



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

**Evaluación de los parámetros de producción para una
explotación más racional de los pozos del Centro
Colector #10.**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Robier Hernández Barbosa.

Matanzas

2014



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

**Evaluación de los parámetros de producción para una
explotación más racional de los pozos del Centro
Colector #10.**

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

Mención: Producción de petróleo

Autor: Ing. Robier Hernández Barbosa.

Tutor: Esp. Elthon Toledo Santamaria.

DrC. Jesús Luis Orozco.

Consultante: MSc. Igort Suárez García.

Matanzas

2014

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Robier Hernández Barbosa declaro que soy el único autor del presente trabajo del cual existe un registro legal con No. _____ en el Centro Nacional de Derecho de Autor; y autorizo a la Universidad de Matanzas a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Robier Hernández Barbosa

Nombre y Apellidos. Firma

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

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

Robier Hernández Barbosa

Nombre y Apellidos. Firma

DEDICATORIA

- A mi familia, mi esposa e hija que siempre me brinda su apoyo y amor.
- A mis padres por estar siempre pendiente de mi futuro.
- A mi hermana y mis sobrinos.
- A mis compañeros de curso.

AGRADECIMIENTOS

- A mis padres Guillermo Hernández López y Haydee Barbosa González por ser parte fundamental en mi vida y en mi formación.
- A mi esposa por darme fuerzas para seguir adelante.
- A mi familia por apoyarme cada día.
- Al profesor Lic. José Monzón.
- A mis compañeros de curso por estar junto a mí en estos tres años de la especialidad.
- Y a todos los que de una forma u otra han asesorado este trabajo.
- Al profesor Yunier Morales Garcías.

SÍNTESIS

Debido a la necesidad de la Empresa de Perforación y Extracción de petróleo del Centro (EPEP- Centro), de aumentar la producción de petróleo, se hace necesario realizar un estudio para determinar las principales medidas que solucionarían los problemas existentes con los pozos del Centro Colector #10 (CC-10), en los cuales se observa una pérdida de calidad del fluido debido a la incorporación del % de Agua en el Petróleo (BSW) y Relación Gas-Petróleo (RGP); un aumento de estos parámetros conllevaría al cierre de los pozos y con ello la disminución la producción de la empresa.

Después de un análisis de los principales parámetros de producción, las condiciones en que se conserva el fluido en el yacimiento, la caracterización de los métodos de levantamiento artificial, así como los principales problemas que presentan los mismos en su funcionamiento, se realizaron los cálculos de índice de productividad (IP), eficiencia de los pozos (Efic) y depresión de trabajo (ΔP).

A partir de la obtención de los parámetros de producción y los resultados de los cálculos se confeccionó el dictamen a partir del cual se proponer las diferentes medidas que darán solución a los problemas encontrados en cada uno de los pozos analizados.

ABSTRAT

Due to the need of the Company of Perforation and Extraction of oil of the Center (EPEP Centro), to increase the production of oil, to accomplish a study to determine the main measures that would solve the existing problems with the wells of the Collecting Center becomes necessary #10 (DC 10), in the ones that is observed a loss in quality of the fluid due to the incorporation of the % of Water in Oil (BSW) and Relation Gas Petroleum (RGP), an increase of these parameters would entail the closedown of the wells and with it the decrease the production of her Company.

After an analysis of the main parameters of production, the conditions in which keeps in good condition the fluid in the deposit, the artificial characterization of the methods of folding, as well as the main problems that they present the same in your functioning, the calculations of productivity index (IP), efficiency of the wells (Efic) and depression of work came true (P).

From the obtaining of the parameters of production and the results of the calculus himself I manufacture the dictate from which setting on eself the different measures that will give solution to the problems found in each other of the analyzed wells.

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO.....	5
1.1. Generalidades del petróleo.....	5
1.2. Principales propiedades físicas y químicas del petróleo.....	6
1.2.1. Color.....	6
1.2.2. Olor.....	6
1.2.3. Densidad.....	7
1.2.4. Viscosidad.....	7
1.2.5. Propiedades de impregnación de las rocas.....	8
1.3. Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.....	9
1.3.1. Relación gas-petróleo.....	9
1.3.2. Por ciento de agua y sólido en el crudo.....	10
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.....	11
1.4.2. Temperatura del yacimiento.....	11
1.5. Métodos de explotación de pozos petroleros.....	12
1.5.1. Surgencia natural.....	12
1.5.2. Levantamiento artificial.....	13
1.5.2.1. Bombeo de cavidad progresiva.....	13
1.5.2.2. Bombeo mecánico.....	15
1.6. Eficiencia del sistema de bombeo mecánico.....	18
1.7. Niveles.....	19
1.8. Curva de afluencia al pozo.....	20
CAPÍTULO 2. MARCO METODOLÓGICO.....	23
2.1 Tipo de Investigación.....	23
2.2 Nivel de Investigación.....	23
2.3. Caracterización del Centro Colector # 10.....	23
2.3.1. Características del petróleo existente en la zona de estudio.....	25
2.3.2. Características geológicas de la región.....	25
2.3.2.1. Característica geológicas de la región (Yacimiento Varadero, Centro Colector-10).....	26
2.3.2.2. Descripción estratigráfica de la UTE Placetas.....	26
2.3.2.3. Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación en la zona de estudio.....	27
2.4. Población.....	29
2.5. Procesamiento metodológico.....	30
2.6. Condiciones de los pozos para una explotación más racional.....	31
2.6.1. Medidas para analizar los parámetros de producción.....	31
2.6.2. Parámetros para el análisis de la depresión, eficiencia de trabajo e índice de productividad.....	34
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	36
3.1. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.....	36
3.2. Diagnóstico de los pozos y análisis del potencial productivo.....	39
3.3. Propuestas a Realizar en los Pozos Seleccionados.....	48
3.4. Análisis económico de aislamiento de zonas en los pozos C2, C5 y D3.....	51

CONCLUSIONES	55
RECOMENDACIONES	56
Simbología	57
BIBLIOGRAFÍA	58
ANEXOS	60

INTRODUCCIÓN.

Algunos de los yacimientos de la industria petrolera cubana han ido disminuyendo progresivamente su producción a lo largo de los años, debido fundamentalmente a la disminución de su energía natural (gas acompañante), lo que ha traído como consecuencia que la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC) se enfoque en la búsqueda de nuevos métodos de extracción del crudo debido a la viscosidad que se tiene en la zona, con el objetivo de incrementar la producción de los pozos existentes.

En el mundo petrolero se han hecho innumerables investigaciones relacionadas con la evaluación y análisis de pozos, las cuáles han hecho aportes significativos en esta área del conocimiento. En Cuba se han realizado numerosas investigaciones teniendo en cuenta las disimiles características de los diferentes yacimientos existentes; los estudios se han enfocados en análisis correspondientes a la optimización de los parámetros de mayor importancia en la producción de los pozos tales como: Relación Agua –Petróleo (RAP), Relación Gas-Petróleo(RGP), % de Agua en el Petróleo (BSW), Flujo de Líquidos (Q_f), Flujo de Petróleo (Q_p), Flujo del gas (Q_g), Sistema de levantamiento Artificial y Completamiento de los pozos.

El Yacimiento Varadero representa uno de los yacimientos mejores estudiados dentro de la Franja Norte Cubana, con un alto grado de complejidad, desde el punto de vista estratigráfico y estructural, caracterizado por la presencia de mantos carbonatados sobrepujados en dirección NW-SE.

Este yacimiento fue descubierto en el año 1970 con la perforación del pozo VD.-001 con categoría de exploración, se obtuvo entrada de petróleo viscoso de 10°API, durante el ensayo de los depósitos carbonatados correspondientes al Grupo Veloz de las Unidades Tectónico Estratigráficas (UTE) Placetas.

A partir del año 1999 se incrementa la perforación de pozos hacia el extremo más oeste del yacimiento, con el objetivo de incrementar las reservas existentes en el área; a raíz de este programa se hace necesario la creación de nuevos centros colectores los cuales recolectan y monitorean el flujo que se extrae de los pozos, dándole en el mismo un tratamiento primario de desgasificación, estos flujo son enviados a través del oleoducto hacia la Estación de Rebombeo Oeste (ERO) donde se le da un tratamiento secundario con el objetivo de disminuir su densidad y por el gaseoducto se envía el gas acompañante directo a Energas.

Aparejado a las necesidades de ampliación de la empresa ha sido necesaria la formación de nuevo personal calificado capaz de acometer un grupo importante de tareas crecientes de la industria petrolera.

El yacimiento Varadero está ubicado en la parte septentrional de la provincia gasopetrólfica del norte cubano, separado en varios sectores denominados: oeste nuevo, oeste, central y este, ellos se diferencian principalmente por sus comportamientos productivos, además lleva más de 40 años de explotación. La región cuenta con características geológicas bastante complejas debido a los movimientos tectónicos que han provocado el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre rocas más jóvenes. Dentro del área existen diferentes Unidades Tectónico Estratigráficas (U.T.E), como resultado de los sobrecorrimientos, siendo la U.T.E Placetas la de mayor importancia, ya que ha sido atravesada por la mayoría de los pozos perforados en la región, la U.T.E Camajuaní también ha sido cortada pero en menor medida, debido a que esta se encuentra debajo de la U.T.E Placetas por lo que solo ha sido alcanzada por los pozos más profundos. El objeto de estudio del presente trabajo son los pozos del centro colector 10 (CC-10) del yacimiento Varadero oeste que cuenta con 50 pozos de ellos 23 están activos, 16 están en conservación y 11 liquidados; para este trabajo solo se tendrán en cuenta los pozos activos que mejores condiciones presentan para una explotación más racional.

Para la realización de cualquier tipo de investigación un punto de total importancia es la recopilación de estudios anteriores los cuales se han enfocados en análisis correspondientes a la optimización de los parámetros de mayor importancia en la producción de los pozos tales como: Relación Gas- Petróleo(RGP), Por ciento de Agua (BSW), Caudal de fluido (Q_f), Caudal de Petróleo(Q_p), Caudal de gas(Q_g), Sistema de levantamiento Artificial y Completamiento de los pozos, muchos de estos trabajos han dado soluciones inmediatas donde la producción de pozos que se encontraban en estados críticos se ha visto incrementadas, es decir los antecedentes del tema.

En el CC-10 se han realizados diferentes estudios desde que fue puesto en explotación.

En el estudio realizado por Rivero; 2007, Hernández; 2010 y Armas; 2011, Plantean de forma general como conclusiones que:

El análisis del comportamiento del acumulado histórico de fluidos de los pozos por año muestra el declive de la producción del área y el alto por ciento de drenaje de la misma.

La propuesta más factible para la optimización en los pozos del área dado por la marcada influencia de elevadas RGP y BSW es el aislamiento de las zonas mediante la utilización de *packer* con el fin de tratar de mantener dichos indicadores en el rango establecido.

El índice de productividad mostrado por los pozos en estudio se considera bajo.

El análisis de las curvas IPR muestra el poco potencial productivo de los pozos.

La puesta en marcha de posibles pozos a explotación cíclica responde a tratar de preservar la energía del yacimiento debido a longevidad del mismo.

Se limita la propuesta de utilización de geles debido que los pozos del área no presentan producciones elevadas y no es factible su puesta en marcha por lo costoso del método.

El análisis de los coeficientes de tensión de las sargas de varillas arrojó que existe una alta deformación debido al mal diseño, corriendo un alto riesgo a corto o largo plazo, de falla por fatiga o desgaste en las mismas.

Existen pérdidas en el recorrido efectivo del pistón de estos pozos por el efecto de elongación de las cabillas basado en los resultados del cálculo del coeficiente de elongación (K_r).

En cuanto a las cartas dinamográficas de fondo, estas muestran que las altas fricciones en el fondo del pozo y la viscosidad del fluido que desplaza la bomba, generan una fuerza contraria al movimiento continuo del pistón, lo que tiende a comprimir la sarga de varillas.

La acumulación de asfaltenos y sólidos en los asientos de las válvulas, provoca la falta de hermeticidad en el cierre de las válvulas viajeras y fija trayendo consigo pérdidas en la producción diaria de fluidos.

Teniendo en cuenta los resultados de los trabajos anteriores se hace necesaria la realización de un nuevo trabajo con el objetivo de darle solución a las problemáticas existentes en el Centro Colector # 10 ya que los pozos de petróleo cada cierto tiempo cambian su comportamiento debido a la declinación de los yacimientos.

Problema Científico.

¿Cómo actuar sobre los parámetros de producción para que incidan positivamente en una explotación más racional de los pozos del Centro Colector # 10?

Hipótesis.

Si se evalúan correctamente los parámetros de producción en el fondo de pozos del Centro Colector # 10, entonces se podrán proponer medidas que permitan explotar más racionalmente los pozos de petróleo.

Objetivo General.

Evaluar -a través de los parámetros de producción- cómo se pueden explotar más racionalmente los pozos de petróleo del Centro Colector # 10.

Objetivos Específicos.

- Recopilar información sobre los pozos del Centro Colector # 10.
- Evaluar los parámetros que influyen en la producción de los pozos.
- Seleccionar los pozos con condiciones reales de explotarlos más racionalmente.
- Proponer medidas para explotar más racionalmente los pozos de petróleo del Centro Colector # 10.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO.

En el cuerpo de este capítulo se exponen un conjunto de conceptos y teorías necesarias que pretenden proporcionar una caracterización de los argumentos utilizados para ofrecer una mejor comprensión del análisis de los factores geólogos-técnicos en estudio.

1.1. Generalidades del petróleo.

La etimología de la palabra petróleo, **petro=roca** y **oleum=aceite**, gramaticalmente significa **aceite de roca**. Si este aceite se analiza para verificar su constitución química-orgánica, por contener el elemento carbono (C) en sus moléculas, se encontrará una extensa variedad de compuestos formados con el hidrógeno (H) denominados hidrocarburos. Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en las formaciones geológicas en el subsuelo.

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. (Barberi, 1998), (B, 1992).

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 si material asfáltico en grandes cantidades y se obtienen aceites lubricantes. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. (Castaneda, 2011).

Según la gravedad API (*American petroleum institute*) los crudos petrolíferos según (Neninger, 2010) se clasifican en:

Tabla 1.1. Clasificación de petróleo según API.

Tipo de crudo	API
Extrapesados	9.9
Pesados	10 - 21.9
Medianos	22 - 29.9
Livianos	Más de 30

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

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.

