



Universidad de Matanzas
Facultad Química-Mecánica



Centro Politécnico del Petróleo
Sede Varadero

Tesis de especialidad

Propuestas de mejora de la producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC.

Tesis presentada como requisito parcial para optar por el Título de Especialista en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo.

Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Pedro Castillo Castanedo

Tutor: Esp. Renier Rodríguez González

Matanzas, 2011

Dedicatoria:

A mi familia por su incondicional apoyo brindado durante todo el curso.

A mis compañeros del grupo P-14.

Agradecimientos:

A mi tutor Ing. Reinier Rodríguez González quien me ha guiado y ofrecido su apoyo durante el desarrollo del trabajo.

A todas aquellas personas que de una forma u otra hicieron posible con sus esfuerzos la realización exitosa del presente trabajo.

Resumen:

Este Trabajo se realizó en los pozos periféricos pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC). En el mismo se determinó cuales pozos periféricos tenían mayor potencial productivo y que soluciones tecnológicas eran aplicables a ellos, con el propósito de aumentar sus niveles de producción. Para lograr esto se recopilaron datos de todos los pozos de caudal de fluido (Q_f), caudal de petróleo (Q_p), relación gas-petróleo (RGP), por ciento de agua y sólido (BSW), y eficiencia de bombeo (Efic.), además, se analizó el comportamiento de estos parámetros en cada pozo. Otro aspecto que se consideró fue el nivel dinámico y la profundidad de la bomba. Además se determinó el índice de productividad (IP) y se construyó la curva de afluencia para cada pozo, factores que fueron determinantes para determinar si un pozo tenía potencial o no. Después de realizar un diagnóstico teniendo en cuenta todos los parámetros, fueron seleccionados para aumentarles su producción los pozos Ct-018, Gs-003 y Gs-018, y se propusieron soluciones tecnológicas para el incremento de la producción a dichos pozos, demostrándose que estas propuestas incrementan las ganancias de la empresa notablemente.

Abstract:

The present work took place in the peripheral wells owned by the Company of Drilling and Extraction of Oil of the Centre, EPEPC (by its initials in Spanish). It was determined which of these wells had better productive potential and the technological solutions to be given with the objective of increasing their production rates. To achieve this, the behaviour of the parameters fluid flow, oil flow, gas-oil relation, percent of water and solid sediments in the crude oil and pumping efficiency was analyzed for each well. The dynamic level and pump depth were also taking into account. It was also calculated the productivity index and plotted the inflow performance relationship curve, which were very important to find out the potential of a well. Then, considering all the parameters mentioned before, a diagnostic was made for each well, were selected to increase their production rates the wells Ct-018, Gs-003 and Gs-018, and were given the technological solutions to increase the production of these wells. Finally, is shown that the given proposals make the company earns more money.

Índice:

Introducción.....	1
Capítulo 1. Marco teórico.....	4
1.1. Generalidades del petróleo.....	4
1.2. Principales propiedades físicas y químicas del petróleo.....	5
1.2.1. Color.....	5
1.2.2. Olor.....	5
1.2.3. Densidad.....	6
1.2.4. Viscosidad.....	6
1.2.5. Propiedades de impregnación de las rocas.....	7
1.3. Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.....	8
1.3.1. Relación gas-petróleo.....	8
1.3.2. Por ciento de agua y sólido en el crudo.....	9
1.3.3. Presión de saturación del petróleo con el gas.....	10
1.4. Características de los yacimientos de petróleo.....	10
1.4.1. Presión del yacimiento.....	10
1.4.2. Temperatura del yacimiento.....	11
1.5. Métodos de explotación de pozos petroleros.....	11
1.5.1. Surgencia natural.....	12
1.5.2. Levantamiento artificial.....	13
1.5.2.1. Levantamiento artificial por gas o Gas Lift(LAG).....	13
1.5.2.2. Bombeo de cavidad progresiva.....	15
1.5.2.3. Bombeo electrosumergible.....	16
1.5.2.4. Bombeo mecánico.....	17
1.5.2.5. Swab.....	22
1.6. Afluencia al pozo.....	23
1.6.1. Índice de productividad.....	23
1.6.2. Diferencial de presión.....	25
1.6.3. Niveles.....	26
1.6.4. Curva de afluencia al pozo.....	26
Capítulo 2. Marco metodológico.....	29
2.1. Caracterización de los pozos periféricos.....	29

ÍNDICE

2.2. Procesamiento metodológico.....	31
2.3. Condiciones de los pozos para mejorar su producción.....	33
2.3.1. Análisis de los parámetros de producción.....	34
2.3.2. Análisis de la depresión de trabajo, eficiencia, índice de productividad y curva IPR.....	36
Capítulo 3. Análisis de resultados.	38
3.1. Criterios de selección de los pozos a mejorar su producción.	38
3.2. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.....	39
3.3. Diagnóstico de los pozos y análisis del potencial productivo.....	45
3.4. Propuestas de mejora a la producción de los pozos con mayor potencial productivo.	50
3.4.1. Pozo Ct-018.	50
3.4.2. Pozo Gs-003.	52
3.4.3. Pozo Gs-018.	54
Conclusiones:.....	56
Recomendaciones:.....	57
Bibliografía:	58
ANEXOS	

Introducción.

El petróleo continúa siendo la principal fuente de energía en el mundo y nuestro país no está exento de esto. Producto del derrumbe del campo socialista y la desaparición de la Unión Soviética, alrededor del 80% del petróleo que se utilizaba para producir energía y derivados se pierde y el país se sume en una grave crisis energética por lo que fue necesario reorientar la actividad petrolera hacia el incremento de la producción nacional. Debido a que la industria petrolera constituye hoy un renglón importante de la economía y a los elevados precios del petróleo en el mercado mundial actual, elevar la producción nacional al menor costo posible continúa siendo el principal objetivo de la industria del petróleo en Cuba.

En la actualidad, la zona de la cual se extrae la mayor parte del crudo cubano, 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, constituyendo este último junto a Camarioca, Cantel, Guásimas y Varadero Sur, los principales yacimientos de la provincia de Matanzas, explotados en conjunto por la compañía extranjera Sherritt Internacional Oil and Gas Ltd. y por la Empresa de Producción y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC).

El presente trabajo se realizó en los pozos pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC la cual se fundó en el año 1976 y se localiza en el poblado de Guásimas, municipio Cárdenas, provincia de Matanzas. Estos pozos pertenecen a los yacimientos Camarioca, Cantel Caliza, Cantel Serpentina, Guásimas, Litoral, Varadero y Varadero Sur, y se caracterizan por producir petróleo pesado y mediano de acuerdo a su densidad. También son pozos cuyas producciones son consideradas de pobres debido al tiempo de explotación de los mismos y a la consecuente disminución de la energía de los yacimientos antes mencionados, pero esto no demerita su importancia pues en conjunto producen alrededor de un 11% del total de la producción de fluido de la empresa. El mayor peso de este volumen de producción lo aportan los pozos que

INTRODUCCIÓN

trabajan 24 horas, esto unido a la calidad del crudo y su importancia para las circulaciones ha motivado la búsqueda de soluciones que permitan incrementar la producción de los mismos, no así para los pozos que no operan diario pues estos no tienen potenciales considerables a explotar.

Situación problemática:

Una buena parte de los pozos del yacimiento Varadero explotados por la EPEPC producen petróleo pesado y extrapesado. Estos fluidos muy viscosos y pesados elevan la fricción entre ellos y las cabillas y hacen que las cargas a elevar tengan altos valores. Estos fenómenos provocan afectaciones al sistema de bombeo convencional y disminuyen la eficiencia del mismo, lo cual obliga en ocasiones a intervenir el pozo para su reparación y la producción de estos se ve afectada. Para solucionar esta situación se circulan estos pozos con el petróleo mediano que se extrae de los pozos periféricos con el objetivo de disminuir la viscosidad del crudo que se extrae. Como la demanda del crudo que se utiliza para las circulaciones ha aumentado se hace necesario incrementar la producción del mismo, tanto para estos fines como para la producción en general de la empresa.

Problema:

¿Cómo aumentar la producción de petróleo en los pozos periféricos con mayor potencial productivo que trabajan 24 horas?

Hipótesis:

Si se realiza una evaluación de los parámetros de yacimiento y de producción se podrán proponer soluciones tecnológicas a aplicarse en los pozos de mayor potencial para aumentar su producción.

Objetivo:

Proponer soluciones tecnológicas que permitan aumentar la producción de los pozos con mayor potencial pertenecientes al Grupo Periféricos.

Tareas a desarrollar:

- Evaluación integral del funcionamiento de los pozos que trabajan diario.
- Determinación de los pozos con mayor potencial productivo que trabajan diario.
- Proposición de soluciones tecnológicas adecuadas para el incremento de la producción de los pozos con mayor potencial.

Capítulo 1. Marco teórico.

1.1. Generalidades del petróleo.

La palabra petróleo significa aceite de piedra. 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.

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.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Contiene parafina y muy poco o ningún material asfáltico. Es apto para obtener gasolina de bajo octanaje y de él se produce parafina y aceites lubricantes de alta calidad. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. Contiene poca o ninguna parafina, pero sí material asfáltico en grandes cantidades y se obtienen aceites lubricantes. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. [25, 26]

Otra forma de clasificar el petróleo es de acuerdo a su gravedad API (abreviatura de American Petroleum Institute) como se muestra a continuación: [1, 27]

- Crudo liviano: gravedades mayores de 31.1 °API
- Crudo mediano: gravedades entre 22.3 y 31.1 °API
- Crudo pesado: gravedades entre 10 y 22.3 °API

- Crudo extrapesado: gravedades menores de 10 °API

En las negociaciones de compraventa, intercambio y mezcla de crudos, el precio del metro cúbico o del barril de crudo depende de la gravedad API correspondiente.

1.2. Principales propiedades físicas y químicas del petróleo.

Todos los petróleos, livianos, medianos, pesados y extrapesados, tienen características y propiedades físicas y químicas que a la vista sirven para distinguir y apreciar unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio. [16]

1.2.1. Color.

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro, sin embargo, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda. [2, 3, 30]

1.2.2. Olor.

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del querosén u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante, como a huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común en la industria designarlos como dulces o agrios. Esta clasificación tiene un significado determinante entre petroleros vendedores y compradores de crudos porque inmediatamente enfoca ciertas características fundamentales del tipo de petróleo objeto de posible negociación. [2, 3, 31]

1.2.3. Densidad.

Los crudos pueden pesar menos que el agua (liviana y mediana) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad pueda tener un valor de 0,75 a 1,1 kg/m³. Estos dos rangos equivalen a 57,2 y 3 °API. La densidad, la gravedad específica, o los grados API, denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La industria petrolera internacional adoptó hace ya más de setenta años la fórmula elaborada por el API el 4 de mayo de 1922, la cual consiste en la modificación de las dos fórmulas que llevan el nombre del químico francés Antoine Baumé (1804), usadas para comparar la densidad de líquidos más livianos o más pesados que el agua. Las dos fórmulas Baumé son: [2, 34]

$$\text{Gravedad específica} = \frac{140}{130 + n} \quad (1.1)$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{145}{145 - n} \quad (1.2)$$

En las que n representa la lectura en grados indicada por el hidrómetro Baumé inmerso en el líquido, a una temperatura de 15,5 °C. La ecuación general del API es la siguiente:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{141.5}{131.5 + \text{° API}} [a 60^\circ F, (15,5^\circ C)] \quad (1.3)$$

$$\text{° API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad específica}} - 131.5 \quad (1.4)$$

1.2.4. Viscosidad.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. Esta es una propiedad de los líquidos y gases que caracteriza su resistencia a fluir debido a la fricción entre sus moléculas. Su unidad de medida es el Poise (P) en honor al médico e investigador Jean Louis Poiseuille y se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado

un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. La viscosidad está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor. La viscosidad puede ser de tres tipos: [2, 34]

Viscosidad relativa:

Es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es 1,002 centipoise.

Viscosidad cinemática:

Es equivalente a la viscosidad expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en Stokes o Centistokes.

Viscosidad Universal Saybolt:

Representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

1.2.5. Propiedades de impregnación de las rocas.

En la mayoría de los casos el agua es acompañante inevitable del petróleo. Entre la superficie de contacto de los líquidos y el cuerpo sólido se encuentra un ángulo de contacto o ángulo límite de impregnación, y se forma mediante la tangente trazada por la superficie de la gota en el punto de contacto con el cuerpo sólido el ángulo siempre se mide en dirección al líquido. La impregnación de la roca por el petróleo o el gas se determina por la magnitud del ángulo de contacto o ángulo límite de impregnación.

Si $\theta < 90^{\circ}$, el agua impregna bien la roca y puede desplazar espontáneamente al petróleo.

Si $\theta > 90^{\circ}$, el petróleo impregna bien la roca y debe desplazar espontáneamente al agua.

De esta manera mientras más pequeño es el ángulo de impregnación, más grande es el desplazamiento del petróleo por el agua, y por el contrario mientras mayor es este ángulo, mayor es la cantidad de petróleo que queda en el estrato.

Si el agua impregna bien la roca, más que el petróleo, la superficie se llama hidrófila, por ejemplo el cuarzo.

Si el petróleo impregna más la roca que el agua, la superficie de la roca se llama hidrófoba, por ejemplo las arenas y areniscas. [18, 32]

1.3. Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.

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

Las propiedades del petróleo del estrato se determinan mediante la selección y el análisis de muestras tomadas en el pozo a distintas profundidades, para determinar los parámetros básicos del petróleo, tales como la presión de saturación del petróleo con el gas, el factor gas, el peso específico y volumen específico del petróleo en las condiciones del estrato. [8, 18]

1.3.1. Relación gas-petróleo.

Al encontrarse el crudo bajo condiciones de altas temperaturas y presiones en el yacimiento, el mismo posee un determinado por ciento de gas disuelto, el cual fluye hacia la superficie junto con el petróleo en una sola fase y la cantidad de gas en metros cúbicos extraído junto con un metro cúbico de petróleo se le conoce como relación gas-petróleo (RGP) o factor gas en el petróleo. A medida que es extraído este crudo el reservorio pierde energía (disminuye la presión en el yacimiento) y puede descender

hasta el punto donde comienza a separarse el gas del petróleo, a este valor de presión en que comienza a aparecer dos fases se le denomina Punto de Burbuja o Presión de Saturación (PB). [8, 17]

La RGP se determina por la siguiente ecuación:

$$RGP = \frac{V_{gas}}{V_{Pet}} \quad (1.5)$$

Donde: RGP – Relación gas-petróleo.

Vgas – Volumen de gas en un m³ de petróleo.

Vpet – Volumen de petróleo extraído.

1.3.2. Por ciento de agua y sólido en el crudo.

El por ciento de agua y sólido (BSW) es una característica de gran importancia en la producción de petróleo. El BSW se puede definir como el contenido de agua y sólidos expresado en por cientos, disuelto en un fluido que contiene petróleo y generalmente gas.

Este factor tiene una gran influencia en la calidad del petróleo producido pues uno de los requisitos que debe cumplir el mismo para ser vendido es que debe tener un 2% de BSW como máximo. También influye notablemente en la eficiencia de bombeo (según el llenado de petróleo en la bomba, a mayor %BSW menor cantidad de petróleo producido). Es importante señalar que un elevado %BSW afecta en gran medida al proceso productivo ya que posteriormente es mayor la cantidad de agua a transportar y tratar. [8, 20]

1.3.3. Presión de saturación del petróleo con el gas.

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

La magnitud de la presión de saturación depende de las propiedades del petróleo y el gas. El petróleo más pesado tiene la presión de saturación más baja; en tal petróleo, el gas se disuelve menos que en los petróleos ligeros. [28]

1.4. Características de los yacimientos de petróleo.

Un yacimiento de petróleo es un área que consiste de un solo reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados alrededor de o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica.

Para que exista un yacimiento la roca colectora debe ser porosa y permeable, debe haber presencia de sellos o rocas impermeables que eviten la fuga de hidrocarburos, debe existir una trampa de tipo estructural y deben existir hidrocarburos que lleguen hasta esta trampa.

Es imposible extraer todo el petróleo de un yacimiento, sin embargo no se escatiman esfuerzos ni recursos para estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan a extraer un mayor porcentaje del petróleo acumulado durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapas. [2, 8]

1.4.1. Presión del yacimiento.

La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento.

Se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene y de fuerzas concomitantes como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacente.

Esta presión es sumamente importante porque induce el movimiento del petróleo del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De igual manera, el gas en solución en el petróleo o casquete de gas que lo acompañe representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso. De dicha presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando esto ocurre, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por métodos de levantamiento artificial.

A medida que el pozo produce hay un decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Antes de que decline la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad. [2, 15]

1.4.2. Temperatura del yacimiento.

En la práctica, se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura. El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor será la temperatura de éste. [2, 15]

1.5. Métodos de explotación de pozos petroleros.

Existen dos formas fundamentales de extraer el petróleo: una por surgencia natural del petróleo y la otra por levantamiento artificial del mismo.

1.5.1. Surgencia natural.

Este método de extracción 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.

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.

El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. En la práctica se ha constatado que este empuje se puede derivar de la presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo; de un volumen de gas disuelto en el petróleo; de un volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad. Generalmente se da el caso de que uno de estos mecanismos es dominante y la posible presencia de otro podría actuar como ayuda a dicho mecanismo dominante. [3, 5]

Los mecanismos son los siguientes:

- Casquete o empuje de gas.
- Empuje por gas disuelto.
- Empuje por agua o hidráulico.
- Empuje por gravedad.

Es muy importante detectar lo más anticipadamente posible el mecanismo natural de empuje o expulsión del petróleo. Esta temprana apreciación servirá para obtener el mayor provecho del futuro comportamiento del mecanismo en el yacimiento y de cada pozo en particular, también ayudará para estudiar futuras aplicaciones de extracción secundaria por inyección de gas o de agua, o gas/agua u otros elementos. [3, 5]

1.5.2. Levantamiento artificial.

Cuando la energía natural que empuja a los fluidos deja de ser suficiente como para llevarlos hasta la superficie, se recurre a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Con el levantamiento artificial comienza la fase más costosa de la explotación de un yacimiento.

Los principales métodos de levantamiento artificial son los siguientes:

- Levantamiento artificial por gas o Gas Lift.
- Bombeo de cavidad progresiva.
- Bombeo electrosumergible.
- Bombeo mecánico.

