



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Evaluación y selección de alternativas, para aumentar la
producción de petróleo crudo en el Yacimiento Boca de
Jaruco.**

**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. Tania Cruz Robledo

Matanzas
2017



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA E INGENIERÍA QUÍMICA

**Evaluación y selección de alternativas, para aumentar la
producción de petróleo crudo en el Yacimiento Boca de
Jaruco.**

**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. Tania Cruz Robledo

Tutores: Esp. Ing. Armando Andrés Cajigal Correa.

Msc. Ing. Santiago Díaz Suárez.

Matanzas

2017

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, _____ 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.

Nombre y Apellidos. Firma

DEDICATORIA

A mi mamá Alejandrina Robledo García, a mi papá René Cruz Guerrero, a mis hermanos Mario, Lauren y Tamara, a mi novio Robe, a mis abuelos, tíos, primos y amigos, por su permanente presencia en cada página de mi vida, por su amor y apoyo, por su aporte incondicional en mi formación, y en especial a mi tía Mercy, quien me aconsejó y enseñó mucho de la vida.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de todo corazón en primer lugar a las personas que sin ningún tipo de interés y con mucho profesionalismo, dedicación, amistad y sobre todo el gran apoyo que me dieron a mis tutores: Armando Cajigal y Santiago Díaz.

A todos los trabajadores del CPPVar, por su colaboración brindada en esta etapa.

A Mabel por su gran apoyo, quien me abrió las puertas de su casa incondicionalmente.

A mis profesores, sin los cuales no hubiese sido posible mi formación profesional.

A Odalis López, por la ayuda que me ha dado, por su incansable persistencia y paciencia.

A mis compañeros y amigos de curso, quienes vivieron conmigo día a día, las presiones, preocupaciones y que siempre estuvieron apoyándome y aconsejándome en todo, pero también quiero agradecerles por las alegrías compartidas y disfrutadas en estos años.

A mis compañeros de Puerto Escondido, Boca de Jaruco y el Caribe.

Y no por ser el último deja de ser importante, a mi ángel de la guarda Felipe del Valle (Felo).

A todos muchas gracias por su dedicación y confianza.

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en el Yacimiento Boca de Jaruco, perteneciente a la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados, la misma se encuentra al Norte de la región occidental del país y se extiende aproximadamente desde el Este de la provincia La Habana hasta la Península de Hicacos. En él se encuentran trabajando (activos) 22 pozos con unidad de bombeo convencional y en los últimos años, presenta una baja productividad, lo que conlleva al incumplimiento del plan de producción de petróleo crudo anual. Como medida que contribuya a incrementar la producción de crudo en el yacimiento, se propone evaluar y seleccionar alternativas tecnológicas. Las alternativas a proponer son: cambiar sarta de varillas, coeficiente de peso, coeficiente de llenado, variación del recorrido del pistón y variación de profundidad de anclaje. Para eso fue necesario hacer una recopilación de datos. Se usaron varios *softwares*: Puesta en Bombeo, Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad.

El yacimiento actualmente presenta un flujo real de crudo de 173,5 m³/d. Al seleccionar la mejor alternativa para cada pozo se obtuvo como resultado que se incrementa la producción en 299,5 m³ más de lo que se produce actualmente.

Los resultados anteriores no son solo favorables para la EPEPO ya que la misma obtendría una ganancia incrementada de 28 805 083,4 CUC/año sino también para Cuba en general, pues este resultado contribuye a la sustitución de importaciones, hecho que se encuentra acorde con la política económica actual.

ABSTRAT

The present work is performed in the Deposit Jaruco's Mouth, which belongs a la Franja Norte Cubana de Crudos Pesados, the same meets North of the occidental region of the country and Havana extends to approximately from the east of the province Hicacos's Peninsula.

The wells with pumping conventional unit find themselves in him and of late years, he presents a low productivity, that bears the unfulfillment of the production schedule of yearly crude oil. Like measure that he contribute to incrementing the production of raw at the deposit, it is proposed evaluating and to select technological alternatives. Alternatives to propose it's: changing string of rods, heavy coefficient, coefficient of filling, variation of the journey of the piston and in-depth variation of anchoring. For that matter it was necessary to do a collection of data. They used several softwares: Setting in Pumping, the Analysis Well Production, and Productividad's Index.

At present the deposit presents a real flow of raw of $173,5 \text{ m}^3/\text{d}$. When selecting the best alternative for each well it was gotten as a result that the production grows upon $299,5 \text{ m}^3$ more than what it is produced at present.

The previous results do not stand alone favorable for the EPEPO since the same would obtain an incremented profit $28\ 805\ 083,4 \text{ CUC/year}$ but also for Cuba in general, because this result contributes to the import substitution, fact that he finds in agreement with the present-day economic policy.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.1 GENERALIDADES DEL PETRÓLEO.....	4
1.2 EMPRESA DE PERFORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO DE OCCIDENTE (EPEPO).	6
1.3 ASPECTOS GENERALES ASOCIADOS A LOS RIESGOS PARA LA ACTIVIDAD DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.	7
1.4 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.....	8
1.4.1 Método por surgencia:	8
1.4.2 Por sistemas de elevación artificial:	9
1.4.2.1 Plunger lift.....	9
1.4.2.2 Gas lift o Método de levantamiento artificial por gas	9
1.4.2.3 Jet pump	9
1.4.2.4 Pistón lift Hidráulico.....	9
1.4.2.5 ESP (Bombeo Electro sumergible)	10
1.4.2.6 PCP (Bomba de tornillo).....	10
1.4.2.7 Bombeo mecánico convencional	10
1.5 COMPONENTES DE LA UNIDAD DE BOMBEO CONVENCIONAL	13
1.5.1 Equipo de la superficie del pozo	14
1.5.1.1 Estructura	14
1.5.1.2 Apoyos estructurales.....	15
1.5.1.3 Reductor	15
1.5.1.4 Transmisión.....	15
1.5.2 Equipo del fondo del pozo.....	16
1.5.2.1 Tubería de producción.....	16
1.5.2.2 Sarta de varillas (cabillas)	17
1.5.2.3 Bomba de Profundidad	18
1.6 PROBLEMAS QUE AFECTAN LAS UNIDADES DE BOMBEO CONVENCIONALES RELACIONADOS CON LA VISCOSIDAD.	20
1.7 MEDIDAS DE SEGURIDAD PARA EL FUNCIONAMIENTO Y REPARACIÓN DE LAS UNIDADES DE BOMBEO CONVENCIONALES.	21

CONCLUSIONES PARCIALES.....	22
CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO.....	24
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO TECNOLÓGICO.	24
2.2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA LA OPERACIÓN EFICIENTE DE LOS POZOS QUE TRABAJAN EN BOMBEO CONVENCIONAL EN EL YACIMIENTO BOCA DE JARUCO.	25
2.2.1. Análisis de las composiciones de las sartas de varillas.	25
2.2.2. Obtención de las composiciones adecuadas de las sartas de varillas.	27
2.2.3. Cálculo del coeficiente de peso y del coeficiente de llenado.	28
2.2.4. Variación de los recorridos de pistón.....	30
2.2.5. Variación de las profundidades de anclajes de las bombas.....	31
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	39
3.1 ANÁLISIS DE LAS COMPOSICIONES DE LAS SARTAS DE VARILLAS.	39
3.2 OBTENCIÓN DE LAS COMPOSICIONES ADECUADAS DE LAS SARTAS DE VARILLAS.	41
3.3 ANÁLISIS DE LOS COEFICIENTES DE PESO Y LLENADO DE LAS UNIDADES DE BOMBEO CONVENCIONALES.....	42
3.4 RESULTADOS DE LA VARIACIÓN DE LOS RECORRIDOS DE PISTÓN.....	45
3.5 RESULTADOS DE LA VARIACIÓN DE LAS PROFUNDIDADES DE ANCLAJES DE BOMBAS.....	45
3.6 VALORACIÓN ECONÓMICA.	48
CONCLUSIONES	51
BIBLIOGRAFÍA	53
ANEXOS	56
Anexo 1 Tablas por el método API.	56
Anexo 2. Foto del Programa Puesta en Bombeo.	58
Anexo 3. Foto del programa AWP 2000.....	59
Anexo 4. Foto del programa IPR.	59
Anexo 5. Curvas de Vogel para cada pozo.	60
Anexo 6. Nuevas curvas de Vogel para los pozos.	67

INTRODUCCIÓN

El petróleo es la principal fuente de energía a nivel mundial. Nuestro país debido al derrumbe del campo socialista y la desaparición de la Unión Soviética sufre una grave crisis energética ya que gran porción del petróleo que se utilizaba para producir energía y derivados se pierde. Luego de esta crisis fue necesario reorientar la actividad petrolera hacia el incremento de la producción nacional. En la actualidad elevar la producción nacional al menor costo posible sigue siendo el principal objetivo de la industria petrolera.

En Cuba, la zona de la cual se extrae la mayor parte del crudo, es la llamada “Franja Norte Cubana de Crudos Pesados”, la cual se localiza al Norte de la región occidental del país y se extiende aproximadamente desde el Este de la provincia La Habana hasta la Península de Hicacos. Los principales yacimientos que conforman la misma, en lo que refiere a volúmenes de producción, son los yacimientos Boca de Jaruco, Puerto Escondido, Yumurí y Varadero.

Desde los comienzos de la explotación del petróleo (1859) como negocio internacional integrado, la invención de tecnologías ha sido un pilar esencial en la búsqueda de maximizar la extracción de hidrocarburos de los yacimientos petroleros.

La importancia del aumento en la producción de hidrocarburos hoy en día se ha vuelto más relevante en Cuba, debido a la gran demanda que existe por el petróleo, el gas y los productos derivados del mismo. En la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleos de Occidente (EPEPO), existen varios yacimientos petrolíferos, uno de ellos es el yacimiento Boca de Jaruco, el cual es el más antiguo de Cuba, ubicado en la provincia de Mayabeque y perteneciente a la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP). En él se encuentran trabajando (activos) 22 pozos con unidad de bombeo convencional y en los últimos años, presenta una baja productividad, lo que conlleva al incumplimiento del plan de producción de petróleo crudo anual.

Como medida que contribuya a incrementar la producción de crudo en el yacimiento, se propone la evaluación y selección de alternativas tecnológicas en el Yacimiento Boca de Jaruco.

Situación problémica:

- Baja eficiencia en la producción de petróleo crudo, debido a condiciones de operaciones en las unidades estructurales de las bombas convencionales, que no garantizan los parámetros necesarios en el bombeo.

Problema:

- ¿Cómo incrementar la producción de petróleo crudo en los pozos del yacimiento Boca de Jaruco?

Hipótesis:

- Si se evalúan alternativas tecnológicas que garanticen los parámetros de diseño de bombeo adecuados, se incrementará la producción de petróleo crudo en los pozos del yacimiento Boca de Jaruco.

Objetivos:**Objetivos generales:**

- Evaluar alternativas tecnológicas que permitan el incremento en la producción de petróleo crudo, en los pozos del yacimiento Boca de Jaruco, empleando tres *softwares* de procesos.

Objetivos específicos:

- Evaluar el diseño del sistema de bombeo disponible actualmente, mediante el análisis de composiciones de las sartas de varillas de los pozos de bombeo convencional.
- Obtener las composiciones adecuadas de las sartas de varillas que se encuentren incorrectamente dimensionadas.
- Evaluar y proponer, adecuadamente, cambios en el régimen de trabajo, como una alternativa, para mejorar la eficiencia de producción.
- Evaluar y proponer, adecuadamente, cambios en el recorrido del pistón de la bomba, como otra alternativa para aumentar la producción.
- Evaluar y proponer, adecuadamente, cambios en la variación de las profundidades de anclajes de bombas, para obtener un mayor flujo de petróleo crudo.
- Proponer las alternativas más acertadas para cada pozo.

Capítulo 1: Marco Teórico de la Investigación: Aborda aspectos fundamentales de la producción de petróleo objeto de estudio; así como, del marco conceptual y teórico de la investigación.

Capítulo 2: Diseño metodológico de la investigación: Describe el trabajo llevado a cabo en la investigación, así como los procedimientos de las diferentes alternativas.

Capítulo 3: Análisis y discusión de los resultados: Presenta los resultados de las diferentes alternativas y selección de la más factible para cada pozo.

CAPÍTULO I. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Generalidades del Petróleo.

La palabra petróleo proviene del latín *petra* (roca) y *óleum* (aceite) lo que significa: aceite de roca. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente crudo. De origen bituminoso, se trata de un compuesto de hidrocarburos, básicamente de carbono e hidrógeno, que en su forma natural se puede encontrar en estado sólido, líquido o gaseoso.

Al petróleo que se obtiene de la Extracción y Perforación en nuestro país se le conoce como Petróleo Crudo Nativo (González, 2007).

Existen varias teorías sobre los orígenes de la formación del petróleo que, de manera general, se pueden clasificar en dos grandes grupos: la de formación orgánica y la de formación inorgánica. La teoría de formación inorgánica plantea que el petróleo se forma por reacciones netamente químicas, es decir, sin la intervención de agentes vegetales y/o animales. La teoría orgánica se basa en dos principios fundamentales: la producción de hidrocarburos a partir de organismos vivos y la acción del calor y la presión sobre la materia orgánica formada biogénicamente (autores, 1998); (Castanedo, 2011).

A mayor temperatura y presión, más ligeros o livianos serán los hidrocarburos resultantes. También influyen en la calidad del petróleo el tiempo de cocción de la materia orgánica, el tipo de sedimentos (rocas) en que está contenida con la presencia o no de metales, que a modo de catalizadores favorezcan la transformación (R González, 2012).

El petróleo que se extrae se formó hace aproximadamente 40 millones de años bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos, se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas.

Estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo (González, 2007).

Las rocas madres pueden ser: inmaduras, maduras o supermaduras. Las inmaduras generaron (o siguen generando) petróleos pesados y extrapesados. Las maduras forman petróleos de densidad media y ligeros. Las supermaduras evidencian que la materia orgánica fue sometida durante un largo tiempo a altas temperaturas y hoy ya no pueden generar más hidrocarburos (Fernández, 2011).

En los yacimientos el petróleo se acumula en capas de un tipo especial de rocas porosas y permeables, las cuales son llamadas rocas almacén o reservorios, que a diferencia de la roca madre, tienen solamente un rol pasivo: contener los hidrocarburos y entregarlo al espacio del pozo luego de la perforación (autores, 2013).

El crudo se encuentra alojado a gran presión en una roca almacén cubierta en su parte superior por rocas impermeables o sellos (generalmente rocas muy arcillosas o capas de sal). Los sellos son aquellas rocas que impiden la fuga de los hidrocarburos durante la migración hacia la superficie procedente de las rocas madres. Este par dialéctico conformado por rocas permeables o reservorio y rocas impermeables o sellos es conocido como trampas de petróleo (R González, 2012).

Al llegar la barrena o trépano a un reservorio saturado en una trampa, se rompe el equilibrio dinámico de presión que ha mantenido el petróleo en la capa durante millones de años. Si la presión en el caño del pozo es menor que en la formación, entonces, de todos los poros y fracturas de la roca comienzan a salir miles de muy pequeñas gotas de petróleo hacia el espacio del caño del pozo y de ahí a la superficie, eventualmente en forma de un gran caudal.

El crudo es un recurso natural no renovable y actualmente es la principal fuente de energía en casi todos los procesos productivos ya que al refinarse se obtienen algunos derivados como son (Parkash, 2010); (Wariquier, 2000):

- Asfalto, que se utiliza como aglutinante para la grava que forma asfalto concreto, que se utiliza para la pavimentación de carreteras. Una unidad de asfalto se prepara como breca a granel para su transporte.

- Azufre y ácido sulfúrico, subproductos de la eliminación del azufre del petróleo que pueden tener hasta un 2% de azufre.
- Combustibles gaseosos tales como el propano, el cual es almacenado y transportado licuado bajo presión en ferrocarriles o barcos a los distribuidores especializados.
- Gasolinas líquidas (fabricadas para automóviles y aviación, en sus diferentes grados; diversos combustibles de turbinas de avión y el gasóleo, detergentes, compuestos oxigenados, entre otros).
- Lubricantes (aceites para maquinarias, aceites de motor y grasas. Estos compuestos llevan ciertos aditivos para cambiar su viscosidad y punto de ignición), los cuales, por lo general son enviados a granel a una planta envasadora.

1.2 Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo de Occidente (EPEPO).

La EPEPO se encuentra ubicada en el kilómetro 37 ¹/₂ de la Vía Blanca municipio Santa Cruz del Norte perteneciente a la provincia de Mayabeque. Sus yacimientos e instalaciones se encuentran en todas las provincias occidentales abarca desde Pinar del Río hasta los límites de Habana- Matanzas por toda la costa Norte. La empresa se constituyó el 18 de diciembre de 1976. Es una de las 38 empresas que conforman la Unión Cuba-Petróleo (CUPET), subordinada al Ministerio de Energía y Minas.

Tiene sus antecedentes en importantes descubrimientos realizados a finales de los años 60 del pasado siglo. El año 1969 marca el descubrimiento del yacimiento Boca de Jaruco, durante la perforación de los pozos BJ-1 y BJ-2. Este yacimiento tiene ya 44 años de explotación, siendo el más antiguo de la empresa.

En sus inicios era una unidad encaminada a controlar y a dirigir la producción de pequeños yacimientos que habían sido nacionalizados por la Revolución (el yacimiento Cruz Verde) y de otros descubiertos en los primeros años de la Revolución (Guanabo y Boca de Jaruco) (Brooks, 2003). En el año 1993 después de una década de poco desarrollo, se establecen convenios con las compañías petroleras extranjeras que favorecen de manera notable la producción y el desarrollo de la franja norte del litoral Habana– Matanzas (autores, 2014).

En 1997 se perfora el pozo Puerto Escondido 5, dando paso al descubrimiento de los

yacimientos Puerto Escondido, Yumurí, Canasí, Seboruco y Faustino. La exploración y desarrollo de estos campos se realizó y continúa realizándose en su totalidad, mediante la perforación horizontal. Los resultados de la exploración y desarrollo de las estructuras de la franja norte, conjuntamente con la aplicación de tecnologías de punta, han permitido un crecimiento notable de la producción de petróleo y gas asociado, que desde el año 2001 se mantiene por encima del millón de toneladas de petróleo extraído. A la empresa le corresponde suministrar sus productos para el consumo en el mercado nacional, por lo que el 100% de la producción de petróleo y gas está dirigida al mismo.

Entre sus mayores consumidores se encuentra la Unión Eléctrica, la Industria del Cemento, la base de Supertanqueros de Matanzas y la población de La Habana (consumidora de gas).

1.3 Aspectos generales asociados a los riesgos para la actividad de extracción de petróleo.

El derrame de petróleo y emisiones de sulfuro de hidrógeno, o denominado ácido sulfhídrico en disolución acuosa [H₂S (ac)] pueden estar localizadas en las juntas del preñe, los puntos de soldadura en las tuberías, las válvulas y las roscas, por lo que es recomendable cambiar las juntas desgastadas, montar correctamente las mismas, resoldar las soldaduras dañadas, pintar las tuberías con anticorrosivos para alargar su vida útil, así como cambiar las válvulas dañadas. Por estar las unidades de bombeo tan cerca del mar se encuentran sometidos a un alto grado de deterioro por corrosión, problema que puede llegar a afectar gravemente la estructura y a la unidad completa (autores, 2007);(autores, 2007). Por otra parte el gran contenido de azufre también corroe las tuberías, por lo que se deben hacer trabajos de mantenimiento periódicamente con el fin de evitar que lleguen a ocurrir los derrames (Demoulin, 2000).

Existe una ley de protección de la zona costera “Decreto Ley 212 Gestión de la Zona Costera”, para el caso de derrame de petróleo aplicable a las zonas donde se encuentran las unidades de bombeo muy transitadas por la población y por el turismo internacional, debiéndose priorizar sus protecciones. Para las emisiones de gas existen regulaciones que plantean que el gas que se emite a la atmósfera puede llegar a tener un contenido de hasta

27 ppm de H₂S(g), además existe la norma cubana NC 39:99, que incluye calidad del aire y requisitos higiénicos sanitarios vigilando así la calidad del aire.

Para dirigir o entrar el líquido desde la tubería de producción al oleoducto y evitar que se derrame en la boca del pozo se utiliza una conexión en forma de T y más arriba de ella un preñe a través del cual pasa el varillón pulido.

Si se mantiene la bomba trabajando sin interrupción el trabajo de la válvula continúa alternándose y de esta forma, el volumen de líquido en la tubería va siendo cada vez mayor después de cada nueva inyección, lo cual trae como consecuencia que el nivel de líquido dentro de la tubería de producción, va aumentando llegando el momento en que alcanza la boca del pozo y el líquido bombeado pasa el oleoducto a través de la conexión en forma de T (authors, 1992); (Gual, 2010).

1.4 Métodos de extracción de petróleo.

1.4.1 Método por surgencia:

Este método de extracción de petróleo es el más económico y menos complicado que se pueda utilizar, ya que el petróleo surge naturalmente con la energía propia de la capa, la cual es capaz de levantar la columna de petróleo desde el fondo hasta la superficie y la mano del hombre interviene menos que en los otros métodos existentes. La surgencia natural ocurre principalmente en la primera etapa de explotación de los pozos, período en el cual los mismos conservan aún en gran medida su energía natural. Existe otro caso en el que el pozo, aunque esté surgente se le coloca una unidad de bombeo para estimularlo e incrementar la producción.