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. (Castaneda, 2011).

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. (Paul, 2005).

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 3⁰ 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 ecuaciones *Baumé* son: (Thomas, 2001).

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

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

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:

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

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:

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. (Ferrer, 2010)

Si $\theta < 90^0$, el agua impregna bien en la roca y puede desplazar espontáneamente al petróleo.

Si $\theta > 90^0$, el petróleo impregna bien en 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.

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. (Kassem Abou, 2005), (Paul, 2005), (Michael, 1996).

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).

La RGP se determina por la siguiente ecuación:

$$RGP = \frac{V_{gas}}{V_{Pet}} \quad (1.4)$$

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.

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.

1.4. Características de los yacimientos de petróleo.

Un yacimiento de petróleo es un área que consiste en un reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados o vinculados a la misma característica geológica estructural o 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. (autores, 2003), (autores, 2004), (Craft, 1968), (Cohen, 2013), (Ríos, 2004), (Rivera, 2004).

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 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. Si 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 declive 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, antes de abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

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 sargas 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.

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. (Engineering, 2000).

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.

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. (Certificación Internacional de Operadores en Producción de Petróleo y Gas, 2007), (Correa, 2005), (Batista, 2010).

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.

Por las características del crudo cubano, en el país los dos métodos más utilizados son los que se muestran a continuación. (Certificación Internacional de Operadores en Producción de Petróleo y Gas, 2007), (Correa, 2005).

1.5.2.1. 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.

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.

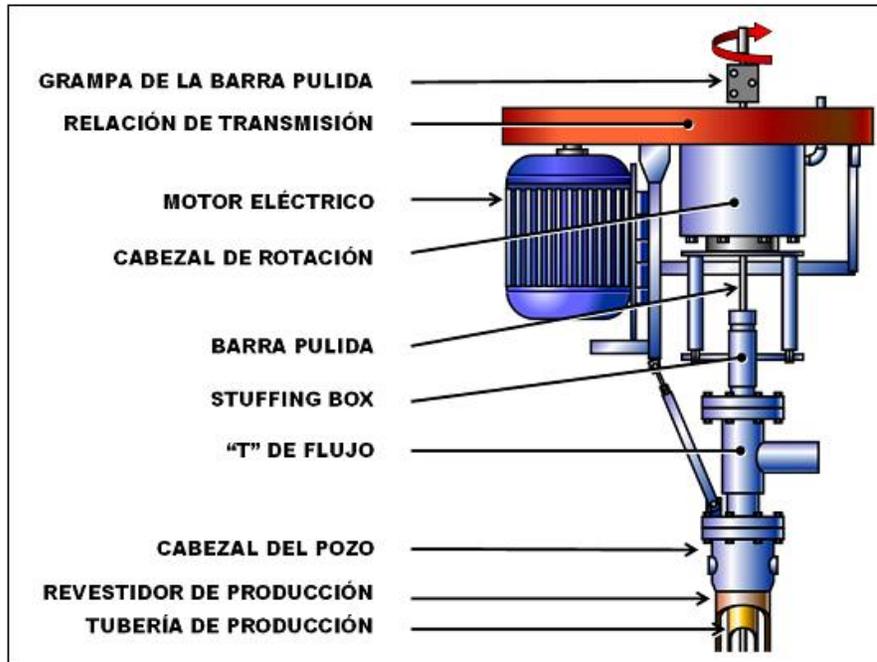


Figura 1.1. Equipamiento de superficie del sistema BCP.

Fuente: Batista, 2010.

$$E_{fic} = \frac{Q_r}{Q_t} \quad (1.5)$$

$$Q_t = 4E * D * P_s * n \quad (1.6)$$

Donde:

Excentricidad rotor/estator (E)

Diámetro del rotor (D) (mm)

Paso del tornillo (Ps)

La velocidad de rotación (n) (rpm)

Si se consideran las pérdidas por reflujos en la bomba y se definen como Qd, el caudal efectivo

Qe manejado por la bomba será igual a:

$$Q_e = Q_t - Q_d \quad (1.7)$$

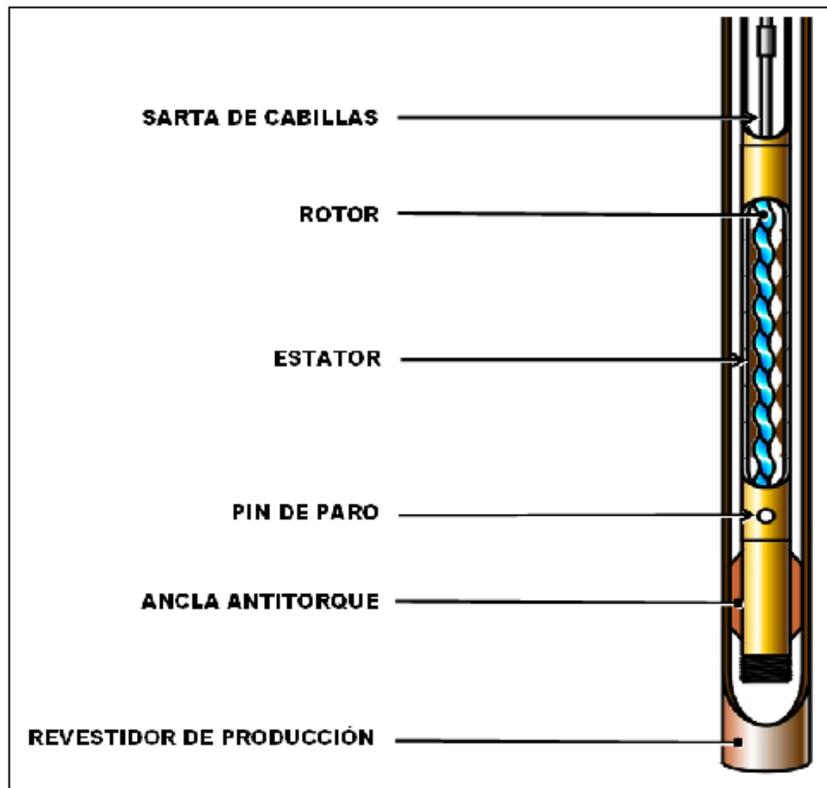


Figura1.2. Equipamiento de subsuelo del sistema BCP.

Fuente: Batista, 2010.

1.5.2.2. Bombeo mecánico.

El sistema bombeo mecánico (BM) es el método de levantamiento artificial más usado en el país. 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.

Este sistema se divide en dos partes:

- Equipamiento de superficie.
- Equipamiento de fondo.

Equipamientos de superficies.

Los componentes principales del equipamiento de superficie son:

- 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.

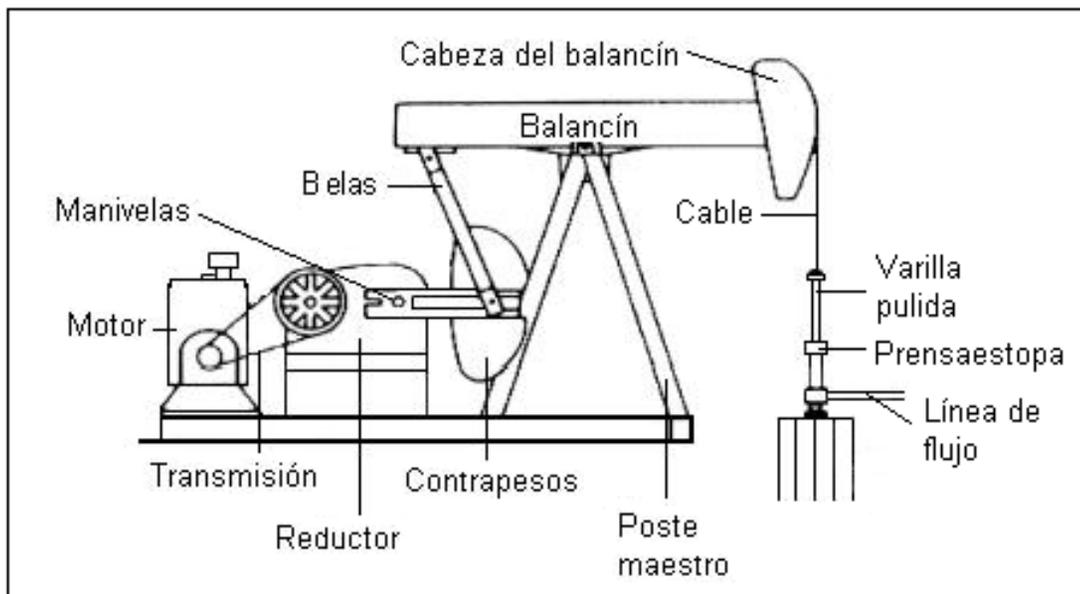


Figura 1.3. Equipamiento de superficie del sistema de BM.

Fuente: Batista, 2010.

Equipamiento de fondo.

Sus principales componentes son:

- 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 el 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.

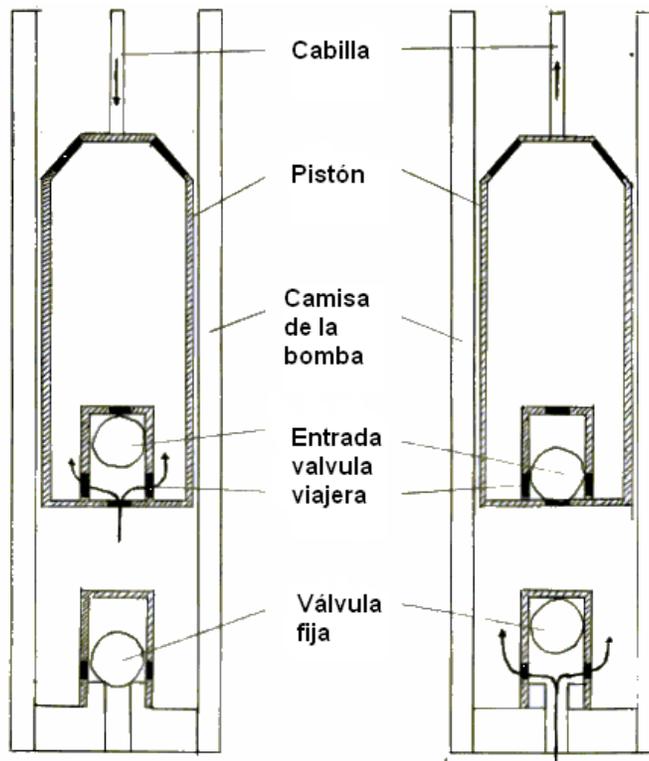


Figura 1.4. Componentes de la bomba de profundidad.

Fuente: Batista, 2010.

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.

1.6. 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.

$$E_{fic} = \frac{Q_r}{Q_t} \quad (1.8)$$

Donde:

Efic: Eficiencia de bombeo (%)

Q_r: Caudal real de fluido (m³/día).

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

$$Q_t = 1440 * F * S * N \quad (1.9)$$

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.

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

1.7. 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.

1.8. Curva de afluencia al pozo.

Crear una curva de Relaciones de índice de productividad o IPR (por sus siglas en inglés) requiere de 4 datos de información: presión del reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de fluido y presión del punto de burbuja. Este último dato es normalmente la presión del reservorio en los depósitos saturados con una cierta cantidad de años de explotación. El caudal de fluido se obtiene de una prueba de pozo. La presión del depósito estática y la de fondo pueden adquirirse con los niveles de fluido.

El ingeniero 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.

Reservorio saturado $P_r \leq P_b$

Reservorios subsaturados $P_r \geq P_b$

P_r -----Presión del reservorio

P_b -----Presión de burbuja o ebullición

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

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

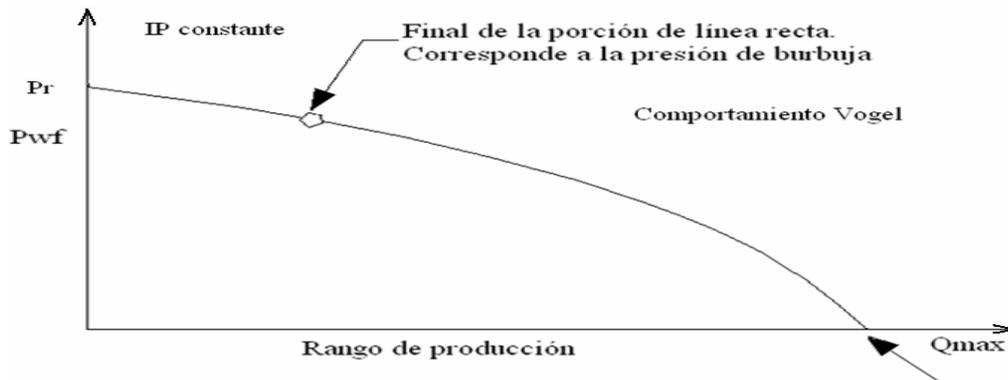


Figura 1.5. Curva de afluencia o IPR.

Fuente: Batista, 2010.

Sobre el punto de burbuja, el índice de productividad IP puede calcularse por la ecuación siguiente;

$$IP = \frac{Q}{(P_e - P_{wf})} \quad (1.10)$$

Donde:

IP: Índice de Productividad, ($m^3/día * psi$).

Q: Caudal, ($m^3/día$).

Pe: Presión Estática, (**psi**).

Pwf: Presión de Fondo Fluyente, (**psi**).

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

$$IP = \frac{q}{(P_R - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.11)$$

Donde:

IP: Índice de Productividad, ($m^3/día * psi$).

Q: Caudal, ($m^3/día$).

Pb: Presión de burbuja, (**psi**).

Pwf: Presión de Fondo Fluyente, (psi).

Pr: Presión, (psi).

Conclusiones parciales del capítulo.

1. Cada yacimiento tiene sus características particulares así como la geología de cada zona del país es diferente a las demás.
2. Los métodos de explotación de pozos de petróleo: por surgencia natural y de elevación artificial poseen características que son referentes teóricos a la hora de analizar y proponer un método más recomendable de extracción de petróleo.
3. Los parámetros de producción y explotación, como Relación gas –petróleo (RGP), Porcentaje de agua en petróleo (BSW), Índice de productividad (IPR), Eficiencia de bombeo y Caudal de fluido (Qf), son un punto importante a la hora de estudiar un pozo.

CAPÍTULO 2. MARCO METODOLÓGICO.