Existen otros métodos de elevación artificial pero que se aplican solo en pozos longevos con bajo nivel de fluido. Estos son la explotación mediante el uso de compresores y del sistema de Swab. [2, 7, 22]

1.5.2.1. Levantamiento artificial por gas o Gas Lift(LAG).

Este método de levantamiento artificial consiste en la inyección continua de gas a alta presión en la columna de crudo con el objetivo de disminuir la densidad del fluido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido. La inyección se hace en varios sitios de la tubería a través de válvulas reguladas que abren y cierran al gas automáticamente. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente. [2, 22]

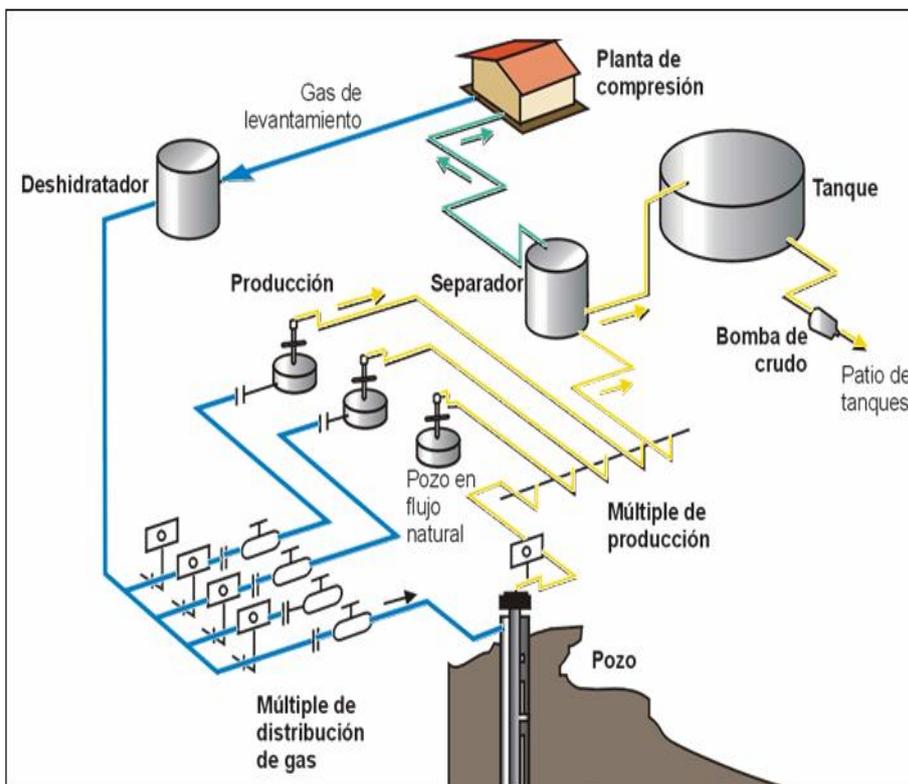


Figura 1.5.1: Flujo del sistema de levantamiento artificial por gas.

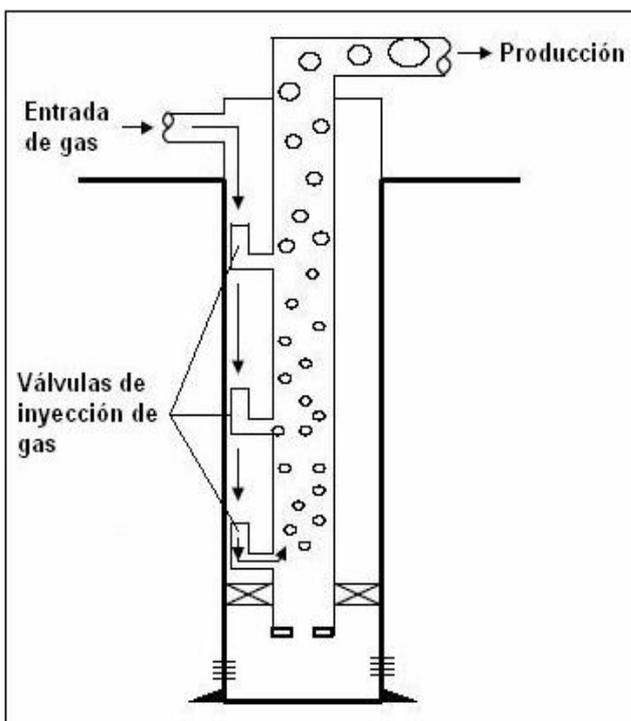


Figura 1.5.2: Levantamiento artificial por gas.

1.5.2.2. Bombeo de cavidad progresiva.

El sistema de bombeo de cavidad progresiva (BCP) consta de un motor eléctrico y un cabezal de rotación en la superficie y una bomba de subsuelo compuesta por un rotor y un estator. El motor eléctrico y el cabezal de rotación en la superficie generan el movimiento de rotación, que se transmite a la bomba de subsuelo mediante las cabillas. El efecto resultante de la rotación del rotor es el desplazamiento hacia arriba de los fluidos que llenan las cavidades formadas entre rotor y estator. [2, 22]

Este sistema de levantamiento se caracteriza por operar a bajas velocidades, permite manejar sólidos en suspensión y cortes de agua, crudos de mediana y baja gravedad API, además opera en pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales. Conlleva una inversión inicial relativamente baja; bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento; bajo impacto visual, muy bajos niveles de ruido y mínimos requerimientos de espacio físico en el pozo. [19]

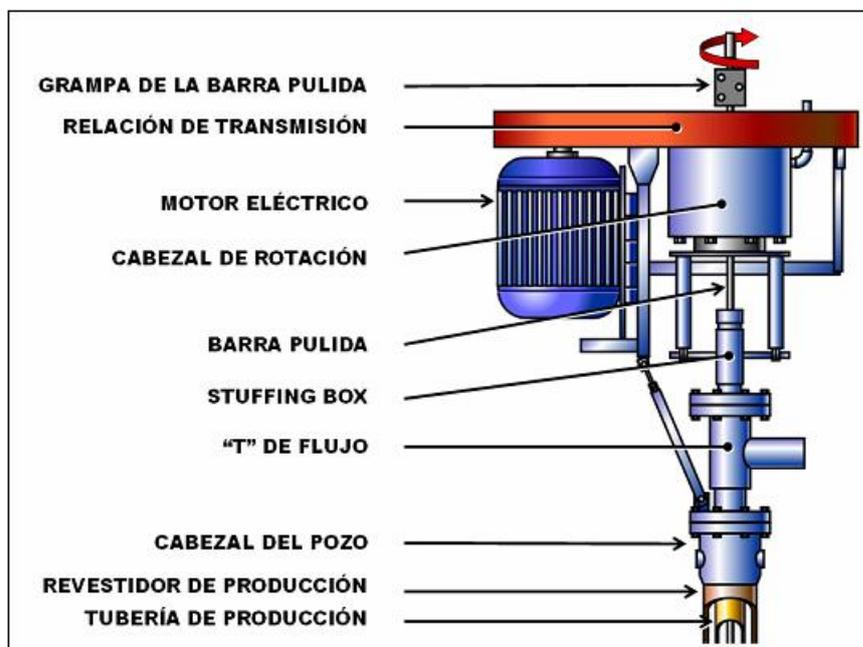


Figura 1.5.3: Equipamiento de superficie del sistema BCP.

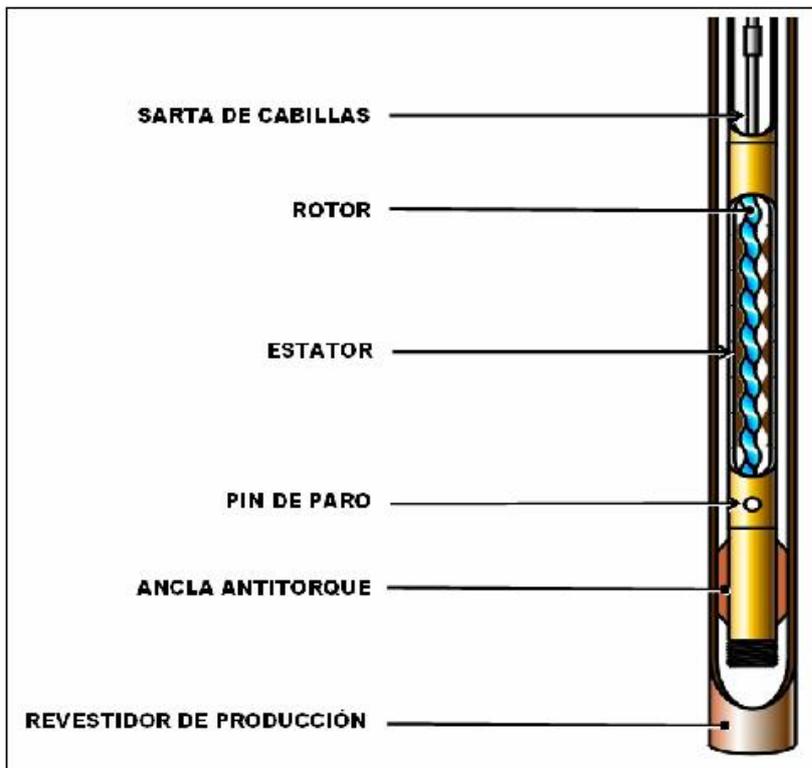


Figura 1.5.4: Equipamiento de subsuelo del sistema BCP.

1.5.2.3. Bombeo electrosumergible.

Este método se aplica cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. El sistema consiste en una bomba centrífuga de etapas múltiples, impulsada por un motor eléctrico de subsuelo que está conectado a una instalación eléctrica de superficie por medio de un cable eléctrico. [2]

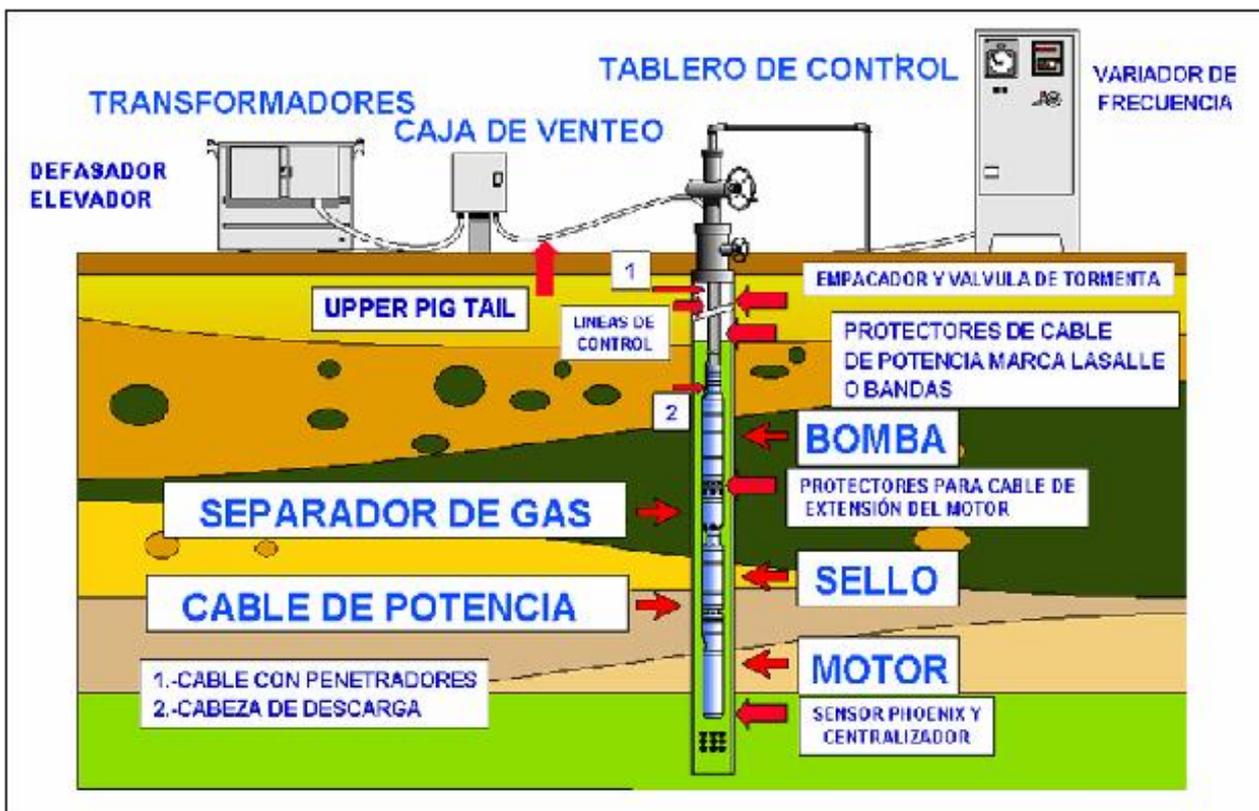


Figura 1.5.5: Instalación típica de bombeo electrosumergible.

1.5.2.4. Bombeo mecánico.

El sistema bombeo mecánico (BM) es el método de levantamiento artificial más usado en nuestro país y en los pozos periféricos. Tiene su mayor aplicación en la producción de crudos pesados y extrapesados. Consiste en una bomba vertical colocada en la parte inferior de la tubería, accionada por varillas de bombeo de acero que corren dentro de la tubería movidas por un balancín ubicado en la superficie, al cual se le transmite un movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor eléctrico. [9, 10]

Este sistema se divide en dos partes:

- Equipamiento de superficie.
- Equipamiento de fondo.

Equipamiento de superficie.

Los componentes principales del equipamiento de superficie son: [10, 20]

- Estructura: su función es servir como miembro rígido o soporte a los demás componentes de la unidad de bombeo; está compuesta por el poste maestro, el balancín, la cabeza del balancín, el cojinete compensador y bielas a los lados.
- Apoyos estructurales: de estos depende el buen funcionamiento de la unidad.
- Reductor: convierte alta velocidad y baja energía de torque en baja velocidad y alta energía de torque. La reducción de velocidad es llevada a cabo por un engranaje doble helicoidal en la mayoría de los casos.
- Transmisión: Transmite el movimiento del motor eléctrico al reductor mediante un engranaje por correas tipo V generalmente.

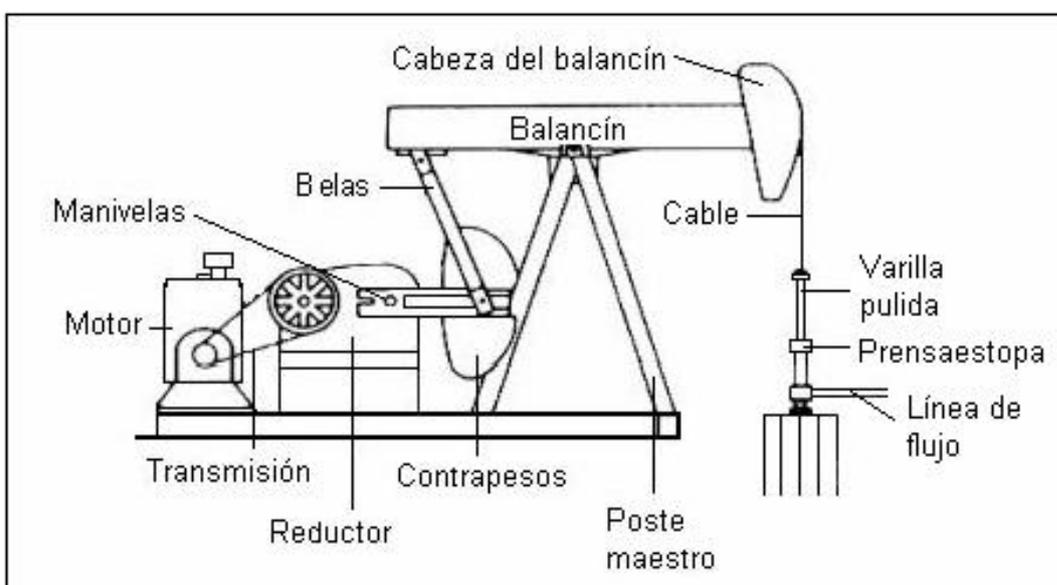


Figura 1.5.6: Equipamiento de superficie del sistema de BM.

Equipamiento de fondo.

Sus principales componentes son: [10, 20]

- Tubería de producción: aseguran el ascenso del crudo hacia la superficie en los pozos. Se cuelgan de la cabeza del pozo y en ocasiones se anclan en el fondo del mismo para evitar que se muevan hacia arriba y abajo y no disminuya la

eficiencia del bombeo. En su extremo inferior se coloca la bomba de profundidad.

- Sarta de cabillas: su función es transmitir el movimiento de vaivén del cabezal del balancín al pistón de la bomba.
- Bomba de profundidad: la función de este componente es la de bombear el crudo desde el fondo del pozo hasta la superficie. Hay dos tipos principales de bombas de profundidad, la bomba Insertada y la bomba de tubería o No insertada.

Bomba Insertada:

Es la más común en nuestro país. Esta se conecta al fondo de la sarta de cabillas y se baja dentro de la tubería hasta que se asiente en el zapato, esto tiene la ventaja de que no es necesario extraer la tubería de producción para sacar la bomba. La unidad de bombeo mueve el pistón de arriba hacia abajo dentro de la camisa de la bomba moviendo la válvula viajera 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. Ambas válvulas son un sistema simple de asiento-bola de alta durabilidad. Durante el ascenso, la válvula viajera se cierra para empujar el fluido hacia la superficie, el peso de la columna de fluido se transfiere a las cabillas y la unidad de bombeo, la válvula fija se abre para permitir la entrada de crudo en la camisa de la bomba. Durante la bajada la válvula fija se cierra y la viajera se abre transmitiendo el peso del fluido a la tubería y el preñe. [10, 20]

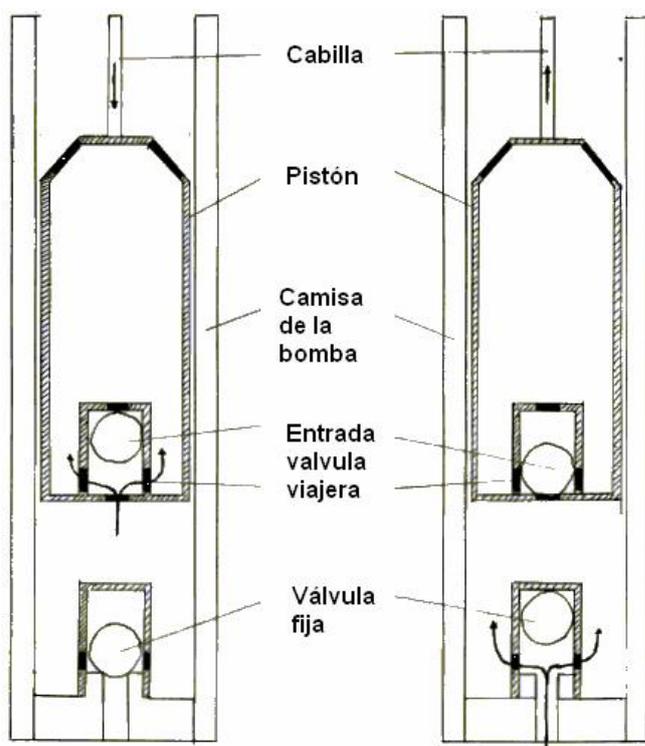


Figura 1.5.7: Componentes de la bomba de profundidad.

Bomba de tubería o No insertada:

Sus componentes están separados en dos en el fondo del pozo pues el cuerpo de la bomba se baja con la tubería y el pistón se baja con la sarta de varillas. Su ventaja más notable es que es capaz de manejar mayores volúmenes de fluido debido a que se pueden instalar pistones de mayor diámetro. Estas bombas no son muy comunes debido a que en las reparaciones subterráneas es necesario sacar toda la tubería. [10, 20]

Eficiencia del sistema de bombeo mecánico.