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

Inicialmente al pozo se le abre todo el choque para que limpie el caño lo más posible, ya que está lleno de agua producto de la fase de terminación. Si el paso anterior no resulta, entonces se procede a inyectar petróleo ligero que ayudará a aligerar la columna hidrostática. Este proceso ayuda a crear una depresión en el fondo del pozo y a su vez una

surgencia. Después se va cerrando el choque poco a poco y midiendo la producción en cada momento hasta obtener un choque y una producción óptima con la cual trabajará el pozo (autores, 2000).

1.4.2 Por sistemas de elevación artificial:

1.4.2.1 Plunger lift

Este sistema usa el gas del pozo como fuente de energía. Mantiene el pozo libre de deposiciones de parafina. Este sistema es efectivo en pozos desviados, requiere de relaciones de gas-líquido específicas para que funcione. Aunque con un pobre funcionamiento en presencia de sólidos requiere vigilancia para su óptimo funcionamiento.

1.4.2.2 Gas lift o Método de levantamiento artificial por gas

El levantamiento artificial por gas es el método que utiliza una fuente externa de gas de alta presión, para ayudar al gas de formación a elevar los fluidos de un pozo incapaz de surgir naturalmente. El peso de la columna de fluido crea una presión igual a la presión estática del yacimiento. Al inyectar el gas, la presión ejercida por la columna se reduce y el pozo es capaz de surgir debido la expansión del gas inyectado, la reducción de la densidad del fluido y el desplazamiento del líquido por el gas comprimido (B Howard, 2012).

1.4.2.3 Jet pump

Convierte el fluido motor presurizado, en un chorro de alta velocidad que se mezcla directamente con el fluido del pozo. En este proceso de mezcla turbulenta, el momento y la energía del fluido motor son adicionadas al fluido producido.

1.4.2.4 Pistón lift Hidráulico

En este tipo de mecanismo de extracción del petróleo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido presurizado que se bombea por las tuberías del pozo. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o degasificador y luego a un tanque, de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y la cantidad suficiente de fluido impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo (authors, 2009).

1.4.2.5 ESP (Bombeo Electro sumergible)

Se utilizan en la explotación de pozos profundos con bajo nivel dinámico y alta productividad. Su principio fundamental es levantar el fluido de producción desde el yacimiento hacia la superficie, mediante rotación centrífuga de los impulsores de la bomba, que permite que el fluido vaya ascendiendo a través de los mismos y llegue impulsado a la superficie con suficiente energía para llegar a la estación de flujo. La potencia requerida por esta bomba es suministrada por un motor eléctrico que está ubicado en el pozo y la corriente eléctrica que se necesita es suministrada a través de un cable desde la superficie hasta el motor (authors, 2002); (authors, 2010).

En cuanto al aspecto económico las bombas electro sumergibles (ESP) cuestan hasta tres veces más que las de bombeo con cabillas (convencional), el período entre reparaciones de un sistema electro sumergible es normalmente un tercio del de uno con bombeo convencional (Fernández, 2011).

1.4.2.6 PCP (Bomba de tornillo)

Las bombas de tornillo están destinadas para la explotación de pozos productores de petróleos viscosos y con gran contenido de sólidos. Las mismas poseen coeficientes de llenado elevado en comparación con las bombas ESP y bombas de varilla en un medio análogo. La construcción de esta bomba es muy sencilla. Consta de un tornillo central que rota en una funda de goma, movido por un motor eléctrico asincrónico instalado en el fondo del pozo que recibe la energía eléctrica desde la superficie a través de un cable principal, a semejanza de las bombas ESP.

Las desventajas que presentan este tipo de bombas son: la eficiencia decrece con altos porcentos de gas, el nivel del fluido debe ser por encima de la bomba (sumergida), es sensible a algunos fluidos de producción, limitaciones de temperatura, limitaciones en cuanto a profundidad y la presencia de H₂S y CO₂ afectan al elastómero (Rosabal, 2009).

1.4.2.7 Bombeo mecánico convencional

Es una bomba de pistón constituida por dos válvulas una viajera y otra fija que se abren o cierran en dependencia de la posición de recorrido del pistón, el cual se acciona desde la superficie por un gato o unidad de bombeo, conectado por cabillas enroscadas de diferentes diámetros, es el método más usado en el mundo por la diversidad de rangos de producción.

El bombeo mecánico abarca cerca del 90% de todos los pozos haciendo de este el método primario de levantamiento doméstico (autores, 1995); (authors, 2006).

Las unidades de bombeo convencionales se clasifican según el método de contrabalanceo en:

- La unidad balanceada con balancín o brazo de contrapeso
- La unidad balanceada con aire
- La unidad convencional balanceada con la manivela
- La unidad balanceada con manivela de geometría especial

El tipo de unidad de bombeo mejor empleada para resolver un problema de bombeo en particular suele ser una situación de preferencia personal y de recursos disponibles.

La opción de algunos especialistas es la unidad balanceada con manivela de geometría especial con la posibilidad de un patrón de torque más uniforme en el engranaje reductor. Por su parte la unidad balanceada con aire es adaptable a plataformas y otras subestructuras inestables. Estas últimas también son compactas y ligeras en comparación con los otros tipos de unidades de bombeo. La unidad balanceada con contrapeso en el balancín es fabricada solo en tamaños pequeños y la economía es el principal factor para seleccionar este tipo de unidad (authors, 1990).

El tipo de unidad de bombeo que se utiliza con más frecuencia en la producción de petróleo en el yacimiento Boca de Jaruco es la unidad convencional balanceada en la manivela (authors, 2007).

Estas unidades de bombeo son las que comúnmente se usan hoy en día, especialmente en longitudes de recorrido medias y cortas. En la Figura 1.1 se muestra este tipo de unidad. La rotación de las manivelas conectadas a los lados de las bielas provoca que el balancín pivotee sobre el cojinete central, causando así que el varillón se mueva hacia arriba y hacia abajo a través de su conexión con el cable y cabezal. Los contrapesos ajustables localizados en las manivelas son de un metal pesado fundido (Demoulin, 2000).

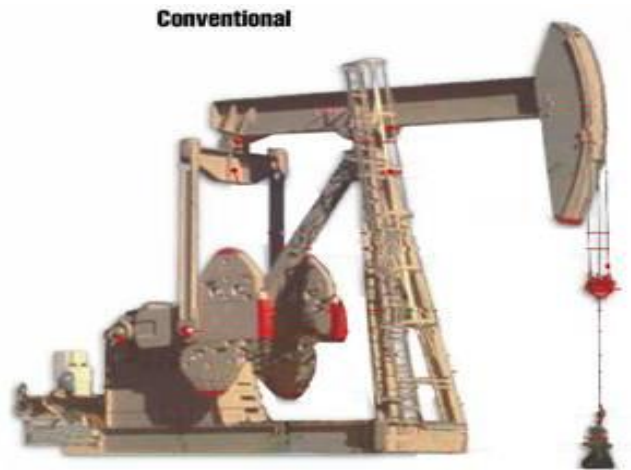


Figura 1.1 Unidad de bombeo convencional balanceada en la manivela (Cajigal, 2010)

Este método de levantamiento artificial es uno de los más eficientes cuando es diseñado y operado con propiedad, es por ello que incrementar la eficiencia del sistema de bombeo mecánico ha sido siempre importante.

Problemas comunes tales como golpe de fluido, pistón de la bomba desgastado, fugas en la válvula viajera o fija, y una unidad severamente fuera de balance, pueden reducir la eficiencia del sistema.

Como cualquier otro método de levantamiento artificial, el bombeo mecánico tiene sus pros y contras que son importantes cuando se determina que método de levantamiento usar para una aplicación particular. Uno de los factores más importantes a considerar es la máxima tasa de producción que deseas de los pozos. Dependiendo de la profundidad de la bomba, el bombeo mecánico puede no cumplir con la capacidad de producción deseada. La capacidad de producción del bombeo mecánico cae rápidamente con profundidad. Sin embargo, en el rango en el que puede usarse el Bombeo Mecánico, es difícil superar su eficiencia, versatilidad y facilidad de servicio. Usualmente la decisión de que método de levantamiento a utilizar depende de muchos factores que incluyen: localización geográfica, disponibilidad de electricidad o gas, producción de arena u otros sólidos, desviación del pozo, acumulación de escamas y parafinas, costos del equipo, etc. Para tales dediciones, se debe tener en cuenta las principales ventajas y desventajas del bombeo mecánico que se encuentran a continuación (John, 2005).

Tabla 1. 1 Ventajas y desventajas del bombeo mecánico convencional.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Requisitos de mantenimiento bajos y son relativamente barato de operar. • Puede cambiarse fácilmente la tasa de producción cambiando la velocidad de bombeo o la longitud de la carrera. • Para maximizar la producción, se puede disminuir la presión de entrada de la bomba. • Usualmente es el método de levantamiento artificial más eficiente. • Pueden intercambiarse fácilmente las unidades de superficie. • Pueden utilizarse motores a gas si no hay disponibilidad eléctrica. • Puedes usar controladores de bombeo para minimizar golpe de fluido, costos de electricidad y fallas de cabillas. • Puedes usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es problemático en pozos desviados. • No puede usarse costa afuera por el tamaño del equipo de superficie y la limitación en la capacidad de producción comparado con otros métodos. • No puede manejar producción excesiva de arena. • La eficiencia volumétrica cae drásticamente cuando se maneja gas libre. • Las tasas de producción caen rápido con profundidad comparada con otros métodos de levantamiento artificial. • No es oportuno en áreas urbanas.

1.5 Componentes de la Unidad de Bombeo Convencional

El sistema consta de dos partes: el equipo de la superficie, y equipo del fondo del pozo.

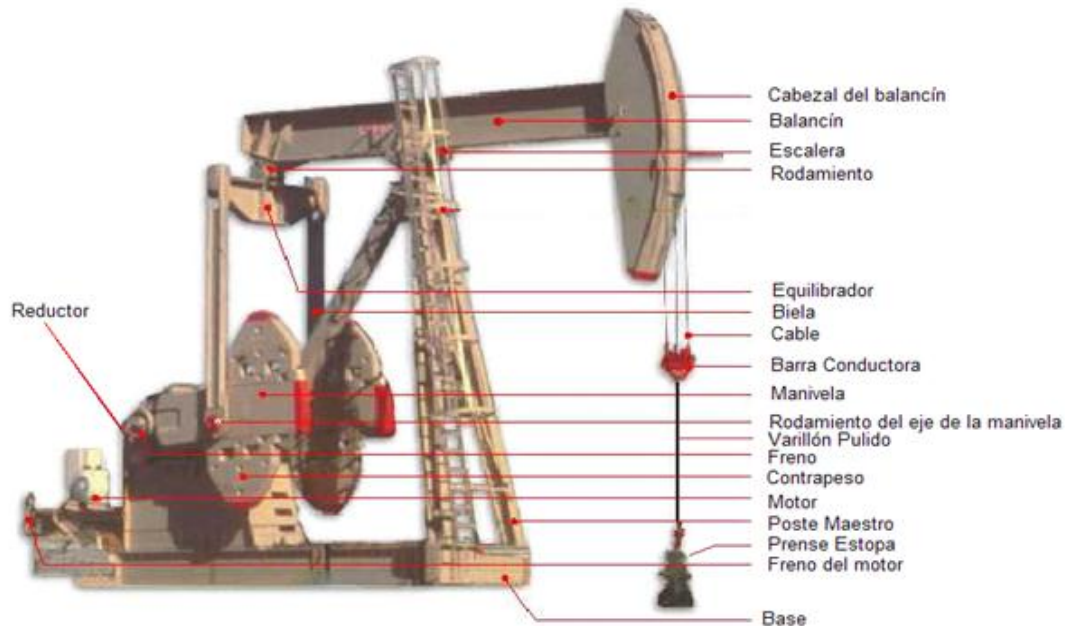


Figura 1. 2 Partes que componen las unidades de bombeo convencionales. (Cajigal, 2010).

1.5.1 Equipo de la superficie del pozo

Los principales componentes de superficie de una Unidad de Bombeo Convencional son:

1.5.1.1 Estructura

Básicamente las partes que componen la estructura de la Unidad de Bombeo son: el poste maestro, el balancín, la cabeza de balancín, el cojinete compensador y bielas de los lados. Su función es servir como miembro rígido por el cual el poste maestro, el reductor y el motor son unidos con una apropiada alineación para llevar a cabo esta operación.

El poste maestro es normalmente construido de 2 ó 3 patas cilíndricas de acero. Éste debe ser lo suficientemente rígido y fuerte para soportar al menos 2 veces la carga máxima en el varillón pulido.

Centrado en el tope del poste maestro está el cojinete central del balancín. El balancín debe ser lo suficientemente fuerte para resistir la flexión causada por la carga del pozo por un lado y por el otro, la fuerza actuante de las bielas.

La cabeza del balancín se encuentra unida al balancín por el lado del pozo y su función es soportar el varillón a través de cables y un ensamble llamado barra porta varillas. El centro

de curvatura de la cabeza del balancín es el centro de apoyo. De esta forma la varilla pulida (o varillón) se mueve en línea recta tangente al arco de la cabeza del balancín.

En la otra punta del balancín están el cojinete compensador y las bielas. El movimiento rotacional de las manivelas unidas al reductor de velocidad es transmitido al balancín por el compensador y por las bielas. El compensador usualmente es montado en el balancín de tal manera que se pueda mover para compensar algunos desalineamientos surgidos en la fabricación y creación de tolerancias.

La carga en las bielas se traduce en tensión para las unidades convencionales, sin embargo, en las de manivelas con geometría especial la carga es de compresión y alternando tensión y compresión en las balanceadas con aire.

1.5.1.2 Apoyos estructurales

La operación sin problemas de una Unidad de Bombeo depende del diseño y funcionamiento apropiado de los apoyos estructurales. Algunas de las características a considerar para una apropiada selección del diseño del apoyo son: tipo de apoyo y velocidad a desarrollar, así como la dirección y la magnitud de la carga a soportar.

1.5.1.3 Reductor

Un reductor de velocidad se utiliza para convertir alta velocidad-baja energía de torque en baja velocidad-alta energía de torque. Una relación de transmisión de alrededor 30:1 es usada generalmente. Esto significa que, si la velocidad de entrada es de 300 a 600 rev/min, la velocidad de salida o velocidad de bombeo de la unidad será 10 a 20 golpes/min.

La reducción de velocidad es llevada a cabo por un engranaje doble helicoidal en la mayoría de los casos. Para este tipo de reducción es necesario cuidar que los cojinetes de empuje que inherentemente requiere este sistema sean ajustados apropiadamente para aprovechar el empuje del frecuente retroceso de la carga.

1.5.1.4 Transmisión

Correas tipo V son las transmisiones que más se emplean entre el motor y el reductor. Ellos son medios dependientes de transmisión de movimiento (energía) y proveen cierta cantidad de efecto de amortiguamiento. El tamaño de la polea puede ser cambiado fácilmente para ajustar la velocidad de bombeo. El ajuste de la tensión de la misma debe ser realizado

periódicamente y se debe, además, utilizar un protector para aislarla de elementos externos y por cuestiones de seguridad.

1.5.2 Equipo del fondo del pozo

El equipamiento del fondo de los pozos está constituido por la tubería de producción, la sarta de varillas y la bomba de profundidad (A Cajigal, 2013).

1.5.2.1 Tubería de producción

- La tubería de producción se cuelga de la cabeza del pozo y a menudo se ancla en el fondo del pozo.
- El ancla de la tubería impide a la tubería moverse de arriba abajo en el ciclo de bombeo y mejora la eficacia de la bomba por eso. El ancla también protege directamente a la tubería y minimiza la fatiga de las varillas.
- La tubería también debe contener el zapato de la bomba.
- La bomba de profundidad se ancla arriba o debajo en función del tipo de anclaje.
- El anclaje del fondo no se recomienda cuando existe arena o formación. El anclaje arriba no se recomienda en los pozos profundos debido al potencial de ruptura de la camisa del pistón.
- El fluido se produce a través del anular-tubería-cabillas hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las cabillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento.
- Algunos problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:
 - Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
 - Cuellos de botella pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
 - Hoyos desviados que incrementan la fricción entre cabillas y tubería.
 - Tubería que es demasiado pequeña para la tasa de producción.

- Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema. También, fugas en tubería pueden disminuir significativamente la eficiencia del sistema si no es detectada y corregida a tiempo (John, 2005).

1.5.2.2 Sarta de varillas (cabillas)

- La sarta de cabillas conecta la bomba de fondo con la barra pulida. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de cabillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo.
- Cada cabilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de cabillas se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Diámetros mayores de cabillas son colocados en el tope y más pequeños en la base. Dependiendo de la profundidad, la sarta de cabillas va desde una hasta cinco secciones (John, 2005).
- La sarta de varillas normalmente consiste en varillas con un diámetro entre ½" y 1 1/8". En CUBA los tamaños comunes son 1", ¾" y 7/8".
- Una varilla promedio es 25' de longitud. Un (A-50) equipo de servicio puede levantar 2 varillas de una vez y un "HYDUKE" puede levantar 3 de una vez.
- Un "sarta de varillas escalonada" consistirá en varillas más ligeras al fondo y varillas más pesadas a la cima dónde las tensiones son mayores.
- En los pozos dónde la parafina es un problema, las varillas pueden tener los rascadores. Los rascadores están a menudo sólo en las varas superiores dónde aumenta la parafina al bajar la temperatura.
- La última varilla del fondo se conecta directamente a la bomba de profundidad.

- La varilla de la cima se conecta a una "varilla pulida" que es una varilla más pesada (1¼" o más grande) eso atraviesa la caja de seguridad o preense. La brida de la Unidad de Bombeo se conecta a la varilla pulida.
- La proporción de fallas en las varillas es a menudo el factor que limita la velocidad de la Unidad de Bombeo (los golpes por minuto - SPM).
- La proporción de fallas en las varillas son peores en pozos dónde las varillas están en compresión y descompresión con cada golpe. (Fallas debido a la fatiga de metal).
- La proporción de fallas de varillas puede mejorarse con el uso de barras pesadas en el fondo de las sartas de varillas. Ellos actúan como los pesos para acelerar el descenso de la sarta para obtener la producción máxima. Las barras pesadas son a menudo sólo las varillas del diámetro más grandes que pueden usarse en la tubería con los acoplamientos macho-hembra de las calas.

Diámetro de la tubería	Máx. diámetro de barra pesada con los acoplamientos macho-hembra
2 3/8'' (60.3mm)	7/8''
2 7/8'' (73mm)	1''

- Se construyen las varas en tres calidades: el K, C y D.
 - El C y D son las calidades de las varas comunes.
 - Las de la K y del C tienen la misma fuerza tensión, pero la metalurgia diferente para las situaciones de corrosión y también tienen una fuerza tensora de 90,000 psi.
- La sarta de cabillas tiene un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra pulida y la caja de engranaje, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo, y frecuencia de fallas de las cabillas (John, 2005).

1.5.2.3 Bomba de Profundidad

Hay dos tipos principales de bombas de profundidad: las bombas insertadas y las bombas de tubería o no insertadas.

Las bombas insertadas:

- Es la bomba más común en CUBA.
- Se conecta al fondo de la sarta de varillas y se baja dentro de la tubería hasta que se asiente en el zapato (PSN). La Unidad de Bombeo mueve el pistón de arriba hacia abajo dentro de la camisa de la bomba.
- La válvula viajera se mueve de arriba hacia abajo con las varillas. La válvula fija se localiza dentro de la camisa de la bomba y es por consiguiente estacionaria dentro de la tubería.
- La válvula de viaje y la válvula fija son un sistema simple de asiento-bola de alta durabilidad.
- Durante la subida, la válvula de viaje cierra y el peso del fluido se transfiere a las varillas y a la Unidad de Bombeo. La válvula en pie se abre para permitir el paso del fluido en la camisa de la bomba.
- Durante la bajada, la válvula de viaje abre y la válvula fija cierra para transferir el peso del fluido a la tubería y el preñse.

Componentes generales de la bomba, el sistema de superficie y fondo (Figura 1.3 a) y b)):

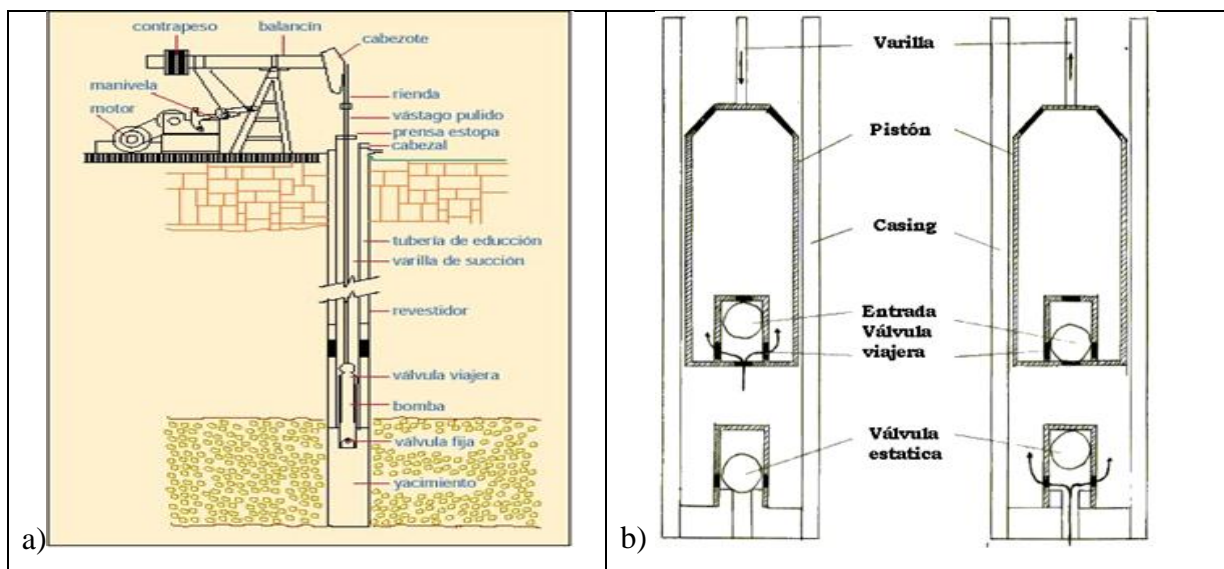


Figura 1. 3 a) Componentes generales de la bomba y la unidad de bombeo b) Bomba (Cajigal, 2010).