2.1 Tipo de Investigación.

La investigación que se realizó fue de tipo descriptiva con rangos de explicativa y de campo, debido que el enfoque describe y evalúa el comportamiento de los pozos con los diferentes parámetros que intervienen en la explotación más racional de los mismos. De campo, porque la información y los datos fueron recolectados en el medio de estudio, donde tuvo lugar el trabajo. Se utilizó el material suministrado por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento para completar la información.

2.2 Nivel de Investigación.

En función de las características de la investigación se realizó un estudio de carácter descriptivo y explicativo. El mismo estuvo dirigido a determinar el comportamiento de los parámetros de mayor influencia en la explotación más racional de la producción de los pozos pertenecientes al CC-10 del yacimiento Varadero, donde se determinó el conjunto de pozos que tuvieran posibilidades reales de explotar más racionalmente su producción. Por cuanto se dispuso de información para analizar y tener un enfoque amplio de la situación.

2.3. Caracterización del Centro Colector # 10.

El Centro Colector # 10, está ubicado en el bloque noroeste del Yacimiento Varadero, a 200m de la autopista Varadero-Matanzas. Se sitúa aproximadamente a 600 m al noroeste del puente de cadenas del Hotel Oasis, al norte del antiguo aeropuerto de Varadero, al sureste se encuentra el Centro Colector 9 y al oeste el poblado de Santa Marta. Ocupa un área aproximada de 5000m² incluyendo el área de los pozos que pertenecen al mismo. El Centro fue construido en el año 1989 debido al desarrollo de la producción de petróleo en esta zona y como parte de la política de la empresa de hacer un sistema hermético de recolección del petróleo.

El Centro para su producción, cuenta con un total de 50 pozos distribuidos de la siguiente forma: (ver Figura. 2.1).

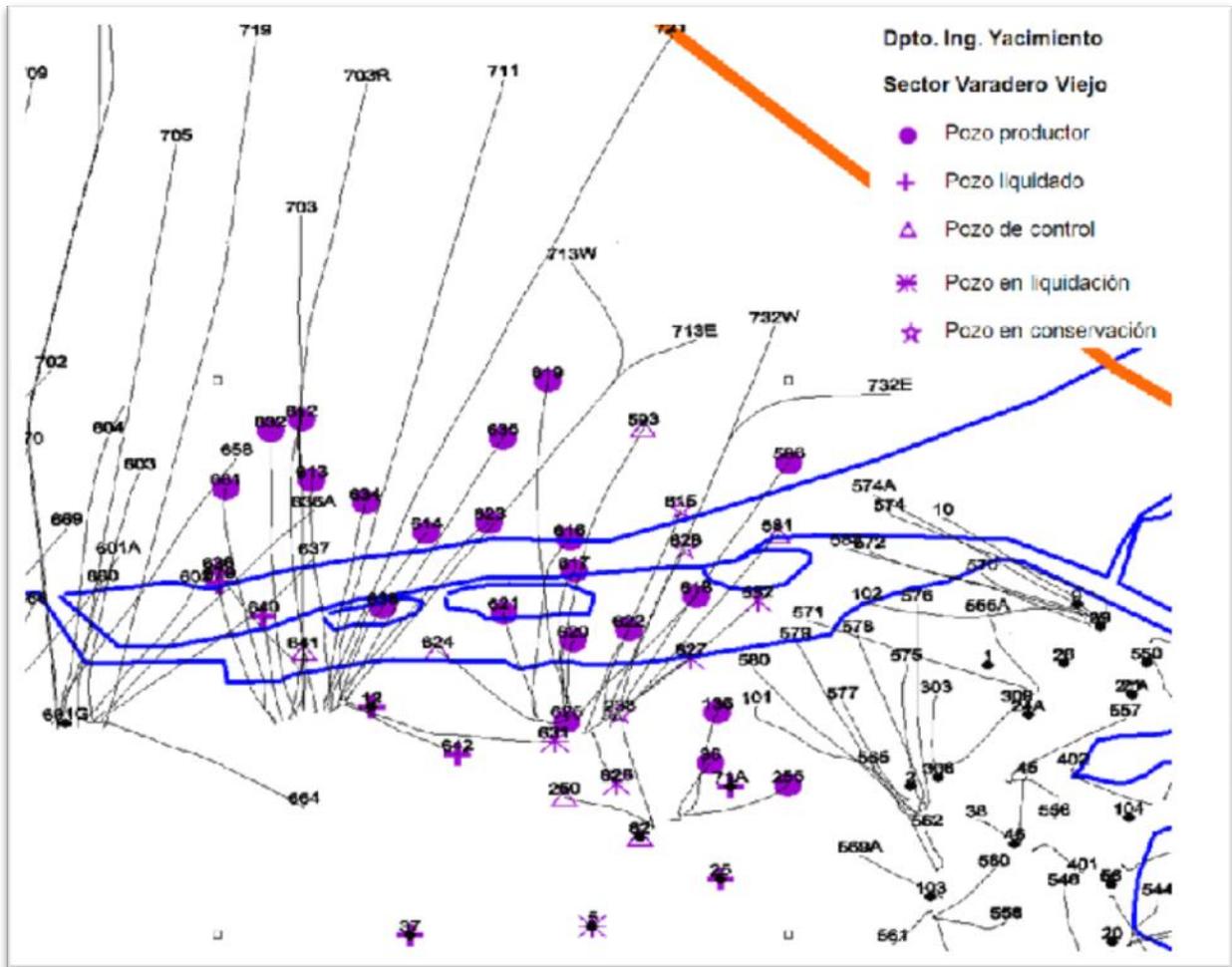


Figura. 2.1. Pozos pertenecientes al CC-10.

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

Del total de pozos existentes se encuentran 23 en producción, 7 en conservación, 9 de control y 11 liquidados.

El crudo extraído de los pozos llega al colector de producción a través de las válvulas correspondientes, pasa al Separador Horizontal de Total (SHT), donde tiene lugar la separación efectiva del gas y el petróleo. El petróleo parcialmente desgasificado pasa al Separador Horizontal de Reservas (SHR) por diferencia de presión y de ahí a las bombas encargadas de transportarlo hacia la Estación de Rebombeo del Oeste, desde donde se bombeará hacia la Planta de Procesamiento de Crudo, para su tratamiento. Los gases producto de la separación, son enviados por gasoducto hacia ENERGAS para la producción de energía eléctrica y la obtención de subproductos como azufre, nafta y otros, en casos puntuales lo pasan al *flare* para su combustión.

Este sistema de recolección, transportación del crudo y el gas a través de oleoductos y gasoductos, es hermético por lo que minimiza el escape de gas a la atmósfera y las posibles afectaciones al medio ambiente.

El CC-10 tiene como misión y visión las siguientes:

Misión: Operar y controlar el proceso productivo de las instalaciones garantizando la Extracción, tratamiento y transportación de los Hidrocarburos.

Visión: Garantizar el cumplimiento de los planes de producción para cumplir con las medidas de seguridad industrial y el cuidado del Medio Ambiente además de la constante preparación de su personal.

2.3.1. Características del petróleo existente en la zona de estudio.

- Grado API (desde 9 ° hasta 12 °)
- Alta viscosidad (desde 1800 cp hasta 20000cp) en superficie.
- Alta relación gas–petróleo (promedio 1500 m³ gas/ m³ petróleo) y en algunos casos entre 3000 y 5000 m³ gas/ m³ petróleo, lo cual obliga en muchos casos a la inyección de fluidos diluentes y colocación de *Packer* para eliminar zonas gasíferas.
- Alto contenido de azufre en el crudo (hasta un 4%)
- Alto contenido de H₂S (hasta un 7%)

2.3.2. Características geológicas de la región.

Los depósitos petroleros de la región de Varadero y en general de toda la provincia petrolera norte del país están constituidos por estructuras en forma de pliegues fuertemente falladas, sirviéndole como sello arcillas y calizas no permeables.

Estos yacimientos comprenden múltiples pliegues apilados unos con otros debido a la cantidad de movimientos tectónicos que los han afectado, lo cual provoca el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre las más jóvenes.

Cada uno de ellos, fue fallado y sobrecorrido con una dirección predominante Sur-Norte, que a su vez formó un fuerte sistema compresivo que favoreció la acumulación de hidrocarburos. (González, 2011).

2.3.2.1. Característica geológica de la región (Yacimiento Varadero, Centro Colector #10)

Se presenta una geología caracterizada por estructura de *napes*, complicadas por fallas y plegamientos que favorecen la concentración de hidrocarburos.

Dentro del área de referencia existen diferentes unidades tectónicas estratigráficas (UTE) como resultado de los sobrecorrimientos, siendo la UTE Placetas la de mayor importancia, pues esta ha sido atravesada por casi todos los pozos perforados en dicho entorno. (Rizo, 2007).

2.3.2.2. Descripción estratigráfica de la UTE Placetas.

El yacimiento Varadero tiene espesores de roca sedimentarias pertenecientes a la UTE Placetas caracterizada por las siguientes formaciones: (Rizo, 2007).

- **Formación Constancia. Jurásico Superior Oxfordiando-Kimmeridgiano(J^{ox-k})**

Predominan areniscas cuarcíferas, arcósicas, con armazón de componentes siliciclástico y calcáreos.

- **Formación Cifuentes. Jurásico Superior Kimmeridgiano – Tithoniano(J^{k-t})**

Predominan los carbonatos cristalinos de coloración amarilla clara y blanca, con muy buena fracturación.

- **Formación Ronda Jurásico Superior Tithoniano Superior-Cretácico Inferior Vlanginiano($J^{t3}K_1^v$)**

Está formada por calizas con grado de recristalización y algo menos arcillosas

- **Formación Jobosí .Cretácico Inferior Vlanginiano K_1^v**

Se constituye por calizas arenosas micáceas y cuarcitasesquitosas con cemento fino.

- **Formación Morena. Cretácico Inferior Hauteriviano-Barremiano(K_1^{h-br})**

La forma Carbonatos representados por calizas cremas, arcillosas muy impregnadas de bitumen, con un grado de recristalización variable.

- **Formación Santa Teresa. Cretácico Inferior Aptiano-Albiano(K_1^{a-al})**

Prevalecen Rocas silíceas-arcillosas radioláricas y silicitas

- **Formación Carmita. Cretácico Superior Cenomaniano-Turoniano (K^{c-t})**

Predominan fragmentos de calizas de diversas tonalidades mostrándose a menudo facturaciones en ellas.

- **Formación Amaro. Cretácico Superior Campaniano- Maestriano-(K^{c-m})**

Presenta brechas, conglomerados poliméticos y fragmentos que incluyen biomicritas radioláricas.

- **Formación Rodrigo. Cretácico Superior Campaniano- Maestriano-(K^{c-m})**

Caracterizada por secuencias de biomicritas y calcilutitas gris laminada con material carbonatado.

- **Formación Vega Alta. Paleoceno-Eoceno Inferior (P_g-E)**

Constituye el sello regional de los depósitos de la UTE Placetas.

2.3.2.3. Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación en la zona de estudio.

Al examinar muestras de pequeñas rocas de acumulación, se pueden observar diferencias en las propiedades físicas de las rocas de gran interés. Las características fundamentales en una roca reservorio, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento son: porosidad, permeabilidad específica, saturación y elasticidad. (Trujillo, 2007).

Porosidad.

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes y todas las operaciones de recuperación se basan en la determinación de su valor. La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el mineral de esta. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha porosidad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena. (Trujillo, 2007).

Tipos de porosidad:

Existen dos tipos de porosidad.

1. **Porosidad Absoluta:** Es el porcentaje del espacio total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no, o sea es el volumen total de todos los poros que

posee la roca. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

2. **Porosidad efectiva:** Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca, es una indicación de la conductividad a los fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

Elasticidad.

Las propiedades mecánicas más importantes de las rocas, que deben tomarse en cuenta son: la elasticidad, compresibilidad, fuerza de tensión, naturaleza de la formación residual y la plasticidad. Estas propiedades mecánicas de las rocas influyen en gran número de procesos que toman lugar en el estrato petrolífero durante la explotación de un yacimiento.

Las propiedades elásticas que se efectúa al elevar la presión, puede servir como uno de los agentes principales que mueven el petróleo hacia los pozos. (Trujillo, 2007).

Saturación.

Los métodos para determinar la saturación de fluido en los yacimientos, consiste en analizar los núcleos del yacimiento en su contenido de petróleo y agua. La saturación de agua se obtiene al restar la unidad de la suma de las saturaciones de petróleo y agua. (Trujillo, 2007).

Métodos para determinar la saturación de fluidos:

- Método de temperatura crítica de la disolución.
- Método de trituración
- Método de cloruro.

Permeabilidad.

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad que la roca posee o los fluidos, o la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de poros interconectados. (Trujillo, 2007).

Tipos de permeabilidad:

- **Permeabilidad absoluta:** Está definida como la permeabilidad de un medio poroso cuando alguna fase singular se está moviendo a través de él. El factor permeabilidad absoluta depende de solamente de las propiedades físicas de las rocas.

- **Permeabilidad efectiva:** Está definida como la permeabilidad de una roca para un fluido dado cuando un fluido multifásico está presente o se está moviendo a través de los poros. La permeabilidad efectiva no depende de las propiedades físicas de las rocas solamente, sino de la extensión de su saturación con el petróleo, el gas y el agua y de sus propiedades físico- químicas.
- **Permeabilidad relativa:** Es la razón entre la permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva de un medio poroso.

2.4. Población.

La población de la investigación estuvo representada por el yacimiento Varadero, dentro del mismo los pozos que se ubican en el área que tributan al Centro colector # 10 de la Empresa de Extracción y Perforación del Centro.

Tabla 2.1. Muestra de los Pozos en Estudios.

Pozos	Años de explotación
A1	30
A2	30
A5	21
B2	26
B3	25
B6	28
B9	21
C0	22
C2	24
C5	24
C8	24
D1	15
D3	15

2.5. Procesamiento metodológico.

En este epígrafe se definen y describen las etapas en que se dividió la investigación para dar cumplimiento al objetivo trazado, así como el análisis estadístico para la validación de los resultados.

Etapas 1

En esta etapa inicial se recopilaron y agruparon los datos de los 13 pozos seleccionados que permitirán evaluar el comportamiento de los mismos, calcular los indicadores y establecer criterios que permitan seleccionar los pozos con posibilidad de una explotación más racional.