La eficiencia de bombeo es la relación que existe entre el caudal de fluido real del pozo y caudal teórico de diseño de la bomba. Para calcular la producción teórica de un sistema de bombeo instalado son necesarios varios datos, entre ellos el diámetro del pistón de la bomba, también se necesita el recorrido del mismo, que está determinado por la unidad de bombeo y la posición del balancín en esta. El otro parámetro a utilizar es el número de

golpes por minuto, que representa el número de emboladas que da la bomba en un minuto. [6, 11]

$$E_{fic} = \frac{Q_r}{Q_t} \quad (1.6)$$

Donde:

Efic: Eficiencia de bombeo (%)

Q_r: Caudal real de fluido (m³/día).

Q_t: Caudal teórico de la bomba (m³/día).

$$Q_t = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N \quad (1.7)$$

Donde:

1440: Cantidad de minutos que tiene un día.

F: Área de la sección transversal del pistón (m²).

S: Longitud de recorrido del pistón (m).

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

Rango de aplicación del levantamiento artificial por bombeo mecánico. [6,10]

- Gravedad API comprendidas entre 8,5° y 40°.
- Profundidad de 120 a 2750 m.
- Relación gas-petróleo de 90 m³gas/m³petróleo.
- Tasa de fluido entre 3 y 310 m³/día.
- Viscosidad menor de 10.000 cP, en condiciones de presión y temperatura de fondo.

1.5.2.5. Swab.

Este método de elevación artificial se usa cuando el crudo no es capaz de fluir hasta la superficie por ninguno de los métodos mencionados con anterioridad, esto ocurre generalmente en pozos con muy bajos nivel de fluido y muy poca energía.

Este sistema consta de tres elementos fundamentales los cuales son:

1. Camisa de superficie: camisa o vaina de acero que se instala encima del arbolito del pozo y por su interior pasa un cable de acero en cuyo extremo se coloca una copilla. La función de la camisa es dirigir el fluido hacia un tanque o camión cisterna e impedir que el mismo se derrame en la superficie mediante una válvula hidráulica (conocida mas comúnmente como lubricador) que cierra su extremo superior.
2. Cable de acero: este cable forma parte del mismo equipo de intervención y se encarga de bajar la copilla al fondo del pozo.
3. Copilla: elemento cilíndrico de metal con anillos de goma que tiene como objetivo evitar que el crudo baje al fondo del pozo durante el ascenso del cable.

El cable se baja al fondo del pozo con la copilla en su extremo y se introduce lentamente por su peso y el del cable en la columna de líquido, el petróleo pasa por el espacio que hay entre la copilla y la tubería. Luego de alcanzar la profundidad deseada se comienza a subir el cable y se cierra la válvula hidráulica en la camisa de superficie para desviar y almacenar el crudo. Durante el ascenso el peso de la columna de líquido descansa sobre la copilla cuyos anillos de goma se ensanchan y comprimen con la tubería arrastrando el crudo hacia la superficie e impidiendo que el mismo baje al fondo del pozo, creando un efecto tipo pistón similar al de las bombas del sistema de bombeo mecánico convencional. La carrera de ascenso debe hacerse de forma rápida y brusca para provocar un vacío en el fondo del pozo que cree una diferencia de presión entre la capa y el fondo del pozo y haya un entrada de petróleo al fondo del pozo. [29, 33]

1.6. Afluencia al pozo.

Las características de producción de un pozo están representadas por su relación de comportamiento de flujo, expresadas por medio de gráficas conocidas como curvas de afluencia (IPR). Estas relacionan la presión del fondo del pozo con el caudal de producción.

Para definir el comportamiento de producción en los pozos, es necesario conocer las variables que intervienen en el estudio, las cuales son factores determinantes para la construcción de las curvas IPR. [6, 12, 14]

1.6.1. Índice de productividad.

Este no es más que la producción del pozo entre la diferencia de la presión del reservorio y la presión de fondo del pozo, ambas presiones están referidas al tope del intervalo abierto como profundidad de referencia. Este parámetro da una medida de la capacidad de producción de un pozo pues expresa cuanto caudal de fluido se puede extraer por cada atmósfera de diferencia entre la presión del reservorio y la presión del fondo del pozo. Se define mediante la siguiente ecuación:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (1.8)$$

Donde:

IP: Índice de productividad (m³/día/atm)

Q: Tasa de producción o caudal de fluido (m³/día)

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

Pwf: Presión del fondo del pozo (atm)

En algunos pozos, generalmente los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, en tal forma que esta es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$).

En otros pozos a altas tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye.

La causa de esta disminución se puede producir por los siguientes factores:

- Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.
- Disminución en la permeabilidad relativa del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo.
- Aumento de la viscosidad del petróleo al caer la presión por debajo de la presión de burbuja.
- Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

Según la ecuación de Darcy para un flujo incompresible radial la tasa de producción se puede calcular como:

$$q = \frac{1}{5863.7} \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot (P_e - P_{wf})}{B_o \cdot \mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (1.9)$$

Donde:

π : constante Pi

k: Permeabilidad (md)

h: Altura de la capa (m)

B_o : Factor volumétrico (rm³/STm³)

μ : Viscosidad (cp)

P_e : Presión del depósito (Kpa)

P_{wf} : Presión de fondo (Kpa)

Re: Radio externo del pozo (m)

Rw: Radio del pozo (m)

De acuerdo a esta ecuación podemos ver que el IP está en función de la permeabilidad, la viscosidad y la forma del depósito, por lo que el IP puede cambiar en la vida de un pozo si cualquiera de estas características cambia, incluso el agotamiento de presión (disminución de P_e).

Lo que se desea con este parámetro es hacerlo tan alto como sea posible para aumentar al máximo la producción con la diferencia de presión mínima, lo cual se puede lograr cambiando las características del mismo mediante las siguientes acciones:

- Aumentar la permeabilidad con un estímulo como una acidificación o fracturación de la capa.
- Reducir la viscosidad del crudo con solventes a calor.
- Cambiando el radio del pozo durante su terminación (esto tiene un efecto muy pequeño en el sistema además de hacer más costosa la perforación, y frecuentemente no tiene efecto económico).

El declive del IP debe tener lugar durante el agotamiento del depósito y paralelo al crecimiento normal de RGP y BSW. [6, 10, 14]

1.6.2. Diferencial de presión.

Para que pueda fluir el petróleo desde la formación hacia el pozo, es necesario que la presión de formación o estática (P_e) sea mayor que la de fondo con el pozo produciendo o presión fluyente (P_{wf}). La diferencia entre estas es lo que se conoce como diferencial de presión formación – pozo ($P_e - P_{wf}$). [6, 10, 14]

1.6.3. Niveles.

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

El fluido, cuya altura se mide sobre el punto medio de las perforaciones, está compuesto por petróleo y gas disuelto. El pozo actúa como un separador vertical alto, mientras el agua se separa en el fondo del pozo y el gas en la parte alta. La presión del fondo del pozo es la suma de la presión hidrostática de la columna del fluido y la presión del gas sobre éste.

Nivel estático

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

Nivel dinámico

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

Para que el caudal de fluido permanezca constante la presión de fondo también permanecerá constante. Al producirse un cambio de la velocidad de la bomba, golpes o diámetro, el caudal de fluido cambia, lo que a su vez cambiará la presión de fondo fluyente y también el nivel dinámico del fluido. A la distancia que hay entre la bomba y el nivel dinámico se la llama sumergencia. [4, 14]

1.6.4. Curva de afluencia al pozo.

Un ingeniero nombrado Vogel desarrolló ecuaciones que pueden usarse para trazar una curva para predecir los caudales de la producción a cualquier presión de fondo dada. Esta es la curva conocida como curva de afluencia o curva IPR (abreviatura de Inflow Performance Relationship). La relación de Vogel puede usarse en los depósitos no saturados, con una presión estática sobre el punto de burbuja y también en depósitos saturados, al punto de burbuja o debajo de éste.

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

- El rango de la producción a una presión de fondo dada.
- La presión de fondo con el nivel de fluido o manómetro de presión de fondo.
- La presión del depósito.
- El índice de productividad del pozo.

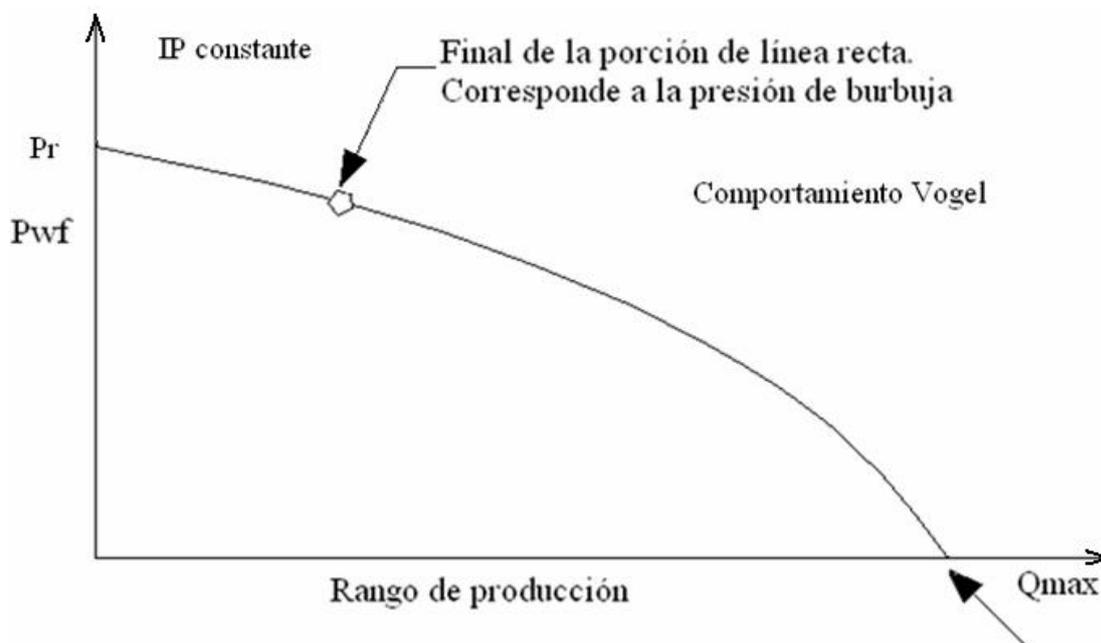


Figura 1.6.1: Curva de afluencia o IPR.

Sobre el punto de burbuja, el índice de productividad IP puede calcularse por la ecuación 1.8.

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

$$IP = \frac{q}{(P_R - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.10)$$

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

$$q_b = J \cdot (P_e - P_b) \quad (1.11)$$

Una vez que el caudal de producción al punto de burbuja es calculado, la porción de la línea recta del gráfico puede dibujarse. Para un depósito no saturado, la curva IPR es una línea recta desde la presión del depósito hasta la presión del punto de burbuja. Para un depósito saturado, la presión del punto de burbuja es el punto de partida de la curva. [6, 12, 14]

La porción de la curva del IPR es representado por la siguiente ecuación: [6, 10, 14]

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

(1.12)

La proporción de flujo máxima se logra cuando $P_{wf} = 0$

$$q_{\max} = IP \cdot (P_R - P_b) + \frac{IP \cdot P_b}{1.8} \quad (1.13)$$

$$q_{\max} = q_b + \frac{IP \cdot P_b}{1.8} \quad (1.14)$$

Capítulo 2. Marco metodológico.

2.1. Caracterización de los pozos periféricos.

Los pozos periféricos, como su nombre lo indica, son pozos que en su mayoría se encuentran en la periferia y alejados de los distintos centros colectores, además no están conectados a ninguna de las líneas de transporte que llevan el crudo hacia estos centros y luego hacia la batería, por lo cual su producción diaria es almacenada en tanques de 70 o 100 metros cúbicos de capacidad localizados en los mismos pozos y trasladada mediante camiones cisterna a la batería, estos mismos camiones recolectan directamente la producción de los pozos que no tienen tanque mediante el uso del swab o compresor.

La producción obtenida de estos pozos se utiliza, en el caso de los crudos ligeros, para circular pozos de crudos muy viscosos, el crudo restante es incorporado a la producción restante de la empresa para ser comercializado.

Los yacimientos Varadero y Varadero Sur se clasifican como yacimientos de crudo pesado, la densidad de sus crudos oscila entre 5 y 12 grados API y son extremadamente viscosos, capaces de alcanzar los 40000 cp en condiciones normales de presión y temperatura. El crudo contiene además un alto contenido de azufre (hasta 4%) y de H₂S en el gas disuelto (hasta un 12%). El resto de los yacimientos a los cuales pertenecen los pozos periféricos posee densidades de crudo desde los 14 hasta los 35 grados API y viscosidades muchos menores.

Actualmente existen un total de 55 pozos periféricos pertenecientes a los distintos yacimientos, de los cuales 19 trabajan las 24 horas del día y los restantes lo hacen a régimen. Los métodos de elevación artificial utilizados son el bombeo mecánico convencional, bombeo de cavidad progresiva, uso de equipo de swab y compresor.

Tabla 2.1.1: Cantidad de pozos periféricos por yacimiento.

Yacimiento	# de pozos
Camarioca	14
Cantel Caliza	8
Cantel Serpentina	6
Guásimas	12
Litoral	2
Varadero	2
Varadero Sur	11

La mayoría de los pozos periféricos tienen más de 20 años de explotación y tienen muy poco o ningún potencial productivo, debido a que sus caudales y niveles de fluido presentan valores bajos en general, lo que deriva en una baja producción. Debido a esto se decidió tener en cuenta solo los pozos que trabajan 24 horas, que son 19 del total de 55, para incrementarles su producción.

Estos 19 pozos seleccionados pertenecen a los yacimientos de Camarioca, Cantel Caliza, Cantel Serpentina, Guásimas, Varadero y Varadero Sur. Todos utilizan como método de elevación artificial el bombeo mecánico convencional a excepción del pozo Guásimas 18 que tiene instalada una bomba de cavidad progresiva con elastómero de metal ya que el crudo contiene un alto contenido de azufre.

Los valores promedio diarios de los principales parámetros de producción de estos 19 pozos son de 4.3 metros cúbicos de caudal de fluido, 3.6 metros cúbicos de petróleo, 17.9% de BSW y 68.8% de RGP, siendo los valores de caudales tan bajos por el tiempo de explotación que tienen estos pozos.

2.2. *Procesamiento metodológico.*

En este epígrafe se definen y describen las etapas en que se dividió la investigación para dar cumplimiento al objetivo trazado.

Etapas 1

En esta etapa inicial se recopilaron y agruparon los datos de los 19 pozos seleccionados que permitirán evaluar el comportamiento de los mismos, calcular los indicadores y establecer criterios que permitan seleccionar los pozos con posibilidad de mejora de la producción. Las actividades realizadas para dar cumplimiento a esta etapa fueron las siguientes:

- Recopilación de los datos de las unidades de bombeo y parámetros de operación de la bomba. Estos datos se muestran en el Anexo 2.
- Recopilación de los principales datos actuales de producción y yacimiento de los 19 pozos seleccionados como caudal de fluido (Qf), por ciento de agua y sólido (BSW), relación gas-petróleo (RGP), presión de capa (Pc) y presión de fondo (Pf) (Tabla 2.3.1). También se adquirieron valores de viscosidad, densidad, así como los niveles más recientes (Anexos 5 y 6).
- Cálculo de la media aritmética y la desviación estándar de los parámetros Qf, Qp, BSW y RGP para su comparación con los criterios de selección (los resultados se muestran en el Anexo 11). Las ecuaciones usadas son las siguientes:

$$X_{\text{media}} = \frac{\sum x}{N} \quad (2.1)$$

Donde:

X_{media} : Media aritmética del parámetro deseado.

X: Valor de las mediciones realizadas.

N: Cantidad de mediciones.

$$S = \sqrt{\frac{\sum (X - X_{\text{media}})^2}{N}} \quad (2.2)$$

Donde:

S: Desviación estándar.

X: Valor de las mediciones realizadas

X_{media} : Media aritmética.

N: Cantidad de mediciones.

- Cálculo de la eficiencia de bombeo (Efic) actual mediante las ecuaciones 1.6 y 1.7. Ver resultados en el Anexo 3.
- Cálculo del índice de productividad (IP) mediante la ecuación 1.10, correspondiente a un reservorio cuya presión está por debajo de la presión de burbuja (reservorio saturado). Ver Anexo 4.
- Confección de la curva IPR con los valores de caudal de fluido, presión de capa, presión de fondo e índice de productividad para ver el potencial productivo de cada pozo. Ver Anexo 9.

Etapas 2

En esta etapa se seleccionan los pozos a los cuales se les va a mejorar la producción y se realizan las propuestas de mejora de la misma. Las actividades realizadas para dar cumplimiento a esta etapa fueron las siguientes:

- Establecer criterios de selección para los principales parámetros de producción (Q_f , BSW, RGP) así como para la eficiencia de bombeo, el índice de productividad y potencial según curva IPR, los cuales permitan la evaluación del comportamiento de los mismos.
- Selección de los pozos con posibilidades de mejorar su producción.
- Proposición de variantes para incrementar la producción de los pozos seleccionados en el paso anterior.

2.3. Condiciones de los pozos para mejorar su producción.

Como se mencionó anteriormente para poder seleccionar a que pozos se les puede mejorar la producción se tendrá en cuenta el comportamiento de los datos o parámetros de producción (Q_f , BSW, RGP) entre los meses de Julio y Diciembre del año 2010, niveles de fluido, depresiones de trabajo, la eficiencia de bombeo, el índice de productividad, y la curva IPR.

Tabla 2.3.1: Datos de producción y yacimiento de los pozos seleccionados.

Pozo	$Q_f(m^3/día)$	BSW (%)	$Q_p(m^3/día)$	RGP	Pc	Pf
Cm-006	3.21	0	3.21	15	93	46
Cm-012a	2.08	30	1.45	20	85	65
Cs-030	5.45	30	3.81	3.7	26	16
Cs-215	5.93	29.4	4.18	4.15	13	7
Cs-226	16.02	7	14.89	16.56	23	8
Cs-263	1.97	2	1.93	61	9	3
Ct-018	3.52	46	1.90	0.87	45	41
Ct-314	7.65	33	5.12	3.04	14	8
Ct-371	1.98	3.4	1.91	1.91	19	8
Ct-380	2.51	12	2.20	2.7	40	26
Gs-003	3.44	0.2	3.44	50	38	29
Gs-010	3.73	23	2.87	403.88	84	63
Gs-018	11.01	0.1	11	12.4	90	84
Gs-41	7.26	14	6.24	71	17	11
Gs-321	3.63	23	2.79	50	71	55
Vd-002L	2.43	21	1.91	430.34	127	115
Vd-800	5.26	37	3.31	106.15	106	79
Vs-025	6.01	0.95	5.95	25		
Vs-090	3.12	19	2.52	30	37	24

El pozo Vs-025 no se incluirá en el análisis ya que sus valores de presión de capa y de fondo no estaban actualizados y no es posible calcular el IP y construir la curva IPR del mismo, lo que impide conocer el potencial productivo que tiene dicho pozo.