Las bombas de tubería o no insertadas:

- Las bombas no insertadas están separadas en dos en el fondo del pozo.
- La camisa se baja con la tubería y el pistón se baja con la sarta de varillas.
- El diámetro del pistón puede ser ahora casi el tamaño de la tubería, y la bomba es capaz de volúmenes mayores.
- Las bombas no insertadas, no son tan comunes debido que, en las reparaciones subterráneas, es necesario sacar la tubería.

1.6 Problemas que afectan las unidades de bombeo convencionales relacionados con la viscosidad.

- Debido a la alta viscosidad del petróleo, el equipo de superficie (gato de extracción) y las varillas, se someten a esfuerzos extras durante la etapa de succión (cuando el cabezal va hacia arriba).
- El equipo de superficie no trabaja balanceado en la etapa de descarga (cuando el cabezal va hacia abajo).
- Las cabillas se retrasan en la etapa de descarga con respecto a la cabeza del balancín, debido a la gran fuerza de rozamiento entre ellas y el petróleo viscoso.
- Debido a que en la etapa de descarga la cabeza del balancín se adelanta al movimiento de las cabillas, él primero comienza a moverse hacia arriba cuando las cabillas aún no han concluido su movimiento hacia abajo lo que conlleva a que se produzcan fuertes golpes entre las cabillas y el porta varillas. Esto provoca problemas como partiduras de cabillas, jorobas de varillón, desequilibrio de todo el sistema; así como la disminución del recorrido efectivo del pistón dentro de la bomba.
- Aumento de las fuerzas de rozamiento entre el pistón y el cilindro de la bomba.
- Disminución del coeficiente de llenado de la bomba (Cajigal, 2010).

1.7 Medidas de seguridad para el funcionamiento y reparación de las unidades de bombeo convencionales.

Las principales medidas para el correcto funcionamiento del bombeo mecánico son (autores, 2001):

- Todos los pozos que se explotan por bombeo con balancín deben tener herméticas las bocas, así como la conexión que permita las salidas del gas que se encuentran en el espacio anular.
- El cabezal de la boca de los pozos no debe sobresalir sobre el nivel de la plataforma más de un metro.
- La empaquetadura debe ser hermetizada por medio de un preñse-estopa sólidamente atornillado.
- En la posición más baja del cabezal del balancín la distancia entre la planchuela y la parte superior del preñse-estopa no debe ser menor de 20 cm.
- Los contrapesos del balancín deben estar compuestos de distintas partes (con un peso no mayor de 40 kg) unidos entre sí, de manera fácil y segura.
- No se debe dejar poner a trabajar la máquina sin barreras del mecanismo de biela, manivela y la correa trapezoidal.
- Los trabajos para retirar y colocar las colgaduras de cables se deben realizar desde escaleras o plataformas, nunca se debe hacer este tipo de trabajos montados sobre el balancín.
- No se debe hacer trabajos de mantenimiento técnico y la reparación sin antes parar la máquina de bombeo.
- No se debe estar bajo el balancín oscilante y su cabezal.
- No se debe rotar la polea motriz con la mano.
- Cualquier clase de trabajo en la boca del pozo o en el balancín se debe realizar con el motor perfectamente desenclochado y frenado. Siempre se debe verificar que los frenos estén en buen estado.
- Nunca se debe mover a mano la polea del motor del balancín para bajar el cabezal.

- Nunca se debe frenar la máquina por medio de la introducción de tubos u otros objetos entre los rayos de la polea.
- Los balancines deben tener por ambos lados protectores metálicos, para prevenir la posibilidad de que alguien pase por debajo del balancín durante el trabajo.
- Se deben realizar las siguientes verificaciones periódicamente y teniendo en cuenta que se deben hacer con el balancín desconectado y frenado:

Inspeccionar sistemáticamente las uniones o tornillos en los balancines.

Revisar periódicamente la seguridad y correcta colocación de las conexiones y otras partes de la máquina.

Chequear periódicamente el calentamiento de las chumaceras y cojinetes.

Comprobar sistemáticamente el correcto estado de los protectores de las partes móviles.

Cuando se desconecta la biela para el cambio del recorrido del equipo, el vástago de bombeo se debe fijar sólidamente del preñe-estopa mediante grampas bien firmes.

- La operación de poner en marcha o detener el balancín se debe realizar únicamente por el personal de la brigada de extracción de petróleo y por el electricista autorizado.
- Todos los trabajos de inspección y reparación de los motores eléctricos de la unidad de bombeo serán realizados exclusivamente por el electricista.
- Antes de arrancar la unidad de bombeo se comprobará que el reductor no está frenado.

Conclusiones parciales.

- El bombeo mecánico es el principal método empleado para la producción de petróleo crudo en el yacimiento Boca de Jaruco, debido a que no se justifica la utilización de otros métodos de elevación artificial como el bombeo hidráulico o el electro sumergible, pues los mismos están diseñados para crudos más ligeros.
- El alto contenido de azufre del petróleo crudo extraído afectaría considerablemente el elastómero del mecanismo de extracción *plunger lift* y el del *jet pump*, afectando su efectividad.

- El uso del método de Gas-Lift no se recomienda ya que requiere una fuente de gas de alta presión o disponibilidad de instalaciones de compresión lo que no resulta económicamente viable.
- El bombeo mecánico convencional, permite usar modernos análisis dinamométricos de computadora para optimizar el sistema.

CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO

2.1 Descripción del proceso tecnológico.

El proceso tecnológico está basado en la descripción de las bombas convencionales o de varillas. Estas son bombas de pistón, el cual se coloca en la tubería de extracción a una profundidad mayor que la profundidad donde está el nivel del líquido. El pistón es accionado desde la superficie por un gato o unidad de bombeo, conectado por cabillas enroscadas de diferentes diámetros. La bomba es acoplada al final de la varilla que se extiende hasta la superficie (Cajigal, 2010).

Al final del pozo se encuentra la bomba de fondo, la cual consiste en dos válvulas de bola: una válvula inmóvil y una válvula en el pistón que viaja hacia arriba y hacia abajo junto con la bomba, conocida como válvula viajera. Cuando las varillas están viajando para arriba, la válvula viajera se cierra y la válvula fija se abre debido a la baja presión en el cilindro de la bomba. Por lo tanto, el cilindro de la bomba se llena de líquido mientras que el pistón que viaja levanta el contenido anterior del cilindro hacia arriba. Cuando las varillas comienzan a empujar hacia abajo, la válvula que viaja se abre y la válvula fija se cierra (debido a un aumento en la presión del cilindro de la bomba). El líquido en el cilindro fluye para arriba a través de la válvula viajera. El pistón después alcanza el extremo de su movimiento y comienza su trayectoria hacia arriba otra vez. A menudo, el gas se produce en las mismas perforaciones que el crudo y si al cilindro llega el gas, puede dar lugar a cavitaciones que traban la bomba, donde debido a la alta compresibilidad del gas la presión que se acumula en el cilindro no es suficiente para abrir las válvulas y se bombea poco o nada. Cuando el gas se incorpora con las perforaciones, burbujea hasta la pieza anular (el espacio entre la cubierta y la tubería) y no tiene oportunidad de entrar en la bomba. Una vez en la superficie, el gas se recoge a través de un tubo conectado con la pieza anular y es usado para el motor o es comprimido y despachado junto con el crudo por la tubería de superficie hasta las baterías (authors, 2000).

El levantamiento del petróleo se obtiene a través del movimiento recíproco del émbolo con la válvula viajera dentro del cilindro. La punta superior de la varilla se encuentra unida a un vástago pulido, el cual es movido hacia arriba y hacia abajo por la unidad de bombeo en la cual el movimiento giratorio obtenido a partir del motor con ayuda del reductor del mecanismo biela manivela y el balancín, se transforma en movimiento de avance y retroceso que se transmite al pistón de la bomba (authors, 2000).

2.2 Alternativas tecnológicas para la operación eficiente de los pozos que trabajan en bombeo convencional en el yacimiento Boca de Jaruco.

Con el fin de aumentar el rendimiento de los pozos con el mínimo consumo de energía y dar solución al problema técnico se analizaron posibles alternativas, que surgen de variar los valores de los parámetros de operación y de diseño de bombeo, como son: las cantidades de horas de trabajo, las composiciones de las sartas de varillas, el recorrido de la bomba y la profundidad de anclaje de la misma.

Los *softwares* se han convertido en una herramienta profesional muy útil, para realizar el estudio por simulación de muchos procesos productivos y obtener así los valores de los parámetros operacionales o de diseño a modificar que permitan lograr una operación más eficiente.

En este caso se van a usar los *softwares*: Puesta en Bombeo (PB), el “*Analysis Well Production*” (AWP) o Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad (IPR).

2.2.1. Análisis de las composiciones de las sartas de varillas.

Las varillas de una bomba convencional se encuentran en forma de escalón ya que las mismas van de un diámetro mayor en la cima de 25mm hasta un diámetro menor en el fondo de 19mm. Las mismas no se saltarán diámetros intermedios como son el de 22mm (Ablan, 2000).

Para analizar las composiciones de las varillas o números de varillas por diámetro, se utiliza el programa Puesta en Bombeo (PB), el cual es ofrecido por la EPEPO. Al mismo se le introducen, como datos, los parámetros siguientes: densidad (g/cm^3), profundidad de la

bomba (m), diámetro del pistón (mm), recorrido del pistón (m), número de golpes por minuto (adimensional) y las composiciones de varillas reales instaladas en cada pozo (%).

Los datos reportados en la siguiente tabla son los que se le introducen al software y los mismos fueron convertidos al sistema internacional de medida ya que el programa trabaja con el sistema inglés.

Tabla 2. 1 Parámetros de las bombas convencionales o de varillas.

Pozo	PARÁMETROS					Cva (%)		
	ρ (kg/m ³)	ϕ (m)	H (m)	S (m)	N	19mm	22mm	25mm
BJ-2	993	0,043	598	2,2	6,14	-	80	20
BJ-25	986,5	0,057	566,28	2,1	6,89	10	90	-
BJ-30	906,5	0,038	688,57	2,1	4,95	35	65	-
BJ-50	934	0,057	891	2	5,1	65	35	-
BJ-72A	994	0,063	646,6	1,99	4,56	-	30	70
BJ-143	993	0,043	600	2,5	4,69	-	-	100
BJ-148	955	0,038	654,3	2,06	5,73	50	50	-
BJ-153	944	0,043	867	1,5	6,1	70	30	-
BJ-184	963,4	0,038	752,32	2,1	4,95	-	90	10
BJ-193	972	0,043	698	1,61	5,08	-	85	15
BJ-240	1025,9	0,057	870,89	1,7	6	-	-	100
BJ-241	981	0,063	958,58	1,48	6	-	70	30
BJ-252	996	0,043	1002	2,5	5,24	60	30	10
BJ-256	965	0,057	998,41	3	4,9	-	60	40
BJ-281A	967	0,063	804,38	2,5	5,2	-	60	40
BJ-306	961	0,057	920,54	2	4,62	-	50	50
BJ-309	939	0,043	727	2	5,71	-	100	-
BJ-326	968	0,057	1064	2,05	6,4	85	15	-
BJ-412	924	0,043	719,8	2	6	-	100	-
BJ-418	997	0,038	735	1,5	6,56	-	35	65
BJ-421	974	0,044	800	2,5	6,04	-	100	-
BJ-452	910,5	0,038	870,14	2,5	6,04	25	45	30

Donde:

ρ : Densidad (kg/m³)

ϕ : Diámetro del pistón (m)

H: Profundidad de la bomba (m)

S: Recorrido del pistón (m)

N: Número de golpes por minuto (adimensional)

Cvar: Composición de las varillas para cada diámetro (%)

Las variables respuestas que ofrece el software son: peso del líquido (ton), flujo teórico de petróleo (m^3/h), largo de sartas de cabillas (m), peso de las cabillas (ton), peso máximo en el cabezal del balancín (kgf) y las tensiones para cada diámetro de varillas (Pa) (Martínez, 2014).

Entre las variables de respuesta, a criterio de muchos especialistas, predomina la tensión de las varillas. Los fabricantes reportan que: tensiones por debajo de los $6,86 \cdot 10^7$ Pa el material de las varillas es resistente sin tener que deformarse o fatigarse.

Si la tensión de las varillas alcanza o sobrepasa los $6,86 \cdot 10^7$ Pa el pozo se encuentra incorrectamente dimensionado, lo cual trae como consecuencia que el flujo de crudo disminuya afectando esto en el rendimiento del mismo (Guliaev, 1983); (Kozlov, 1986).

2.2.2. Obtención de las composiciones adecuadas de las sartas de varillas.

Las composiciones de las sartas de varillas que se deben modificar son las que presentan una tensión igual o mayor que $6,86 \cdot 10^7$ Pa. Para ello se utiliza el método desarrollado por “American Petroleum Institute” (API) o Instituto de Petróleo Americano. Este método se basa en la determinación del porcentaje adecuado de las varillas de diámetros diferentes, mediante tablas reportadas que ofrece la EPEPO y se evidencian en el Anexo 1.

Para obtener las nuevas composiciones por las tablas API, es necesario conocer el diámetro de la bomba en pulgadas y los escalones que presenta la misma, pues con esta información, se pueden obtener las composiciones de varillas (%) que deben ser instaladas en los pozos que presenten la tensión por encima del valor establecido.

Los escalones de las tablas reportadas no son más que los diferentes diámetros de las varillas. En las mismas los diámetros se encuentran en octavos de pulgada, por ejemplo: una varilla de diámetro igual a 25 mm es lo mismo que 8/8” e igual a un escalón de 8. En cuanto a las varillas de 22 mm y 19 mm se representan en la tabla como 7/8” con escalón de 7 y 6/8” para un escalón de 6, respectivamente (autores, 1988); (Jonhn, 2005).

Una vez que se obtengan las composiciones de las varillas por las tablas API, se reintroducen estos nuevos valores en el programa Puesta en Bombeo, además de los parámetros fijos de los pozos como son: ρ , \emptyset , H, N y S que se encuentran en la Tabla 2.1. Luego se verifican los resultados de las tensiones para cada diámetro de varilla, los cuales deben ser menores que $6,86 \cdot 10^7$ Pa ya que las composiciones fueron extraídas de las tablas API y las mismas no contemplan la fatiga o deformación del material.

2.2.3. Cálculo del coeficiente de peso y del coeficiente de llenado.

El coeficiente de peso (δ) es el encargado de ofrecer la información de cómo se encuentran las estructuras de superficie y las varillas. Está reportado que el mismo debe ser menor que uno para que la estructura se encuentre bien balanceada, las varillas no estén sobrecargadas, el pistón no demore mucho tiempo en llenarse de crudo, no se dañe el reductor y el motor no consuma más electricidad (Jonhn, 2005).

A diferencia de lo anterior, cuando el coeficiente es igual o mayor que uno o se encuentra en el intervalo peligroso entre (0,96 y 0,99), como indica la literatura, la estructura no presenta el peso adecuado y en estos casos lo primero que se debe realizar es un análisis de un posible cambio en las composiciones de varillas, obteniendo las mismas por el método de API anteriormente explicado. La segunda opción que se puede aplicar es cambiar la estructura de superficie, pero esto es un poco más complicado ya que se tendrían que comprar nuevas unidades de superficies o cambiarlas por algunas ya existentes y esto no siempre es factible desde el punto de vista económico.

El coeficiente de peso no es más que la relación entre el peso máximo teórico en el cabezal del balancín y el instalado en cada pozo y es calculado mediante la ecuación (2.1).

$$\delta = P_{\text{máx}}/P_{\text{inst}} \quad (2.1)$$

Donde:

δ : Coeficiente de peso (adimensional)

$P_{\text{máx}}$: Peso máximo teórico en el cabezal del balancín (kgf)

P_{inst} : Peso máximo instalado en el cabezal del balancín (kgf)

El peso máximo teórico del balancín se obtiene mediante el programa en cuestión, ya que es una de las variables respuesta y el peso máximo instalado en cada pozo se obtiene

mediante datos ofrecidos por la EPEPO. En la siguiente tabla se muestra el peso máximo instalado en cada pozo.

Tabla 2. 2 Peso máximo instalado en el cabezal del balancín en los pozos.

Pozo	P _{inst}		Pozo	P _{inst}	
	(ton)	(Kgf)		(ton)	(Kgf)
BJ-2	8	7257,48	BJ-241	12	10886,22
BJ-25	8	7257,48	BJ-252	5	4535,92
BJ-30	5	4535,92	BJ-256	8	7257,48
BJ-50	5	4535,92	BJ-281A	12	10886,22
BJ-72A	12	10886,22	BJ-306	12	10886,22
BJ-143	12	10886,22	BJ-309	9	8164,66
BJ-148	12	10886,22	BJ-326	14	12700,59
BJ-153	8	7257,48	BJ-412	5	4535,92
BJ-184	8	7257,48	BJ-418	9	8164,66
BJ-193	8	7257,48	BJ-421	8	7257,48
BJ-240	9	8164,66	BJ-452	12	10886,22

Donde:

P_{inst}: Peso máximo instalado en el cabezal del balancín (kgf) y (ton).

Si es favorable conocer cómo trabaja la unidad de bombeo en la superficie mediante el coeficiente de peso, también es necesario conocer cómo trabaja la bomba y la eficiencia de la misma. Es por ello que el coeficiente de llenado es un indicador de cuán buena puede ser la eficiencia de la bomba. Está reportado que dicho coeficiente debe ser menor que uno y el valor más apropiado se encuentra en el intervalo de (0,65 a 0,75), ya que el mismo es adecuado para las bombas convencionales o de varillas (Cajigal, 2010). Este coeficiente se calcula mediante la ecuación (2.2).

$$\alpha = Q_{\text{real}}/Q_{\text{teór}} \quad (2.2)$$

Donde:

α : Coeficiente de llenado (adimensional)

Q_{real}: Flujo real que se extrae de cada pozo (m³/h)

Q_{teór}: Flujo teórico de cada pozo (m³/h)

El flujo teórico de cada pozo se obtiene mediante el programa PB, pues es una de las variables respuesta y el flujo real, se obtuvo mediante las mediciones que se realizaron en la EPEPO en el mes de Junio del 2016. Para obtener este último flujo se necesita conocer el régimen de trabajo de cada pozo, pues no todos bombean al mismo tiempo ni el mismo día. Un ejemplo de lo anterior se puede ver en la Tabla 2.3 en la cual el pozo BJ-02 tiene un régimen de trabajo o bombeo de 9 horas al día.

Tabla 2. 3 Régimen de trabajo y flujo real de los pozos en bombeo convencional.

Pozo	RT(d)	RT(h)	Q _{real} (m ³ /d)	Pozo	RT(d)	RT(h)	Q _{real} (m ³ /d)
BJ-2	9	9	4	BJ-241	9	9	2,5
BJ-25	9	9	6	BJ-252	8	8	9
BJ-30	4*44	4	2	BJ-256	9	9	15
BJ-50	9*39	9	4	BJ-281A	4*44	4	4
BJ-72A	24	24	8	BJ-306	9	9	12
BJ-143	24	24	6	BJ-309	9	9	6
BJ-148	19	19	10	BJ-326	12	12	19
BJ-153	12	12	8	BJ-412	9*39	9	7
BJ-184	9	9	6	BJ-418	12	12	6
BJ-193	19	19	10	BJ-421	9	9	5
BJ-240	12	12	10	BJ-452	19	19	14

Donde:

RT: Régimen de trabajo de los pozos (d) y (h).

Q_{real}: Flujo de crudo real que se extrae (m³/d).

2.2.4. Variación de los recorridos de pistón.

Esto consiste en variar el recorrido de las bombas, manteniendo el resto de los parámetros constantes. Si se incrementa el recorrido de las bombas, al máximo posible, se incrementará la extracción de crudo, ya que las varillas tendrían un recorrido más amplio y el pistón atraería mayor cantidad de líquido (crudo). Lo anterior se demuestra mediante la ecuación (2.3), pues los recorridos de las bombas son directamente proporcionales a los flujos de crudo (Martínez, 2014).

$$Q = 1440 * A * S * N \quad (2.3)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo que se extrae (m³/d)

A: Área de la tubería de producción (m²)

S: Recorrido del pistón (m)

N: Número de golpes por minutos (adimensional)

El área se calcula mediante la ecuación (2.4):

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \quad (2.4)$$

Donde:

d: Diámetro de la tubería de producción (m)

Sustituyendo la ecuación (2.4) en la (2.3) se obtiene la ecuación (2.5):

$$Q = 1440 \frac{\pi d^2}{4} * S * N \quad (2.5)$$

Mediante la expresión anterior se evidencia que al aumentar el recorrido del pistón, se incrementan los flujos de crudo que se extraen y con ello la producción.