Las actividades realizadas para dar cumplimiento a esta etapa fueron las siguientes:

- Recopilación de los datos de las unidades de bombeo, parámetros de operación de las bombas, y datos de producción y del yacimiento de los 13 pozos seleccionados; estos datos fueron obtenidos durante un año con una frecuencia de medición mensual, con el objetivo de realizar el análisis estadístico de cada uno de los siguientes parámetros: caudal de fluido (Q_f), porcentaje de agua y sólido (BSW), relación gas-petróleo (RGP). (ver anexo 1 y 2).
- Recopilación de los datos de los niveles en los pozos.
- Cálculo de la depresión de trabajo mediante la ecuación 2.1.
- Cálculo de la eficiencia de bombeo (E_{fic}) actual mediante la ecuación 2.2. Ver resultados en el Anexo 3.
- Cálculo del índice de productividad (IP) mediante la ecuación 2.5, correspondiente a un reservorio cuya presión está por debajo de la presión de burbuja (reservorio saturado).
- Análisis de los valores de caudal de fluido, presión de capa, presión de fondo e índice de productividad para ver el potencial productivo de cada pozo.

Etapas 2

En esta etapa se seleccionaron los pozos con posibilidad de una explotación más racional y se realizaron 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 depresión de trabajo, eficiencia de bombeo y el índice de productividad, los cuales permiten la evaluación del comportamiento de los mismos.

- Selección de los pozos con posibilidades de una explotación más racional.
- Proposición de variantes para una explotación más racional.

2.6. Condiciones de los pozos para una explotación más racional.

Como se mencionó anteriormente para poder seleccionar cuales pozos se pueden explotar más racionalmente se tendrá en cuenta el comportamiento de los datos o parámetros de producción (Q_f , BSW, RGP), niveles de fluido, depresiones de trabajo, la eficiencia de bombeo, el índice de productividad. (Ver anexo 1, 2 y 3).

Es preciso señalar que el análisis se le realizó a los pozos antes mencionados por contar con los valores actualizados de presión de capa y de fondo, parámetro importante para el cálculo del IP.

Es conveniente explicar donde se encuentran los contactos agua petróleo (CAP) y gas petróleo (CGP) en la zona de estudio; el CAP se encuentra aproximadamente entre 1600 m y 1900 m dependiendo de la zona del yacimiento (Norte o Sur). El CGP se encuentra aproximadamente en 1400 m como promedio, también varía en algunos casos por el área del yacimiento donde se encuentren los pozos (cúpula o flancos). (Curiel, 2003), (González, 2011), (Valdés, 2011).

2.6.1. Medidas para analizar los parámetros de producción.

Caudal de fluido (Q_f).

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 ($m^3/día$). En caso de los pozos seleccionados el fluido extraído es multifásico ya que está compuesto por agua, gas y petróleo, por lo que para analizar el comportamiento de la producción de los pozos en base al caudal de fluido hay que tener en cuenta el BSW para saber el caudal de petróleo. Se consideran de aceptables las producciones que estén por encima de los 9 metros cúbicos diario, de acuerdo al tiempo de explotación que tienen los mismos. (Neninger, 2010).

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 indicar que la depresión de trabajo (entre la presión de capa y la presión de fondo) está cercana a la depresión de trabajo crítica recomendada para el pozo lo cual puede provocar la no deseada conificación del acuífero, lo que generalmente deriva en la pérdida y abandono del pozo.

En los informes anuales se entrega seccionado o diferenciado los pozos según el comportamiento de la inundación

Tabla 2.2. Rango de clasificación del comportamiento de la inundación.

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

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

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

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, al llevar un estricto control de la depresión de trabajo.

Para la selección de los pozos para una explotación más racional se tomó como valor aceptable un BSW de hasta un 50%.

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 los 13 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. 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.

La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente: (Díaz, 2007), (Trujillo, 2007).

Tabla 2.3. Rango de explotación para la RGP en los pozos.

Rango de RGP (m³gas/m³petróleo)	Clasificación
<50	Pozos en condiciones de explotación
50-100	
100-500	
500-1000	
1000-2000	
2000-3000	Pozos en observación
3000-10000	Su explotación la decide el Departamento de Ingeniería de Yacimiento
10000-50000	
>50000	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

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 se tomó como valor aceptable una RGP de hasta 2000 m³gas/m³petróleo, los pozos con valor de RGP mayor se tendrán en cuenta, salvo algunas excepciones autorizadas por yacimiento.

2.6.2. Parámetros para el análisis de la depresión, eficiencia de trabajo e índice de productividad.

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 Yacimiento es de 25 atm aproximadamente aunque tiene variaciones en diferentes puntos del yacimiento, el mismo se calcula por la ecuación 2.1.

$$\text{Depr} = P_c/P_f \quad (2.1)$$

Eficiencia del bombeo (Efic).

La eficiencia del sistema de bombeo permite conocer cuánto fluido se deja de bombear pues no es más 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.

La clasificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente: (Martínes, 2007).

Tabla 2.4. Rango de clasificación de la eficiencia del bombeo.

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

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

Se tomarán en cuenta para explotar más racionalmente los pozos con eficiencia clasificada de media y baja.

$$E_f = \frac{Q_r}{Q_t} \quad (2.2)$$

$$Q_t = 1440 * F * S * N \quad (2.3)$$

$$F = (D^2 * 3,14) / 4 \quad (2.4)$$

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

S : Longitud de recorrido del pistón. (m)

N : Número de golpes por minuto. (Golpes / min.)

Índice de productividad.

Este es un parámetro muy importante a la hora de seleccionar un pozo para explotar más racionalmente 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, ver ecuación.(2.5). La calificación del funcionamiento de un pozo de acuerdo al valor de este parámetro definida por la empresa es la siguiente. (Rizo, 2007), (González, 2007).

Tabla 2.5. Rango de clasificación del IP.

Malo	Regular	Bueno
$IP \leq 1,17$	$1,17 < IP \leq 3,51$	$IP > 3,51$

Fuente: Departamento de Ingeniería de Yacimiento de la EPEPC.

Se tomarán en cuenta para explotar más racionalmente los pozos con un índice de productividad mayor de 0.40 m³/día/atm.

$$IP = \frac{q}{(P_R - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (2.5)$$

IP = Índice de productividad, BBPD/Lpc.

Q = Tasa de producción en un momento dado, BBPD.

Pr = Presión del reservorio

Pwf = Presión de fondo fluyente, Lpc

Pb = Presión de burbuja o ebullición

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En el siguiente capítulo se seleccionan los pozos con condiciones para una explotación más racional a partir de los criterios de selección establecidos y se realizan las propuestas de medidas aplicables a estos pozos.

3.1. Comportamiento de los parámetros fundamentales de los pozos.

Como se mencionó en el capítulo anterior, para realizar la selección se tendrá en cuenta el comportamiento de los parámetros Caudal de fluido (Q_f), Porcentaje agua en petróleo (BSW), Relación gas-petróleo (RGP), Depresión, Eficiencia e Índice de productividad (IP). Un resumen de los principales criterios de selección se muestra a continuación.

Tabla 3.1. Criterios de selección.

Parámetros	Criterio
BSW	<50%
RGP	<2000 m ³ gas/m ³ petróleo
Eficiencia de bombeo	>60%
IP	≥0.40 m ³ /día/atm
Qf	Qf<50% de Qf máximo
Depresión de trabajo	< 25 atm

También se tendrán en cuenta los niveles de los pozos. (Ver en anexo 1).

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

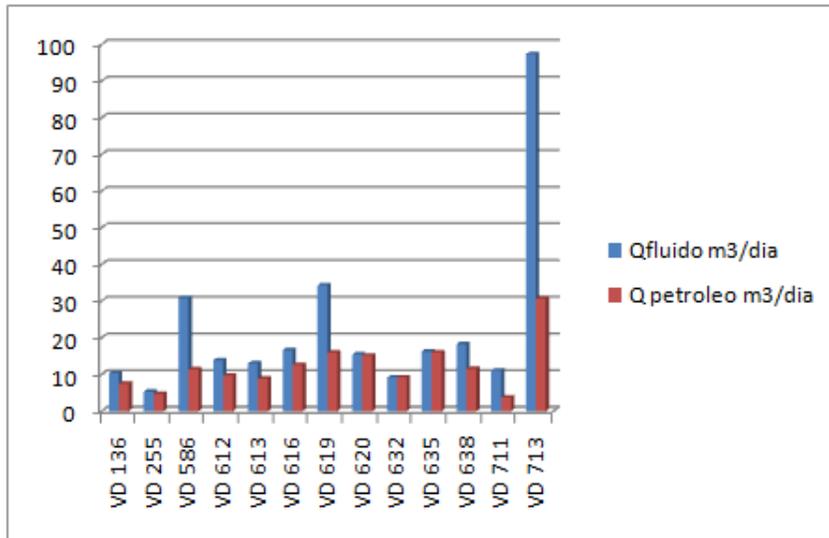


Gráfico 3.1: Caudal de fluido y petróleo.

Como se puede observar 11 de los 13 pozos estudiados tienen entrega de fluido por encima de $10 \text{ m}^3/\text{día}$ aceptable para el periodo de explotación de ellos; 7 entregan más de $10 \text{ m}^3/\text{día}$ de petróleo. Estos pozos tienen más de 20 años de explotación, solo dos tienen 15 años, el D1 y el D3, debido a que es un yacimiento saturado se consideran los caudales de fluido de aceptables. Los pozos de mejor comportamiento en la entrega de petróleo son el C5 y el D3.

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

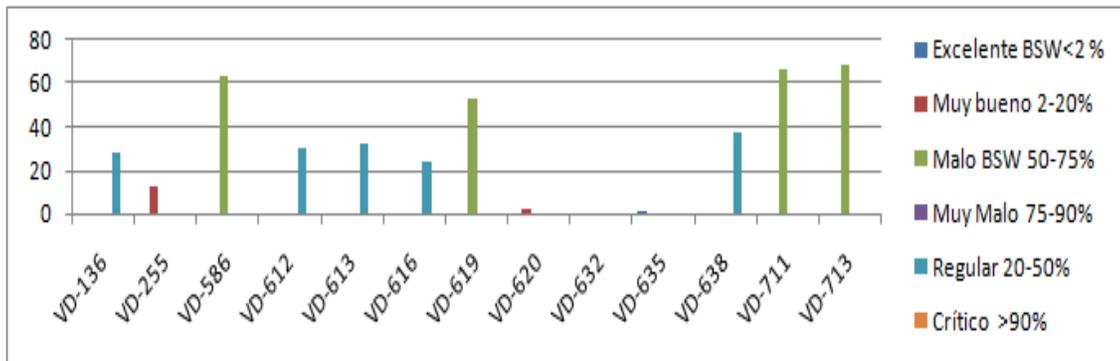


Gráfico 3.2: Comportamiento del BSW.

Hay dos pozos cuyo BSW se clasifican de excelente, hay dos que se clasifican como muy buenos, cinco regulares y cuatro malos. Destacar los pozos C2 y C5 que su BSW es de 0% y 1.2% respectivamente, también se puede observar que los pozos D1 y D3 tienen valores elevados de BSW.

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

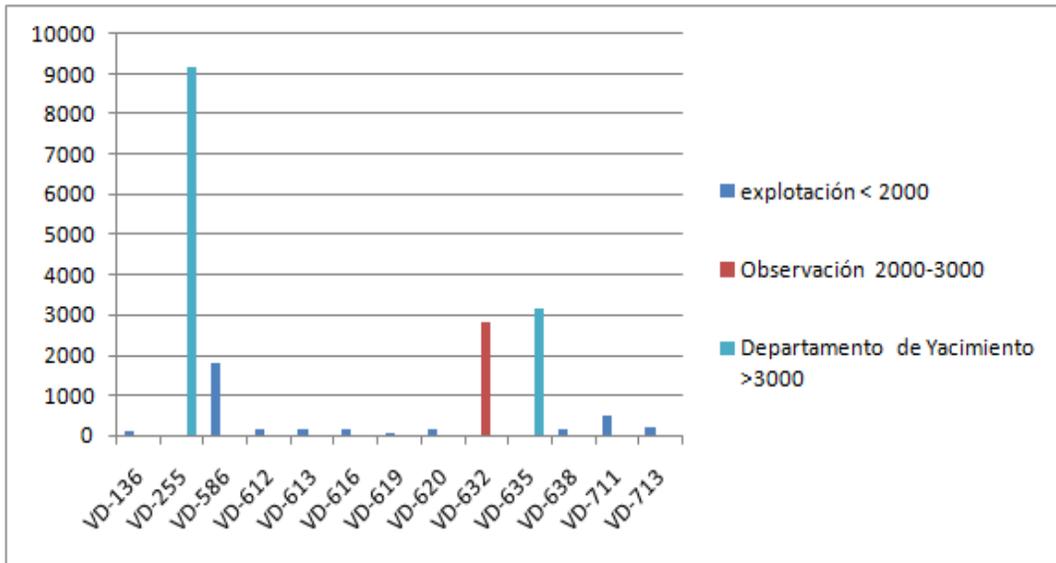


Gráfico 3.3: Comportamiento de la RGP.

Se observa que diez pozos están en buen estado para la explotación, un pozo en observación y dos pozos que su explotación la decide el Departamento de Ingeniería de Yacimiento. Es necesario señalar que el A2 tiene alta RGP pero el Departamento de Ingeniería de Yacimiento lo mantiene produciendo controladamente.

Posteriormente se analizará el comportamiento de los demás parámetros para tener una mejor evaluación de los mismos pues el análisis anterior por sí solo no constituye criterio suficiente.

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

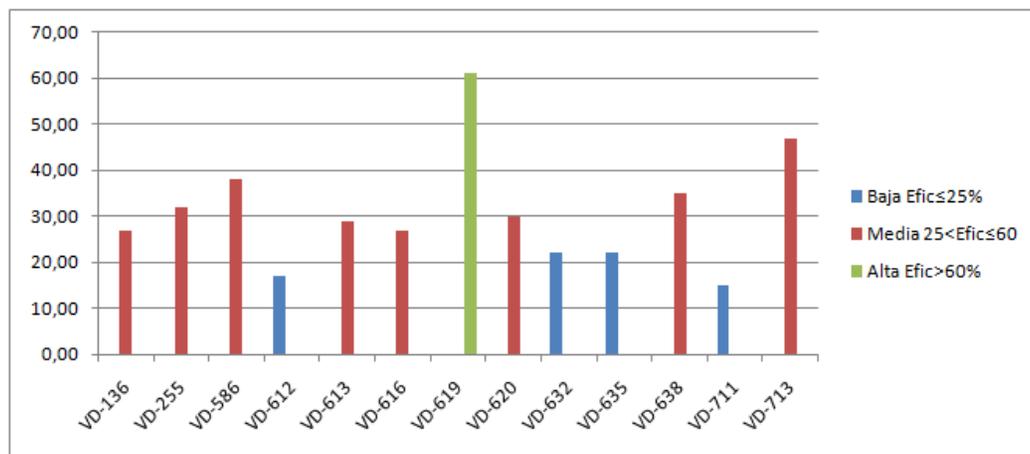


Gráfico 3.4: Comportamiento de la eficiencia.

