
IV- Servicio de EMSERPET						5048	0	5048
Servicio de alimentación (40 personas)	40	día	5	0,84		168	0	168
Almuerzos	40	día	5	2,15		430	0	430
Meriendas	40	día	5	1,2		240	0	240
Desayunos	40	día	5	0,6		120	0	120
Comidas	40	día	5	2,15		430	0	430
Cenas	40	día	5	2,4		480	0	480
Servicio de alojamiento	40	día	5	7		1400	0	1400
Lavandería	40	día	5	7,17		1434	0	1434
Avituallamiento	40	día	5	1,73		346	0	346
SUBTOTAL						123596,06	11621,918	135218
V-Otros gastos						12359,606	1162,1918	13521,8
Contingencias (10%)						12359,606	1162,1918	13521,7978
					IMPORTE TOTAL	135955,666	12784,1098	148739,8

Anexo 8 Costos de la actividad de producción.

Costo Total de Producción por metro cúbico	
Extracción	Costo unitario \$ por m ³
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 m ³
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

Anexo 9 Registro geofísico del VD-SH4