Para cada bomba según su tipo y modelo el fabricante reporta un máximo recorrido permisible. Al trabajarse en la EPEPO con diversas variedades de bombas con modelos diferentes se realizaron disímiles estudios y se concluyó que el máximo recorrido del pistón es de tres metros. Con un recorrido máximo de tres metros para todas las bombas, se reintroducen los parámetros de la Tabla 2.1 en el programa PB y se obtendrán nuevos resultados de flujo en los diferentes pozos del yacimiento Boca de Jaruco.

2.2.5. Variación de las profundidades de anclajes de las bombas.

Esto consiste en variar las profundidades de anclajes de las bombas, manteniendo los parámetros restantes constantes. Si se baja la profundidad de anclaje de las bombas, disminuyen las presiones de fondo y aumentan los caudales en dependencia de la formación y del pozo.

Esta alternativa se realiza a través de dos herramientas computacionales o software los cuales son: “**Analysis Well Production**” (AWP) o Análisis de la Producción del Pozo y el Índice de Productividad (IPR).

Lo primero que se calcula son las presiones de fondo mediante el AWP, al cual se le introducen parámetros como son: profundidad de la bomba (m), producción de petróleo, agua y gas (m^3/d), densidad del crudo (g/cm^3), nivel estático (m), nivel dinámico (m) y la presión en la cabeza del pozo (bar). Los datos necesarios para introducir en el software se encuentran en las tablas 2.1 y 2.4. Este programa también trabaja con las unidades del sistema de medida inglés, por lo cual los datos fueron convertidos al sistema internacional de unidades.

Tabla 2. 4 Parámetros necesarios para el cálculo de las presiones de fondo.

Pozo	Qp (m^3/d)	RGP	BSW (%)	Qg (m^3/d)	Qw (m^3/d)	NE(m)	ND(m)	P _{cab} (kPa)	P _{cab} (bar)
BJ-2	4	6	30,00	25	1,20	413	450	200	2
BJ-25	6	18	28,00	108	1,68	410	454	200	2
BJ-30	2	0	0,20	0	0,00	415	458	200	2
BJ-50	4	14	1,00	54	0,04	600	653	200	2
BJ-72A	8	17	0,60	134	0,05	308	335	500	5
BJ-143	6	13	0,70	75	0,04	450	500	200	2
BJ-148	10	5	0,50	54	0,05	220	328	200	2
BJ-153	8	7	0,10	54	0,01	440	450	200	2
BJ-184	6	732	10,00	4393	0,60	345	455	200	2
BJ-193	10	13	0,05	127	0,01	275	450	200	2
BJ-240	10	469	66,00	4692	6,60	584	611	200	2
BJ-241	3	58	91,70	144	2,29	708	780	200	2
BJ-252	9	0	18,00	0	1,62	704	760	200	2
BJ-256	15	454	0,20	6804	0,03	440	520	200	2
BJ-281A	4	3	50,00	11	2,00	514	547	200	2
BJ-306	12	88	22,00	1050	2,64	537	600	400	4
BJ-309	6	0	26,00	0	1,56	400	520	200	2
BJ-326	19	8	30,00	144	5,70	630	684	200	2
BJ-412	7	8	1,40	54	0,10	420	460	200	2
BJ-418	6	50	26,00	300	1,56	385	506	200	2
BJ-421	5	0	20,00	0	1,00	453	501	200	2
BJ-452	19	0	0,01	0	0,00	626	704	200	2

Donde:

Q_p: Producción de petróleo (m^3/d)

RGP: Relación gas petróleo (adimensional)

BSW: Cantidad de agua que contiene el crudo (%)

Q_g : Producción de gas (m^3/d)

Q_w : Producción de agua (m^3/d)

NE: Nivel estático del pozo (m)

ND: Nivel dinámico del pozo (m)

P_{cab} : Presión en la cabeza del pozo (kPa)

En la Tabla 2.4 aparecen parámetros nuevos como son: RGP y BSW, los cuales indican la relación gas petróleo y porcentaje de agua que contiene el crudo o **“Bottom Sedimentation Water”**, respectivamente. Mediante las relaciones anteriores se pueden obtener los flujos de agua y gas, los cuales son necesarios para desarrollar la simulación en el programa AWP. La RGP se calcula mediante la ecuación (2.6):

$$RGP = Q_g/Q_p \quad (2.6)$$

Donde:

RGP: Relación gas petróleo (adimensional)

Q_g : Flujo de gas que se extrae (m^3/d)

Q_p : Flujo de petróleo que se extrae (m^3/d)

Los datos reportados por la EPEPO son el flujo de crudo que se extrae y la RGP, por lo que al despejar la ecuación (2.6) se obtiene el flujo de gas, quedando la ecuación (2.7):

$$Q_g = RGP * Q_p \quad (2.7)$$

Por otra parte, el BSW se obtiene mediante la ecuación (2.8):

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_p} * 100 \quad (2.8)$$

Donde:

BSW: Cantidad de agua que contiene el crudo (%)

Q_w : Flujo de agua que se extrae (m^3/d)

Q_p : Flujo de petróleo que se extrae (m^3/d)

Al ser el BSW y el flujo de petróleo datos conocidos, la ecuación (2.8) se despeja para obtener el flujo de agua y la misma queda de la siguiente forma:

$$Q_w = Q_p * \frac{BSW}{100} \quad (2.9)$$

Lo segundo que se realiza para dar cumplimiento a esta alternativa son los gráficos o curvas de Vogel, mediante el programa IPR. Estas curvas predicen los caudales de la producción a cualquier presión de fondo. Para realizar dichas curvas en cada pozo es necesario conocer: la producción del pozo (Q), la presión de fondo (P_{wf}), la presión del depósito estática (P_e) y la presión de punto de burbuja de petróleo (P_{bp}). La P_{bp} es obtenida del laboratorio y las P_e y P_{wf} se obtienen de la simulación mediante el programa AWP, ya que son las variables respuesta del mismo (Cajigal, 2010); (Jonhn, 2005).

El ingeniero Vogel obtuvo un gráfico o curva, en la cual se relacionan las presiones y los flujos (P_{wf}/P_e y $Q/Q_{m\acute{a}x}$), un ejemplo de esta curva se evidencia en la Figura 2.1 y la expresión matemática de la misma se observa en la ecuación (2.10) (Chacín, 2003); (J Jansen, 2004).

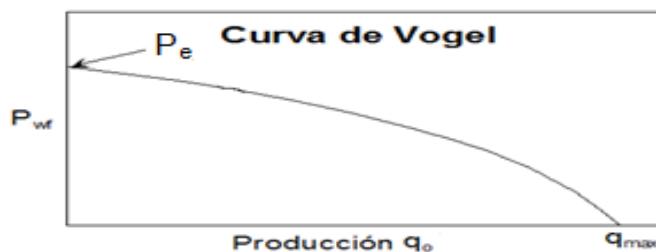


Figura 2. 1 Curva de Vogel (J Jansen, 2004).

A continuación, aparece la expresión (2.10) denominada ecuación de Vogel:

$$\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0,2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_e}\right)^2 \quad (2.10)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo (m^3/d)

$Q_{m\acute{a}x}$: Flujo de crudo máximo (m^3/d)

P_{wf} : Presión de fondo del fluido (kPa)

P_e : Presión del depósito estática o presión para el límite externo del fluido (kPa)

Los gráficos de Vogel se confeccionan con la producción de los pozos (q_0) y las presiones de fondo (P_{wf}) de cada uno, la curva que da lugar a estos juegos de valores indica que las

mayores producciones de crudo se encuentran a menores presiones de fondo como se muestra en la Figura 2.1 y las menores presiones de fondo se obtienen bajando la profundidad de anclaje de la bomba.

Matemáticamente lo anterior se demuestra mediante la ecuación de flujo de Darcy, la cual aparece en la ecuación (2.11).

$$Q = \frac{1}{5863,7} * \frac{\pi * k * h * (P_e - P_{wf})}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) * B_0} \quad (2.11)$$

Donde:

Q: Flujo de crudo (m³/d)

k: Permeabilidad del yacimiento (d)

h: Altura efectiva del pozo (m)

P_e: Presión del depósito estática o presión para el límite externo del fluido (kPa)

P_{wf}: Presión de fondo del fluido (kPa)

μ: Viscosidad del crudo (cP)

r_e: Radio externo del pozo (m)

r_w: Radio del fondo del pozo (m)

B₀: Factor de volumen de petróleo (adimensional)

La unidad de medida de la permeabilidad del yacimiento (k) es d, lo cual significa Darcy, donde 1 Darcy equivale a 9,86923*10⁻¹³ m².

Al ser B₀ un factor de volumen se calcula mediante la ecuación (2.12):

$$B_0 = \frac{V_{yac}}{V_{est}} \quad (2.12)$$

Donde:

V_{yac}: Volumen en el yacimiento (m³)

V_{est}: Volumen en condiciones estándar (m³)

El factor anterior como se muestra en la ecuación (2.12), depende de los volúmenes del yacimiento y el estándar de cada pozo, donde este último es a presión de 101,3 kPa (1 atm) y 15,6°C (J Jansen, 2004). En el yacimiento Boca de Jaruco estos volúmenes son muy parecidos y la EPEPO reporta que B₀=1,1 por lo que no aparecerá en la ecuación de Darcy

ya que es considerado como uno. Mediante la explicación anterior la ecuación (2.11) se transforma en la siguiente:

$$Q = \frac{1}{5863,7} * \frac{\pi * k * h * (P_e - P_{wf})}{\mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.13)$$

Una vez analizada la ecuación de Darcy se puede apreciar que al disminuir la presión en el fondo del pozo (P_{wf}), la diferencia de presiones ($P_e - P_{wf}$) en el numerador de la expresión (2.13) aumenta y con ello aumenta el flujo de crudo, ya que son directamente proporcionales. La P_{wf} se puede disminuir bajando la profundidad de anclaje de la bomba.

Para realizar las curvas de Vogel en el programa IPR se necesitan los siguientes parámetros: flujo de crudo y gas (m^3/d), presión de fondo del pozo (kPa), temperatura del yacimiento ($^{\circ}C$), presión estática del pozo (kPa), presión del punto de burbuja (kPa), relación gas petróleo y los $^{\circ}API$ del crudo. Algunos de los parámetros anteriores se encuentran en las Tablas 2.3 y 2.4 apreciándose en la Tabla 2.5 los nuevos datos.

La presión del punto de burbuja es fija para cada yacimiento y en Boca de Jaruco la EPEPO reporta un valor de 8000 kPa, la temperatura del yacimiento es considerada $50^{\circ}C$ y las presiones en el fondo del pozo y la estática son las variables respuestas del programa AWP.

Tabla 2. 5 Parámetros necesarios para la construcción de las curvas de Vogel.

Pozo	ρ (kg/m^3)	SG	$^{\circ}API$	Pozo	ρ (kg/m^3)	SG	$^{\circ}API$
BJ-2	993	0,99	11	BJ-241	981	0,98	12,74
BJ-25	986,5	0,99	11,94	BJ-252	996	1,00	10,57
BJ-30	906,5	0,91	24,59	BJ-256	965	0,97	15,13
BJ-50	934	0,93	20	BJ-281A	967	0,97	14,83
BJ-72A	994	0,99	10,85	BJ-306	961	0,96	15,74
BJ-143	993	0,99	11	BJ-309	939	0,94	19,19
BJ-148	955	0,96	16,67	BJ-326	968	0,97	14,68
BJ-153	944	0,94	18,39	BJ-412	924	0,92	21,64
BJ-184	963,4	0,96	15,38	BJ-418	997	1,00	10,43
BJ-193	972	0,97	14,08	BJ-421	974	0,97	13,78
BJ-240	1025,9	1,03	6,43	BJ-452	910,5	0,91	23,91

Donde:

ρ : Densidad del crudo (kg/m^3)

SG: Gravedad específica (adimensional)

$^\circ\text{API}$: Medida de densidad

Los $^\circ\text{API}$ son una medida de densidad y precisan cuán pesado o liviano es el petróleo, los mismos se obtiene mediante la ecuación (2.14) (Barberii, 2001); (P Pujadó, 2006):

$$SG = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ\text{API}} \quad (2.14)$$

Donde:

SG: Gravedad específica (adimensional)

$^\circ\text{API}$: Medida de densidad

Al despejar la ecuación (2.14) se obtiene:

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5 - (131,5 \cdot SG)}{SG} \quad (2.15)$$

La SG se calcula mediante la siguiente relación:

$$SG = \frac{\rho_p}{\rho_w} \quad (2.16)$$

Donde:

ρ_p : Densidad del crudo (kg/m^3)

ρ_w : Densidad del agua (kg/m^3)

En la expresión (2.16) la densidad del agua presenta un valor de 1000 kg/m^3 a temperatura de 25°C y presión de $101,3 \text{ kPa}$. Lo primero que se calcula es la SG y luego los $^\circ\text{API}$ de cada pozo (authors, 1997).

A través de este gráfico es que se puede sugerir bajar la profundidad de anclaje de la bomba o no, en dependencia de la ubicación del punto de producción en la curva (Figura 2.2). Cuando el punto común está muy cerca del final de la curva y con ello del flujo máximo, no se puede proponer bajar la profundidad de anclaje de la bomba, pues la producción se acercaría al flujo máximo y la presión de fondo estaría muy cercana a cero o sería dicho valor, lo cual no puede ocurrir ya que no entraría fluido (petróleo) de la capa al pozo y no se tendría líquido para bombear o extraer.

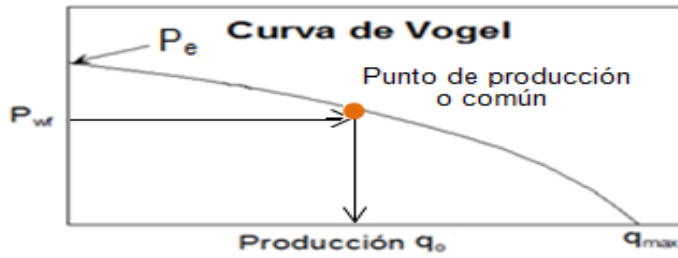


Figura 2. 2 Ubicación del punto de producción o común (J Jansen, 2004).

Sucede lo contrario cuando el punto de producción se encuentra cerca del principio de la curva, ya que existe la posibilidad de bajar la profundidad de anclaje de la bomba, disminuyendo la presión de fondo con el fin de incrementar la producción, teniendo en cuenta la producción máxima para que no ocurra el efecto contrario (authors, 2000).

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo refleja los resultados de la evaluación de las composiciones de las sartas de varillas, su rediseño, el cálculo del coeficiente de peso, así como el de llenado y las variaciones tanto de los recorridos de las bombas como el de las profundidades de anclajes de las mismas. Se obtienen los resultados en relación con los cambios de diseño que se pueden realizar en cada pozo y se seleccionan los más factibles.

3.1 Análisis de las composiciones de las sartas de varillas.

Para analizar las composiciones de las sartas de varillas de los pozos pertenecientes al yacimiento Boca de Jaruco se seleccionaron todos los pozos que se encontraban en bombeo convencional en el mes de junio de 2016, que fueron un total de 22. Se introducen los datos en el programa Puesta en Bombeo como se muestra en el Anexo 2, obteniéndose los resultados que se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Donde:

P_L : Peso del líquido o del crudo (kg)

P_c : Peso de las cabillas (kgf)

$P_{m\acute{a}x}$: Peso máximo en el cabezal del balancín (kgf)

σ : Tensión de las cabillas para cada diámetro (Pa)

Tabla 3. 1 Resultados del programa Puesta en Bombeo.

Pozo	P _L (kg)	P _c (kgf)	P _{máx} (kgf)	σ (Pa)		
				19 (mm)	22 (mm)	25 (mm)
BJ-2	816,5	1814,4	2449,4	0	2,54*10 ⁷	0,55*10 ⁷
BJ-25	1270,1	1542,2	2812,3	0,54*10 ⁷	3,96*10 ⁷	0
BJ-30	635,0	1814,4	2268,0	1,96*10 ⁷	1,27*10 ⁷	0
BJ-50	1905,1	2086,5	3900,9	5,37*10 ⁷	2,33*10 ⁷	0
BJ-72A	1814,4	2268,0	3810,2	0	1,68*10 ⁷	3,24*10 ⁷
BJ-143	816,5	2268,0	2812,3	0	0	2,64*10 ⁷
BJ-148	635,0	1632,9	2177,2	1,75*10 ⁷	1,47*10 ⁷	0
BJ-153	1088,6	1995,8	2903,0	3,77*10 ⁷	1,34*10 ⁷	0
BJ-184	725,7	2177,2	2721,6	0	2,98*10 ⁷	0,29*10 ⁷
BJ-193	907,2	2086,5	2812,3	0	3*10 ⁷	0,45*10 ⁷
BJ-240	2086,5	3265,9	4989,5	0	0	5,52*10 ⁷
BJ-241	2540,1	2812,3	5080,2	0	5,48*10 ⁷	1,95*10 ⁷
BJ-252	1360,8	2540,1	3628,7	3,79*10 ⁷	1,57*10 ⁷	0,45*10 ⁷
BJ-256	2268,0	3175,1	5171,0	0	4,55*10 ⁷	2,55*10 ⁷
BJ-281A	2177,2	2540,1	4626,6	0	4,23*10 ⁷	2,34*10 ⁷
BJ-306	2086,5	2993,7	4808,1	0	3,42*10 ⁷	2,86*10 ⁷
BJ-309	907,2	2086,5	2812,3	0	3,77*10 ⁷	0
BJ-326	2358,7	2358,7	4626,6	8,58*10 ⁷	1,22*10 ⁷	0
BJ-412	907,2	2086,5	2812,3	0	3,76*10 ⁷	0
BJ-418	725,7	2540,1	3084,4	0	1,15*10 ⁷	1,85*10 ⁷
BJ-421	1088,6	2268,0	3175,1	0	4,4*10 ⁷	0
BJ-452	90,7	272,2	362,9	0,12*10 ⁷	0,18*10 ⁷	0,11*10 ⁷

Al analizar los resultados de la tabla anterior, se obtiene que de un total de 22 pozos en el yacimiento Boca de Jaruco se encuentra incorrectamente dimensionado solo un pozo, el BJ-326 ya que las tensiones de las cabillas son de $8,58 \cdot 10^7$ Pa mayores que $6,86 \cdot 10^7$ Pa y como se había planteado en el capítulo anterior que las tensiones por debajo de los $6,86 \cdot 10^7$ Pa hacen que el material de las varillas sea resistente sin tener que deformarse o fatigarse y si esto fuera al revés el pozo se encuentra incorrectamente dimensionado, lo cual trae como consecuencia que el flujo de crudo disminuya afectando esto en el rendimiento del mismo. En la misma tabla se aprecian los valores del peso del líquido o del crudo, peso de las cabillas y peso máximo en el cabezal del balancín. Donde el peso máximo en el cabezal del balancín depende del peso del líquido y el peso de las cabillas por ser la suma de los mismos, y la tensión de las cabillas no es más que el peso (en este caso la diferencia entre el

peso máximo y el mínimo que el programa de bombeo lo realiza por defecto) entre el área de las mismas. Quedando así demostrada la relación entre cada uno de estos valores.

El programa Puesta en Bombeo también arroja los valores de flujo teórico de crudo (m^3/h) para cada pozo en diferentes horas del día, aclarando así que no todos trabajan 24 horas, así por ejemplo como se puede apreciar en la siguiente tabla que del pozo BJ-02 se bombean $11 m^3$ en nueve horas, en correspondencia con su régimen de trabajo.

Tabla 3. 2 Flujos teóricos de crudo para cada pozo en diferentes horas del día.

Pozo	Q Teórica (m^3)							Pozo	Q Teórica (m^3)						
	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h		4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-2	5	9	11	14	22	24	28	BJ-241	7	13	15	20	32	33	40
BJ-25	9	18	20	27	42	44	53	BJ-252	5	9	10	14	22	23	27
BJ-30	3	6	6	8	13	14	17	BJ-256	9	18	20	27	43	45	54
BJ-50	6	12	14	19	30	31	37	BJ-281A	10	19	22	29	46	49	58
BJ-72A	7	14	15	20	32	34	41	BJ-306	6	11	13	17	27	28	34
BJ-143	4	8	9	12	19	20	25	BJ-309	4	8	9	12	19	20	24
BJ-148	3	6	7	10	15	16	19	BJ-326	8	16	18	24	38	40	48
BJ-153	3	6	7	10	15	16	19	BJ-412	4	8	9	13	20	21	25
BJ-184	3	6	6	8	13	14	17	BJ-418	3	5	6	8	13	13	16
BJ-193	3	6	6	9	14	14	17	BJ-421	6	11	12	17	26	28	33
BJ-240	6	12	14	19	30	31	37	BJ-452	4	8	9	12	20	21	25

3.2 Obtención de las composiciones adecuadas de las sartas de varillas.

Luego de saber que pozo se encuentra incorrectamente dimensionado, se procede a la obtención de las composiciones de varillas adecuadas del mismo.

Para obtener las nuevas composiciones de las varillas del pozo: BJ-326 y tener tensiones menores que $6,86 \cdot 10^7 Pa$, se reintroducen nuevamente los parámetros de la Tabla 2.1 en el programa PB, pero se modifican las composiciones de varillas, las cuales se obtienen por la Norma API, para ello se hace necesario ver la Tabla 3.3 que se muestra a continuación.