Se puede observar que los valores de eficiencia son en general bajos, asociado en la mayoría de los casos a los bajos caudales de fluido que entregan los pozos. Cuatro pozos poseen valores bajos de eficiencia, ocho tienen valores medio de eficiencia y solo uno tiene valor alto.

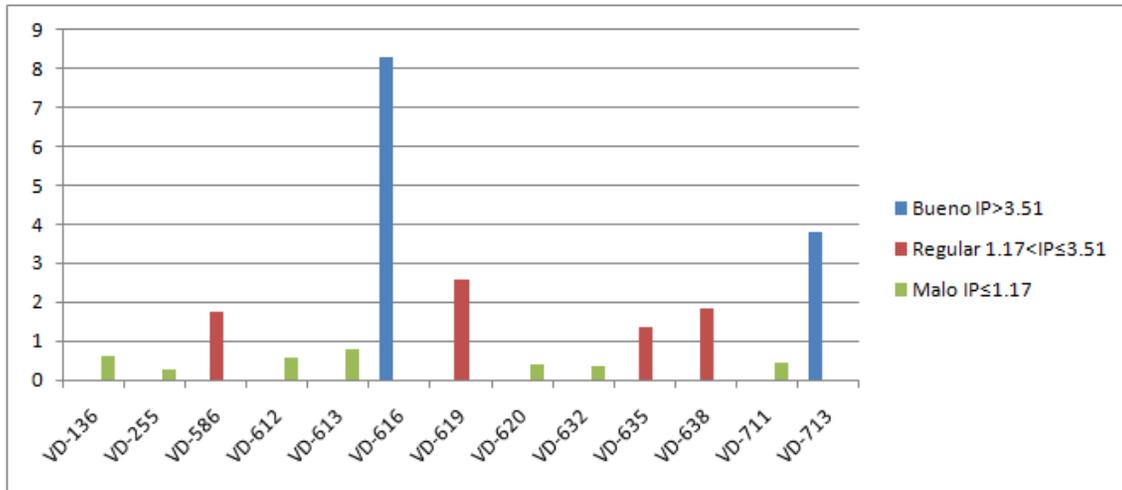


Gráfico 3.5: Comportamiento del índice de productividad.

Según el criterio establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento se puede apreciar que hay dos pozos con el IP bueno, cuatro pozos regular y siete pozos con el IP malo, teniendo como causa fundamental ser un yacimiento saturado y estar al límite de las depresiones de trabajo.

Por último se muestran los resultados de los cálculos realizados para el caudal de fluido correspondiente de cada pozo. Ver el anexo 2.

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

✓ Pozo A1.

El pozo según su acumulado histórico en cuanto a petróleo y gas respectivamente muestra en una medida el alto grado de drenaje del área. El pozo tiene una producción diaria de 10.35 m³/día de fluido con RGP de 113 m³gas/m³petróleo la cual se encuentra en los rangos de explotación, su BSW es de 28% mostrándose regular según el rango establecido.

Tiene una estación de bombeo de tipo *Ampscot-456* de 12 Tn la misma tiene una eficiencia de 27 % la cual es media. Contiene una bomba inglesa de 63.5 mm anclada a 1564.74m con una profundidad final de 1752m y con tres intervalos punzados dentro de la zona (1752-1505m).

El índice de productividad es de 0.63 m³/día/atm el cual se considera malo, el flujo máximo a entregar es de 30.61 m³/día en condiciones de Pf=0. El pozo trabaja con una depresión de 18 atm siempre que esté dentro de los parámetros.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo tiene un BSW regular, un RGP sobre los parámetros de explotación, por lo que se determinó que es recomendable continuar su explotación en las condiciones actuales teniendo en cuenta que es un pozo con 30 años de explotación y se encuentra estable.

✓ **Pozo A2.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplio, el mismo entrega diariamente unos 5.33 m³/día de petróleo con un porcentaje de BSW muy bueno, de 12% y un RGP de 9185 m³gas/m³petróleo lo que representa un valor elevado, el cual continúa en explotación por propuesta del Departamento de Ingeniería de Yacimiento.

La depresión de trabajo del pozo es de 22 atm la que se encuentra cerca del valor predeterminado para el yacimiento. Dicho pozo cuenta con un sistema de levantamiento tipo UP7.9 - 1880 - 2624 de 7.9 Tn con una eficiencia de 33 % la cual se considera media, la bomba inglesa de 50.8 mm con anclaje de 63.5 mm, se encuentra anclada a 1564,74m y el pozo cuenta con una profundidad de 1704.45m y un intervalo de punzado de (1585m-1530m) aunque presenta un fondo artificial a 1585m.

El índice de productividad del pozo es de 0.27 m³/día/atm lo cual es malo, para un valor de $Q_{max}=15.05$ m³/día para la condición de $P_f=cero$.

Según lo analizado se puede definir que el pozo mantiene un régimen de explotación diferenciada, teniendo en cuenta su baja productividad y su alto RGP, régimen que fue propuesto por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento el cual determinó que se puede continuar su explotación en las condiciones actuales ya que su energía natural no interfiere con los demás pozos.

✓ **Pozo A5.**

El pozo según su acumulado histórico en cuanto a petróleo y gas respectivamente muestra en una medida el alto grado de drenaje del área. El pozo tiene una producción diaria de 30.83 m³/día de fluido con RGP de 1777 m³gas/m³petróleo la cual se encuentra en los rangos de explotación, su BSW es de 63%, mostrándose malo según el rango establecido, este pozo se explota con un régimen establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento.

Tiene una estación de bombeo de tipo *Ampscot* D640-305-168 de 13.9 Tn la misma tiene una eficiencia de 38 % la cual es media. Contiene una Bomba 69.9 mm THC 20-2 QPR-3556 anclada a 1748.31m con una profundidad final de 2185m y con tres intervalos punzados dentro de la zona (2178-1592m), cuenta con un nivel de 1604m.

El índice de productividad es de $1.73 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ el cual se considera regular, el flujo máximo a entregar es de $78.76 \text{ m}^3/\text{día}$ en condiciones de $P_f=0$. El pozo trabaja con una depresión cercana a la establecida para el yacimiento, el cual tiene un valor de 20 atm.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo tiene un BSW malo, un RGP sobre los parámetros de explotación pero cercana al límite, por lo que no es recomendable con más de 20 años de explotación intervenir por ahora.

✓ **Pozo B2.**

Este pozo según su acumulado histórico de petróleo y de gas respectivamente, indica un alto grado de drenaje en la zona, la producción diaria es de aproximadamente $13.82 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 29.7 %, regular dentro de los parámetros establecidos, el cual muestra una RGP de 146 m^3 de gas/ m^3 petróleo por lo que se considera apto para su explotación.

Presenta una unidad de bombeo tipo *Ampscot* D640-305-168 la cual viene con un diseño de 13.9 Tn como máxima admisible y trabaja para 9.2 Tn por lo que no presenta problemas con las cargas de trabajo, la eficiencia es de 17% lo cual es un valor aceptable.

Contiene una bomba *Queen* de 63.5 mm con sistema de anclaje inglés. La profundidad final de las perforaciones es de 2193 m con cuatro intervalos punzados entre (2190 - 1950m) y la bomba se ubica a 1383.63 m, trabaja para una depresión de 25 atm al estar en el límite del parámetro. El nivel del pozo se ubica a 879m.

El índice de productividad del pozo es de $0.55 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ el cual es malo, su $Q_{\text{max}}=18.73 \text{ m}^3/\text{día}$ para la condición de $P_f = \text{cero}$.

El pozo en su comportamiento tiene un porcentaje de BSW regular y un RGP apto para su explotación, por lo que se determino que se puede continuar su explotación en las condiciones actuales tratándose de un yacimiento saturado y teniendo una depresión al límite.

✓ **Pozo B3.**

Este pozo según su acumulado histórico de petróleo y de gas respectivamente, indica un alto grado de drenaje en la zona, la producción diaria es de aproximadamente $13.04 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 32 %, regular dentro de los parámetros establecidos, lo cual muestra una RGP de 139 m^3 de gas/ m^3 petróleo por lo que se considera apto para su explotación.

Presenta una unidad de bombeo tipo *Ampscot* D640-305-168 la cual viene con un diseño de 13.9 Tn como máxima admisible y trabaja para 10.1 Tn por lo que no presenta problemas con las cargas de trabajo, la eficiencia es de 30% lo cual es un valor medio.

Contiene una bomba 63.5 mm QPR-2531. La profundidad final de las perforaciones es de 1963 m con cuatro intervalos punzados entre (1953 - 1908m) y la bomba se ubica a 1488.82 m trabaja para una depresión de 17 atm, encontrándose estos valores dentro de parámetros establecidos. El nivel del pozo se ubica a 1036 m.

El índice de productividad del pozo es de $0.77 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ el cual es malo, su $Q_{\max}=31.96 \text{ m}^3/\text{día}$ para las condiciones antes mencionadas.

El pozo en su comportamiento tiene un porcentaje de BSW regular y un RGP apto para su explotación, por lo que es recomendable continuar su explotación en las condiciones actuales.

✓ **Pozo B6.**

Este pozo según su acumulado histórico de petróleo y de gas respectivamente, indica un alto grado de drenaje en la zona, la producción diaria es de aproximadamente $16.62 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 24 %, regular dentro de los parámetros establecidos, lo cual representa una RGP de 131 m^3 de gas/ m^3 petróleo lo que no se considera apto para su explotación.

Presenta una unidad de bombeo tipo UP-12-2.5-5500 la cual viene con un diseño de 12 Tn como máxima admisible de carga y trabaja para 5.7 Tn por lo que no presenta problemas con las cargas de trabajo, la eficiencia es de 27% lo cual es un valor aceptable.

Contiene una bomba inglesa de 63.5mm con filtro. La profundidad final de las perforaciones es de 1986.84 m con tres intervalos punzados entre (1822 - 1733m) y la bomba se ubica a 1297.98 m trabaja para una depresión de 2 atm. El nivel del pozo se ubica a 770m.

El índice de productividad del pozo es de $8.31 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$, el cual es bueno; su $Q_{\max}=309.32 \text{ m}^3/\text{día}$ para las condiciones antes mencionadas lo que se considera como un bajo potencial productivo.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo con un *packer* que ya tiene instalado no presenta problemas en la producción de gas, en cuanto al porcentaje de BSW es aceptable, por lo que se determino que se puede continuar su explotación en las condiciones actuales.

✓ **Pozo B9.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplia, su promedio de producción oscila alrededor de $34.29 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 53.5% el cual es elevado, la RGP es de 48 m^3 de gas/ m^3 petróleo lo que demuestra que la misma es baja, además cuenta con un equipamiento de subsuelo de una bomba Inglesa de 63.5mm a una profundidad 1615.95 m, el pozo tiene una profundidad final de 2360m, el nivel del mismo no se realiza por tener un *packer* instalado.

El índice de productividad es de $2.59 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ por lo que se considera un valor regular según el criterio establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento, el valor de $Q_{\text{max}}=164.08 \text{ m}^3/\text{d}$ para la condición de P_f cero apreciándose un pozo con posibilidades de incrementar su producción según este indicador, el mismo trabaja con una depresión de 14 atm por debajo de la crítica. El sistema de levantamiento opera en condiciones favorables en cuanto a la carga admisible de trabajo con un valor de 8.2 Tn y la estación *Ampscot* D640-305-168 admite hasta 13.9 Tn, la eficiencia es de 61 % siendo este un valor elevado.

El diámetro de la bomba es de 63.5mm, se encuentra anclada a 1615.95m. En este pozo se han punzado dos zonas (2360-2311 y 2300-2250) lo que evidencia una amplia zona productiva.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo con un *packer* ya instalado en estos momentos, no presenta problemas en la producción de gas, en cuanto al porcentaje elevado de BSW, es recomendable continuar su explotación manteniéndolo bajo observación y no intervenir por la presencia del *packer*.

✓ **Pozo C0.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplia, su promedio de producción es de $15.44 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 2% (muy bien), la RGP es de 140 m^3 de gas/ m^3 petróleo lo cual muestra que la misma es baja, además cuenta con un equipamiento de subsuelo de una bomba Inglesa de 50.8mm a una profundidad 1652,46 m

teniendo el pozo una profundidad final de 1770m, el nivel del mismo no se realiza por tener un *packer* instalado.

El índice de productividad es de $0.41 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ por lo que se considera un valor malo según el criterio, el valor de $Q_{\text{max}}=26.79 \text{ m}^3/\text{día}$ para la condición de P_f cero, apreciándose un pozo con posibilidades de incrementar su producción según este indicador, el mismo trabaja con una depresión de 46 atm por encima de la crítica. El sistema de levantamiento opera en condiciones favorables en cuanto a la carga admisible de trabajo con un valor de 9 Tn y la estación SK10 - 3 - 5600 admite hasta 10 Tn, la eficiencia es de 30 % siendo este un valor medio según lo estipulado por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento.

El diámetro de la bomba es de 50.8mm, se encuentra anclada a 1652,46 m. En este pozo se han punzado varias zonas entre 1751-1485m lo que representa una amplia zona productiva.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo con la instalación de un *packer* en estos momentos no presenta problemas en la producción de gas, en cuanto al porcentaje de BSW es muy bueno, por lo que se determino que se puede continuar su explotación en las condiciones actuales.

✓ **Pozo C2.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplia, su promedio de producción es de $9.17 \text{ m}^3/\text{día}$ con un BSW de 0% (muy bien), la RGP es de 2801 m^3 de gas/ m^3 petróleo y es un pozo que se encuentra en observación por este parámetro, además cuenta con un equipamiento de subsuelo de una bomba nueva 69.85 mm THC-20-2-4 a una profundidad de 1603.49 m teniendo el pozo una profundidad desconocida, El nivel del pozo se ubica a 792 m ubicándolo a 811.49 m por encima de la bomba.