2.3.1. Análisis de los parámetros de producción.

Caudal de fluido (Qf)

El caudal de fluido es el parámetro al cual primero se hace referencia para tener una idea de en que condiciones se encuentra un pozo en cuanto a producción. El mismo se expresa en metros cúbicos por día ($m^3/día$) o en barriles por día (BBPD/día). Para el caso de los pozos periféricos el fluido extraído es multifásico ya que esta compuesto por agua, gas y petróleo, por lo que para analizar el comportamiento de la producción de los pozos en base al caudal de fluido hay que tener en cuenta el BSW para saber el caudal de petróleo. Se consideran de aceptables las producciones que estén por encima de los 5 metros cúbicos diario, de acuerdo al tiempo de explotación que tienen los mismos.

Por ciento de agua y sólido (BSW)

Este es uno de los parámetros más importantes cuando se va a analizar la producción de un pozo. Se debe tener un serio monitoreo del mismo pues el solo hecho de la presencia de agua en la producción indica la existencia de una zona acuífera relativamente activa en el reservorio, y si además este parámetro tiene un valor elevado (mayor o igual a 30%) puede indicarnos que la depresión de trabajo (entre la presión de capa y la presión de fondo) está cercana a la depresión de trabajo crítica recomendada para el pozo lo cual puede provocar la no deseada conificación del acuífero, lo que generalmente deriva en la pérdida y abandono del pozo. [14, 18]

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Excelente	Bueno	Regular	Malo
$BSW \leq 10\%$	$10\% < BSW \leq 30\%$	$30\% < BSW \leq 60\%$	$BSW > 60\%$

Esto no quiere decir que no se permita que un pozo trabaje con un valor de BSW regular o malo pues si tiene un alto caudal de fluido se justifica su operación, llevando un estricto control de la depresión de trabajo.

Para la selección de los pozos a mejorar su producción se tomó como valor aceptable un BSW de hasta un 30%.

Relación gas-petróleo (RGP)

Este parámetro no deja de ser importante a la hora de analizar el comportamiento de un pozo debido a que tiene una gran influencia en la eficiencia del bombeo en los pozos que utilizan el bombeo mecánico convencional (BMC), que es el caso de 18 de los 19 pozos que se van a analizar. Altos valores de RGP indican mayores volúmenes de gas, esto provoca que disminuya el recorrido efectivo del pistón y a su vez el llenado de la bomba en la carrera descendente del pistón debido a la compresión del gas, disminuyendo el caudal de fluido real producido y con ello la eficiencia del bombeo, como se puede observar en la ecuación 1.6. Además en pozos con bajo caudal de producción los altos volúmenes de gas extraídos por cada metro cúbico de petróleo se traducen en una gran pérdida de energía del yacimiento. [14, 20]

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Excelente	Bueno	Regular	Malo
$RGP \leq 100$	$100 < RGP \leq 1000$	$1000 < RGP \leq 2000$	$RGP > 2000$

Al igual que para el BSW, esto no significa que si un pozo tiene altos valores de caudal de fluido y petróleo, o es un petróleo de alta calidad en cuanto a su densidad, no se le permita operar con un valor alto de RGP.

Para la selección de los pozos a mejorar su producción se tomó como valor aceptable una RGP de hasta $1000 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ petroleo}$, los pozos con un valor de RGP mayor no se tendrán en cuenta.

Nivel dinámico

Este parámetro se clasificó de bueno para los pozos cuyas bombas tuvieran un sumergencia de más de 200 m y de malo para los pozos que tuvieran una sumergencia menor o igual a 200 m. [23, 24]

2.3.2. Análisis de la depresión de trabajo, eficiencia, índice de productividad y curva IPR.

Depresión de trabajo

Para el análisis de este valor solo se tiene en cuenta que el mismo no se aproxime o exceda al valor de depresión crítica para evitar una posible conificación del acuífero. El valor de depresión crítica establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimientos es de 25 atm.

Eficiencia del bombeo (Efic)

La eficiencia del sistema de bombeo permite conocer cuanto fluido se esta dejando de bombear pues no es mas que la relación entre el caudal real y el caudal teórico de producción. Altos valores de RGP en pozos por bombeo mecánico convencional se traducen en bajas eficiencias debido a la influencia negativa del gas en el llenado de la bomba, como se explicó en el análisis del parámetro RGP anteriormente, pero si sucede que la eficiencia es baja y también lo es la RGP esto puede indicar la existencia de fugas por mal ajuste de las piezas de la bomba, desgaste de las piezas de la misma y la hermeticidad deficiente de los tubos; pérdida de recorrido efectivo del pistón debido a las deformaciones elásticas de las varillas y tuberías, además de un bajo valor de caudal real de producción. Debido a esto es importante este indicador ya que también permite tener una idea de las condiciones de piezas y partes del sistema de bombeo y del completamiento del pozo, y tomar medidas para erradicar deficiencias en los mismos en caso de que se compruebe su existencia. [20, 22]

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Baja	Media	Alta
$Efic \leq 25\%$	$25 < Efic \leq 60$	$Efic > 60\%$

Se tomarán en cuenta para mejorar su producción los pozos con eficiencias calificadas de media y baja.

Índice de productividad

Este es un parámetro muy importante a la hora de seleccionar un pozo para mejorarle su producción pues da una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir por cada atmósfera de diferencia de presión entre la presión de capa y la presión de fondo, además es necesario conocer su valor para la confección de la curva de afluencia de un pozo (curva IPR). La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente:

Malo	Regular	Bueno
$IP \leq 1.17$	$1.17 < IP \leq 3.51$	$IP > 3.51$

Se tomarán en cuenta para mejorar su producción los pozos con un índice de productividad mayor o igual a $0.6 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$, que aunque es calificado de malo por la empresa para pozos de poco tiempo de explotación y altas producciones, a la vez se considera como un IP bueno para los pozos periféricos debido a las bajas producciones y energía natural de los mismos, asociadas al tiempo de explotación que tienen.

Curva de afluencia de un pozo (curva IPR)

Esta curva, junto al IP, es de los factores fundamentales para decidir si un pozo tiene potencial productivo o no y por tanto si se le pueden realizar mejoras a la producción del mismo. La curva de afluencia relaciona el caudal de producción con la presión de fondo y se traza a partir de los datos de IP y P_c , considerando además al reservorio saturado. Es importante porque permite conocer el caudal de fluido que puede entregar el pozo para cualquier valor de presión de fondo por debajo del punto de operación. [6, 13]

Teniendo en cuenta esta curva y el criterio de la empresa, se seleccionarán para mejorar su producción los pozos que estén operando por debajo del 50% de su caudal máximo (cuando teóricamente $P_f=0$), esto para evitar altas producciones de agua, gas o sedimentos al aumentar la producción. [21, 23]

Capítulo 3. Análisis de resultados.

En el siguiente capítulo se seleccionan los pozos a mejorar su producción a partir de los criterios de selección establecidos y se realizan las propuestas de mejora aplicables a estos pozos.

3.1. Criterios de selección de los pozos a mejorar su producción.

Como se mencionó en el capítulo anterior, para realizar la selección se tendrá en cuenta el comportamiento de los parámetros Q_f , BSW, RGP, Eficiencia, IP y la curva IPR. Un resumen de los principales criterios de selección se muestra a continuación.

Tabla 3.1.1: Criterios de selección.

Parámetro	Criterio
BSW	$\leq 30\%$
RGP	$\leq 1000 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ petróleo}$
Eficiencia de bombeo	$\leq 60\%$
IP	$\geq 0.6 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$
Curva IPR	$Q_f < 50\%$ de Q_f máximo

También se tendrán en cuenta los niveles de fluido y las depresiones de trabajo actuales de los pozos.

3.2. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento de los caudales de fluido y petróleo diario de los pozos.

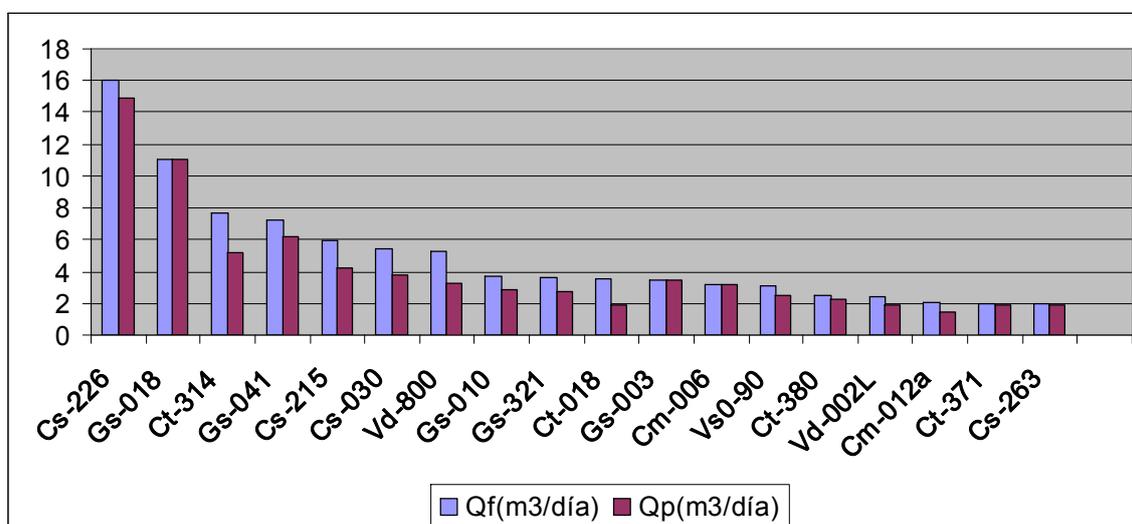


Figura 3.1.1: Caudal de fluido diario y petróleo diario

Como se puede observar las entregas de fluido de estos pozos son pobres en comparación con pozos más jóvenes pues 17 de los 19 tienen entregas de petróleo por debajo de los 6 m³/día. Lo mismo para el caudal de fluido, el cual está en correspondencia con el caudal de petróleo. La principal causa de estas pobres producciones se debe a que la mayoría de estos pozos llevan mucho tiempo de explotación, disminuyendo notablemente sus presiones de capa y por tanto sus niveles de fluido. Debido a esto se consideran los caudales de fluido de 5 m³/día o más como aceptables, siempre que el BSW esté por debajo de un 30%. Los dos pozos de mejor comportamiento son el Cs-226 (Qf=16.02 m³/d, Qp=14.89 m³/d) y el Gs-18 (Qf=11.01 m³/d, Qp=11 m³/d), calificándose de muy buenos.

En cuanto al BSW el comportamiento se muestra en el siguiente gráfico.

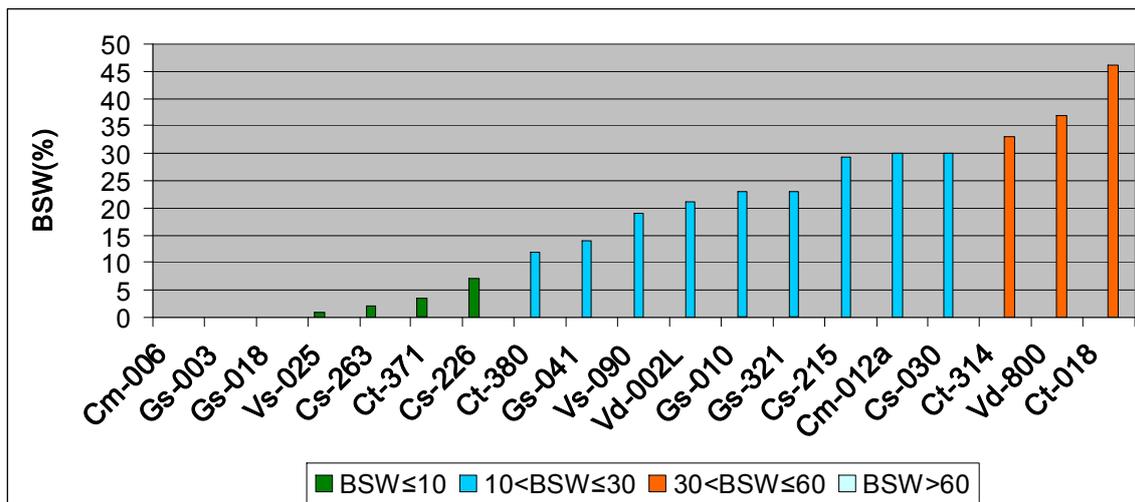


Figura 3.1.3: Comportamiento del BSW.

Hay tres pozos cuyo BSW se califica de regular y no están dentro del rango de bueno o excelente, estos son los pozos Ct-314, Vd-800 y Ct-018 cuyos valores exceden el 30% concebido como valor límite aceptable; la mayoría tienen posibilidades de mejorar su producción a excepción de los pozos mencionados anteriormente, incluso el Cm-006 no produce agua.

La relación gas-petróleo tuvo un comportamiento mucho mejor como se puede comprobar en el siguiente gráfico.

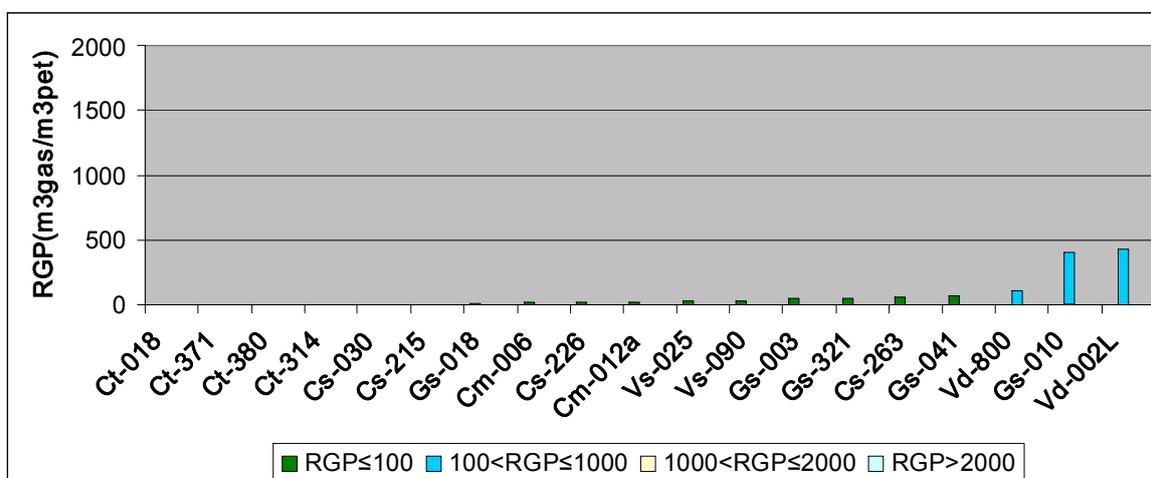


Figura 3.1.4: Comportamiento de la RGP.

Se observa que este parámetro se comporta de forma excelente ya que ninguno de los pozos sobrepasa el valor de $1000 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ petróleo}$ establecido como valor límite.

En el siguiente gráfico se combinan los valores de BSW y RGP para tomarlos como punto de partida en la selección de los pozos a los cuales se les va a mejorar la producción. Los pozos que se encuentren en la zona verde son los que cumplen con los criterios de selección de ambos parámetros y tienen mejores posibilidades de mejora, los que están en la zona roja se alejan de su posible selección. Posteriormente se analizará el comportamiento de los demás parámetros para tener un mejor criterio de decisión pues este análisis no constituye criterio suficiente.

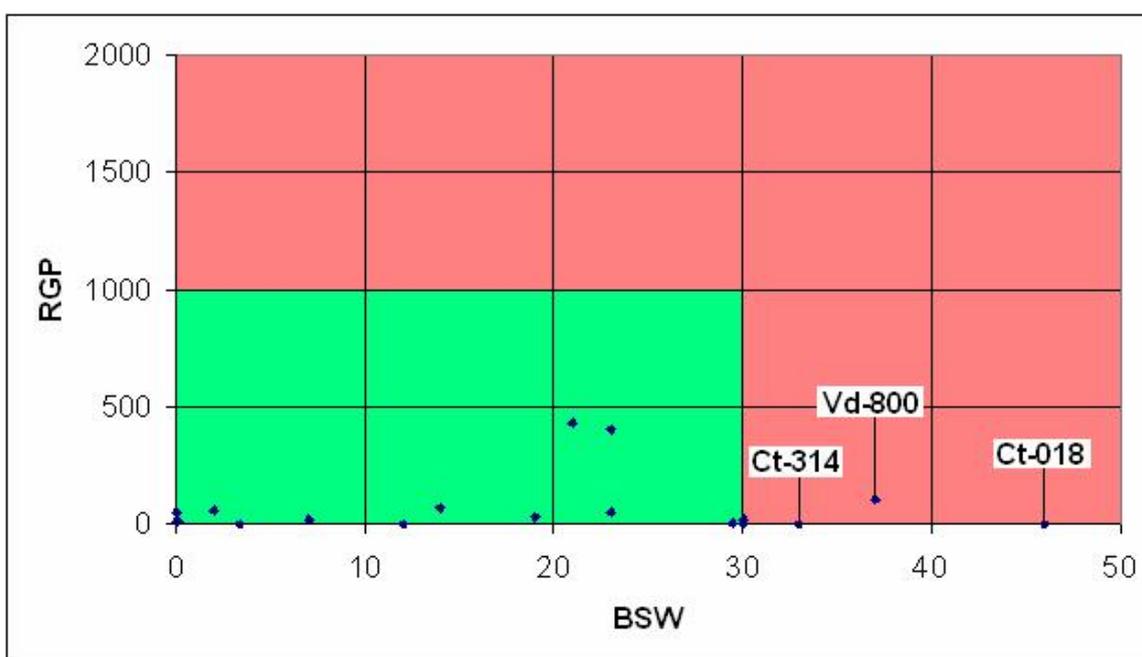


Figura 3.1.5: Pozos con mayores posibilidades de mejora según BSW y RGP.

De acuerdo a lo observado en el gráfico no cumplen con ambos criterios los pozos Ct-018, Ct-314 y Vd-800 que son los que cayeron en la zona roja, cumplen ambos criterios un total de 16 pozos, pero estos dos parámetros no constituyen criterio suficiente para seleccionar un pozo, para esto es necesario hacer una evaluación integral de los parámetros para los cuales se establecieron los criterios de selección.

A continuación se analizan la eficiencia y el índice de productividad.