Tabla 3. 3 Resultados de las composiciones modificadas por la Norma API.

Pozo	Parámetros		Cva (%)		
	E	D (mm)	19 mm	22 mm	25 mm
BJ-326	76	57	55	45	0

Donde:

E: Escalones de la tabla de la Norma API

D_b: Diámetro de la bomba en las diferentes unidades de medidas

C_{var}: Composición para los diferentes diámetros de varillas (%)

En las Tablas 3.4 y 3.5 se muestran los resultados obtenidos por la Norma API mediante el PB.

Tabla 3. 4 Resultados del programa Puesta en Bombeo.

Pozo	Parámetros				σ (Pa)		
	P _L (kg)	P _c (kgf)	P _{máx} (kgf)	P _m (kW)	19 mm	22 mm	25 mm
BJ-326	2268,0	2630,8	4808,1	13,1	5,55*10 ⁷	3,67*10 ⁷	0

Tabla 3. 5 Continuación de los resultados del programa Puesta en Bombeo.

Pozo	Q Teórica (m ³)						
	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-326	8	16	18	24	38	40	48

Los resultados anteriores indican que la nueva composición de varillas obtenida por la Norma API, es correcta, ya que las tensiones del pozo no son iguales ni mayores a los 6,86*10⁷ Pa. En el pozo BJ-326 se propone modificar las composiciones de los diámetros de cabillas de 22 mm y 19 mm hasta un 45% y 55% de la composición escalonada de varillas, respectivamente.

3.3 Análisis de los coeficientes de peso y llenado de las unidades de bombeo convencionales.

En la Tabla 3.6 se ven reflejados los resultados de los cálculos del coeficiente de peso de los pozos en estudio pertenecientes al yacimiento Boca de Jaruco.

Tabla 3. 6 Resultados del cálculo del coeficiente de peso.

Pozo	P _{inst} (Kgf)	P _{máx} (kgf)	δ	Pozo	P _{inst} (Kgf)	P _{máx} (kgf)	δ
BJ-2	7257,48	2449,4	0,34	BJ-241	10886,22	5080,2	0,47
BJ-25	7257,48	2812,3	0,39	BJ-252	4535,92	3628,7	0,80
BJ-30	4535,92	2268,0	0,50	BJ-256	7257,48	5171,0	0,71
BJ-50	4535,92	3900,9	0,86	BJ-281A	10886,22	4626,6	0,43
BJ-72A	10886,22	3810,2	0,35	BJ-306	10886,22	4808,1	0,44
BJ-143	10886,22	2812,3	0,26	BJ-309	8164,66	2812,3	0,34
BJ-148	10886,22	2177,2	0,20	BJ-326	12700,59	4626,6	0,36
BJ-153	7257,48	2903,0	0,40	BJ-412	4535,92	2812,3	0,62
BJ-184	7257,48	2721,6	0,38	BJ-418	8164,66	3084,4	0,38
BJ-193	7257,48	2812,3	0,39	BJ-421	7257,48	3175,1	0,44
BJ-240	8164,66	4989,5	0,61	BJ-452	10886,22	362,9	0,03

Donde:

P_{inst}: Peso máximo instalado en el cabezal del balancín (kgf)

P_{máx}: Peso máximo teórico en el cabezal del balancín (kgf) (en este caso no es real porque no hubo un instrumento como el dinamógrafo para medirlo y se tomó el valor que da el *software*).

δ : Coeficiente de peso (adimensional)

Al analizar los resultados anteriores se aprecia que los coeficientes de pesos son adecuados, por ser menor que la unidad y estar fuera del rango de peligro según indica (John, 2005).

En cuanto a los resultados del coeficiente de llenado de las bombas se ven reflejados en la siguiente tabla.

Tabla 3. 7 Resultados del cálculo del coeficiente de llenado.

Pozo	Q _{real} (m ³ /d)	Q _{teor} (m ³ /d)	α	Pozo	Q _{real} (m ³ /d)	Q _{teor} (m ³ /d)	α
BJ-2	4	11	0,36	BJ-241	2,50	15,00	0,17
BJ-25	6	20	0,30	BJ-252	9,00	9,00	1,00
BJ-30	2	3	0,67	BJ-256	15,00	20,00	0,75
BJ-50	4	14	0,29	BJ-281A	4,00	10,00	0,40
BJ-72A	8	41	0,20	BJ-306	12,00	13,00	0,92
BJ-143	6	25	0,24	BJ-309	6,00	9,00	0,67
BJ-148	10	15	0,67	BJ-326	19,00	24,00	0,79
BJ-153	8	10	0,80	BJ-412	7,00	9,00	0,78
BJ-184	6	6	1,00	BJ-418	6,00	8,00	0,75
BJ-193	10	14	0,71	BJ-421	5,00	12,00	0,42
BJ-240	10	19	0,53	BJ-452	14,00	20,00	0,70

Donde:

Q_{real} (m³/d): Producción de petróleo real.

Q_{teor} (m³/d): Producción de petróleo según programa.

α : Coeficiente de llenado.

Al analizar la tabla anterior se observa que los coeficientes de llenado de los pozos BJ-30, BJ-148, BJ-193, BJ-256, BJ-309, BJ-418 y BJ-452 se encuentran en el rango de 0,65 a 0,75, esto es muy bueno para el funcionamiento de las bombas convencionales o de varillas de acuerdo con (Cajigal, 2010), pero en el caso de los pozos BJ-184 y BJ-252, el coeficiente de llenado es igual que la unidad, afectando así la eficiencia de la bomba, demostrando así que el pozo se encuentra bombeando por el *tubing* y surgente por el *casinng*. En el caso de los pozos donde sus valores dan menores que 0,4 es por su alta viscosidad, en estos casos se propone dejarlo así.

Para mejorar la eficiencia de la bomba de cada uno de los pozos mencionados anteriormente, se procede a aumentar el régimen de trabajo como se muestra a continuación en la tabla.

Tabla 3. 8 Resultados del cálculo del coeficiente de llenado con el nuevo régimen de trabajo.

Pozo	Q_{real} (m ³ /d)	Q_{teor} (m ³ /d)	RT(h)	α
BJ-184	6	8	12	0,75
BJ-252	9	10	9	0,90

Donde:

RT (h): Nuevo régimen de trabajo en horas.

Q_{real} (m³/d): Producción de petróleo real.

Q_{teor} (m³/d): Producción de petróleo según *software* después de aumentar el régimen de trabajo.

Al analizar la tabla anterior se observa que los coeficientes de llenado alcanzan los valores recomendados.

3.4 Resultados de la variación de los recorridos de pistón.

Al introducir los parámetros de la Tabla 2.1 de todos los pozos exceptuando los del pozo BJ-256 en el programa PB, pero variando el recorrido del pistón al máximo permisible (3 m), los resultados más importantes son los flujos de crudo (m³/h) de cada pozo, los cuales quedan reflejados a continuación.

Tabla 3. 9 Resultados del flujo de crudo (m³/d) variando el recorrido del pistón a 3m.

Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h	Pozo	4h	8h	9h	12h	19h	20h	24h
BJ-2	6	13	14	19	30	32	39	BJ-241	13	27	30	40	64	67	81
BJ-25	13	25	28	38	60	63	76	BJ-252	5	11	12	16	26	27	33
BJ-30	4	8	9	12	19	20	24	BJ-281A	12	23	26	35	55	58	70
BJ-50	9	19	21	28	45	47	56	BJ-306	8	17	19	25	40	42	51
BJ-72A	10	20	23	31	49	51	61	BJ-309	6	12	13	18	28	30	36
BJ-143	5	10	11	15	23	25	29	BJ-326	12	24	26	35	56	59	71
BJ-148	5	9	11	14	22	23	28	BJ-412	6	13	14	19	30	31	38
BJ-153	6	13	14	19	30	32	38	BJ-418	5	11	12	16	25	27	32
BJ-184	4	8	9	12	19	20	24	BJ-421	7	13	15	20	31	33	40
BJ-193	5	11	12	16	25	27	32	BJ-452	5	10	11	15	23	25	30
BJ-240	11	22	25	33	52	55	66								

Comparando los resultados de la Tabla anterior, a los cuales se les modificó el recorrido del pistón al máximo (3 m) con los de la Tabla 3.2, los cuales presentan el recorrido real de cada pozo, se evidencia que los flujos son más altos, lo que demuestra que es efectivo aumentar el recorrido del pistón ya que aumentan los flujos de crudo en todos los pozos.

Los resultados anteriores muestran que esta alternativa se puede aplicar a todos los pozos del yacimiento Boca de Jaruco exceptuando el BJ-256, sin ningún tipo de inversión y así aportaría nuevas ganancias para la EPEPO.

3.5 Resultados de la variación de las profundidades de anclajes de bombas.

En esta alternativa se trabajó con dos herramientas computacionales, la primera fue el software AWP, mediante el cual, se obtuvieron las presiones de depósito estática y las

presiones de fondo de los pozos analizados. Los parámetros que se le introducen a este software se encuentran presentes en la Tabla 2.5 y los resultados se pueden ver reflejados en la siguiente tabla. Una foto de este programa se puede evidenciar en el Anexo 3.

Tabla 3. 10 Resultados de las presiones de fondo mediante el programa AWP.

Pozo	P_e (kPa)	P_{wf} (kPa)	Pozo	P_e (kPa)	P_{wf} (kPa)
BJ-2	3224,8	2011,5	BJ-241	10785,8	6962
BJ-25	4378,9	3274,4	BJ-252	7426,7	4145,1
BJ-30	5340	3799,8	BJ-256	10615,4	6021,3
BJ-50	7108,3	4613,2	BJ-281A	7749,9	5197,4
BJ-72A	4991,2	3048,5	BJ-306	8786,6	5355,6
BJ-143	3380	2232	BJ-309	5622,9	3066,4
BJ-148	6176,2	3587,8	BJ-326	10446,2	6010,1
BJ-153	4401,9	2873,2	BJ-412	5231,4	3122,8
BJ-184	7986,9	4500,2	BJ-418	6371,8	3538,9
BJ-193	7232,4	4047,8	BJ-421	6988,1	4174,1
BJ-240	11926,4	7993	BJ-452	4452,8	2583,3

Donde:

P_e : Presión del depósito estática (kPa)

P_{wf} : Presión de fondo del pozo (kPa)

Una vez obtenido los resultados anteriores se procede a confeccionar las curvas o gráficos de Vogel mediante el programa IPR. La foto de este programa aparece en el Anexo 4.

Un ejemplo de una curva o gráfico de Vogel aparece reflejado en la Figura 3.1, la cual le corresponde al pozo BJ-02.

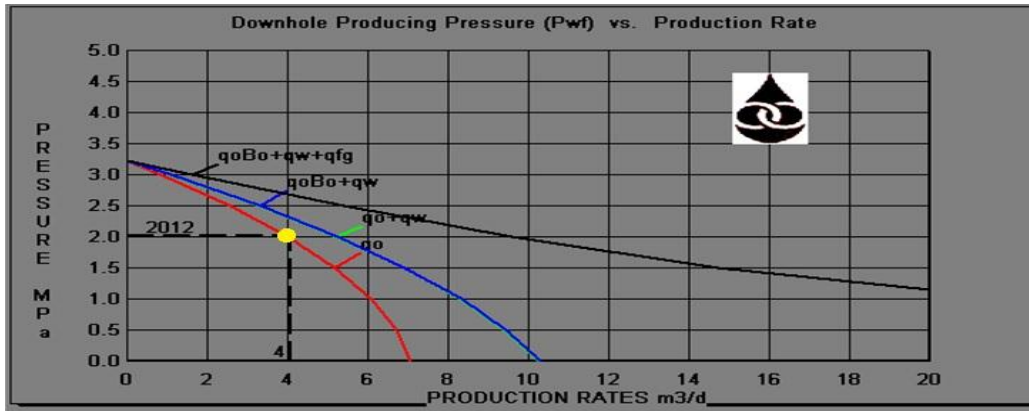


Figura 3. 1 Curva de Vogel para el pozo BJ-02.

Al observar y analizar la figura anterior se aprecian varias curvas, pero la de Vogel es la que aparece de color rojo. El punto de producción o común de dicha curva (color amarillo) se encuentra muy cercano al final de la misma y con ello al flujo máximo, por lo que no se puede proponer bajar la profundidad de anclaje de la bomba, ya que la presión de fondo estaría muy cercana a cero o sería dicho valor, lo cual no puede ocurrir ya que no entraría fluido (petróleo) de la capa al pozo y no se tendría líquido para bombear o extraer.

Según la literatura consultada una de las causas que pueden influir en el resultado anterior es el tiempo de explotación y la declinación de los pozos, esto se evidencia ya que el yacimiento Boca de Jaruco es el más antiguo que posee actualmente la EPEPO.

En el Anexo 5 aparecen reflejadas las curvas de Vogel para los restantes pozos del yacimiento Boca de Jaruco. En el caso de los pozos BJ-25, BJ-184, BJ-240, BJ-241, BJ-252, BJ-281A, BJ-306, BJ-309, BJ-326, BJ-418 y BJ-421 las curvas de Vogel presentan un comportamiento similar al del pozo BJ-2, por lo cual esta alternativa no es técnicamente aplicable a ninguno de estos pozos del yacimiento.

En el resto de los pozos se procede a aumentar la profundidad de la bomba, disminuyendo así la presión de fondo, lo que conlleva al aumento de la producción de petróleo de cada uno de esos pozos como se muestra en la tabla 3.11 (Ver Anexo 6).

Tabla 3. 11 Resultados del aumento de la profundidad de bomba.

Pozo	Q_{real} (m³/d)	Q_{modif} (m³/d)	Inc (m³/d)
BJ-30	2	4	2
BJ-50	4	7	3
BJ-72A	8	12	4
BJ-143	6	10	4
BJ-148	10	15	5
BJ-153	8	13	5
BJ-193	10	14	4
BJ-256	15	20	5
BJ-412	7	10	3
BJ-452	14	19	5
Total de flujo incrementado (m³/d)			40

3.6 Valoración económica.

La valoración económica de este trabajo se le realiza a los mayores valores de producción de crudo arrojados por los resultados obtenidos atendiendo a las diferentes alternativas, como se muestra en la Tabla 3.12.

Tabla 3. 12 Incremento de la producción.

Pozo	Q _{real} (m ³ /d)	Q _{ma} (m ³ /d)	Incr. (m ³ /d)	Alternativa
BJ-2	4	14	10	Variación de los recorridos del pistón
BJ-25	6	28	22	Variación de los recorridos del pistón
BJ-30	2	4	2	Variación de los recorridos del pistón
BJ-50	4	21	17	Variación de los recorridos del pistón
BJ-72A	8	61	53	Variación de los recorridos del pistón
BJ-143	6	29	23	Variación de los recorridos del pistón
BJ-148	10	22	12	Variación de los recorridos del pistón
BJ-153	8	19	11	Variación de los recorridos del pistón
BJ-184	6	9	3	Variación de los recorridos del pistón
BJ-193	10	25	15	Variación de los recorridos del pistón
BJ-240	10	33	23	Variación de los recorridos del pistón
BJ-241	2,5	30	27,5	Variación de los recorridos del pistón
BJ-252	9	11	2	Variación de los recorridos del pistón
BJ-256	15	20	5	Variación de las profundidades de anclajes de bombas
BJ-281A	4	12	8	Variación de los recorridos del pistón
BJ-306	12	19	7	Variación de los recorridos del pistón
BJ-309	6	13	7	Variación de los recorridos del pistón
BJ-326	19	35	16	Variación de los recorridos del pistón
BJ-412	7	14	7	Variación de los recorridos del pistón
BJ-418	6	16	10	Variación de los recorridos del pistón
BJ-421	5	15	10	Variación de los recorridos del pistón
BJ-452	14	23	9	Variación de los recorridos del pistón
Total	173,5	473	299,5	

Donde:

Q_{real} (m³/d): Producción de petróleo real.

Q_{ma} (m³/d): Máxima producción de petróleo después de aplicada la mejor alternativa para cada pozo.

Incr. (m³/d): Incremento de la producción después de aplicadas las alternativas.

La valoración económica está dirigida a determinar, los ingresos por ventas anuales de crudo (E Blank, 1999); (E Fernández, 2002), por lo cual se hace necesario utilizar la ecuación (1.3):

$$As = Prod * Pv \quad (1.3)$$

Donde:

As: Ingresos por ventas (CUC/año)

Prod: Producción de crudo ($m^3/año$)

Pv: Precio de venta del crudo (CUC/ m^3)

Para poder obtener los ingresos por ventas anuales, si se aplica la alternativa 3, se necesitan conocer las siguientes informaciones (Vélez, 2002):

- El precio de un barril de petróleo es de 42,5 CUC/barril, valor obtenido del departamento de economía de la EPEPO en el mes de octubre de 2016.
- Un barril es considerado 159 litros de petróleo.
- Al convertir el precio del barril de petróleo de CUC/barril a CUC/ m^3 , se obtiene un valor de 267,16 CUC/ m^3 .
- La EPEPO trabaja 360 días al año.

El yacimiento Boca de Jaruco actualmente presenta un flujo real de crudo de $173,5 m^3/d$. Al variar el recorrido del pistón en todos los pozos a excepción del pozo BJ-256 que para este la mejor alternativa fue la de variar la profundidad de anclaje, se obtuvo como resultado que se incrementa la producción en $299,5 m^3$ más de lo que se produce actualmente, sumando el incremento y la producción sería un total de $473 m^3/d$ lo que produciría este yacimiento al aplicar dichas alternativas.

Haciendo uso de la ecuación (1.3) y sabiendo que el incremento de la producción es de $299,5 m^3/d$ de crudo, los ingresos por concepto de ventas de la EPEPO aumentarían en 80 014 CUC/d. Este incremento al mes representaría un valor de 2 400 423,6 CUC/mes, lo cual sería al año un total de 28 805 083,4 CUC/año.

Los resultados anteriores no son solo favorables para la EPEPO ya que la misma obtendría una ganancia incrementada de 28 805 083,4 CUC/año sino también para Cuba en general, pues este resultado contribuye a la sustitución de importaciones, hecho que se encuentra acorde con la política económica actual.

CONCLUSIONES

1. Las alternativas tecnológicas evaluadas garantizan el incremento de la producción de petróleo crudo en los pozos del yacimiento Boca de Jaruco.
 - Al pozo BJ-326 se le propone realizar dos posibles alternativas de modificación: la variación de las composiciones de los diámetros de las varillas y el incremento del recorrido del pistón a 3m, proponiéndose la segunda por ofrecer mayor incremento de flujo.
 - A los pozos BJ-184 y BJ-252 se les propone aplicar dos posibles alternativas: la de aumentar el régimen de trabajo y la de ampliar el recorrido del pistón a 3m, proponiéndose la segunda por ofrecer mayor incremento de flujo.
 - A los pozos BJ-30, BJ-50, BJ-72^a, BJ-143, BJ-148, BJ-153, BJ-193, BJ-412, BJ-452 se les propone aplicar dos alternativas de modificación: el incremento de la profundidad de la bomba y el aumento del recorrido del pistón a 3m, por la razón mencionada anteriormente.
 - Al pozo BJ-256 se le incrementó la profundidad de anclaje, lo que conllevó al aumento de la producción del mismo.
 - A los pozos BJ-2, BJ-25, BJ-240, BJ-241, BJ-281^a, BJ-306, BJ-309, BJ-418, BJ-421 se les propone incrementar el recorrido del pistón a 3m, garantizando así el aumento del flujo de crudo.
2. Para la valoración económica se tomaron los datos obtenidos por la variación del recorrido del pistón de todos los pozos exceptuando el BJ-256 con el incremento de la profundidad de anclaje y se obtuvo como resultado, que los ingresos por conceptos de ventas aumentarían en 28 805 083,4 CUC/año.

RECOMENDACIONES

1. Iniciar los cambios de parámetros de operación y de diseño de bombeo en los pozos del Yacimiento Boca de Jaruco, de acuerdo con los resultados de este trabajo y que se detallan en las conclusiones del trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

A Cajigal, G López. 2013. *Explotación de Pozos por Bombeo.* La Habana, Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2013.

Ablan, E. 2000. *Algoritmo para la estimación del factor de seguridad en sartas de cabillas.*(Tesis de grado). Caracas, Venezuela : s.n., 2000.

authors, Cd. 2009. *Completions Hydraulics Handbook.* [ed.] Schlumberger. USA : s.n., 2009.

— . **2010.** *Efficiencies Higher than with ESP systes. Technological Advances in ROd Pumping.* 2010.

— . **2006.** *Evolution of Oilfield. Technology the American Oil and Gas Historical.* 2006. Vol. No.3.

— . **1990.** *Leutert Instrument Manual.* USA : s.n., 1990.

— . **1997.** *Perry's Chemical Engineers' Handbook.* Seventh ed. Kansas,USA : University of Kansas, 1997.

— . **1992.** *Petroleum Engineering Manual.* Canadá : s.n., 1992.

— . **2000.** *Petroleum Production Systems.* USA : s.n., 2000.

— . **2007.** *Products of petroleum. General Catalog Lufkin.* 2007.

— . **2000.** *Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps.* Canada : Upstream Department, 2000.

— . **2002.** *Technical Data Handbook.* Fifth. Huston : s.n., 2002.

autores, Cd. 2001. *Bombas, selección, uso y mantenimiento.* La Habana. Cuba : s.n., 2001.

— . **1998.** *El Pozo Ilustrado.* Cuarta. Caracas : Fondo Editotial del Centro Internacional de Educación y Desarrollo (FONDCIED), 1998.