El índice de productividad es de $0.35 \text{ m}^3/\text{día}/\text{atm}$ por lo que se considera un valor malo según el criterio de selección, el valor de $Q_{\text{max}}=21.59 \text{ m}^3/\text{día}$ para la condición de P_f cero, el mismo trabaja con una depresión de 30 atm por encima de la establecida. El sistema de levantamiento es una estación *Ampscot* D640-305-168 que admite hasta 13.9 Tn, la eficiencia es de 22 % siendo valor bajo según el criterio estipulado.

El diámetro de la bomba es de 69.9 mm, se encuentra anclada a 1594.38 m. En este pozo se desconoce la zona punzada.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo en estos momentos presenta problemas en la producción de gas, teniéndola elevada, en cuanto al porcentaje de BSW es muy bueno, por lo que se determinó por la calidad del petróleo, analizar su RGP para su explotación más racional.

✓ **Pozo C5.**

Este pozo según su acumulado histórico de petróleo y de gas respectivamente, indica un alto grado de drenaje en la zona, la producción diaria es de 16.25 m³/d con un BSW de 1.2 %, excelente dentro de los parámetros establecidos, con una RGP de 3178 m³ de gas/m³ petróleo por lo que se considera malo, este pozo se explota con un régimen establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento.

Presenta una unidad de bombeo tipo *Ampscot* D640-305-168 la cual viene con un diseño de 13.9 Tn como máxima admisible y trabaja para 7.9 Tn por lo que no presenta problemas con las cargas de trabajo, la eficiencia es de 22 % lo cual es un valor bajo.

Contiene una bomba *THOS S/N QPR 3858*. La profundidad final de las perforaciones es de 2030.41 m con un intervalo punzado entre (2020 – 1985 m) y la bomba se ubica a 1386.01 m, trabaja para una depresión de 13 atm, este valor es aceptable. El nivel del pozo se ubica a 9.5 m.

El índice de productividad del pozo es de 1.34 m³/día/atm el cual es regular, su $Q_{\max}=63.33$ m³/día para las condiciones antes mencionadas.

El pozo en su comportamiento tiene un porcentaje de BSW excelente y un RGP alto, al estar en observación por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento. Por la calidad de su petróleo debe analizarse el RGP para su explotación más racional.

✓ **Pozo C8.**

Este pozo según su acumulado histórico de petróleo y de gas respectivamente, indica un alto grado de drenaje en la zona, la producción diaria es de 18.27 m³/d con un BSW de 37 %, regular dentro de los parámetros establecidos, con una RGP de 121 m³ de gas/ m³ de petróleo por lo que se considera bueno para su explotación.

Presenta una unidad de bombeo tipo *Ampscot* D640-305-168 la cual viene con un diseño de 13.9 Tn como máxima admisible y trabaja para 9.6 Tn por lo que no presenta problemas con las cargas de trabajo, la eficiencia es de 35 % lo cual es un valor medio.

Contiene una bomba HF-69.9 mm. La profundidad final de la perforación es de 1761.78 m con un intervalo punzado entre (1744 – 1720 m) y la bomba se ubica a 1399.53 m. Trabaja para una depresión de 10 atm el cual se encuentra por debajo de lo establecido. El nivel del pozo se ubica a 1058 m.

El índice de productividad del pozo es de 1.83 m³/día/atm el cual es regular, su $Q_{\max}=62.93$ m³/día para las condiciones antes mencionadas.

El pozo en su comportamiento tiene un porcentaje de BSW regular y un RGP bueno, por lo que se recomienda seguir explotándose en las mismas condiciones.

✓ **Pozo D1.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplia, su promedio de producción es de 11.06 m³/día con un BSW de 66.4 % (malo), la RGP es de 495 m³ de gas/ m³ de petróleo, este pozo produce con un régimen establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento, además cuenta con un equipamiento de subsuelo de una Bomba inglesa de 44.8 mm a una profundidad de 1370.25 m teniendo el pozo una profundidad final de 3224 m, el mismo presenta un nivel de 595 m, la zona de punzado de este pozo está entre (3224 – 2628 m).

El índice de productividad es de 0.43 m³/día/atm por lo que se considera un valor malo según el criterio, el valor de $Q_{\max}=25.36$ m³/día para la condición de P_f cero, el mismo trabaja con una depresión de 29 atm por encima de la crítica. El sistema de levantamiento es una estación Universal ALX que admite hasta 13.9 Tn, la eficiencia es de 16 % siendo valor bajo según el criterio estipulado.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo en estos momentos no presenta problemas en la producción de gas ya que tiene instalado un *packer* doble para aislar esa zona, en cuanto al porcentaje de BSW es malo, pero no se recomienda intervenir el pozo, ya que se tendría que introducir mucha agua, por la construcción del mismo, y se pudiera perder.

✓ **Pozo D3.**

Dicho pozo según su acumulado histórico de producción muestra que el área de drenaje es amplio, su promedio de producción es de 97.35 m³/día con un BSW de 68.5 % (malo), la RGP es de 190 m³ de gas/ m³ de petróleo, este pozo se explota con un régimen establecido por el Departamento de Ingeniería de Yacimiento, además cuenta con un equipamiento de subsuelo de una Bomba (35-325-THOS-36--3-0) QPR S/N 4180 a una profundidad de 1537.72 m teniendo el pozo una profundidad final de 2810 m, el nivel de este pozo es de 1372 m, presenta una zona punzada entre (2806 – 2268 m).

El índice de productividad es de 3.81 m³/día/atm por lo que se considera un valor bueno según el criterio, el valor de $Q_{\max}=190.47$ m³/día para la condición de P_f cero, el mismo trabaja con una depresión de 30 atm por encima de la crítica. El sistema de levantamiento es una estación *Rotaflex* que admite hasta 13.9 Tn, la eficiencia es de 47 % siendo valor medio según el criterio estipulado.

Según lo analizado con anterioridad se puede definir que el pozo tiene buen caudal de fluido y petróleo en estos momentos, y no presenta problemas en la producción de gas, en cuanto al porcentaje de BSW es malo, por lo que se recomienda analizar dicho parámetro.

✓ **Pozos excluidos para proponerles medidas.**

Los pozos A1, B2, B3, B6, C0 y el C8 presentan un promedio de explotación alrededor de los 20 años, no obstante se observa una estabilidad en su producción por lo que el Departamento de Ingeniería de Yacimiento considera que aunque haya alguno de ellos que tienen algún parámetro fuera de lo establecido, es recomendable seguir su explotación con los parámetros actuales.

El pozo A2 es un pozo que aun cuando presenta un RGP alto, el Departamento de Ingeniería de Yacimiento estableció su explotación debido a que no repercute negativamente sobre el yacimiento, el pozo A5 por tener la RGP y el BSW al límite no es recomendable intervenirlo, el pozo B9 al tener instalado un *packer* se decidió continuar su explotación bajo una observación estricta y el pozo D1 al tener instalado un *packer* doble y una compleja construcción no se recomienda intervenir.

✓ **Pozos seleccionados para proponerles medidas.**

Los pozos C2 y C5 atendiendo al porcentaje de BSW, presenta una calidad de petróleo buena, su RGP es alta, por lo que se seleccionaron con el objetivo de mejorar este parámetro y extender su explotación. El pozo D3 por su bajo RGP y la alta productividad de Qp para esa zona que es un yacimiento saturado, y siendo este uno de los pozos más jóvenes del yacimiento es recomendable analizar su BSW con el objetivo de extender su vida útil.

3.3. Propuestas a Realizar en los Pozos Seleccionados.

Las propuestas para una explotación más racional de estos pozos están dirigidas a ejecutar medidas que mejoren la calidad de los parámetros de producción del petróleo.

➤ **Pozo C2.**

El pozo C2, distante apenas en su fondo con el B2 a unos 70-80m, pertenecientes al bloque Oasis viejo, presenta en estos momentos una situación compleja con respecto a la alta RGP con que produce, muy cercana al valor permisible para esta parte del yacimiento, razón está por la cual ha sido necesario realizar el siguiente análisis para ver las posibilidades reales que existen de ejecutar alguna medida geólogo-técnica que permita atenuar o resolver la mencionada situación.

Para ello se analizaron los registros geofísicos corridos en ambos pozos, los que correlacionan perfectamente los horizontes cortados según se puede observar en correlación geológica (ver anexo 4) sin tomar en consideración los espesores atravesados, motivado posiblemente por los ángulos con que fueron penetrados, así como los intervalos abiertos en ambos pozos, las producciones iniciales y actuales de ambos pozos, su historial de producción, BSW, RGP, etc, lo que permite llegar a las siguientes conclusiones preliminares.

El aumento progresivo de la RGP en este pozo, C2, comenzó a partir de que se realizó la ampliación en el corte superior correspondiente a la formación Cifuentes y la parte baja de Ronda, y su punzado más alto a la profundidad de 1810-1784m (1448m tvd), o sea en zona de posible casquete de gas, o alta segregación.

Aunque la parte inferior de esta ampliación es algo más baja en la distancia real en la vertical (tvd), también es alta en tvd para esta parte del yacimiento, si se tiene en cuenta que es 1898-

1888m (1522-1515m tvd), por lo que si inicialmente la RGP no fue alta, fue sin dudas porque en ese momento en la zona las extracciones no eran del orden que tienen en estos momentos.

A partir de lo anteriormente dicho, se deben aislar los intervalos superiores correspondientes a la ampliación (1898-1784m (1522-1448m tvd) con *packer*, para dejar que trabaje solamente el intervalo inferior del desnudo 2038 - 1993m (1612-1586m tvd), productor en su momento de 30.7 m³ de petróleo sin alta RGP, y dar por hecho que aún el gas no haya invadido las zonas inferiores.

Lo anterior además, parte de la idea que su más cercano vecino B2 en su momento produjo altos caudales de petróleo de una zona similar a la que se propone dejar en producción en este pozo, y aunque se inundó posteriormente por el régimen de producción a que fue expuesto el pozo una vez que *Sheritt* entro a él mejoro la calidad del fluido, el intervalo correspondiente a esta zona en el pozo B2, esta a una profundidad tvd ~ unos 150m mas alto estructuralmente (1612-1586m), por 1777-1740m, por lo que el peligro de inundación en este caso debe ser mínimo.

➤ **Pozo C5.**

En Junio 2011 se cambió la bomba del pozo B9 y en el pozo C5 se vio el efecto del agua utilizada durante los trabajos realizados por correlación (ver anexo 5), después de unos meses de producción, posterior a esta reparación en el B9, el agua disminuyó a sus niveles anteriores, mientras que el fluido disminuyó en un 35 % como promedio, aumentó además la RGP, el comportamiento de los niveles continua idéntico: nivel alto que cae brusco al cerrar al *casing* y cae más rápido al parar el pozo, incluso por debajo de la bomba, síntomas de tener una columna considerable de espuma en el *casing*.

En cada caso el agua utilizada en los trabajos en el B9, pudo haber provocado cambios en los parámetros de filtración en el área cercana al C5, que explica la caída de producción y el aumento de la RGP, en los trabajos realizados el incremento de la RGP fue mucho mayor, lo que afecta aun más la producción de petróleo.

El pozo B4 presenta una RGP alta, explicado por un problema local, pues se encuentra punzado a una posición vertical, profundidad donde es inusual estos valores altos de RGP, además que el pozo se encuentra bien cementado según muestran los registros de Calidad de cementación (CBL-VDL) (algo semejante ocurrido en el B7 pero más alejado del C5), el

aislamiento del gas en el B9 tuvo buenos resultados a pesar de presentar una cementación no de buena calidad.

El aislamiento de los 2 intervalos superiores del C5 puede conllevar a la disminución de la RGP, según comportamiento del pozo B9, aunque se debe realizar CBL-VDL en el C5 para determinar estado de la cementación y la prueba para el contacto gas- petróleo CNL-NGT.

Posteriormente ejecutar programa para aislar gas en zonas superiores, teniendo en cuenta que cualquier trabajo a realizar en el pozo se debe utilizar el menor volumen de agua, pues existe una buena comunicación con el pozo B9.

✓ **Pozo D3**

El pozo D3, perforado en el sector Oasis por la compañía canadiense *Sherritt* como pozo de desarrollo, consta de dos brazos, o sea el principal o llamado también Este y el W. Ambos fueron puestos en producción en los 90 manteniéndose activo aún después de acumular más de 100 000m³ de petróleo, lo que ha motivado que el porcentaje de BSW haya aumentado hasta alcanzar en estos momentos un valor de 68.5% con picos superiores.

Por todo lo anteriormente dicho y la observación de la correlación con otros pozos de la zona (ver anexo 6), es que se hizo este análisis como vía de encontrar una solución a dicho problema, el cual se torna realmente complejo desde el punto de vista tecnológico, pues además de tener más de un caño, el pozo cuenta con una construcción atípica que atenta contra cualquier medida de aislamiento para ambos brazos, ya que tiene hasta una determinada profundidad (1595-1949m) *liner* de 114mm y después desnudo hasta el fondo del pozo (**2590mD 1683m tvd brazo E y 2806m mD 1797m tvd para el W**).

Si se observan las profundidades finales en tvd para ambos brazos, es posible analizar que si bien en el W es cercana a los 1800m tvd, también en el principal o Este es bastante profunda, **1683m tvd**, para un área donde los ritmos de extracción han sido realmente grande, lo que indica que el contacto agua petróleo CAP debe haberse movido y en estos momentos estar muy cercano a los 1700m tvd o quizás hasta por encima de él, si se tiene en cuenta los datos de sus más cercanos vecinos, (A9,B9,A7,etc), por lo que cualquier medida encaminada a detener el avance del agua en este pozo debe estar encaminado a obstruir una buena parte del corte que actualmente se encuentra en producción para ambos brazos, es por ello que se propone realizar la siguiente medida para cuando el pozo sea inoperable por alta inundación.

Colocar un *Parker* o tapón de cemento en el punto donde se encuentra la “Y”, (2268m mD 1567m tvd), de manera que el lateral W ya no exista y solo quede en producción el principal (E), desde 2268-1950m (1567-1410m tvd), o sea unos 313m a lo largo del instrumento que equivalen a 157m tvd., intervalo de donde por su profundidad tvd no debe venir agua.