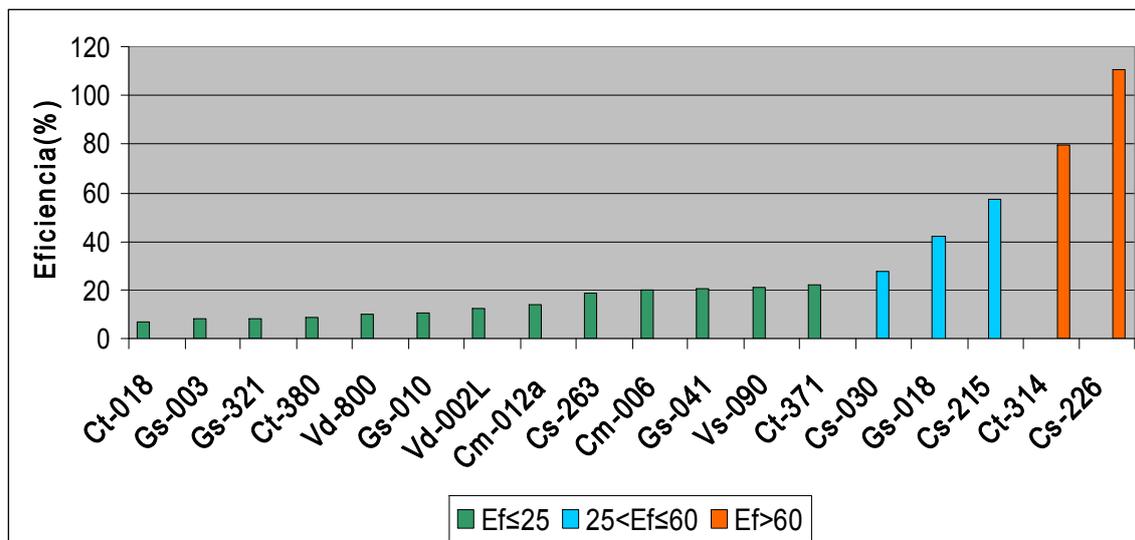


Figura 3.1.6: Comportamiento de la eficiencia.

Se puede observar que los valores de eficiencia son en general bajos, asociado fundamentalmente a los bajos caudales de fluido que entregan los pozos debido a la poca energía que tienen los reservorios. Cuatro pozos (Cs-030, Gs-018, Vs-025, Cs-215) poseen valores medios de eficiencia y solo dos (Ct-314, Cs-226) tienen una alta eficiencia. El pozo Cs-226 tiene una eficiencia superior al 100% debido a que tiene surgencias esporádicas lo que provoca que el caudal real sea mayor que el teórico.

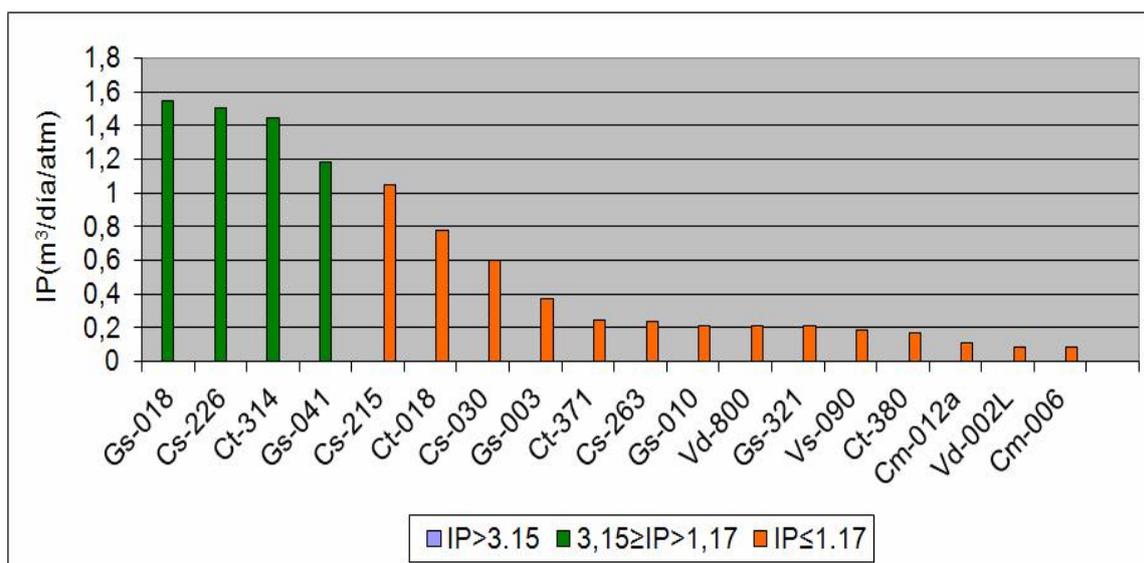


Figura 3.1.7: Comportamiento del índice de productividad.

Según el criterio establecido para este tipo de pozos se observa que los pozos Gs-018, Cs-226, Ct-314, Gs-041, Cs-215, Ct-018 y Cs-030, cumplen con el mismo.

Por último se muestran las depresiones de trabajo y se analizan las curvas IPR. Para el análisis de las curvas se determinó para el punto de operación de cada pozo, que por ciento representa el caudal de fluido del caudal teórico máximo. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.1.3: Por ciento que representa el Qf de operación del Qf máximo.

Pozo	Qf (m ³ /día)	Qmáx (m ³ /día)	%	ΔP(atm)
Gs-018	9	77,29	11,64	6
Ct-018	3	19,52	15,37	4
Vd-002L	1	6,14	16,29	12
Gs-321	3	8,22	36,50	16
Cm-012a	2	5,27	37,92	20
Gs-003	3	7,86	38,14	9
Gs-010	4	10,00	40,00	21
Vd-800	5	12,30	40,66	27
Ct-380	2	3,76	53,20	14
Vs-090	2	3,75	53,37	13
Gs-041	6	11,20	53,56	6
Cs-030	5	8,71	57,40	10
Ct-314	7	11,21	62,45	6
Cs-215	5	7,57	66,04	6
Cm-006	3	4,25	70,54	47
Ct-371	2	2,58	77,40	11
Cs-226	16	19,19	83,36	15
Cs-263	1	1.18	84,44	6

3.3. Diagnóstico de los pozos y análisis del potencial productivo.

Pozo Cm-006

Pozo que pertenece al yacimiento Camarioca y tiene 28 años de explotación. Tiene un Qf de 3.21 m³/día, el IP es extremadamente bajo (0.082 m³/día/atm) y en la curva de afluencia se observa que opera a un 70% de su caudal teórico máximo por lo que esta casi al tope de su producción, además la depresión de trabajo (47 atm) casi duplica la depresión crítica. El nivel está en el límite de la clasificación de bueno (201 m de sumergencia de la bomba). A pesar de que no produce agua y la densidad del crudo es de 20.2 API°, por el punto de operación en que esta de acuerdo a la curva IPR, es un pozo que no tiene potencial productivo por lo cual se recomienda mantenerlo operando con los mismos parámetros.

Pozo Cm-012a

Este pozo pertenece al yacimiento Camarioca y tiene 15 años de explotación. Tiene un 30% de agua y un Qf de 2.08 m³/día. El índice de productividad es de apenas 0.11 m³/día/atm lo que lo califica como un IP bajo, la depresión de trabajo es de 20 atm, valor que está cercano al valor de 25 atm establecido como crítico, y de acuerdo a la curva IPR está operando con un caudal al 38% de su caudal máximo. Debido a que la depresión de trabajo está cercana a la crítica y al valor del BSW, además del bajo valor de IP y Qf, no se recomienda aumentar su producción.

Pozo Cs-030

Pozo del yacimiento Cantel Serpentina con 26 años de explotación. Tiene un 30% de agua y un Qf de 5.45 m³/día. El índice de productividad es de 0.603 m³/día/atm, calificado de bueno de acuerdo al criterio establecido, la depresión de trabajo tiene un valor de 10 atm, lo cual da un margen para aumentarla. El pozo opera al 57.4% de su caudal máximo. En el Anexo 5 se observa que el nivel de fluido es extremadamente bajo por lo cual no es recomendable aumentar parámetros de explotación para incrementar su producción.

Pozo Cs-215

Otro pozo del yacimiento Cantel Serpentina el cual ha sido explotado por 29 años. Tiene un 29.4% de agua y un Qf promedio de 5.93 m³/día. El índice de productividad es de 1.048 m³/día/atm, calificado de bueno de acuerdo al criterio establecido pero opera según la curva IPR al 66.04% del caudal máximo, lo que deja poco potencial para explotar, además el nivel de fluido es bajo.

Pozo Cs-226

Al igual que el pozo anterior, este pozo pertenece al yacimiento Cantel Serpentina y tiene 28 años de explotación. Cabe destacar que el punto de operación de acuerdo a la curva IPR está al 83% de su caudal máximo y el nivel de fluido es muy bajo, además este pozo tiene surgencias espontáneas por lo cual se recomienda dejarlo operando con los mismos parámetros.

Pozo Cs-263

Pertenece también al yacimiento Cantel Serpentina, lleva 28 años en explotación. Solo un 2% de su producción es agua y la depresión de trabajo es de 6 atm. El índice de productividad es de apenas 0.236 m³/día/atm lo que lo califica como un IP bajo, opera al 84.4% de su caudal máximo y los niveles de fluido tienen valores en extremo bajos, debido a esto no tiene potencial productivo. Posible pozo a régimen.

Pozo Ct-018

Este pozo pertenece al yacimiento Cantel Caliza y lleva 30 años en explotación. Tiene un BSW alto (46%) y un Qf promedio de 3.52 m³/día. Tiene un IP de 0.780 m³/día/atm, considerado bueno, al igual que el valor del nivel, opera además a un 15.3% de su caudal máximo y la depresión de trabajo es muy favorable, solo 4 atm. A pesar del alto BSW, los resultados de los análisis de laboratorio realizados al crudo en los días 10 y 20 del mes de Diciembre del año 2010, arrojaron que el BSW fue de 43% y 30% respectivamente con 0% de agua libre en ambos casos, y según el potencial que tiene el pozo, se tendrá en cuenta para aumentar parámetros de explotación que conlleven a incrementos de producción.

Pozo Ct-314

Pozo que tiene una producción de agua de un 33% del total de fluido y es altamente eficiente (79.65%), su caudal de fluido es de 7.65 m³/día. Tiene un buen IP de 1.441, opera por encima del 50% del caudal máximo (62.45%), tiene una depresión de 6 atm pero un bajo nivel de fluido. Se recomienda dejarlo operando con los mismos parámetros.

Pozo Ct-371

Analizando la curva IPR se observa que el punto de operación está muy cercano al valor de caudal máximo (77.4%). Tiene un bajo valor de IP (0.24 m³/día/atm), muy bajo nivel y Q_f, por lo que no se tiene en cuenta. Posible pozo a régimen.

Pozo Ct-380

Pozo que tiene un BSW de solo 12%, tiene una depresión de trabajo de 14 atm, la cual no está cerca de la crítica, y opera al 53.2% de su caudal máximo, tiene un IP de solo 0.169, las entregas de fluido son pobres (Q_f=2.51 m³/día) y el nivel de fluido es muy bajo. No tiene potencial productivo. Posible pozo a régimen.

Pozo Gs-003

Pozo que forma parte del yacimiento Guásimas, tiene 33 años de explotación lo que lo califica como el más longevo. El caudal de petróleo actual es de aproximadamente 3.44 m³/día y con un 0.2% de agua. Su eficiencia de bombeo es de 7.20%, asociado este valor bajo fundamentalmente a la poca entrega de fluido. Tiene un IP de 0.37 m³/día/atm que es bajo y trabaja con una depresión aceptable, 9 atm, valor que está por debajo de la depresión crítica y su caudal está al 38.1% del caudal teórico máximo. Tiene una densidad muy favorable de 17.7 °API. Se considera que, aunque tiene un bajo IP, tiene posibilidad de aumentar su producción debido a los bajos valores de BSW y ΔP, así como a su alta densidad.

Pozo Gs-010

Pozo que ha sido explotado por 16 años. Tiene una producción de fluido de 3.73 m³/día de la cual un 23% es agua, lo que deja una producción de petróleo de 2.87 m³/día. Su eficiencia de bombeo e índice de productividad tienen valores bajos, 11.5% y 0.21 m³/día/atm respectivamente, no así la depresión de trabajo que es de 21 atm y está cerca de la depresión crítica, además tiene una producción de fluido que está al 40% de su caudal máximo y un bajo nivel de fluido. Se recomienda mantenerle los parámetros de explotación actuales.

Pozo Gs-018

Tiene un tiempo de explotación de 16 años. Su producción alcanza los 11.01 m³ diarios de fluido con apenas un 0.1% de agua, dejando ver que casi la totalidad de su producción es solo petróleo, comportándose estos parámetros de manera positiva. Tiene una eficiencia de 34.6%. Su IP es el más alto de todos, 1.54 m³/día/atm, lo que lo califica como un IP bueno, su depresión de trabajo es de solo 6 atm, de acuerdo a su curva de afluencia, su producción esta solo al 11.6% de su producción máxima y la densidad del crudo que extrae es de 15.4 °API. Se considera que se le puede aumentar la producción.

Este pozo ha sido objeto de cinco intervenciones en los últimos ocho meses debido a que la bomba se trababa, lo que se pudo apreciar cuando al extraerse la misma, el elastómero salía deteriorado.

Esta situación es producto de las altas fricciones que se generan entre el rotor y el elastómero al no tener la bomba fluido para bombear y a su vez lubricar la superficie de contacto entre el rotor y el estator, lo cual es inaceptable para las bombas PCP. [22].

Este problema se pudo identificar a partir de los prolongados períodos de tiempo que demoraba el operador para tomar las muestras de crudo debido a que el pozo no producía en determinados momentos del día. Se considera la posibilidad de cambiar el sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico convencional.

Pozo Gs-041

Tiene un tiempo de explotación de 16 años. Su producción es de 7.26 m³/día de fluido con un BSW de 14%, lo que da una producción de petróleo de 6.24 m³/día. Su IP es de 1.186 m³/día/atm, lo que lo califica como un IP bueno, su depresión de trabajo es de solo 6 atm, pero los valores de presión de capa y de fondo son muy bajos al igual que el nivel de fluido, de acuerdo a su curva de afluencia, está al 53.6% de su caudal máximo. Se recomienda mantenerle los parámetros de explotación actuales.

Pozo Gs-321

Este pozo tiene 13 años de explotación. Su producción de petróleo diaria es de solo 2.79 m³ pues casi un cuarto de la producción de fluido es agua. Su IP es de solo 0.2 m³/día/atm y trabaja con una depresión de 16 atm, por lo que al aumentarle la depresión el aumento en la producción será mínimo. El caudal extraído está al 36.5% de su caudal máximo, además el crudo que produce es pesado pues su densidad es de 8.8 °API. La eficiencia de bombeo es baja, solo 6.9%. No es recomendable aumentar su producción.

Pozo Vd-002L.

Pozo con 21 años de explotación. La producción es baja, solo entrega 2.43 m³/día de fluido promedio con un 21% de BSW, lo que deja solo 1.91 m³/día de petróleo. Es el de menor eficiencia de bombeo con solo un 4.9%. Tiene una depresión de trabajo de 12 atm, valor que no se acerca a la depresión crítica, el IP es extremadamente bajo, solo 0.08 m³/día/atm y extrae un caudal de fluido que está al 16.3% de su caudal máximo. Tiene buen nivel de fluido. Se recomienda dejarlo operando con los mismos parámetros debido a que tiene muy bajo índice de productividad y una depresión de 12 atm.

Pozo Vd-800

Este pozo lleva 16 años en explotación. La producción es de 5.26 m³/día de fluido promedio con un 37% de BSW, lo que deja una producción de 3.31 m³/día de petróleo. La eficiencia de bombeo es de solo un 9.9%. Tiene una depresión de trabajo de 27 atm, valor que sobrepasa la depresión crítica, el IP es bajo, 0.208 m³/día/atm y opera al 40.66% de su caudal máximo. Tiene buen nivel de fluido. Producto del alto BSW y

depresión de trabajo, así como el bajo IP, no se le realizara ninguna modificación que conlleve a un incremento de su producción.

Pozo Vs-090

Este pozo lleva 17 años en explotación. La producción es de 3.12 m³/día de fluido con un 19% de BSW. La eficiencia de bombeo es de solo un 21.3%. Tiene una depresión de trabajo de 13 atm, el IP es bajo, 0.182 m³/día/atm y opera al 53.37% de su caudal máximo. Tiene un nivel de fluido aceptable. Debido al bajo IP y a la localización del punto de operación en la curva IPR, se considera que no tiene potencial.

Finalmente, se seleccionaron para proponer soluciones que permitan incrementar la producción, los pozos Ct-018, Gs-003 y el Gs-018.

3.4. Propuestas de mejora a la producción de los pozos con mayor potencial productivo.

Las propuestas de mejora a la producción de estos pozos están dirigidas a cambiar los parámetros de operación del sistema de bombeo, además, si lo requiere, se cambiaría la bomba y el sistema de levantamiento artificial.

3.4.1. Pozo Ct-018.

En la curva IPR correspondiente a este pozo se observa el caudal de fluido que todavía puede entregar, teniendo en cuenta, además, el buen IP que tiene y la baja depresión de trabajo. Se propone aumentar la producción hasta un 60% del caudal máximo (Q_{máx}).

En la tabla 2.1.2 se observa que no se puede aumentar el recorrido del pistón y como no se conocen los valores de viscosidad y densidad del crudo no se recomienda aumentar la velocidad de bombeo, por lo que se propone cambiar la bomba por una de mayor diámetro (57.2 mm). Se asume una eficiencia de 65%, valor que presentan la mayoría de los pozos que utilizan bombas de desplazamiento positivo (movimiento

reciprocante) y que se bajan nuevas al pozo, según el Departamento de Tecnología de la EPEPC.

La secuencia del cálculo consiste en, a partir del caudal máximo del pozo y el diámetro de bomba propuesto, determinar los valores S y N (ecuación 1.7). Se calcula la depresión de trabajo (ecuación 1.8).

A continuación se procede a realizar el cálculo.

Comprobando la depresión de trabajo para el 60% de $Q_{\text{máx}}$:

$$\Delta P = \frac{60\%Q_{\text{máx}}}{IP} \quad (3.1)$$

$$\Delta P = \frac{0.6 \cdot 19.5}{0.78} = 15 \text{ atm} < 25 \text{ atm}$$

Cálculo del caudal teórico para un diámetro de bomba de 57.2 mm:

$$Q_{\text{tn}} = \frac{Q_n}{Efic} = \frac{60\%Q_{\text{máx}}}{Efic} \quad (3.2)$$

Donde:

Q_{tn} : Caudal teórico para diámetro de 57.2 mm

Q_n : Nueva producción del pozo

Efic: Eficiencia de bombeo asumida

$$Q_{\text{tn}} = \frac{0.6 \cdot 19.5}{0.65} = 18 \text{ m}^3/\text{día}$$

Determinando S y N:

$$Q_{\text{tn}} = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N$$

Donde:

Q_{tn} : Nuevo caudal teórico = 18 m³/día

1440: Minutos que tiene un día

F: Área de la sección transversal de la nueva bomba (m²)

S: Recorrido actual del pistón (m)

N: Frecuencia de bombeo actual (golp/min)

$$S \cdot N = \frac{18 \cdot 4}{1440 \cdot \pi \cdot (0.0572)^2}$$

$$S \cdot N = 4.8$$

El tipo de unidad de bombeo permite que el pistón recorra 2.5 m con el eje de la chumacera en el tercer orificio. Para este valor de recorrido la velocidad de bombeo sería de aproximadamente N= 1.9 golp/min.