— . **2007.** *Instrucciones de seguridad para el uso, cuidado y observación de las máscaras de gas. Instrucciones Técnicas.* 2007.

— . **2007.** *Instrucciones de seguridad para los trabajos de petróleo y gas con contenido de sulfuro de hidrógeno. Instrucciones Técnicas.* 2007.

— . **2013.** *Introducción a la Industria Petrolera.* La Habana, Cuba : Ministerio de Energía y Minas, Unión CUBAPETRÓLEO, 2013.

—. **1995.** *Manual básico de bombeo mecánico para el levantamiento artificial de crudo.* La Habana. Cuba : s.n., 1995.

—. **2000.** *Petróleo, Origen y Procesos.* La Habana. Cuba : Centro Politécnico del Petróleo, 2000.

—. **1988.** *Recommended Practice for Design Calculation for Sucker Rod Pumping Systems.* No.4. Canada : Upstream Department, 1988.

—. **2014.** *Régimen Tecnológico UEB Producción de Boca de Jaruco.* Mayabeque. Cuba : s.n., 2014.

B Howard, T Richardson. 2012. *Petroleum Engineering Handbook.* USA : s.n., 2012.

Barberii, E. 2001. *El Pozo Ilustrado.* No.5. Caracas, Venezuela : s.n., 2001.

Brooks, Antonio. 2003. Tesis de elevación en los pozos de la capa E del Yacimiento Boca de Jaruco. La Habana. Cuba : s.n., 2003.

Cajigal, Armando. 2010. *Producción de Petróleo y Gas.* La Habana. Cuba : s.n., 2010.

Castanedo, Ing. Pedro Castillo. 2011. Propuesta de mejora de la producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC. *Tesis de Especialidad.* Matanzas : CPPVar, Universidad de Matanzas, 2011.

Chacín, N. 2003. *Bombeo de Cavidad Progresiva.* s.l. : Esp Oil Engineering Consultants, Instalaciones de PDVSA, 2003.

cuci, Pepito. 2005. *Petro.* 2005.

Demoulin, P. 2000. *Example Problems. Enspen Formation Industries.* 2000.

—. **2000.** *Sucker Rod Pumping. Enspen Formation Industries.* 2000.

E Blank, A Tarquín. 1999. *Ingeniería económica.* Bogotá, Colombia : s.n., 1999.

E Fernández, G Gonzáles. 2002. *Ingeniería Económica para Ingenieros Químicos.* La Habana, Cuba : s.n., 2002.

Fernández, P. 2011. *Bombas centrífugas y volumétricas.* Cantabria : Departamento de Ingeniería Eléctrica Energética, 2011.

Fernández, R. 2011. *Perforación de Pozos Petroleros Marinos.* La Habana. Cuba : Científico Técnica, 2011.

González, Ing. Jose Ángel Álvarez. 2007. *Introducción a la Industria Petrolera.* s.l. : CUPET-CPP, 2007.

- Gual, A. 2010.** Tesis de evaluación artificial de los pozos de la capa del yacimiento Boca de Jaruco. *Maestría*. La Habana. Cuba : s.n., 2010.
- Guliaev, A. 1983.** *Metalografía*. Moscú : s.n., 1983.
- J Jansen, P Currie. 2004.** *Modelling and Optimisation of oil and gas*. USA : s.n., 2004.
- John, G. 2005.** *Bombeo Mecánico, Optimización*. Theta Enterprises. 2005.
- John, G. 2005.** *Bombeo Mecánico, Optimización*. Maracaibo, Venezuela : s.n., 2005.
- Kozlov, C. 1986.** *Ciencia de los materiales*. Moscú : s.n., 1986.
- Martínez, L. 2014.** *Programa Puesta en Bombeo*. Mayabeque, Cuba : EPEPO, 2014.
- P Pujadó, D Jones. 2006.** *Handbook of Petroleum Processing*. 2006.
- Parkash, S. 2010.** *Including Specialty Products and Sustainable Manufacturing. Petroleum Fuels Manufacturing Handbook*. Canadá : s.n., 2010.
- R González, J Puerto. 2012.** *Geología del Petróleo*. La Habana. Cuba : s.n., 2012.
- Rosabal, J. 2009.** *Hidrodinámica y separaciones mecánicas*. La Habana.Cuba : Félix Varela, 2009.
- Vélez, I. 2002.** *Decisiones de inversión*. Bogotá, Colombia : s.n., 2002.
- Warquier, J. 2000.** *El Refino del Petróleo. Petróleo Crudo. Productos Petrolíferos*. La Habana.Cuba : s.n., 2000.

ANEXOS

Anexo 1 Tablas por el método API.

American Petroleum Institute

1 Rod* No.	2 Plunger Diam., inches D	3 Rod Weight, lb per ft W _r	4 Elastic Constant, in. per lb ft E _r	5 Frequency Factor, F _c	6-11 Rod String, % of each size						
					6 1%	7 1	8 %	9 %	10 %	11 %	
44	All	0.726	1.990 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
54	1.06	0.908	1.668 x 10 ⁻⁶	1.138	44.6	55.4
54	1.25	0.929	1.633 x 10 ⁻⁶	1.140	49.5	50.5
54	1.50	0.957	1.584 x 10 ⁻⁶	1.137	56.4	43.6
54	1.75	0.990	1.525 x 10 ⁻⁶	1.122	64.6	35.4
54	2.00	1.027	1.460 x 10 ⁻⁶	1.095	73.7	26.3
54	2.25	1.067	1.391 x 10 ⁻⁶	1.061	83.4	16.6
54	2.50	1.108	1.318 x 10 ⁻⁶	1.023	93.5	6.5
55	All	1.135	1.270 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
64	1.06	1.164	1.382 x 10 ⁻⁶	1.229	33.3	33.1	33.5
64	1.25	1.211	1.319 x 10 ⁻⁶	1.215	37.2	35.9	26.9
64	1.50	1.275	1.232 x 10 ⁻⁶	1.184	42.3	40.4	17.3
64	1.75	1.341	1.141 x 10 ⁻⁶	1.145	47.4	45.2	7.4
65	1.06	1.307	1.138 x 10 ⁻⁶	1.098	34.4	65.6
65	1.25	1.321	1.127 x 10 ⁻⁶	1.104	37.3	62.7
65	1.50	1.343	1.110 x 10 ⁻⁶	1.110	41.8	58.2
65	1.75	1.369	1.090 x 10 ⁻⁶	1.114	46.9	53.1
65	2.00	1.394	1.070 x 10 ⁻⁶	1.114	52.0	48.0
65	2.25	1.426	1.045 x 10 ⁻⁶	1.110	58.4	41.6
65	2.50	1.460	1.018 x 10 ⁻⁶	1.099	65.2	34.8
65	2.75	1.497	0.990 x 10 ⁻⁶	1.082	72.5	27.5
65	3.25	1.574	0.930 x 10 ⁻⁶	1.037	88.1	11.9
66	All	1.634	0.883 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
75	1.06	1.566	0.997 x 10 ⁻⁶	1.191	27.0	27.4	45.6
75	1.25	1.604	0.973 x 10 ⁻⁶	1.193	29.4	29.8	40.8
75	1.50	1.664	0.935 x 10 ⁻⁶	1.189	33.3	33.3	33.3
75	1.75	1.732	0.892 x 10 ⁻⁶	1.174	37.8	37.0	25.1
75	2.00	1.803	0.847 x 10 ⁻⁶	1.151	42.4	41.3	16.3
75	2.25	1.875	0.801 x 10 ⁻⁶	1.121	46.9	45.8	7.2
76	1.06	1.802	0.816 x 10 ⁻⁶	1.072	28.5	71.5
76	1.25	1.814	0.812 x 10 ⁻⁶	1.077	30.6	69.4
76	1.50	1.833	0.804 x 10 ⁻⁶	1.082	33.8	66.2
76	1.75	1.855	0.795 x 10 ⁻⁶	1.088	37.5	62.5
76	2.00	1.880	0.785 x 10 ⁻⁶	1.093	41.7	58.3
76	2.25	1.908	0.774 x 10 ⁻⁶	1.096	46.5	53.5
76	2.50	1.934	0.764 x 10 ⁻⁶	1.097	50.8	49.2
76	2.75	1.967	0.751 x 10 ⁻⁶	1.094	56.5	43.5
76	3.25	2.039	0.722 x 10 ⁻⁶	1.078	68.7	31.3
76	3.75	2.119	0.690 x 10 ⁻⁶	1.047	82.3	17.7
77	All	2.224	0.649 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
85	1.06	1.883	0.873 x 10 ⁻⁶	1.261	22.2	22.4	22.4	33.0
85	1.25	1.943	0.841 x 10 ⁻⁶	1.253	23.9	24.2	24.3	27.6
85	1.50	2.039	0.791 x 10 ⁻⁶	1.232	26.7	27.4	26.8	19.2
85	1.75	2.138	0.738 x 10 ⁻⁶	1.201	29.6	30.4	29.5	10.5

Figura A1. 1 Tablas reportadas para el rediseño de las composiciones de varillas por el método API.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Rod* No.	Plunger Diam., inches D	Rod Weight, lb per ft W _r	Elastic Constant, in. per lb ft E _r	Frequency Factor, F _r	Rod String, % of each size					
					1 1/2	1	3/4	1/2	3/8	1/4
86	1.06	2.058	0.742 x 10 ⁻⁶	1.151	22.6	23.0	54.3
86	1.25	2.087	0.732 x 10 ⁻⁶	1.156	24.3	24.5	51.2
86	1.50	2.133	0.717 x 10 ⁻⁶	1.162	26.8	27.0	46.3
86	1.75	2.185	0.699 x 10 ⁻⁶	1.164	29.4	30.0	40.6
86	2.00	2.247	0.679 x 10 ⁻⁶	1.161	32.8	33.2	33.9
86	2.25	2.315	0.656 x 10 ⁻⁶	1.153	36.9	36.0	27.1
86	2.50	2.385	0.633 x 10 ⁻⁶	1.138	40.6	39.7	19.7
86	2.75	2.455	0.610 x 10 ⁻⁶	1.119	44.5	43.3	12.2
87	1.06	2.390	0.612 x 10 ⁻⁶	1.055	24.3	75.7
87	1.25	2.399	0.610 x 10 ⁻⁶	1.058	25.7	74.3
87	1.50	2.413	0.607 x 10 ⁻⁶	1.062	27.7	72.3
87	1.75	2.430	0.603 x 10 ⁻⁶	1.066	30.3	69.7
87	2.00	2.450	0.598 x 10 ⁻⁶	1.071	33.2	66.8
87	2.25	2.472	0.594 x 10 ⁻⁶	1.075	36.4	63.6
87	2.50	2.496	0.588 x 10 ⁻⁶	1.079	39.9	60.1
87	2.75	2.523	0.582 x 10 ⁻⁶	1.082	43.9	56.1
87	3.25	2.575	0.570 x 10 ⁻⁶	1.084	51.6	48.4
87	3.75	2.641	0.556 x 10 ⁻⁶	1.078	61.2	38.8
87	4.75	2.793	0.522 x 10 ⁻⁶	1.038	83.6	16.4
88	All	2.904	0.497 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
96	1.06	2.382	0.670 x 10 ⁻⁶	1.222	19.1	19.2	19.5	42.3
96	1.25	2.435	0.655 x 10 ⁻⁶	1.224	20.5	20.5	20.7	38.3
96	1.50	2.511	0.633 x 10 ⁻⁶	1.223	22.4	22.5	22.8	32.3
96	1.75	2.607	0.606 x 10 ⁻⁶	1.213	24.8	25.1	25.1	25.1
96	2.00	2.703	0.578 x 10 ⁻⁶	1.196	27.1	27.9	27.4	17.6
96	2.25	2.806	0.549 x 10 ⁻⁶	1.172	29.6	30.7	29.8	9.8
97	1.06	2.645	0.568 x 10 ⁻⁶	1.120	19.6	20.0	60.3
97	1.25	2.670	0.563 x 10 ⁻⁶	1.124	20.8	21.2	58.0
97	1.50	2.707	0.556 x 10 ⁻⁶	1.131	22.5	23.0	54.5
97	1.75	2.751	0.548 x 10 ⁻⁶	1.137	24.5	25.0	50.4
97	2.00	2.801	0.538 x 10 ⁻⁶	1.141	26.8	27.4	45.7
97	2.25	2.856	0.528 x 10 ⁻⁶	1.143	29.4	30.2	40.4
97	2.50	2.921	0.515 x 10 ⁻⁶	1.141	32.5	33.1	34.4
97	2.75	2.989	0.503 x 10 ⁻⁶	1.135	36.1	35.3	28.6
97	3.25	3.132	0.475 x 10 ⁻⁶	1.111	42.9	41.9	15.2
98	1.06	3.068	0.475 x 10 ⁻⁶	1.043	21.2	78.8
98	1.25	3.076	0.474 x 10 ⁻⁶	1.045	22.2	77.8
98	1.50	3.089	0.472 x 10 ⁻⁶	1.048	23.8	76.2
98	1.75	3.103	0.470 x 10 ⁻⁶	1.051	25.7	74.3
98	2.00	3.118	0.468 x 10 ⁻⁶	1.055	27.7	72.3
98	2.25	3.137	0.465 x 10 ⁻⁶	1.058	30.1	69.9
98	2.50	3.157	0.463 x 10 ⁻⁶	1.062	32.7	67.3
98	2.75	3.180	0.460 x 10 ⁻⁶	1.066	35.6	64.4
98	3.25	3.231	0.453 x 10 ⁻⁶	1.071	42.2	57.8
98	3.75	3.289	0.445 x 10 ⁻⁶	1.074	49.7	50.3
98	4.75	3.412	0.428 x 10 ⁻⁶	1.064	65.7	34.3
99	All	3.676	0.393 x 10 ⁻⁶	1.000	100.0
107	1.06	2.977	0.524 x 10 ⁻⁶	1.184	16.9	16.8	17.1	49.1
107	1.25	3.019	0.517 x 10 ⁻⁶	1.189	17.9	17.8	18.0	46.3
107	1.50	3.085	0.506 x 10 ⁻⁶	1.195	19.4	19.2	19.5	41.9
107	1.75	3.158	0.494 x 10 ⁻⁶	1.197	21.0	21.0	21.2	36.9
107	2.00	3.238	0.480 x 10 ⁻⁶	1.195	22.7	22.8	23.1	31.4
107	2.25	3.336	0.464 x 10 ⁻⁶	1.187	25.0	25.0	25.0	25.0
107	2.50	3.435	0.447 x 10 ⁻⁶	1.174	26.9	27.7	27.1	18.2
107	2.75	3.537	0.430 x 10 ⁻⁶	1.156	29.1	30.2	29.3	11.3

Figura A1. 2 Tablas reportadas para el rediseño de las composiciones de varillas por el método API.

Rod No.	Plunger Diam., inches D	Rod Weight, lb per ft. W_r	Elastic Constant, in. per lb ft E_r	Frequency Factor, F_r	Rod String, % of each size					
					1 1/4	1 1/2	1	3/4	5/8	
108	1.06	3.325	0.447×10^{-6}	1.097	17.3	17.8	64.9
108	1.25	3.345	0.445×10^{-6}	1.101	18.1	18.6	63.2
108	1.50	3.376	0.441×10^{-6}	1.106	19.4	19.9	60.7
108	1.75	3.411	0.437×10^{-6}	1.111	20.9	21.4	57.7
108	2.00	3.452	0.432×10^{-6}	1.117	22.6	23.0	54.3
108	2.25	3.498	0.427×10^{-6}	1.121	24.5	25.0	50.5
108	2.50	3.548	0.421×10^{-6}	1.124	26.5	27.2	46.3
108	2.75	3.603	0.415×10^{-6}	1.126	28.7	29.6	41.6
108	3.25	3.731	0.400×10^{-6}	1.123	34.6	33.9	31.6
108	3.75	3.873	0.383×10^{-6}	1.108	40.6	39.5	19.9
109	1.06	3.889	0.378×10^{-6}	1.035	18.9	81.1
109	1.25	3.845	0.378×10^{-6}	1.036	19.6	80.4
109	1.50	3.855	0.377×10^{-6}	1.038	20.7	79.3
109	1.75	3.867	0.376×10^{-6}	1.040	22.1	77.9
109	2.00	3.880	0.375×10^{-6}	1.043	23.7	76.3
109	2.25	3.896	0.374×10^{-6}	1.046	25.4	74.6
109	2.50	3.911	0.372×10^{-6}	1.048	27.2	72.8
109	2.75	3.930	0.371×10^{-6}	1.051	29.4	70.6
109	3.25	3.971	0.367×10^{-6}	1.057	34.2	65.8
109	3.75	4.020	0.363×10^{-6}	1.063	39.9	60.1
109	4.75	4.120	0.354×10^{-6}	1.066	51.5	48.5
1010	All	4.538	0.318×10^{-6}	1.000	100.00

Figura A1. 3 Tablas reportadas para el rediseño de las composiciones de varillas por el método API.

Anexo 2. Foto del Programa Puesta en Bombeo.

Cálculos para Puesta en Bombeo x

Datos Generales

Pozo

Densidad del Petróleo (g/cm3)

Prof. Bajada de la Bomba (m)

Diámetro de la Bomba (mm)

Recorrido de la Bomba (m)

G.P.M. de la U. de Bombeo

Q Teórica

4 hrs. 5 m3

8 hrs. 9 m3

9 hrs. 11 m3

12 hrs. 14 m3

19 hrs. 22 m3

20 hrs. 24 m3

24 hrs. 28 m3

Peso del líquido

Potencia del motor

1 Escalón | 2 Escalones | 3 Escalones

% de Cabillas Diámetro mm Largo de Sartas de Cabillas (m) Escalón 1

% de Cabillas Diámetro mm Largo de Sartas de Cabillas (m) Escalón 2

T max M Pa	T med M Pa	T amp M Pa	Tensión Corregida M Pa	kgf/mm2
<input type="text" value="12.2"/>	<input type="text" value="9.8"/>	<input type="text" value="2.4"/>	<input type="text" value="5.5"/>	<input type="text" value="1"/>
<input type="text" value="53.2"/>	<input type="text" value="41.1"/>	<input type="text" value="12.1"/>	<input type="text" value="25.4"/>	<input type="text" value="3"/>


Peso de las Cabillas

Peso Máximo

Anexo 3. Foto del programa AWP 2000.

Well State: Producing	Production		Current		Potential		IPR Method: Vogel	
Well Name: BJ-2	Oil	4.0	7.1	m ³ /D	Water	1.2	2.1	m ³ /D
Company Name: EPEPO	Gas	25.0	44.3	m ³ /D	PBHP / SBHP	0.62		Prod. Efficiency
Operator Name: TANIA CRUZ ROBLEDO	Reservoir Pressure (SBHP): 3224.8 kPa (a)		Well Composition		Casing Pressure: 200.0 kPa (a)		Liquid Level: 450.00 m	
Date: 21/11/2016 Time: 1:56:23 AM	Method: Estimate		Comments		Datum Depth: 729.50 m		Gas/Liquid Pressure: 207.2 kPa	
Oil API: 11.00 deg.API	Water SG: 1.05 Sp.Gr.H2O		Temperature		Actual % Liquid: 44 %		Annular Gas Flow: 470 m ³ /D	
Gas SG: 0.70	Surface: 25 deg C		Bottomhole: 50 deg C		Pump Intake Pressure: 827.8 kPa (a)		Acoustic Velocity: ft/s	
Tubing OD: 3.5 in	Casing OD: 5.5 in		Well Deviation Survey		Resulting Pressures		Producing BHP: 2011.5 kPa (a)	
Pump Depth: 598.00 m	Total Liquid Above Pump: 148 m		Gas-Free Liquid Above Pump: 65 m		Casing Pressure Change Over Time		Static BHP: 3224.8 kPa	
Pressure Change: 100 kPa	Time: 10 min		Casing dP/dT: 1.45		Calculate			

Anexo 4. Foto del programa IPR.

VIPeR INPUT DATA			
Well Information		Field: 	
Company: EPEPO	Location: - - - - 		Date:
Wellname: BJ-2			
Pressures		Production	
Static Reservoir: 3224.8 kPa	Oil: 4.00 m ³ /d	IPR Type: <input checked="" type="radio"/> Sandface	
Prod. Bottomhole: 2011.5 kPa	Water: 1.20 m ³ /d	<input type="radio"/> Surface	
	GOR: 25.0 m ³ /m ³	<input type="button" value="Calculate"/>	
PVT Data		Optional [Correlations Used If Left Blank]	
Oil Gravity: 11.0 °API	Bubble Point Pressure: 0.0 kPa		
Relative Gas Gravity: 0.700	Formation Volume Factor (B ₀): 0.00		
Reservoir Temperature: 50.0 °C	Solution Gas-Oil Ratio (R _s): 0.00 m ³ /m ³		

Anexo 5. Curvas de Vogel para cada pozo.