Como toda medida geólogo-técnica esta puede tener aspectos positivos y negativos, siendo los más importantes los siguientes.

Positivos.

Se realice el trabajo de aislamiento y el mismo tiene el resultado esperado (desaparece el alto % de BSW) o al menos disminuya a valores muy bajos, manteniendo los caudales actuales de QP o incluso superiores a pesar de tener menos capa productiva abierta.

Negativos.

Se abandona la parte inferior del corte productivo actual y disminuye el % de BSW, pero también la producción de QP a valores muy bajas.

Con el trabajo de aislamiento no se logra totalmente el resultado que se esperaba y el pozo continúa produciendo con altos % de BSW.

Disminuye considerablemente tanto el agua como el petróleo, pero la producción es ahora muy baja y por ello aumenta bruscamente la RGP.

El pozo solo queda dando petróleo por su caño principal, pero debido a que produce de intervalos muy altos en tvd, comienza a tener alta RGP que puede incluso llevarlo al cierre por esta causa.

Se considera que llegado el momento en que el pozo se inunde completamente, o alcance valores de 80% o más de BSW sostenido, debe aplicarse la medida geólogo-técnica aquí recomendada a pesar de los aspectos negativos que la misma pueda tener, para ver si en lo posible el pozo puede recuperarse y continuar la producción como hasta ahora.

3.4. Análisis económico de aislamiento de zonas en los pozos C2, C5 y D3.

Estos tres pozos como se puede observar en el desarrollo del trabajo, a pesar de su larga vida, tienen una producción que aunque no es alta si es significativa para la empresa y el país en

general. En este momento la producción de petróleo está acompañada de altos niveles de gas en los pozos C2, C5 y altos niveles de BSW en el pozo D3.

Para la implementación de la propuesta de mejora en estos pozos es necesario realizar una serie de actividades, utilizar una determinada cantidad de recursos, y alquilar o pedir servicios a otros, (ver Anexo 7). Es necesario mencionar las experiencias obtenidas de trabajos similares realizados en otros pozos pertenecientes a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C).

En la siguiente tabla se muestran los presupuestos utilizados para la realización de este trabajo, para los cuales la EPEP-C tiene una equivalencia entre la moneda CUC y CUP de 1 por 1.

Tabla 3.2. Presupuesto de trabajo en los pozos.

Presupuesto de trabajos en los pozos			
Trabajo	Importe Total CUP	Importe Total CUC	Total
Instalar <i>Packer</i> en Pozo C2	13 301,14	98 808,79	112 109,93
Instalar <i>Packer</i> en Pozo C5	11 311,59	98 808,79	110 120,38
Instalar <i>Packer</i> en Pozo D3	27 866,74	98 808,79	126 675,53
Costo total			348 905,84

A estos pozos también se le suma los costos de producción del petróleo el cual está actualmente en 114,8065 CUC el m³, el desglose del costo por m³ de petróleo se observa en la tabla 3.3. Este costo se multiplica por la producción de cada pozo al día y a la vez por el tiempo que estará produciendo el pozo sin tener que intervenirlo, y se obtendrá el gasto total de producción. (Ver tabla 3.4). En el primer año de explotación se tendrán en cuenta los diez días que dura realizar el trabajo más 48 horas de planificación por mantenimiento, por lo tanto serán 353 días, y en el segundo año se restaran 48 horas por cuestiones de mantenimiento, serán entonces 363 días al año.

Tabla 3.3. Subelementos de costo de producción.

Costo Total de Producción por m³	
Extracción	Costo unitario \$ por m ³
Reparación de pozos (Método de agotamiento por yacimiento)	16,4881
Trabajos de reparaciones y operaciones a pozos (Mtto)	11,2973
Energía eléctrica	3,7431
Tasa de resarcimiento	5,1141
Gastos Indirectos de Producción	11,7807
Otros gastos y servicios productivos	4,998
Total	53,4213
Recolección	Costo unitario \$ por m ³
Total	49,3638
Costo de Producción Extracción y Recolección	102,7851
Costo de distribución y venta	2,6204
Admón	9,4
Costo total de Producción	114,8065

Tabla 3.4. Costos de producción.

Pozos	Producción Petróleo / día. m³	Costo de producción CUC	Costos 1^{er} año CUC	Costos 2^{do} año CUC
C2	9,2	114,8065	372 845,59	383 407,79
C5	16,1	114,8065	652 479,78	670 963,63
D3	30,7	114,8065	1 244 169,52	1 279 415,12
Costo total de producción			2 269 494,89	2 333 786,54

En la realización de este trabajo lográndose una eficiencia del 100% en su terminación, los pozos seguirán produciendo el mismo caudal de petróleo, disminuyendo el porcentaje de RGP en los pozos C2, C5 respectivamente, y disminuyendo el porcentaje de BSW en el pozo D3. El costo total del trabajo realizado se suma al costo total de producción en el primer año, y esto da la medida de cuanto se gastara en la etapa inicial (2 618 400,73 CUC), y en el segundo año

solo se tomaran como costos los de producción (984 359,00 CUC), para un total de costos de 4 952 187,27 CUC.

El precio unitario de venta de la EPEP-Centro a Cupet es 236,1919 CUC/ m³ de petróleo. Con este valor, la producción diaria del pozo y los días de producción en el año, se obtiene el ingreso recibido en el año, (ver tabla 3.5).

Tabla 3.5. Ingreso en el año.

Pozos	Producción m³/Díaz	Precio en CUC/ m³	CUC 1^{er} año	CUC 2^{do} año
C2	9,2	236,1919	767 056,81	788 786,47
C5	16,1	236,1919	1 342 349,43	1 380 376,32
D3	30,7	236,1919	2 559 635,24	2 632 146,15
Total	56	236,1919	4 669 041,48	4 801 308,94

A partir de los ingreso y los costos de producción se determinó la ganancia obtenida, dando como ganancia en el primer año 2 399 546,59 CUC, y en el segundo año 2 467 522,4 CUC, para una ganancia total de 4 867 068,99 CUC en dos años de trabajo.

Se prevé que en 33 días podría ser capaz de recuperarse la inversión realizada en los pozos C2, C5 y D3, valor que tendrá muy poca variación afectada o no por la amortización.

CONCLUSIONES

1. La evaluación de los parámetros de producción en el fondo de pozos del Centro Colector # 10, permitió proponer medidas con las que se puede explotar más racionalmente los pozos de petróleo, lo cual corrobora la Hipótesis de trabajo.
2. Se comprobó que a partir de la evaluación de los parámetros que influyen en la calidad de la producción tales como RGP, BSW, IPR, Eficiencia de Bombeo y Qf de los pozos se pueden proponer soluciones que aumenten la calidad del petróleo y el tiempo de vida útil.
3. Se seleccionan como pozos con posibilidad de aumentar la calidad de su petróleo a C2, C5 y D3.
4. Las medidas propuestas para los pozos C2, C5 y D3 permiten que los mismos aporten por un periodo de dos años mas de explotación ganancias en el orden de 4 867 068,99 CUC.

RECOMENDACIONES

1. Poner en las unidades de bombeo los aditamentos necesarios para poder realizar dinamografías y niveles.
2. Dar seguimiento al comportamiento de los parámetros de explotación de los pozos C2, C5 y D3 una vez que se realicen los trabajos propuestos.

Simbología

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
m LI	Metros a largo del instrumento	m
tvd	Distancia real en la vertical	m
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
P _R	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
RGP	Relación gas-petróleo	m ³ gas/m ³ petróleo
Q _p	Caudal de petróleo	m ³ /día
BSW	Contenido de agua y sedimentos sólidos	%
Q _g	Caudal de gas	m ³ /día
ΔP	Depresión de trabajo	atm

BIBLIOGRAFÍA

1. **Autores, Colectivo de. 2003.** *Bombeo Mecánico. Optimización, Diagnóstico y Operación.* s.l. : ESP OIL International Training Group, 2003.
2. —. **2004.** *Interpretación de Perfiles de Producción.* s.l. : ESP OIL International Training Group, 2004.
3. **B, Bradley Howard. 1992.** *Petroleum Engineering Handbook.* Society of Petroleum Engineers. USA : s.n., 1992.
4. **Barberi, Efraín E. 1998.** *Pozo ilustrado.* Caracas : Edit. FONCIED, 1998.
5. **Batista, Yeniur Raúl Gómez. 2010.** *Propuestas de mejoras en la producción a partir de los factores geólogo-técnicos en el yacimiento Santa Cruz.* Matanzas : s.n., 2010.
6. **Castaneda, Pedro Castillo. 2011.** *Propuesta de mejora de producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo Periféricos de la EPEPC.* . Matanzas : s.n., 2011.
7. *Certificación Internacional de Operadores en Producción de Petróleo y Gas.* **Correa, Armando Cajigal. 2007.** s.l. : Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
8. **Cohen, Charles Edouard. 2013.** *Estimulación de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados.* México : Oilfield Review, 2013. Vol. Vol. 25.
9. **Correa, Armando Cajigal. 2005.** *Manual de producción de petróleo y gas.* La Habana : Centro Politécnico del Petróleo, 2005.
10. **Craft, Benjamin C. 1968.** *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.* Madrid : Editorial Tecnos, 1968.
11. **Díaz, Luis Acosta. 2007.** *Propuestas de Optimización en los pozos periféricos.* . Matanzas : s.n., 2007.
12. **Engineering, Inc. Maurer. 2000.** *Advanced Explotation Technology Manual.* Houston, Texas : West TC Jester, 2000.
13. **Ferrer, Magdalena Paris de. 2010.** *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.* Maracaibo, Venezuela : Ediciones Astro Data S.A., 2010.
14. **González, Reinier Rodríguez. 2007.** *Propuestas de optimización en los pozos con mayores posibilidades del Centro Colector # 4 .* Varadero : Centro Politécnico del Petróleo, 2007.
15. **González, Reydel Armas. 2011.** *Propuesta de mejoras en el sistema de bombeo convencional de los pozos del centro colector # 10 del yacimiento varadero oeste.* Matanzas : s.n., 2011.

16. **Kassem Abou, Jamal y colaboradores. 2005.** *Petroleum Reservoir Simulation*. s.l. : Al Ain. The United Arab Emirate, 2005.
17. **Lilian Curiel Lorenzo, Roberto A. González Castellanos, Mario Lavín. 2003.** *Metodología de la Investigación Científica para las Ciencias Técnicas*. s.l. : Universidad de Matanzas, 2003.
18. **Martínes, Frank Luís Ruano. 2007.** *Evaluación Integral del Régimen Tecnológico, Posibilidades de optimización de los pozos de los centros colectores 2 y 8* . Matanzas : s.n., 2007.
19. **Michael, Whitson H. Curtis Golan. 1996.** *Well Performace. Second Edition*. Norway : Department of Petroleum Technology and Applied Geophysics of Norwegian University of Science, 1996.
20. **Neninger, Leidimariane Hernández. 2010.** *Evaluación de la producción de los pozos de los centros colectores 9 y10 pertenecientes al yacimiento varadero*. Matanzas : s.n., 2010.
21. **Paul, Ahmed, Tarek and Mc Kinney. 2005.** *Advanced Reservoir Engineering*. USA : Gulf Profesional Publishing, 2005.
22. **Ríos, Eduardo. 2004.** *Daños a la formación y estimulaciones a pozos*. s.l. : PDVSA INTEVEP, 2004.
23. **Rivera, José S. 2004.** *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Venezuela : s.n., 2004.
24. **Rizo, Didier Rivero. 2007.** *Propuestas de optimización de los pozos productores de los Bloques 13 y 18 pertenecientes al yacimiento Varadero* . Varadero : Centro Politécnico del Potróleo, 2007.
25. **S, Carlos Bánzer. 1996.** *Correlaciones Numéricas P.V.T*. Maracaibo : s.n., 1996.
26. **Thomas, José Eduardo. 2001.** *Fundamentos de Ingeniería del Petróleo* . Brasil, Río de Janeiro : Editora Interciencia, 2001.
27. **Trujillo, Michel Mejías. 2007.** *Propuestas de Optimización de los pozos de los Centros Colectores 7 y 9* . Matanzas : s.n., 2007.
28. **Valdés, Leobel Lay. 2011.** *Propuestas de mejoras en el funcionamiento de los pozos con unidades de bombeo mecánico convencional del Ramal Este del Yacimiento Varadero* . Varadero : Centro Politécnico del Petróleo, 2011.

ANEXOS

Anexo 1: Datos de producción y yacimiento de los pozos seleccionados.

Pozo	Qf(m ³ /día)	Coefficiente de Variación	BSW (%)	Coefficiente de Variación	RGP (m ³ gas/m ³ petróleo)	Coefficiente de Variación
A1	10.35	5.10	28	4.29	113	3.41
A2	5.33	5.19	12	5.23	9185	5.29
A5	30.83	5.17	63	4.89	1777	5.29
B2	13.82	5.19	29.7	5.27	146	3.17
B3	13.04	5.19	32	5.24	139	4.19
B6	16.62	5.19	24	5.27	131	4.31
B9	34.29	5.18	53.5	5.19	48	4.41
C0	15.44	5.18	2	5.25	140	3.83
C2	9.17	5,19	0	5.29	2801	5.27
C5	16.25	5,19	1.2	5.29	3178	5.29
C8	18.27	5,18	37	5.14	121	5.23
D1	11.06	4,92	66.4	5.18	495	5.29
D3	97.35	5,02	68.5	5.13	190	4.16

Qf: Caudal de fluido real

RGP: Relación gas-petróleo

BSW: Contenido de agua y sedimentos sólidos

Anexo 2: Datos de producción y yacimiento de los pozos seleccionados.