Finalmente para un BSW de 46% y un Qf= 11.7 m³/día, la producción de petróleo estimada sería de 6.3 m³/día, lo que incrementaría en 4.4 m³/día la producción de petróleo anterior. Tomando en cuenta que un metro cúbico equivale aproximadamente a 6.29 barriles de crudo y que el petróleo cubano se cotiza a 45 dólares por barril, producir 4.4 m³ más de petróleo por día, representa una ganancia para la empresa con respecto a la producción anterior de 1245 dólares diarios, 37350 dólares mensuales y 454425 dólares al año.

3.4.2. Pozo Gs-003.

Se propone para incrementar la producción de este pozo aumentar el recorrido del pistón al máximo (3.05 m) colocando el eje de la chumacera en el cuarto orificio, y debido a que el crudo es ligero y poco viscoso, aumentar la velocidad de bombeo hasta 6 golp/min. Se procederá al cálculo del nuevo caudal de fluido con los nuevos valores de S y N.

La secuencia del cálculo consiste en determinar el nuevo caudal teórico a partir del nuevo recorrido del pistón y la nueva velocidad de bombeo (ecuación 1.7). Luego con el valor de eficiencia de bombeo actual y el nuevo caudal teórico se determina la nueva producción del pozo (ecuación 1.6). Se calcula la depresión de trabajo (ecuación 1.8).

A continuación se procede a realizar el cálculo.

$$Q_{tn} = 1440 \cdot F \cdot S_n \cdot N_n$$

Donde:

Q_{tn} : Nuevo caudal teórico (m³/día)

1440: Minutos que tiene un día

F: Área de la sección transversal de la bomba (m²)

S: Nuevo recorrido del pistón (m)

N : Nueva frecuencia de bombeo (golp/min)

$$Q_{tn} = 1440 \cdot 0.00256 \cdot 3.05 \cdot 6 = 67.46 \text{ m}^3/\text{día}$$

Calculando la nueva producción del pozo:

$$Q_{fn} = Q_{tn} \cdot \text{Efic}$$

Donde:

Efic : Eficiencia de bombeo actual

Q_{fn} : Nuevo caudal de fluido (m³/día)

$$Q_{fn} = 67.46 \cdot 0.0826 = 5.57 \text{ m}^3/\text{día} = 70.8\% \text{ del caudal máximo}$$

Calculando la depresión de trabajo:

$$\Delta P = \frac{Q_{fn}}{IP}$$

Donde:

ΔP : Nueva depresión de trabajo (atm)

$$\Delta P = \frac{5.57}{0.37} = 15.05 \text{ atm} = 25 \text{ atm}$$

Finalmente para un BSW de 0.2% la producción de petróleo estimada sería de 5.55 m³/día, lo que incrementaría en 2.12 m³/día la producción de petróleo anterior. Este valor representa una ganancia con respecto a la producción de petróleo anterior de 600 dólares diarios, 18000 dólares mensuales y 219000 dólares al año.

3.4.3. Pozo Gs-018.

Para explotar el potencial productivo de este pozo, no es recomendable cambiar parámetros de operación debido a que se podrían presentar nuevamente los problemas explicados en el diagnóstico de este pozo, por lo cual se propone cambiar el sistema de levantamiento de bombeo de cavidad progresiva a bombeo mecánico convencional.

Se propone usar una unidad de bombeo del tipo SK10-3-5600 para tener un margen de seguridad en cuanto al peso que va a soportar la misma. Se propone una bomba de 44.5 mm de diámetro tomando en cuenta la bomba con que dicho pozo trabajó años atrás con el método de bombeo mecánico convencional.

La secuencia del cálculo consiste en determinar el nuevo caudal teórico a partir del caudal deseado (30% del caudal máximo). Se asume una eficiencia de 65% por la misma razón del caso del pozo Ct-018. Se calcula la depresión de trabajo (ecuación 1.8). Se determinan S y N (ecuación 1.7).

Comprobando la depresión de trabajo para el 30% de Q_{máx}:

$$\Delta P = \frac{30\%Q_{\text{máx}}}{IP} \tag{3.3}$$

$$\Delta P = \frac{0.3 \cdot 77.29}{1.5} = 15.5 \approx 16 \text{ atm} < 25 \text{ atm}$$

Cálculo del nuevo caudal teórico:

$$Q_{tn} = \frac{Q_n}{Efic} = \frac{30\%Q_{m\acute{a}x}}{Efic} \quad (3.4)$$

$$Q_{tn} = \frac{0.3 \cdot 77.29}{0.65} = 35.5 \text{ m}^3/\text{día}$$

Determinando S y N:

$$Q_{tn} = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N$$

$$S \cdot N = \frac{35.5 \cdot 4}{1440 \cdot \pi \cdot (0.0445)^2}$$

$$S \cdot N = 15.7$$

El tipo de unidad de bombeo propuesta permite que el pistón recorra 2.5 m con el eje de la chumacera en el cuarto orificio. Para este valor de recorrido la velocidad de bombeo sería de $N = 6.36$ golp/min.

Finalmente para un BSW de 0.1% la producción de petróleo estimada sería de 23.07 m³/día, lo que incrementaría en 12.07 m³/día la producción de petróleo anterior. Estos 12.07 m³ diarios de petróleo de más, en relación con la producción anterior equivalen a una ganancia de 3416 dólares al día, 102480 al mes y 1246840 dólares anuales.

Conclusiones:

- Los valores de IP son bajos en general, lo que impide que a la mayoría estos pozos se les pueda aumentar su producción.
- Se comprobó que a partir de la evaluación de los parámetros de producción y yacimiento se pueden proponer soluciones tecnológicas que aumenten la producción de los pozos.
- Se propusieron soluciones tecnológicas con posibilidad de incrementar la producción para los pozos Ct-018, Gs-003 y Gs-018.
- Las propuestas realizadas, en caso de implementarse y obtenerse las producciones estimadas, incrementarían las ganancias de la empresa con respecto a la producción anterior, alcanzando un valor conjunto de 1920265 dólares al año.

Recomendaciones:

- Hacer un estudio de factibilidad económica a las propuestas planteadas para los pozos Ct-018, Gs-003 y Gs-018, con el objetivo de conocer el tiempo de recuperación de la inversión.
- Consultar las propuestas con el personal del Departamento de Yacimientos antes de implementar las mismas.
- Monitorear estrictamente el contenido de agua en el pozo Ct-018 si se llegase a fomentar la propuesta a dicho pozo.
- Realizar mediciones de presión de capa y presión de fondo al pozo Vs-025 para poder estimar el potencial productivo del mismo.
- Realizar un estudio del comportamiento de los niveles de los pozos Cs-263, Ct-371 y Ct-380 para determinar si pueden ser explotados a régimen, lo que contribuiría a disminuir sus consumos de energía.

Bibliografía:

1. API well data glossary and unique well numbering, American Petroleum Institute, Dallas, Texas, 1966.
2. Barberii, Efraín E: *Pozo ilustrado*. Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
3. Berger Brill D: *Petróleo Moderno*. USA. Penn Well Publishing Company. 1992.
4. Bourdarot. G.: *Well Testing. Interpretation Methods*. Editions Technip, Paris, 1998.
5. Chalet, H: *Well Productivity. Well Production Practical Hand book*. Edition Techmp. Paris, 2000.
6. Cajigal Correa, Armando: *Manual de producción de petróleo y gas*. Centro Politécnico del Petróleo. La Habana. 2005.
7. Colectivo de autores: *Fundamentals of oil and gas well completions*. Canadian Petroleum Institute, 1995.
8. Castellanos González, Feliciano H: *Explotación de yacimientos de petróleo y gas*. Editorial Pueblo y Educación. La Habana, 1998.
9. Colectivo de autores: *Arranque, operación y parada de pozos por levantamiento artificial de bombeo mecánico para operadores*. Petróleos de Venezuela S.A., 1990.
10. Colectivo de autores: *Bombeo Mecánico. Optimización, Diagnóstico y Operación*. ESP OIL International Training Group, 2003.
11. Colectivo de autores: *Diseño de Instalaciones de Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Petróleos de Venezuela S.A., 2002.
12. Colectivo de autores: *Interpretación de Perfiles de Producción*. ESP OIL International Training Group, 2004.
13. Colectivo de autores: *Petroleum Engineering Handbook*. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, U.S.A., 1992.
14. Craft, Benjamin C: *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Editorial Tecnos, Madrid, 1968.
15. Demoulin, Phillipe: *Forage, Production, Gisement*. Enspm Formation Industries. 1998.

16. Howard B, Bradley: Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers, USA, 1992.
17. Mata, Miguel: Manual de Producción. Lagoven, 1989.
18. Mejías Trujillo, Michel: Propuestas de optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9 (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2007.
19. Pereira A.: Selección de pozos y diseño de levantamiento artificial en el Campo Jobo, Yacimiento Morichal 01. Trabajo especial de grado, Universidad de Oriente, Núcleo Puerto La Cruz, 1999.
20. Rodríguez González, Renier: Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4. (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2007.
21. Sánchez N., Yoel N: Evaluación del comportamiento de producción en pozos con unidad de bombeo hidráulico CORLIFT. Trabajo especial de grado, Universidad de Zulia, 2010.
22. T.E.W., Nind: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Editorial Limusa. Balderas 95, 06040 México 1, D.F.
23. Tavares Noa, David: Estudio de optimización de la explotación del Yacimiento Varadero. Vol. 1. Informe interno. CUPET, Varadero, 1999.
24. Tavares Noa, David: Trabajo sobre estrategia de explotación a seguir en el sector este. Informe interno. CUPET, Varadero, 2003.
25. <http://es.wikipedia.org/wiki/Barril> (Enero/2011)
26. http://es.wikipedia.org/wiki/Grados_API (Diciembre/2010)
27. http://es.wikipedia.org/wiki/Hidrocarburo_saturado (Diciembre/2010)
28. [http:// www.oilstates.com](http://www.oilstates.com) (Enero/2011)
29. [http://www.cptdc.com/workover&Production Equipment](http://www.cptdc.com/workover&Production_Equipment) (Diciembre/2010)
30. [http:// www.oilwell.com](http://www.oilwell.com) (Enero/2011)
31. [http:// www.fepetro.com](http://www.fepetro.com) (Enero/2011)
32. [http:// www.weatherford.com](http://www.weatherford.com) (Diciembre/2010)
33. [http:// www.monografías.com](http://www.monografías.com) (Enero/2011)

34. <http://www.natoil.com> (Enero/2011)

ANEXOS

Anexo 1

Tiempo explotación de los pozos.

Pozo	Años de explotación
Cm-006	28
Cm-012a	15
Cs-030	26
Cs-215	29
Cs-226	28
Cs-263	28
Ct-018	30
Ct-314	25
Ct-371	23
Ct-380	21
Gs-003	33
Gs-010	16
Gs-018	16
Gs-041	16
Gs-321	13
Vd-002L	21
Vd-800	16
Vs-025	29
Vs-090	17

Anexo 2

Datos del sistema de bombeo de los pozos seleccionados.

Pozo	Unidad de bombeo	Øb (mm)	S(m)	N(glp/min)	Anclaje de bomba(m)
Cm-006	SK5-3015-2300	38.1	1.5	6.5	1621
Cm-012a	SK8 - 3,5 – 4000	38.1	2.1	4.3	946
Cs-030	SK8-3-4000	38.1	1.5	8	520
Cs-215	SK5-3015-2300	38.1	0.9	7	540
Cs-226	SK8-3,5-4000	50.8	0.9	5.5	477
Cs-263	UP5-1220-925	50.8	0.6	6	565
Ct-018	SK8-3,5-4000	50.8	3.5	4.8	1200
Ct-314	SK5-3-2500	38.1	1.3	4.5	794
Ct-371	UP9-2500-3500	38.1	0.9	6	1160
Ct-380	UP9-2500-3500	44.5	1.5	8.33	1004
Gs-003	C-320D-213-120	57.2	2.5	4.5	1501
Gs-010	SK10 - 3- 5600	44.5	3.1	5	1698
Gs-018	Bomba PCP NTZ-400*240-ST-25				1405
Gs-41	C-456D-305-144	63.5	2.6	3	1492
Gs-321	SK8-3.0-4000	63.5	2.1	4.5	1308
Vd-002L	SK10 - 3 - 5600	44.5	1.5	6	1506
Vd-800	SK8 - 3.5 - 4000	63.5	2.1	5.5	1828
Vs-025	SK8 - 3.5 - 4000	31.8	1.675	5	1012
Vs-090	SK8 - 3.5 - 4000	31.8	2.1	6.1	1409

Anexo 3.

Tabla de cálculo de la eficiencia.

Pozo	Qf(m ³ /día)	S(m)	N(glp/min)	F(m ²)	Qt(m ³ /día)	Efic(%)
Cm-006	3.21	1,5	6,5	0,00114009	16,0068859	20,05
Cm-012a	2.08	2,1	4,3	0,00114009	14,824839	14,03
Cs-030	5.45	1,5	8	0,00114009	19,7007827	27,66
Cs-215	5.93	0,9	7	0,00114009	10,3429109	57,33
Cs-226	16.02	0,9	5,5	0,00202683	14,4472406	110,89
Cs-263	1.97	0,6	6	0,00202683	10,5070841	18,75
Ct-018	3.52	3,5	4,8	0,00202683	49,0330591	7,18
Ct-314	7.65	1,3	4,5	0,00114009	9,60413156	79,65
Ct-371	1.98	0,9	6	0,00114009	8,86535221	22,33
Ct-380	2.51	1,5	8,33	0,00155528	27,983921	8,97
Gs-003	3.44	2,5	4,5	0,0025697	41,6290848	8,26
Gs-010	3.73	3,1	5	0,00155528	34,7139476	10,74
Gs-018	11.01				25	44,04
Gs-041	7.26	2,6	3	0,00316692	35,5708576	20,41
Gs-321	3.63	2,1	4,5	0,00316692	43,0954621	8,42
Vd-002L	2.43	1,5	6	0,00155528	20,1564857	12,06
Vd-800	5.26	2,1	5,5	0,00316692	52,6722315	9,99
Vs-090	3.12	2,1	6,1	0,00079423	14,6506082	21.90

Anexo 4.

Tabla de cálculo del índice de productividad.

Pozo	Qf(m ³ /día)	Pc(atm)	Pf(atm)	IP(m ³ /día/atm)
Cm-006	3	93	46	0,08231977
Cm-012a	2	85	65	0,11167883
Cs-030	5	26	16	0,60309278
Cs-215	5	13	7	1,0483871
Cs-226	16	23	8	1,50204082
Cs-263	1	9	3	0,23684210
Ct-018	3	45	41	0,78084833
Ct-314	7	14	8	1,44117647
Ct-371	2	19	8	0,24481031
Ct-380	2	40	26	0,16917293
Gs-003	3	38	29	0,37254902
Gs-010	4	84	63	0,21428571
Gs-018	9	90	84	1,54580153
Gs-041	6	17	11	1,18604651
Gs-321	3	71	55	0,20836957
Vd-002L	1	127	115	0,0869863
Vd-800	5	106	79	0,20882585
Vs-090	2	37	24	0,1823159

Nota: Los valores de Qf son los del día de la medición.

Anexo 5.

Indicadores tecnológicos de los pozos.

Pozo	Fondo Artificial(m)	Zona Punzada(m)	Profundidad de Anclaje(m)	Nivel Dinámico(m)	Densidad API°
Cm-006	1719	1674-1462	1621	1420	20,2
Cm-012a	1211,7	1209-1110	946	320	12,9
Cs-030	690	683-497	520	511	12,3
Cs-215	549	548-538	540	407	
Cs-226	516	515-482	477	407	10,6
Cs-263	575	574-553	565	534	
Ct-018	1495	1491-1375	1200	540	
Ct-314	815	795-705	794	699	13,6
Ct-371	1163	1160-1108	1160	1122	
Ct-380	1195	1189-1146	1004	969	15,4
Gs-003	1645	1580-1546	1501	1257	17,7
Gs-010	1954	1920-1740	1698	1531	
Gs-018	1555	1516-1435	1405	1025	15,4
Gs-041	1549	1537-1506	1492	1357	8,9
Gs-321	1762	1320-1290	1308	829	8,8
Vd-002L	1943	1905-1860	1506	1031	
Vd-800	2146,9		1828	1190	9,8
		1970-1920			
		1865-1825			
Vs-090	1469,8	1440-1376	1409	1119	8,5

Anexo 6.

Valores de viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas.

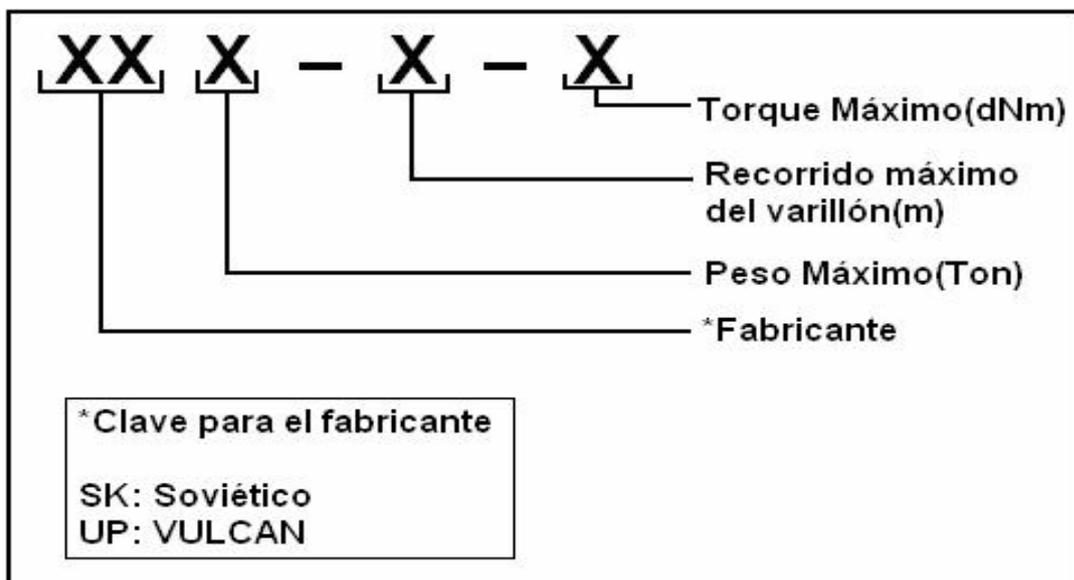
Pozo	Fecha	Visc 80°	Visc 60°	Visc 50°	Visc 40°	Visc 30°
Cm-006	1990/12		24	31,8		37,81
Cm-012a	2005/01/05		365	941	2074	
Cs-030	1987/05		534			8402
Cs-215						
Cs-226	1992/05/06		825,2	1860,2		5025,4
Cs-263						
Ct-018						
Ct-314	1994/10			826,9		3131,5
Ct-371						
Ct-380	2003/09/10		134,52	237,02	469,59	
Gs-003	1998/10/12			88.50		
Gs-010	1995/07/15		13,6	15,3	21,4	
Gs-018	1996/12			113,89	199,11	311,96
Gs-041	2002/07/07			1786.20		
Gs-321	2002/07/07			870.95		
Vd-002L						
Vd-800	1995/11/30		794	1676	2626	
Vs-090	1995/06/06		2130	4570	7580	

Nota: Los valores de temperatura están en grados Celsius y los de viscosidad en centipoise.