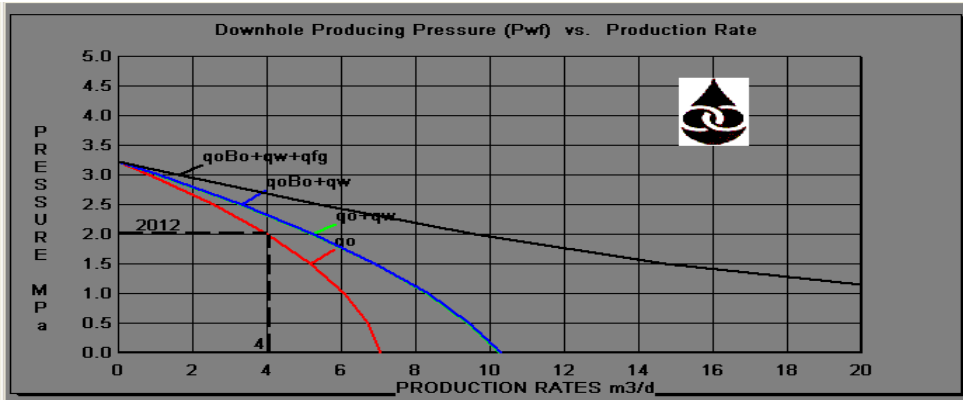


Figura A 5. 1 Curva de Vogel del Pozo BJ-2.

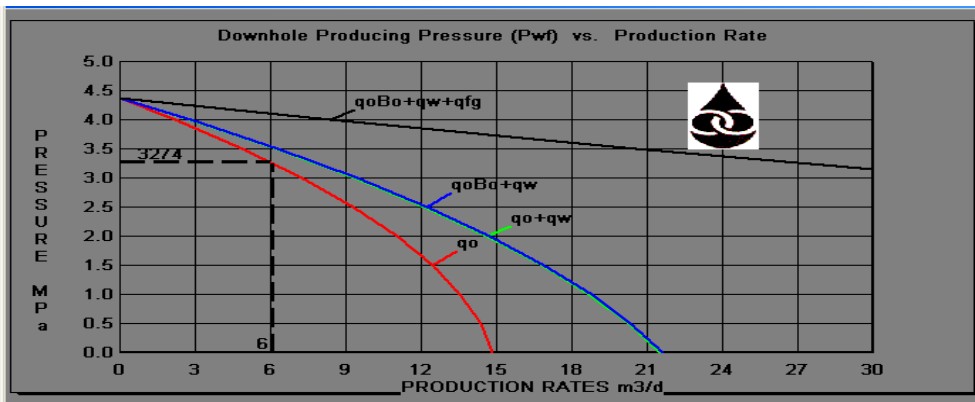


Figura A 5. 2 Curva de Vogel del Pozo BJ-25.

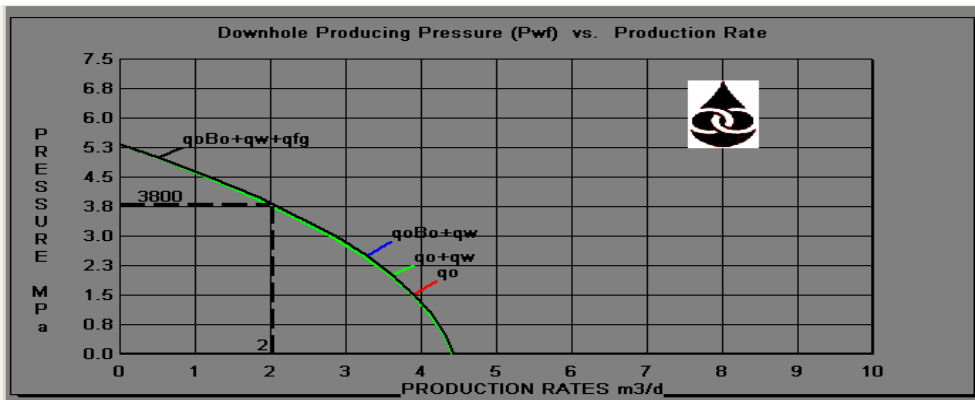


Figura A 5. 3 Curva de Vogel del Pozo BJ-30.

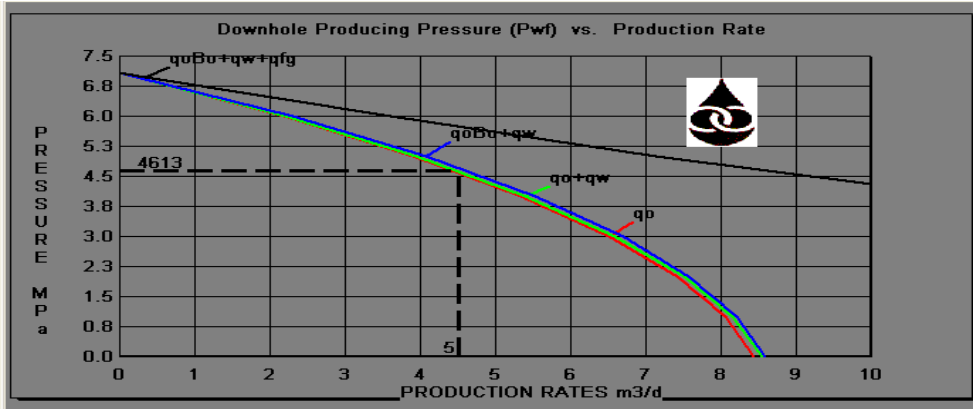


Figura A 5. 4 Curva de Vogel del Pozo BJ-50.

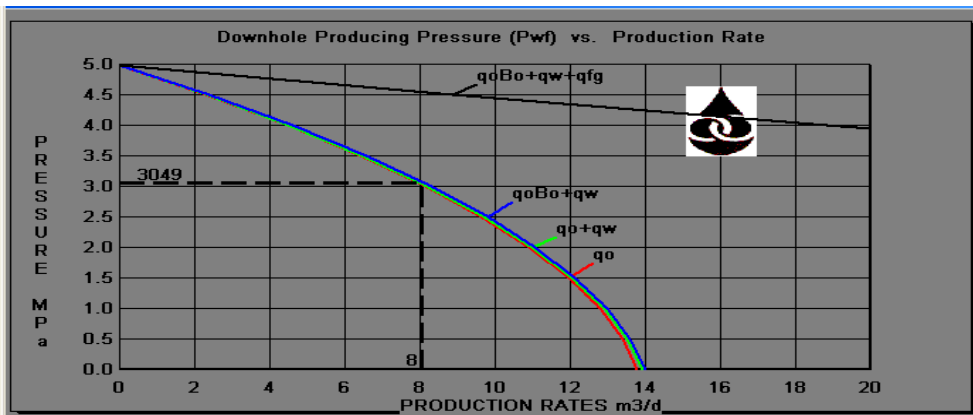


Figura A 5. 5 Curva de Vogel del Pozo BJ-72^a.

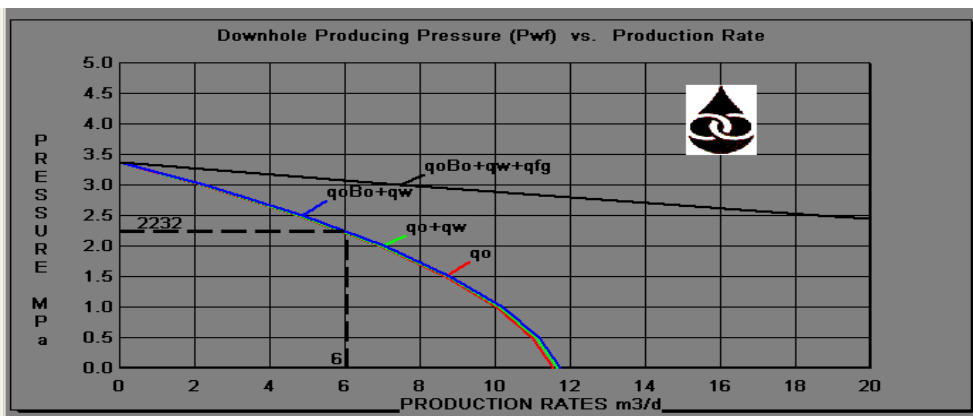


Figura A 5. 6 Curva de Vogel del Pozo BJ-143.

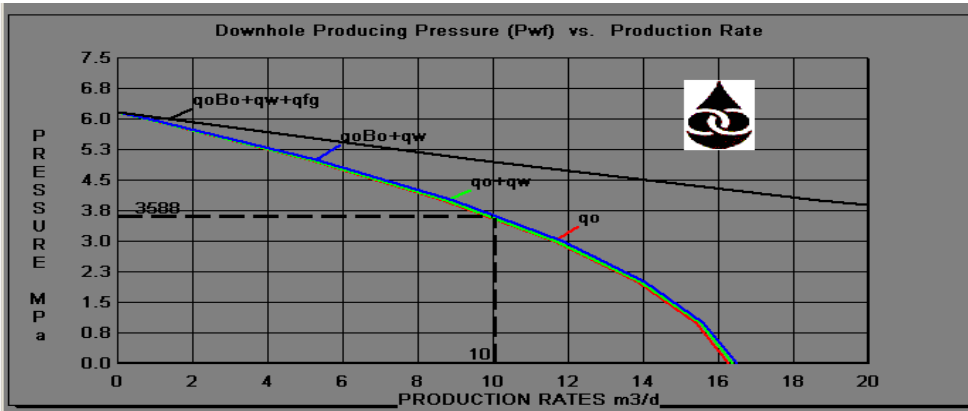


Figura A 5. 7 Curva de Vogel del Pozo BJ-148.

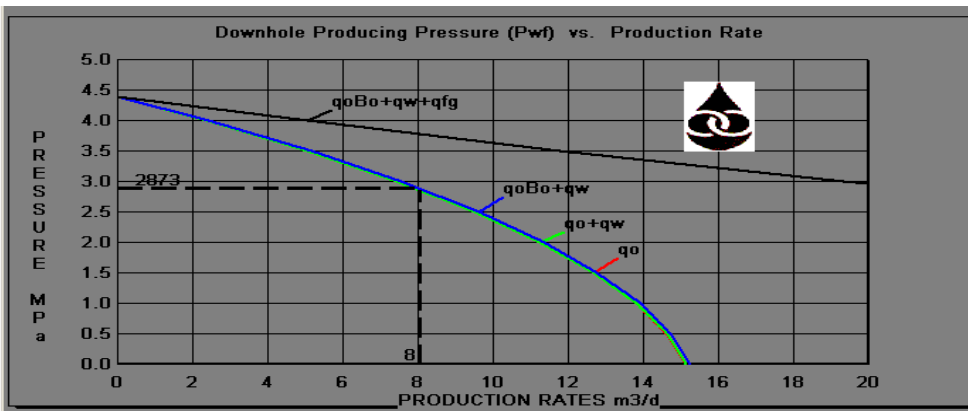


Figura A 5. 8 Curva de Vogel del Pozo BJ-153.

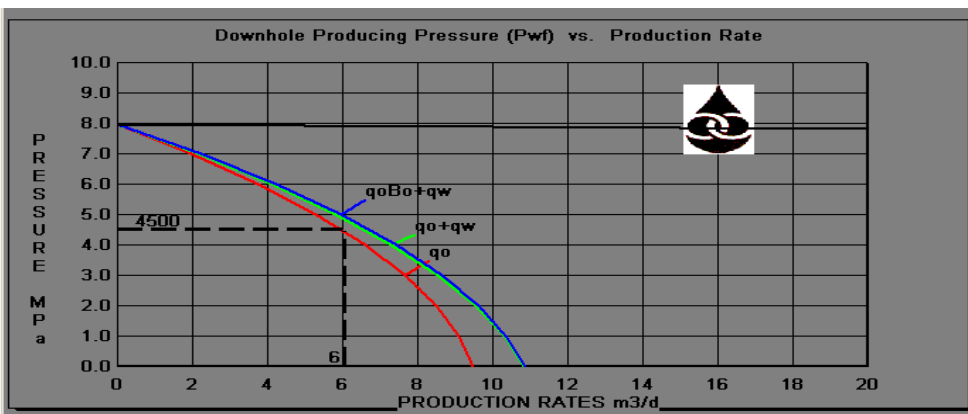


Figura A 5. 9 Curva de Vogel del Pozo BJ-184.

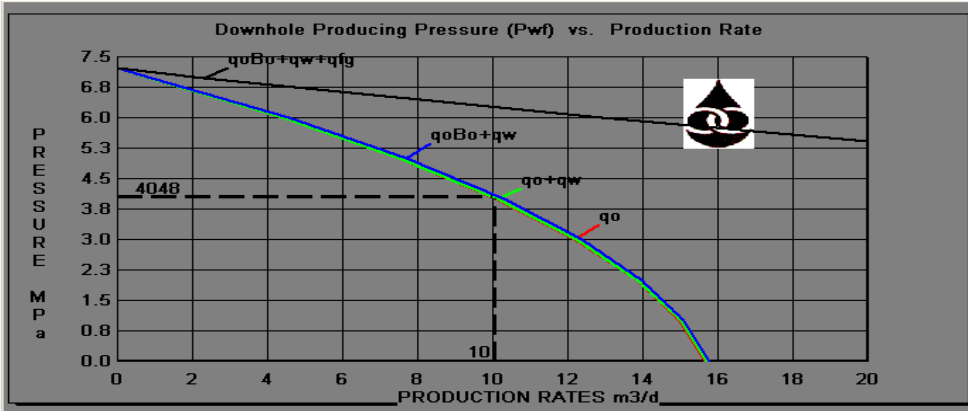


Figura A 5. 10 Curva de Vogel del Pozo BJ-193.

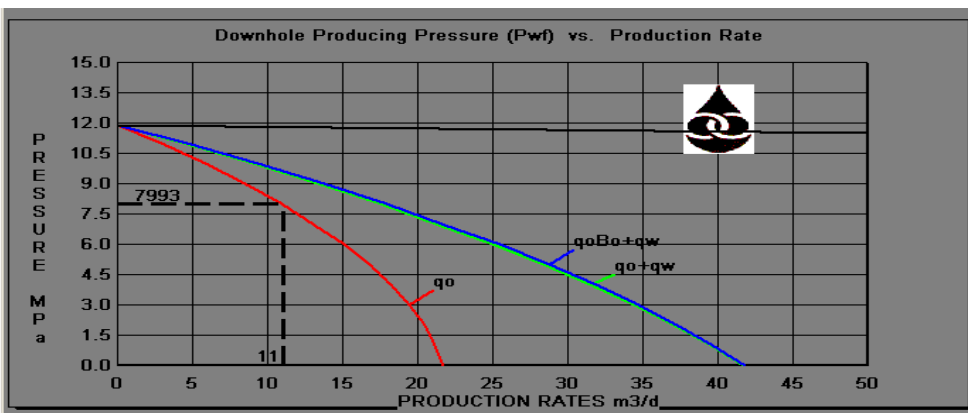


Figura A 5. 11 Curva de Vogel del Pozo BJ-240.

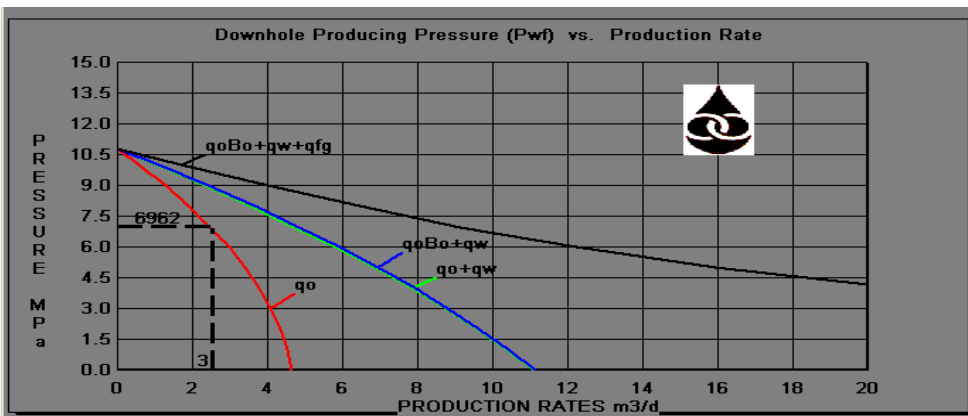


Figura A 5. 12 Curva de Vogel del Pozo BJ-241.

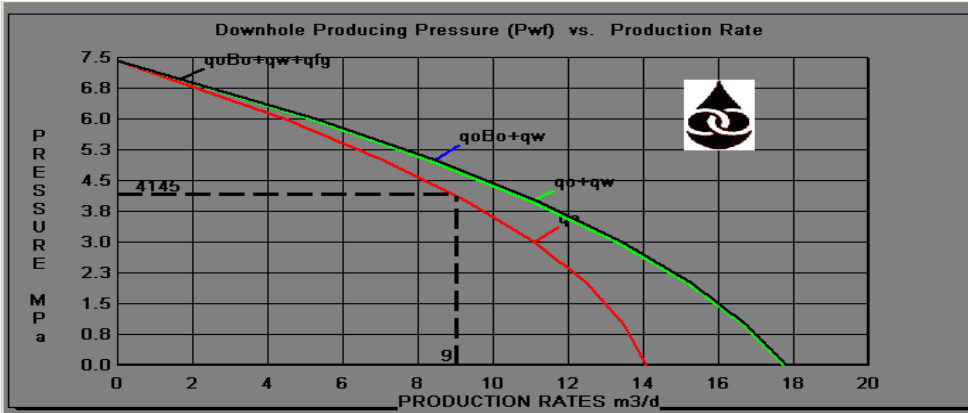


Figura A 5. 13 Curva de Vogel del Pozo BJ-252.

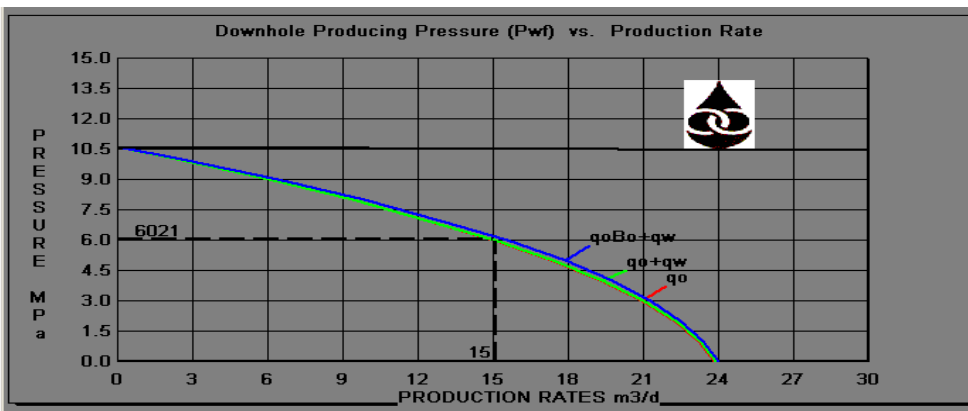


Figura A 5. 14 Curva de Vogel del Pozo BJ-256.

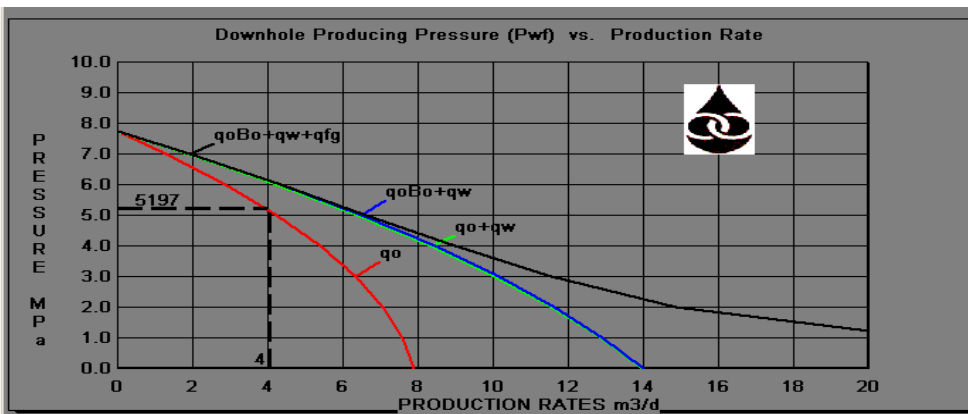


Figura A 5. 15 Curva de Vogel del Pozo BJ-281^a.

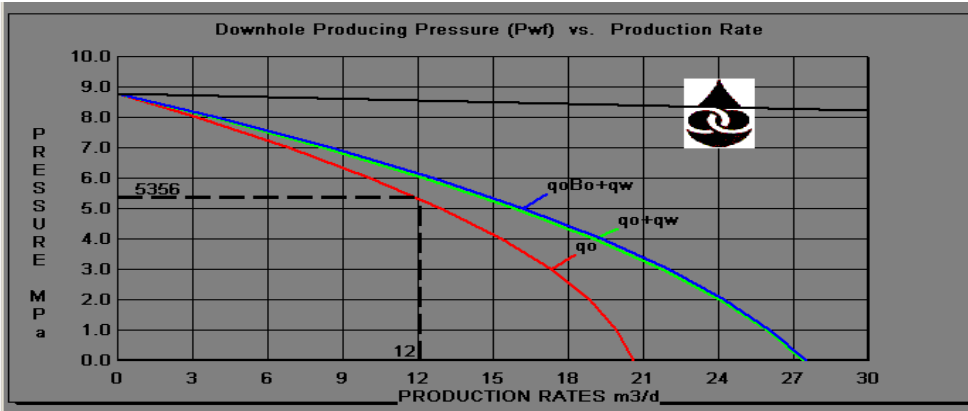


Figura A 5. 16 Curva de Vogel del Pozo BJ-306.