Pozo	Qp(m³/día)	Coefficiente de Variación	Pc (atm)	Pf (atm)
A1	7.5	5.21	87	69
A2	4.7	5.29	101	79
A5	11.4	5.28	82	62
B2	9.7	5.29	61	36
B3	8.9	5.29	75	58
B6	12.6	5.28	67	65
B9	15.9	5.28	114	100
C0	15.1	5.28	119	73
C2	9.2	5.29	112	82
C5	16.1	5.28	85	72
C8	11.5	5.29	62	52
D1	3.7	5.28	105	76
D3	30.7	5.27	90	60

Qp: Caudal de petróleo

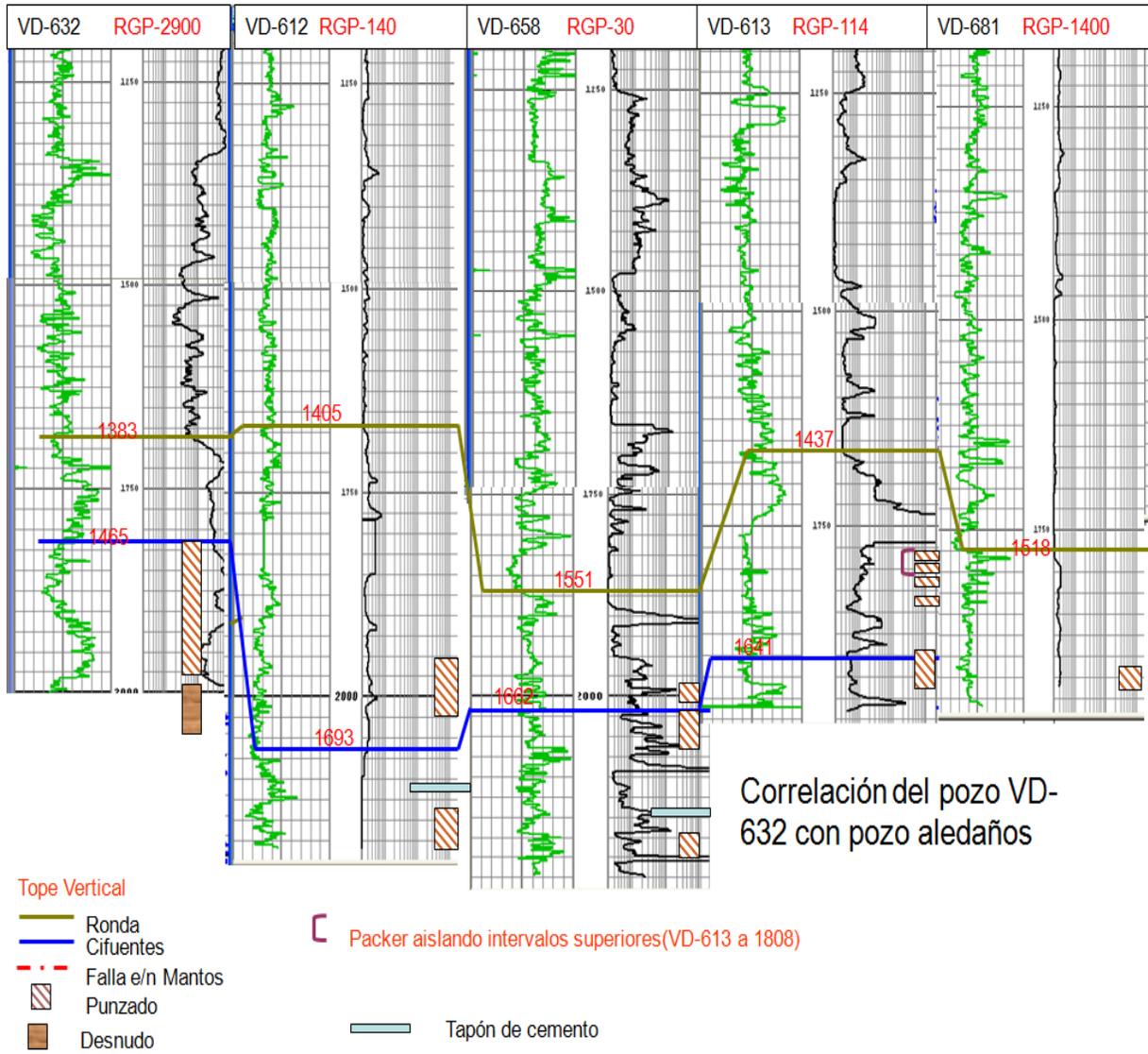
Pc: Presión estática del yacimiento o presión de capa

Pf: Presión de fondo fluyente

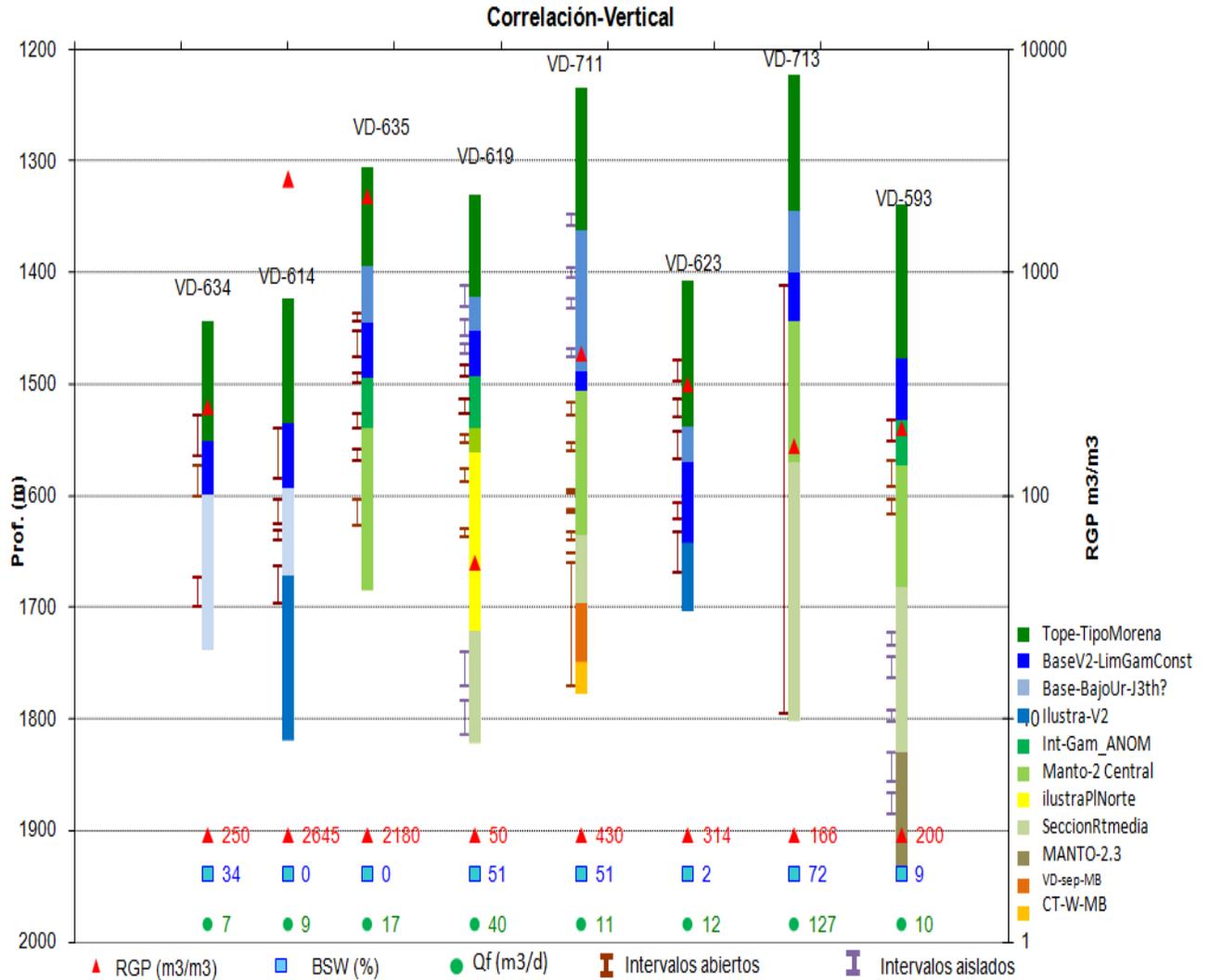
Anexo 3: Parámetros de explotación.

Pozo	IP(m ³ /día/atm)	Efic(%)	Niveles	ΔP(atm)
A1	1,96	27	-	18,00
A2	0,41	33	326	22,00
A5	7,36	38	1604	20,00
B2	0,55	17	879	25,00
B3	0,77	30	1036	17,00
B6	8,31	27	770	2,00
B9	3,14	61	-	14,00
C0	0,44	30	-	46,00
C2	0,41	22	792	30,00
C5	10,84	22	9.5	13,00
C8	1,83	35	1058	10,00
D1	0,58	16	595	29,00
D3	7,35	47	1372	30,00

Anexo 4: Correlación del pozo VD-632 con pozos aledaños.



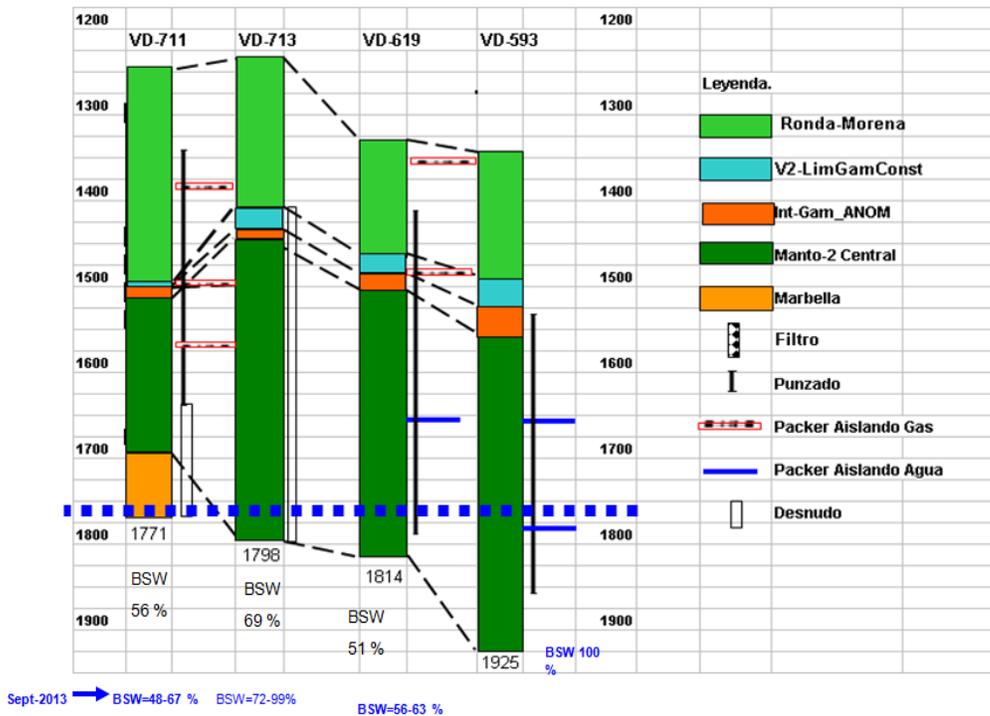
Anexo 5: Correlación del pozo VD-635 con pozos aledaños.



El agua inyectada en el VD-619 en las diferentes reparaciones en 03/2005 y 10/2011 ha llegado al VD-635 mostrando buena comunicación entre ellos

Anexo 6: Correlación del pozo VD-713 con pozos aledaños.

Correlación verticalizada VD-713 con VD-711, 619 y 593



Como se puede observar ha aumentado el BSW en el área del VD-713 el cual se encuentra produciendo de zona desnuda con riesgo de inundación.



Anexo 7: Presupuesto de trabajos en el pozo.

Presupuesto de gastos								
Descripción	Cantidad	UM	Tiempo	Precio unitario CUP	Precio unitario USD	Importe CUP	Importe USD	Total
I- Herramientas, materiales y servicios						38440	36156,3	69968,04
- Lodo						0	36156,3	18056,35
ARF	300	kg			8,3	0	2490	1245
Bicarbonato de Sodio	150	kg			1,3	0	195	97,5
Carbonato de Sodio	100	kg			1	0	100	50
GLA-125	400	lt			4,5	0	1800	900
NIF	727,4	kg			12	0	8728,8	4422,6
Oxido de Zinc	4,5	kg			175	0	787,5	393,75
Soda Cáustica	1,9	kg			50	0	95	47,5
Soda Cáustica-K	700	lt			6	0	4200	2100
XGD	1200	kg			14,8	0	17760	8800
Herramientas						38440	0	51911,69
Tubing de 3 1/2 in	1000	m		27,8		27800	0	27800
Tubos de 2 3/8 in	140	dia		10		1400	0	1400
Juego de 3 1/2 in	2	dia		500		1000	0	1000
Elevadores 3 1/2 in	1	dia		15		15	0	15
Cuñas de 3 1/2 in	1	dia		15		15	0	15
Postlock Retrievable Packer 6 5/8	1	U		8210		8210	0	21681,69
I- Servicio de Intervención						1820	46771,79	48591,79
- Equipo de Perforación Arrendado						1820	46771,79	48591,79
Movilización y desmovilización	1	dia	3		3597,83	0	10793,49	10793,49
Arquiler de equipo de perforación	1	dia	10		3597,83	0	35978,3	35978,3
Tanque de 50 m3	0	dia	0	208,56		0	0	0
Tool Master	10	hora		182		1820	0	1820
II- Logistica						0	6898,08	6898,08
Cementador AC-320 (horario diurno)	1	hora	24		2,95	0	70,8	70,8
Cementador AC-320 (horario nocturno)	1	hora	24		56,99	0	1367,76	1367,76
Cuña con pala de 30 m3 (agua industrial)	1	hora	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Cuña con pala de 30 m3 (agua industrial)	1	hora	24		36,1	0	866,4	866,4
Pala de 30 m3 (agua potable) diurno	1	hora	24		85,34	0	2048,16	2048,16
Pala de 26 m3 (agua potable) nocturno	1	hora	24		20,7	0	496,8	496,8
V- Servicio de EMSERPET						13124,8	0	5048
Servicio de alimentación (40 personas)	40	dia	13	0,84		436,8	0	168
Almuerzos	40	dia	13	2,15		1118	0	430
Meriendas	40	dia	13	1,2		624	0	240
Desayunos	40	dia	13	0,6		312	0	120
Comidas	40	dia	13	2,15		1118	0	430
Cenas	40	dia	13	2,4		1248	0	480
Servicio de alojamiento	40	dia	13	7		3640	0	1400
Lavandería	40	dia	13	7,17		3728,4	0	1434
Avituallamiento	40	dia	13	1,73		899,6	0	346
SUBTOTAL						53384,8	89826,17	130505,91
VI- Otros gastos						5338,48	8982,617	13050,591
Contingencias (10%)						5338,48	8982,617	13050,591
					IMPORTE TOTAL	58723,28	98808,787	157532,067