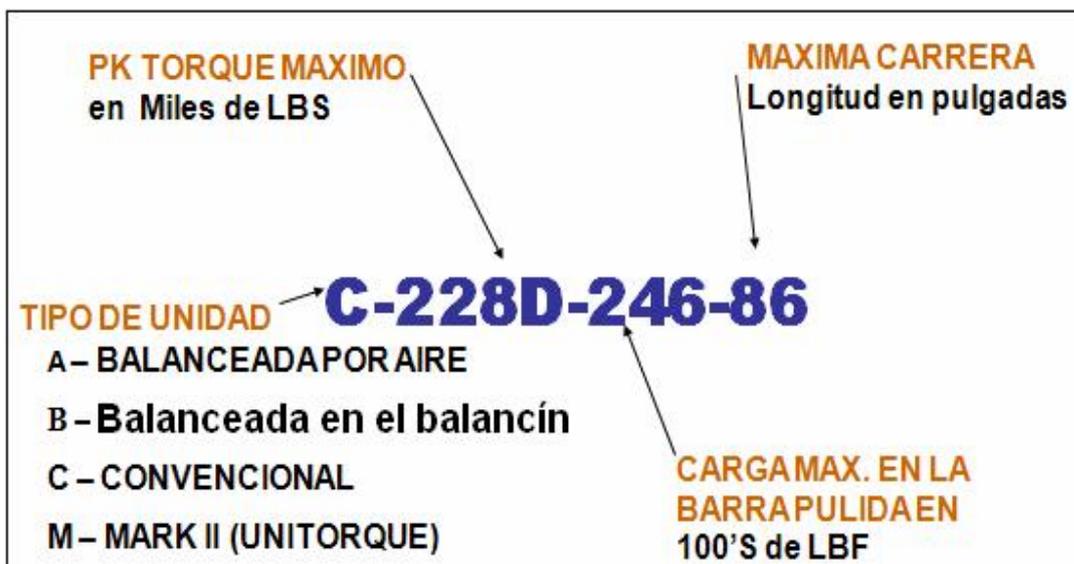
Anexo 7.

Nomenclaturas de las unidades de bombeo.

No API

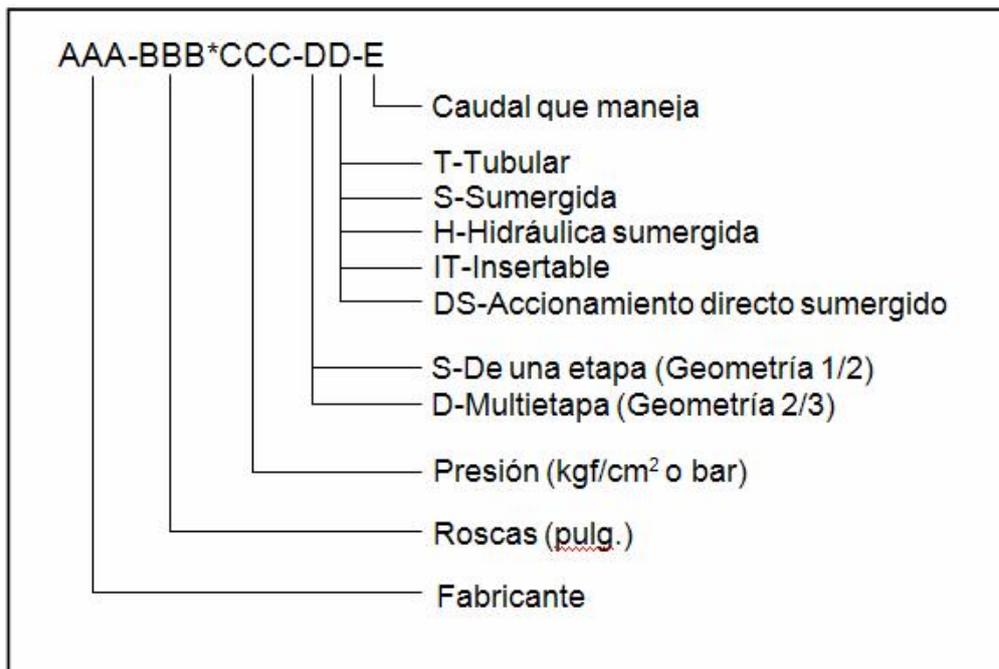


API



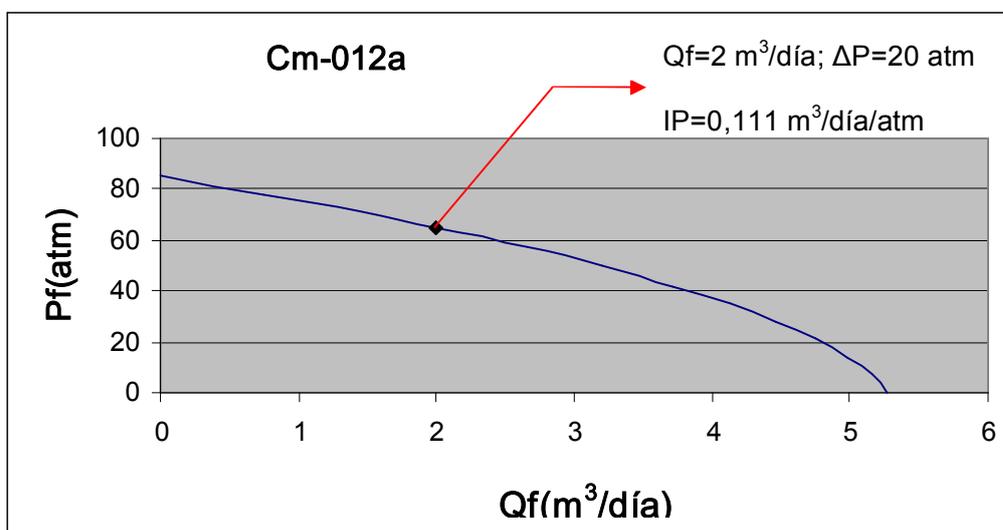
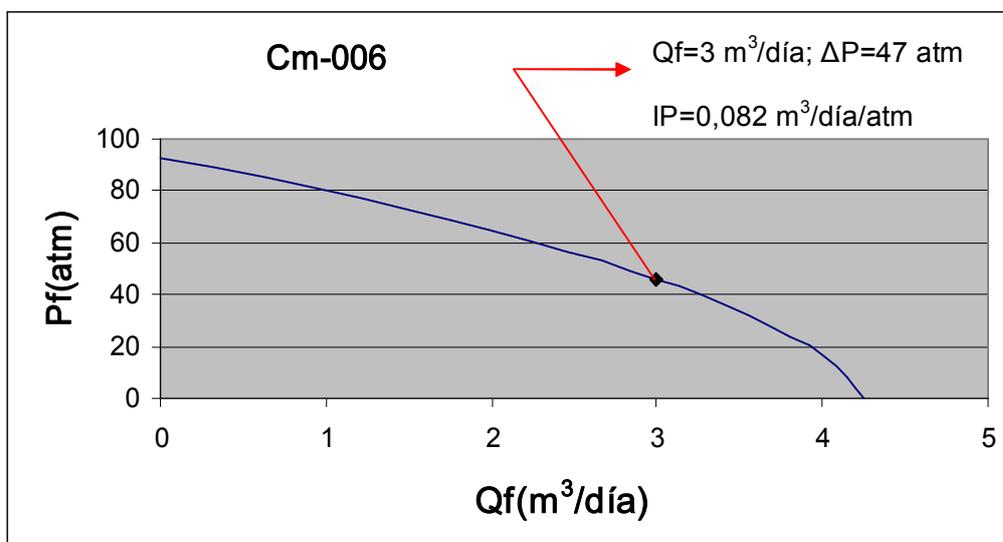
Anexo 8.

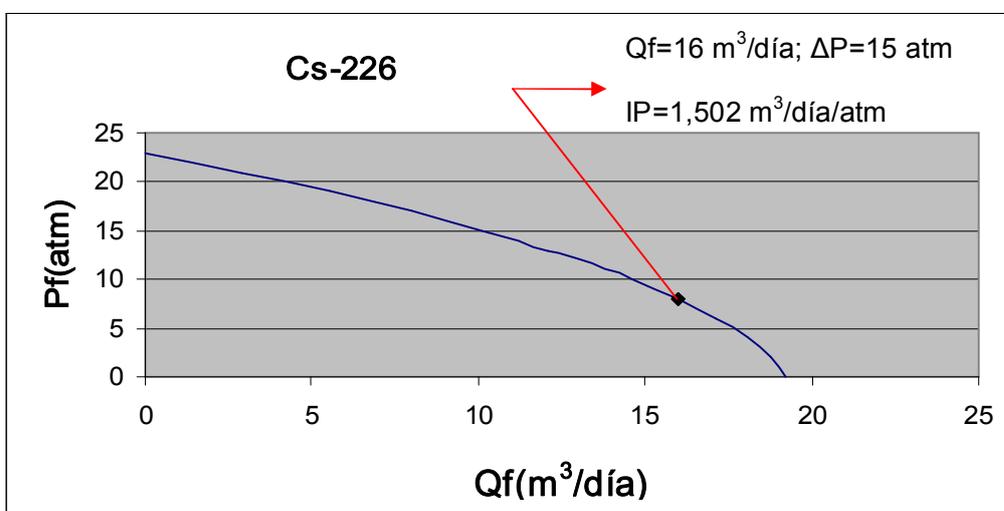
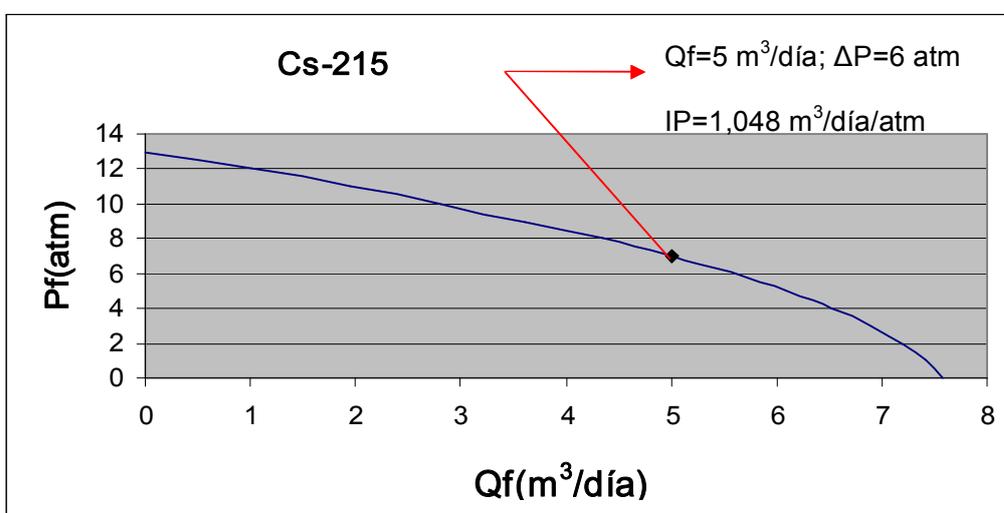
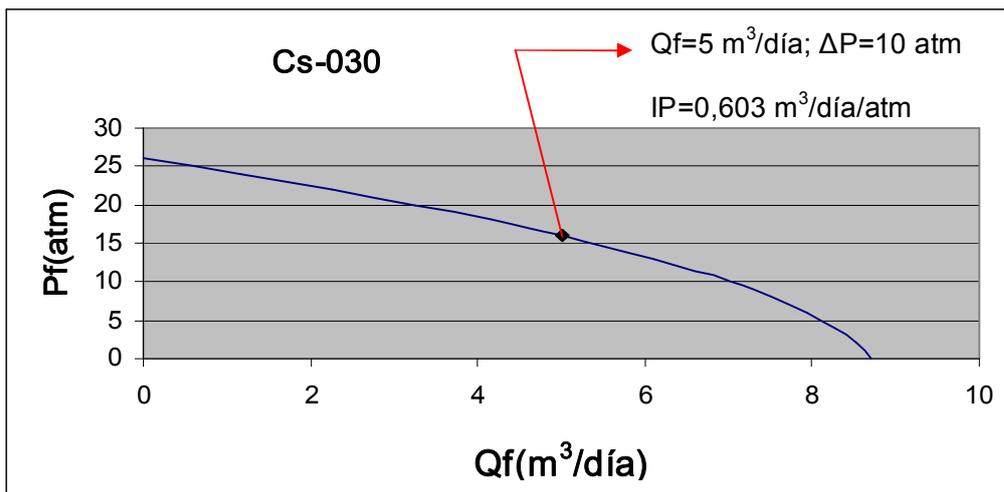
Nomenclatura de las bombas PCP.

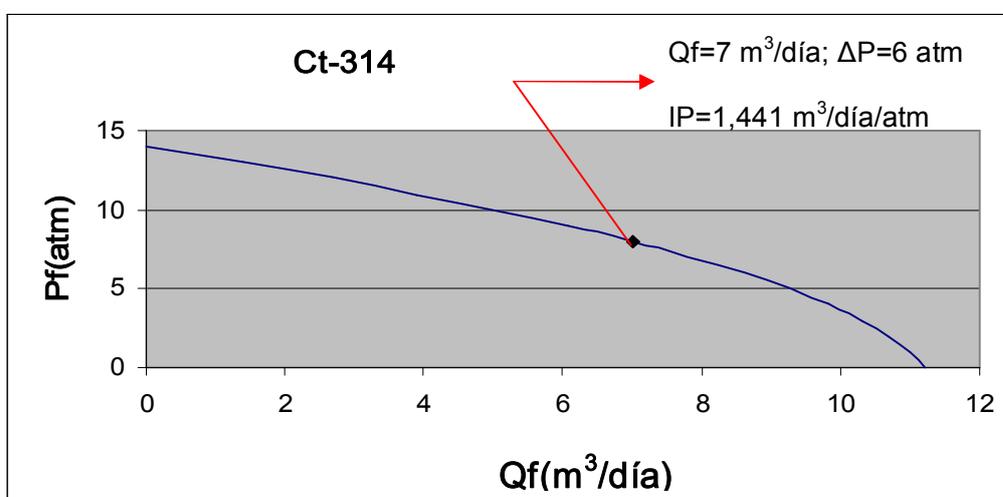
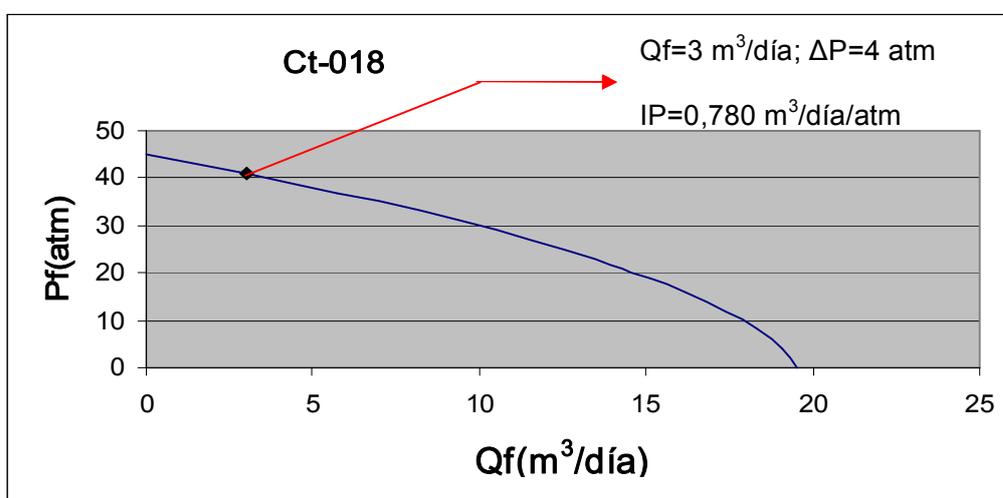
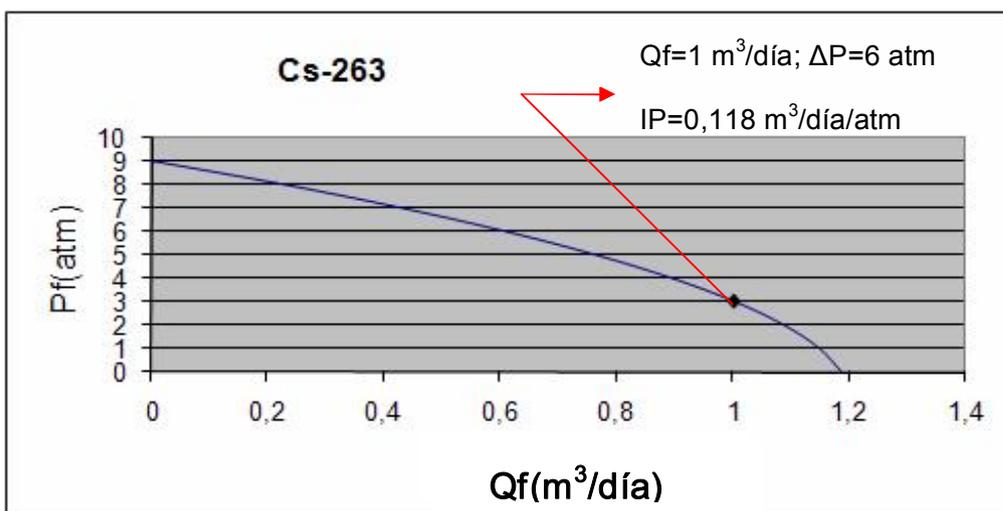