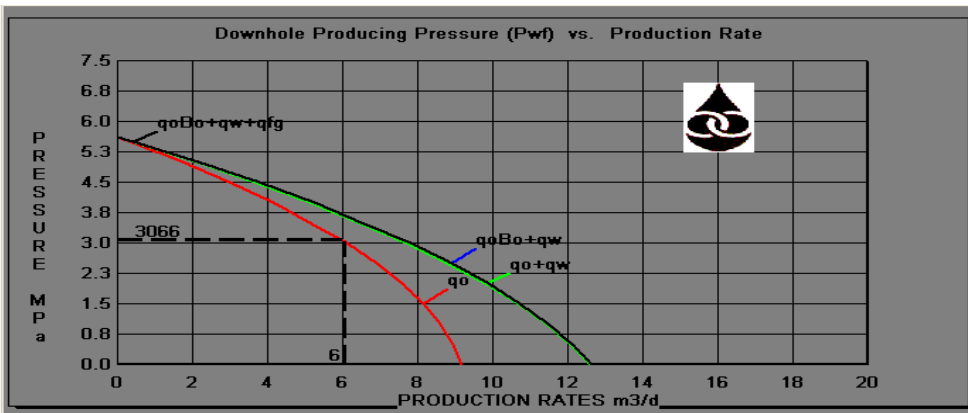


Figura A 5. 17 Curva de Vogel del Pozo BJ-309.

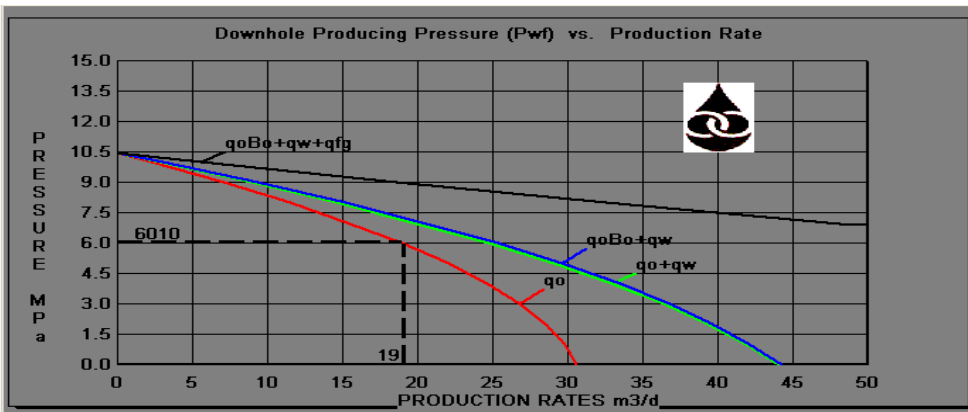


Figura A 5. 18 Curva de Vogel del Pozo BJ-326.

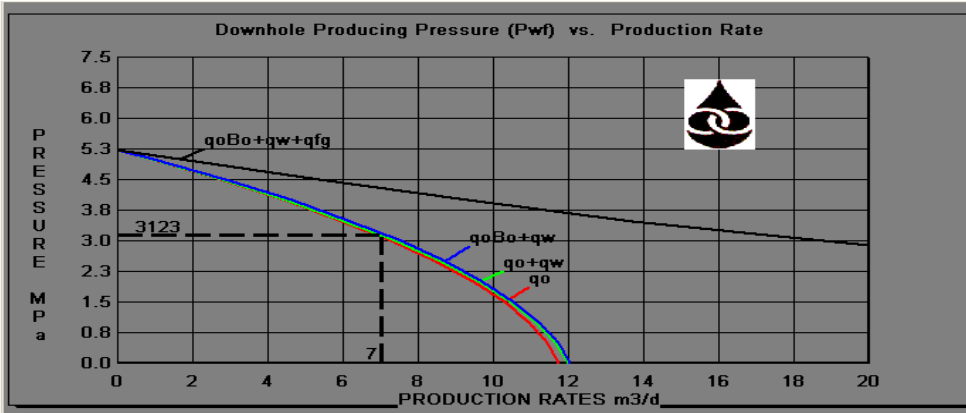


Figura A 5. 19 Curva de Vogel del Pozo BJ-412.

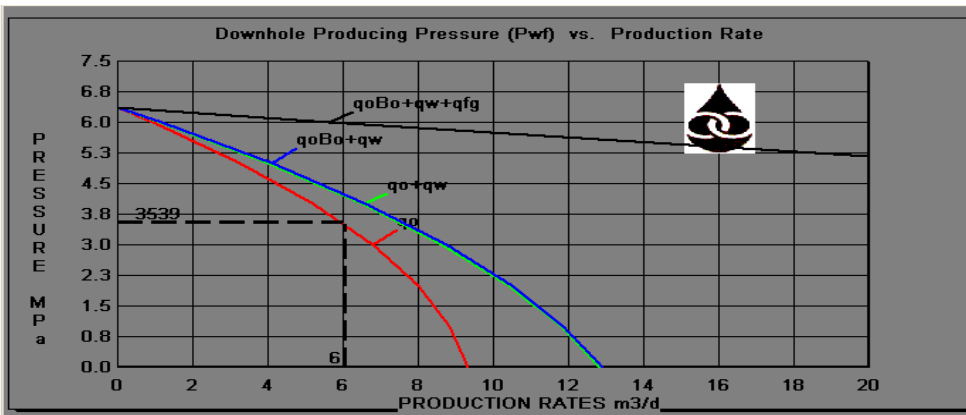


Figura A 5. 20 Curva de Vogel del Pozo BJ-418.

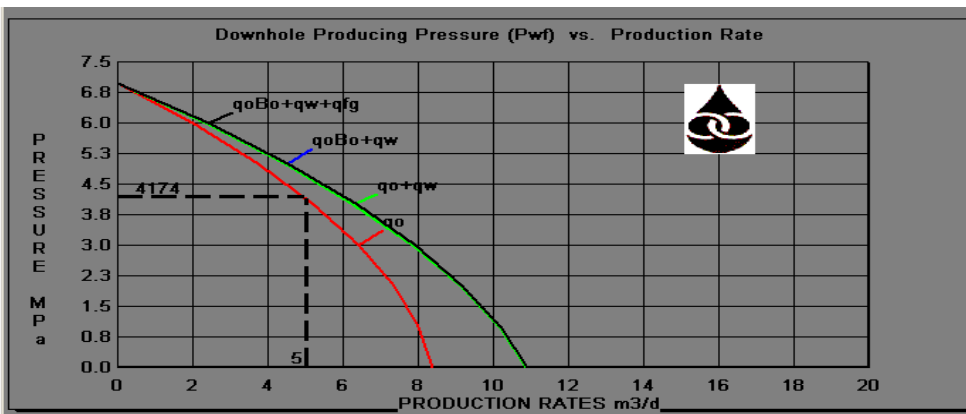


Figura A 5. 21 Curva de Vogel del Pozo BJ-421.

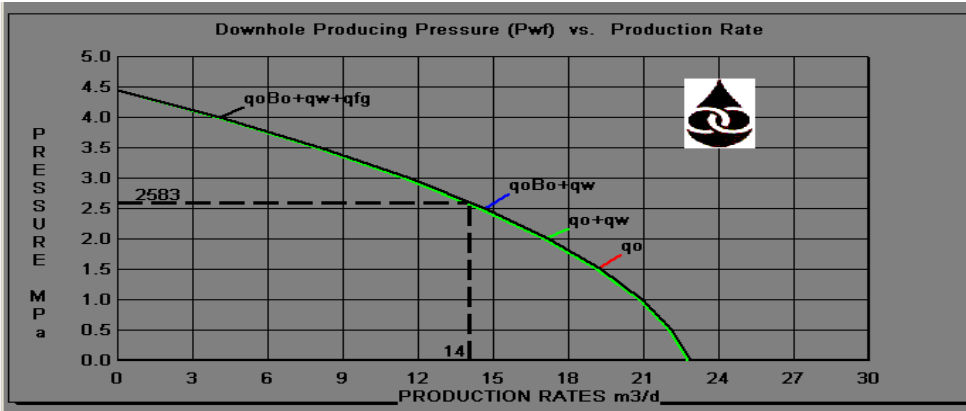


Figura A 5. 22 Curva de Vogel del Pozo BJ-452.

Anexo 6. Nuevas curvas de Vogel para los pozos.

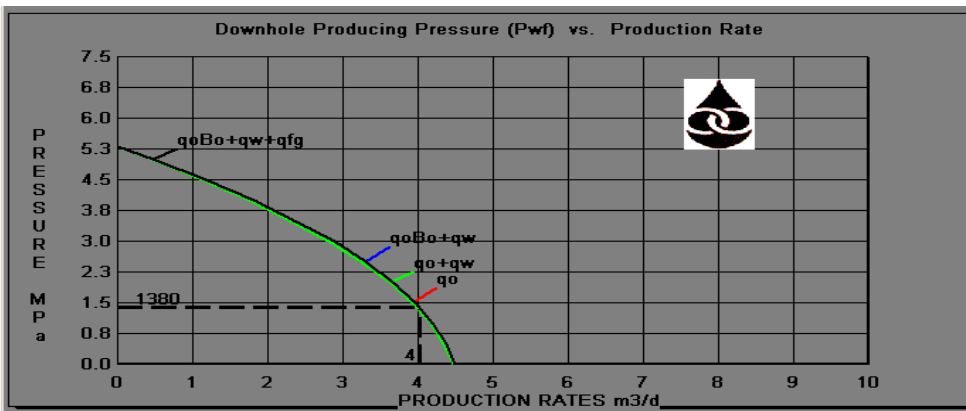


Figura A 6. 1 Curva de Vogel del Pozo BJ-30.

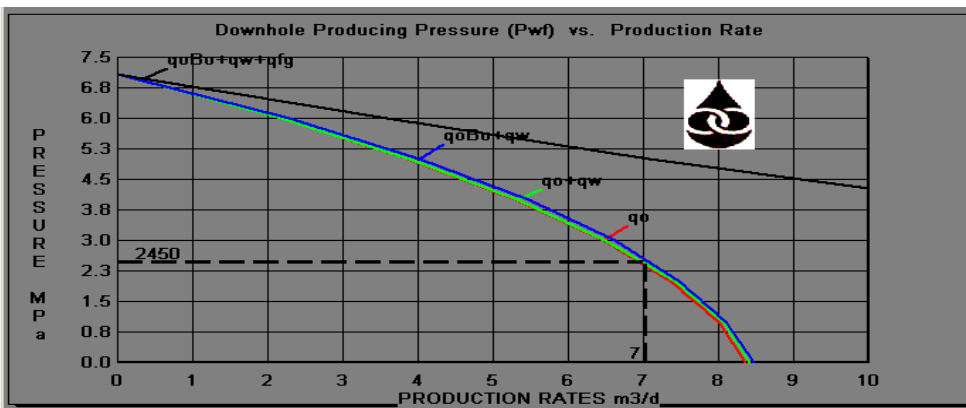


Figura A 6. 2 Curva de Vogel del Pozo BJ- 50.

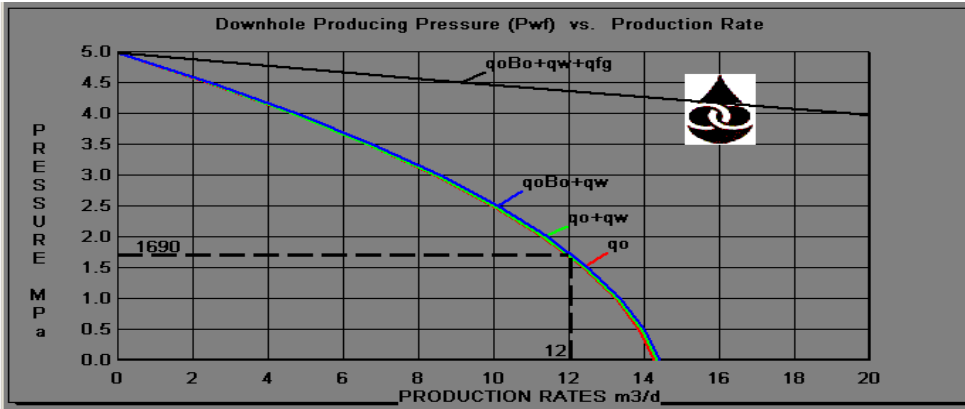


Figura A 6. 3 Curva de Vogel del Pozo BJ-72^a.

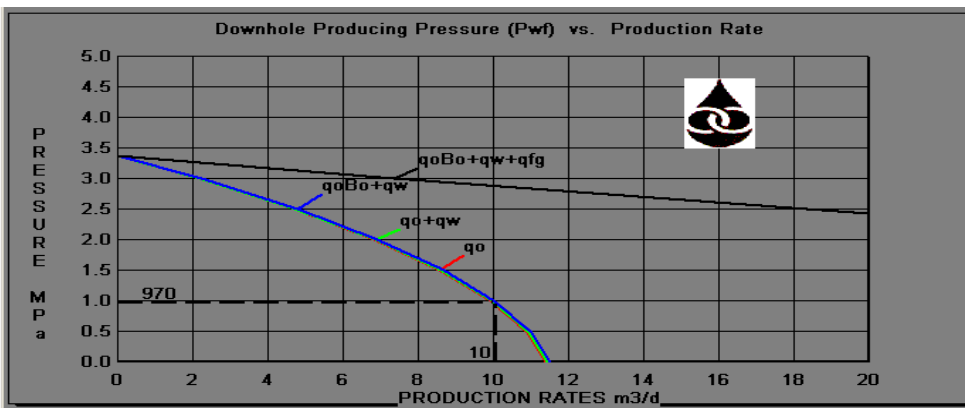


Figura A 6. 4 Curva de Vogel del Pozo BJ-143.

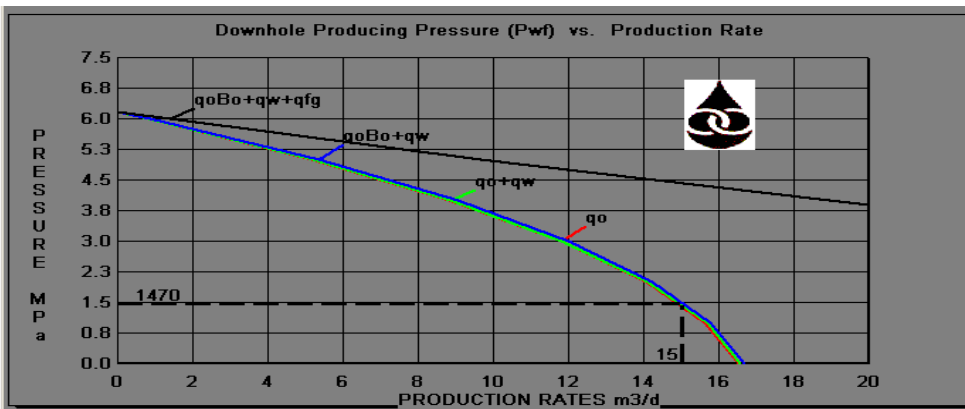


Figura A 6. 5 Curva de Vogel del Pozo BJ-148.

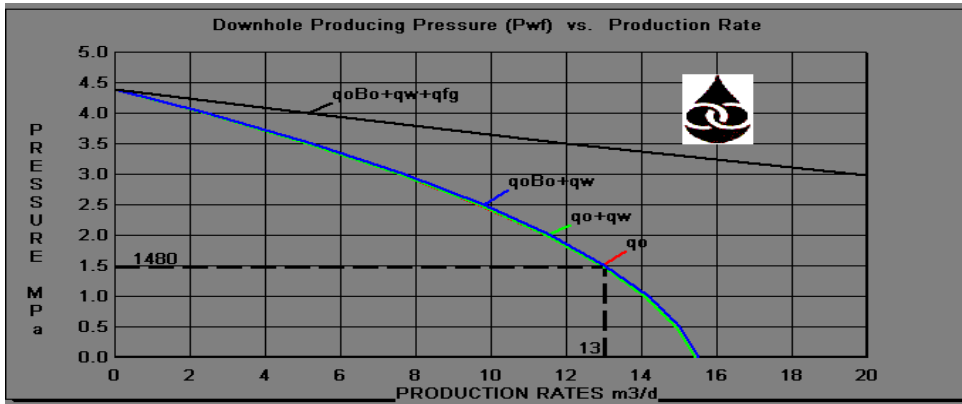


Figura A 6. 6 Curva de Vogel del Pozo BJ-153.

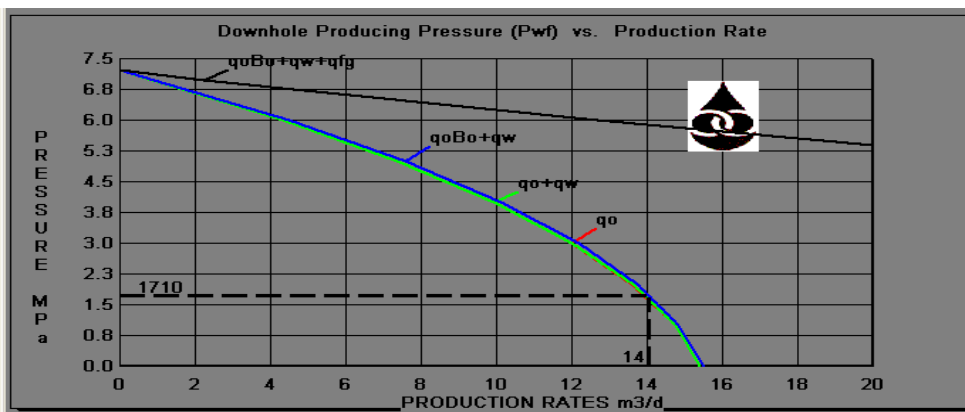


Figura A 6. 7 Curva de Vogel del Pozo BJ-193.

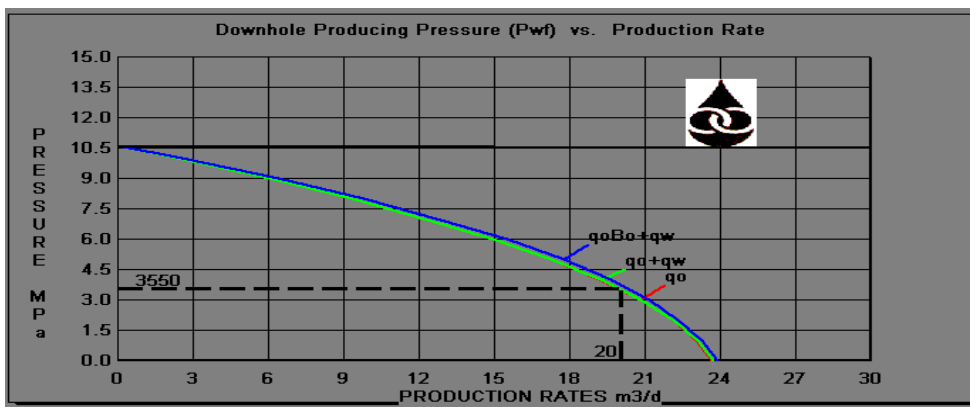


Figura A 6. 8 Curva de Vogel del Pozo BJ-256.

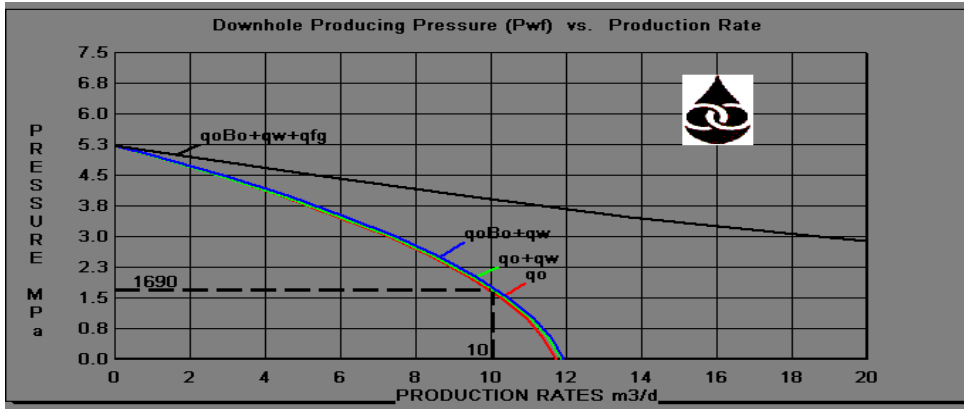


Figura A 6. 9 Curva de Vogel del Pozo BJ-412.

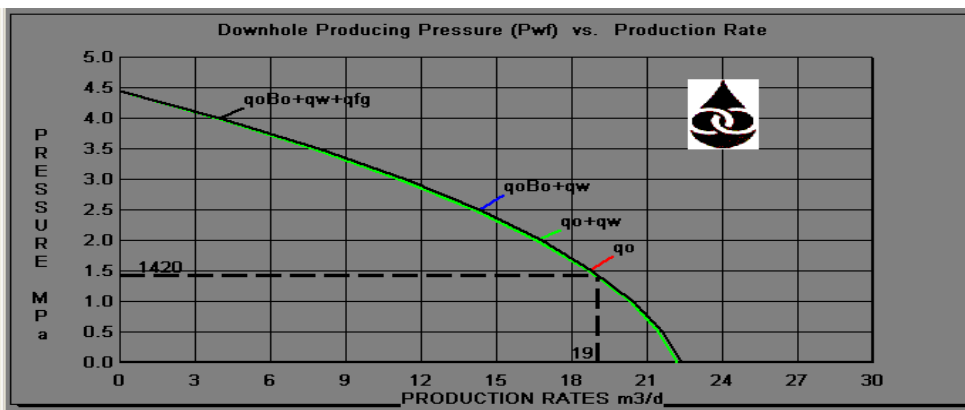


Figura A 6. 10 Curva de Vogel del Pozo BJ-452.