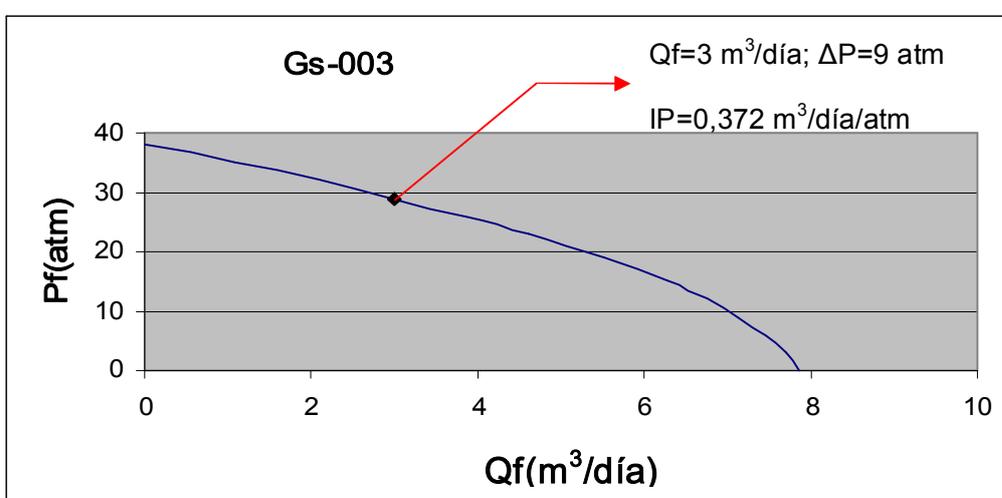
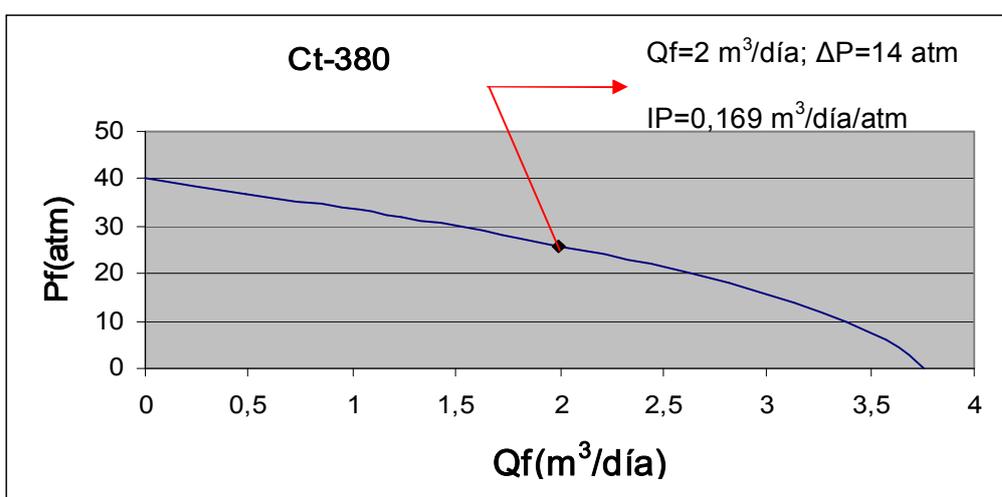
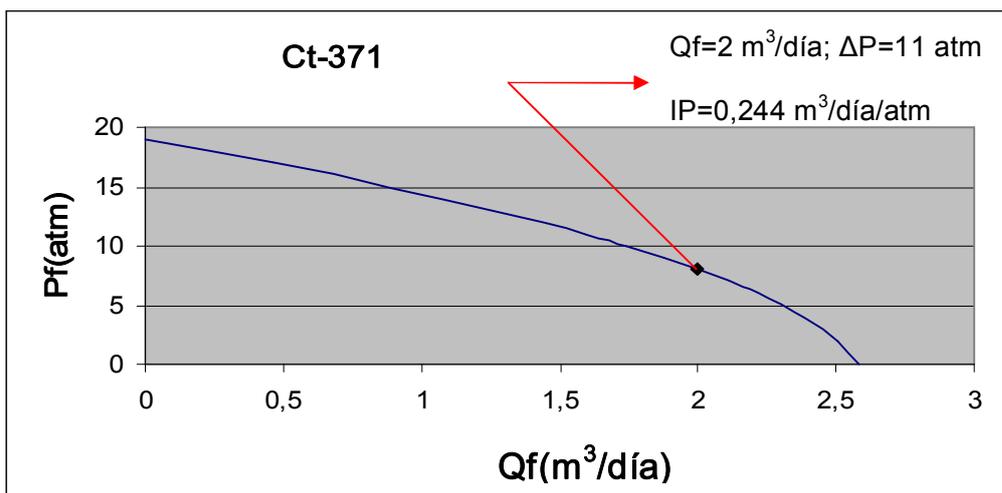
Anexo 9.

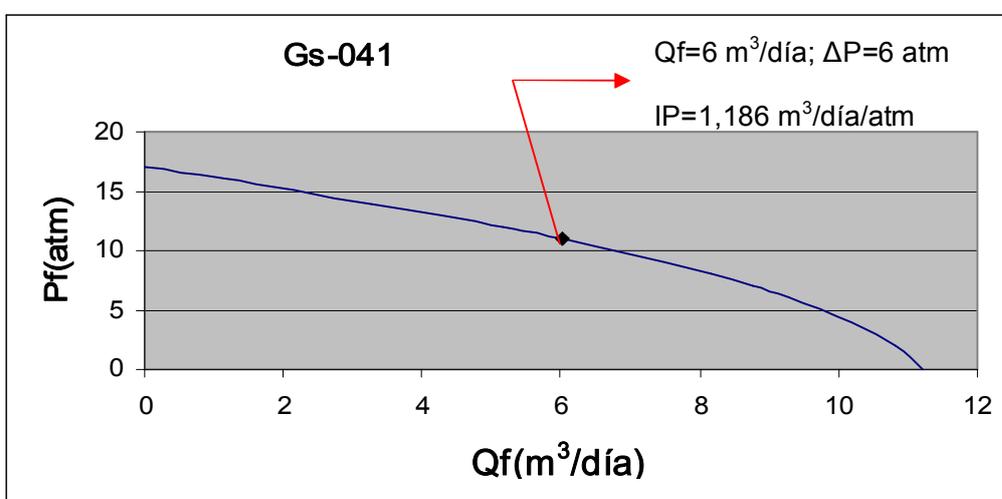
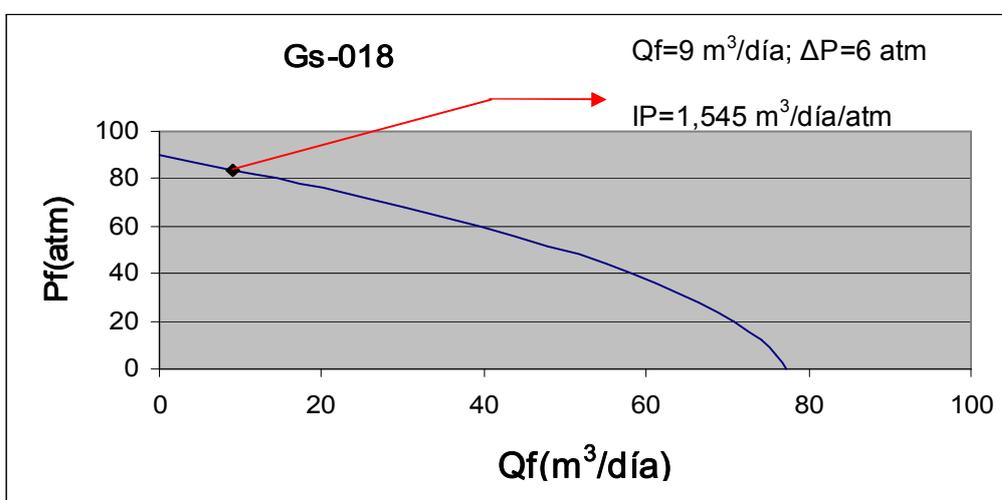
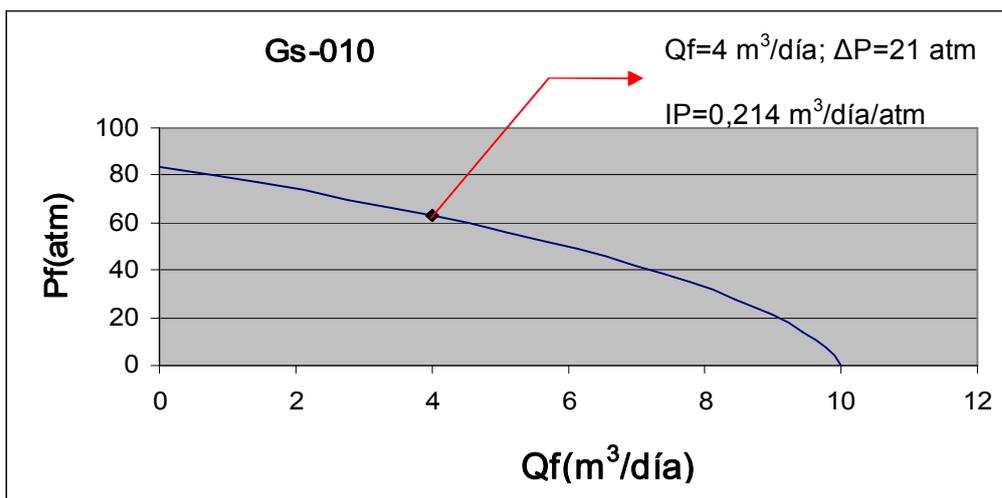
Curvas IPR de los pozos.

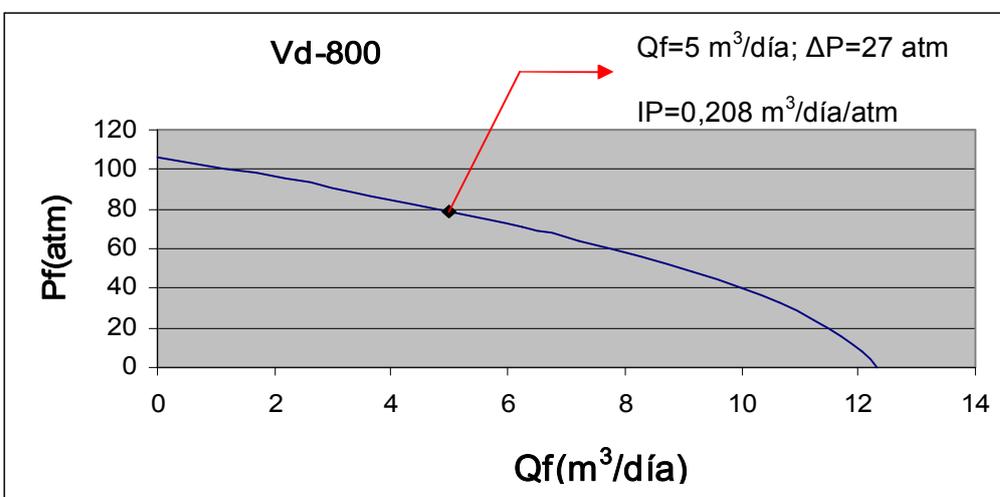
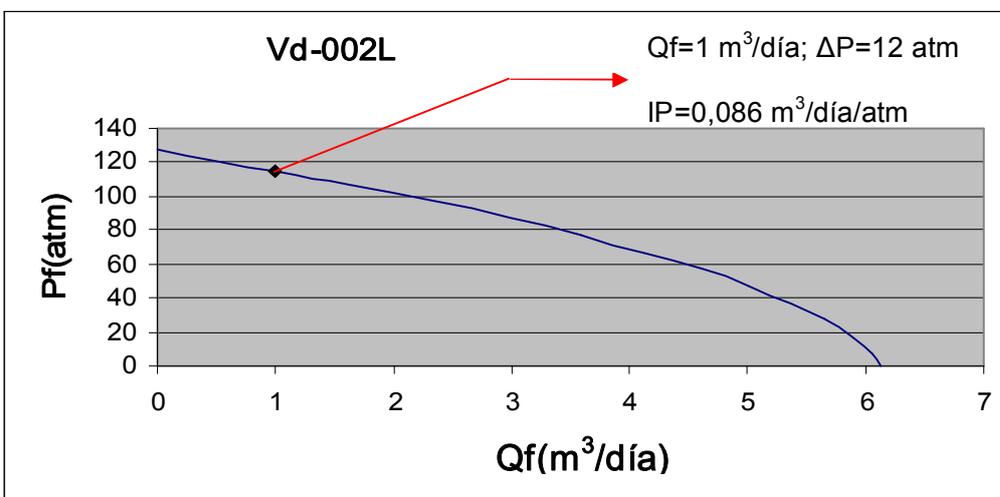
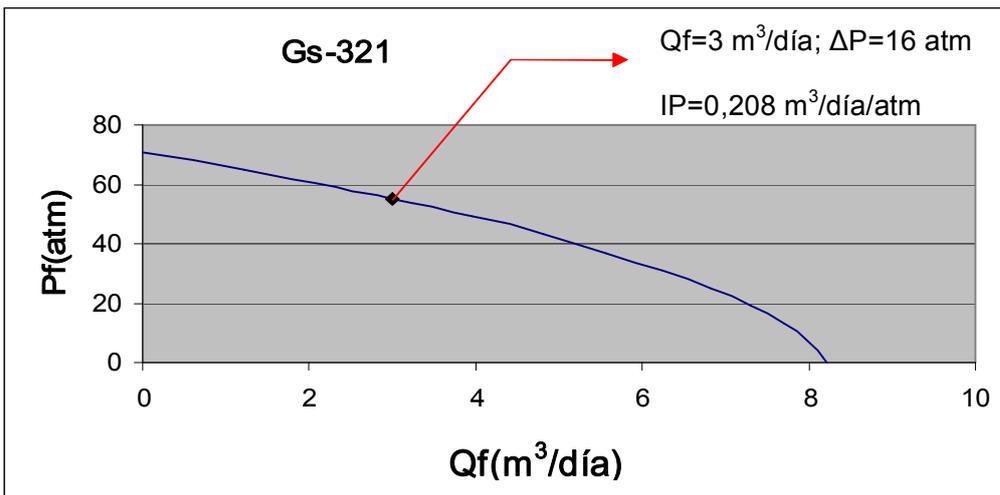


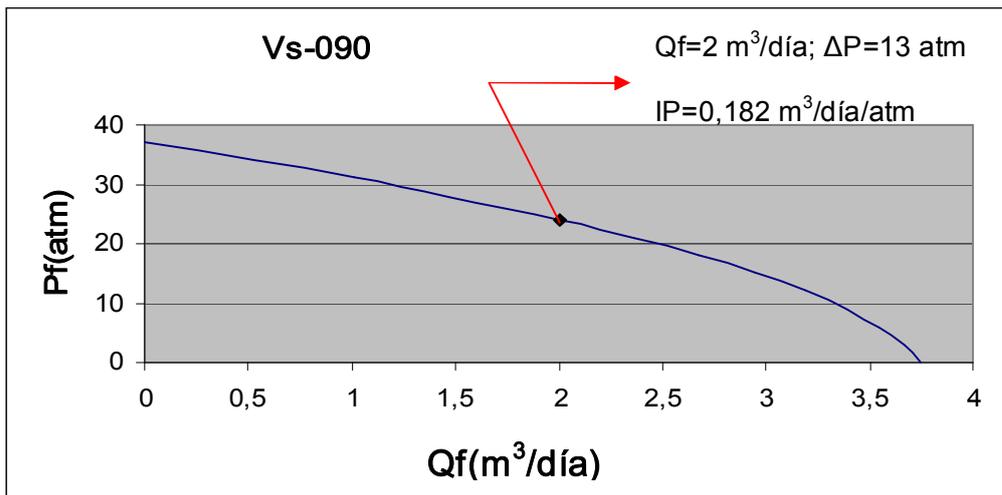












Anexo 10

Recorrido del pistón según colocación del eje de la chumacera.

Unidad de bombeo	Orif 1	Orif 2	Orif 3	Orif 4	Orif 5
C-456-256-144	2,66	3,16	3,66		
C-640-305-168	3,1	3,68	4,27		
SK10 - 3 - 5600	1,5	1,8	2,1	2,5	3
SK12 - 2.5 - 4000	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5
SK5 - 3 - 2500	1,3	1,8	2,1	2,5	3
SK6 - 2.1 - 2500	0,9	1,2	1,5	1,8	2,1
SK8 - 3.5 - 4000	1,8	2,1	2,5	3	3,5
SK8 - 3.5 - 5600	1,8	2,1	2,5	3	3,5
SKD8 - 3 - 4000	1,2	1,6	2	2,5	3
C-320-213-120	1,88	2,18	2,54	3,05	
C-456D-256-144	2,13	2,61	3,12	3,66	
UP12 - 3 - 5500	1,2	1,5	1,8	2,1	2,5
UP5 - 1.22 - 925	0,635	0,94	1,22		
UP7.9 - 1.88 - 2625	0,999	1.292	1.596	1,88	
UP9 - 2.5 - 3500	0,9	1,2	1,5	2	2,5
UP9.7 - 3.05 - 3615	1,63	2,16	2,59	3,05	

Anexo 11

Valor promedio y desviación estándar(S) de Qf, Qp, BSW y RGP para cada pozo.

POZO	Qf	S	Qp	S	BSW	S	RGP	S
Cm-006	3,21	3,82	3,21	1,26	0	0	15	10,2
Cm-012a	2,08	1,97	1,46	1,85	30	3,64	20	4,87
Cs-030	5,45	4,25	3,82	3,98	30	4,21	3,7	4,33
Cs-215	5,93	2,01	4,19	1,87	29,4	3,15	4,15	6,52
Cs-226	16,02	1,86	14,90	1,55	7	2,86	16,56	2,56
Cs-263	1,97	2,67	1,93	2,21	2	2,05	61	16,52
Ct-018	3,52	1,82	1,90	1,56	46	3,86	0,87	10,5
Ct-314	7,65	1,84	5,13	1,59	33	4,13	3,04	3,19
Ct-371	1,98	1,93	1,91	1,62	3,4	3,22	1,91	1,12
Ct-380	2,51	3,98	2,21	3,65	12	5,63	2,7	0,89
Gs-003	3,44	1,95	3,43	1,67	0,2	2,89	50	8,36
Gs-010	3,73	2,12	2,87	1,89	23	7,04	403,88	14,23
Gs-018	11,01	2,31	11,00	2,03	0,1	1,02	12,4	10,1
Gs-041	7,26	1,94	6,24	1,61	14	5,67	71	0
Gs-321	3,63	2,13	2,80	1,82	23	8,41	50	5
Vd-002L	2,43	5,64	1,92	5,29	21	4,59	430,34	15,97
Vd-800	5,26	1,69	3,31	1,35	37	6,35	106,15	20,65
Vs-090	3,12	1,54	2,53	1,24	19	3,08	30	0

Anexo 12

Nomenclatura utilizada.

Variable	Significado	Unidad de medida
V _{gas}	Volumen de gas en 1m ³ de petróleo	m ³
V _{pet}	Volumen de petróleo extraído	m ³
Ef, Efic	Eficiencia de bombeo	%
Q _f	Caudal de fluido real	m ³ /día
Q _t	Caudal de fluido teórico	m ³ /día
F	Área de la sección transversal del pistón	m ²
S	Longitud de recorrido del pistón	m
N	Frecuencia de bombeo	# de golpes x minuto
IP	Índice de productividad	m ³ /día/atm
P _c	Presión estática del yacimiento o presión de capa	atm
P _f	Presión de fondo fluyente	atm
P _b	Presión del punto de burbuja	atm
PR	Presión del reservorio	atm
q _b	Caudal de fluido en el punto de burbuja	m ³ /día
Q _{máx}	Caudal máximo de producción	m ³ /día
k	Permeabilidad	milidarcies
h	Altura de la capa productora	m
r _e	Radio externo	m
r _w	Radio del fondo del pozo	m
RGP	Relación gas-petróleo	m ³ gas/m ³ petróleo
Q _p	Caudal de gas	m ³ /día
BSW	Contenido de agua y sedimentos sólidos	%
Q _g	Caudal de gas	m ³ /día
GPM	Frecuencia de bombeo	# de golpes x minuto
ΔP	Depresión de trabajo	atm
Ø _b	Diámetro de la bomba	mm
Visc	Viscosidad	centipoise